



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

CARACTERIZACIÓN DE ESTÍMULOS ECONÓMICOS USADOS EN EL MUNDO
QUE PUEDAN SER IMPLEMENTADOS EN COLOMBIA PARA FOMENTAR LA
INVERSIÓN EN GENERACIÓN EÓLICA

JUAN PABLO FRANCO OSORIO

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
FACULTAD DE MINAS
DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA COMPUTACIÓN Y LA DECISIÓN
MEDELLÍN
2016

CARACTERIZACIÓN DE ESTÍMULOS ECONÓMICOS USADOS EN EL
MUNDO QUE PUEDAN SER IMPLEMENTADOS EN COLOMBIA PARA
FOMENTAR LA INVERSIÓN EN GENERACIÓN EÓLICA

JUAN PABLO FRANCO OSORIO

Trabajo final para optar al título de
Magíster en Ingeniería - Sistemas Energéticos

Director

CARLOS JAIME FRANCO, PHD

Profesor Titular

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
FACULTAD DE MINAS
DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA COMPUTACIÓN Y LA DECISIÓN
MAESTRÍA EN INGENIERÍA SISTEMAS ENERGÉTICOS
MEDELLÍN
2016

A Dios, a Adelaida por ser mi soporte incondicional en la vida y a Jerónimo, nuestra nueva fuente de inspiración.

A mi familia

Agradecimientos

A Dios, por darme la fortaleza y la motivación cada día para estudiar y realizar este trabajo con dedicación.

A mi esposa Adelaida, por estar siempre apoyándome, compartiendo conmigo esta meta.

Al ingeniero Carlos Jaime Franco, quien fue el director de este trabajo, por su continua orientación y asesoría.

A ISAGEN, por brindarme apoyo incondicional a lo largo de la Maestría.

Resumen

El siguiente documento analiza el período en el cual se incrementó sustancialmente el uso de energía eólica en el mundo, así como los países que más crecieron en su capacidad instalada en ese período, tanto en el mundo como en Latinoamérica, para investigar las políticas e instrumentos utilizados por sus gobiernos para alcanzar tal crecimiento, encontrándose como instrumentos predominantes la aplicación de tarifas garantizadas (Feed In Tariffs –FITs-), subastas y aplicación de incentivos fiscales, apoyados por un marco regulatorio específico y metas de incorporación de energías renovables ambiciosas.

Asimismo, se hace una descripción del estado actual de la generación de energía eólica en Colombia, los instrumentos usados, los cuales son en su mayoría los aportados por la Ley 1715 de 2014, que incluye incentivos fiscales, creación de un fondo de financiación para proyectos de energías renovables y se trazan lineamientos para la autogeneración y la venta de excedentes en la red.

Finalmente se analizan los instrumentos de promoción internacionales que se pueden utilizar en Colombia para incrementar la penetración de la energía eólica, dentro de los cuales se encuentra la implementación de subastas con tarifas tope, tal como sucede en Brasil y creación de asociaciones entre el desarrollador y el Estado, para financiar y construir las líneas de conexión Cuestecitas-Copey 500 kV y el doble enlace Cuestecitas Colectora, necesarias para transportar la energía de proyectos eólicos localizados en la Guajira con una capacidad instalada de al menos 1.200 MW.

Palabras claves: políticas renovables, energía eólica, LCOE eólico.

Abstract

The following document analyzes the period during which the use of wind energy in the world substantially increased, and the countries that grew the most their installed capacity during such period, globally and in Latin America, allowing the analysis of the policies and mechanisms used by each government to reach the aforementioned growth, finding as the predominant mechanisms the set up of Feed-in-Tariffs (FITs), auctions and fiscal incentives, supported by a specific regulatory framework and ambitious targets for the incorporation of renewable energy sources.

Furthermore, an overview and description of the current status of wind power generation in Colombia is presented, and the mechanisms implemented, mostly those endorsed by Ley 1715, 2014, which include fiscal incentives, the creation of a financing fund for renewable energy projects and draws up guidelines for self-generation and the sale of surpluses to the electric system.

In conclusion, an analysis of international mechanisms to promote renewable energy generation that can be used in Colombia to increase the diffusion of wind energy is found in this document, among which we can find the implementation of auctions with tariffs (Brazil's scenario) and the integration of partnerships between the developer and the government, to finance and build the Cuestecitas-Copey 500 kV connection lines and the double link Cuestecitas-Colectora required to transport energy from wind projects located in Guajira with an installed capacity of at least 1.200 MW.

Key words: renewable policies, wind energy, policy comparison.

Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. ANTECEDENTES	3
2.1 La Generación Eléctrica Eólica en el Mundo	5
2.2 La Generación Eléctrica Eólica en Colombia	8
2.3 Síntesis del Capítulo	11
3. MARCO TEÓRICO.....	13
3.1 Principales Elementos a Considerar en el Negocio de la Generación Eléctrica Eólica.....	13
3.1.1 Costos de Inversión o Capital Expenditures (CAPEX)	13
3.1.2 Costos de Operación u Operational Expenditures –OPEX-:	18
3.1.3 El Factor de Capacidad y el Recurso Eólico	19
3.1.4 La Vida Útil del Aerogenerador	21
3.1.5 Estructura de Financiación	21
3.1.6 Venta de Energía.....	24
3.2 Costo Nivelado de Energía	25
3.3 Costo nivelado de energía por tecnología	26
3.4 Principales Políticas, Estímulos e Instrumentos Usados para la Incorporación de la Generación Eólica	28
3.4.1 Instrumentos para la reducción de Emisiones.....	28
3.4.2 Feed-in Tariffs (FITs) o Tarifa Garantizada	29
3.4.3 RPS o Cuotas.....	30
3.4.4 Subastas	32
3.4.5 Certificados de Energía Renovable –RECs	33
3.4.6 Contratos por Diferencias	33
3.4.7 Incentivos por Encima del Precio de Mercado	33
3.4.8 Balanceo Neto y Autoconsumo.....	34
3.4.9 Subsidios Directos y Deducciones en Impuestos (Instrumentos Fiscales)	35
3.5 Modelos de Mercados de Energía	36
3.5.1 Modelo 1. Monopolio.....	36
3.5.2 Modelo 2. Agencia Compradora o Comprador Único:	37
3.5.3 Modelo 3. Competencia Mayorista	38

3.5.4 Modelo 4. Competencia Minorista	39
3.6 Síntesis del Capítulo	40
4. REVISIÓN DE LITERATURA.....	42
4.1 Síntesis del Capítulo	46
5. OBJETIVOS	47
5.1 Objetivo General.....	47
5.2 Objetivos Específicos	47
6. CARACTERIZACIÓN DE LOS INCENTIVOS Y ESTÍMULOS EN LOS PAÍSES CON MAYOR POTENCIA EÓLICA INSTALADA EN EL MUNDO Y EN LATINOAMÉRICA	48
6.1 Selección de los Países Caso de Estudio.....	48
6.2 Caracterización de las políticas e incentivos usados en los países con mayor potencia eólica instalada en el Mundo.....	51
6.2.1 Caso de Estudio China	51
6.2.2 Caso de Estudio Estados Unidos.....	57
6.2.3 Caso de Estudio Alemania.....	65
6.3 Caracterización de las Políticas e Incentivos Usados en los Países con Mayor Potencia de Generación Eólica en Latinoamérica	70
6.3.1 Caso de Estudio Brasil	70
6.3.2 Caso de Estudio México	76
6.3.3 Caso de Estudio Uruguay.....	82
6.4 Caracterización de las Políticas e Incentivos para Energías Renovables Existentes en Colombia.....	86
6.5 Análisis de Resultados	99
6.5.1 Política e Instrumentos Utilizados Internacionalmente para la Promoción de Generación Eólica.....	99
6.5.2 Principales Instrumentos Económicos Usados en el Mundo que puedan ser Implementados en Colombia para Fomentar la Inversión en Generación Eólica	103
7. CONCLUSIONES.....	105
8. REFERENCIAS.....	109

Índice de Tablas

Tabla 1. Potencial Eólico de Colombia	10
Tabla 2. Relación de centrales por país y por tecnología	16
Tabla 3. Costo inversión para diferentes tecnologías	17
Tabla 4. Costo Nivelado de energía por tecnología	27
Tabla 5. Publicaciones con títulos relacionados con las palabras claves: “Renewable energy policies wind”	43
Tabla 6. Publicaciones con títulos relacionados con las palabras claves: “Renewable energy policies comparison”	44
Tabla 7. Principales instrumentos de promoción de energías eólica, usados en los casos de estudio	101

Índice de Figuras

Figura 1. Participación en generación eléctrica por recurso.....	4
Figura 2. Inversión en plantas de energía en el mundo.....	4
Figura 3. Crecimiento potencia energía eólica instalada en el mundo.....	5
Figura 4. Crecimiento potencia energía eólica instalada en el mundo.....	6
Figura 5. Crecimiento potencia energía eólica instalada en el mundo.....	7
Figura 6. Incremento en generación (GWh) por recurso entre 1990 y 2014	7
Figura 7. Mapa de velocidad del viento en el mundo	9
Figura 8. Mapa de velocidades promedio anual en Colombia. h=50mts	9
Figura 9. Desglose de costos de inversión en parques de generación eólica en tierra.	15
Figura 10. Estructura de financiación típica de un parque eólico	23
Figura 11. Modelo 1: Monopolio.....	37
Figura 12. Modelo 2: Agencia Compradora o Comprador Único	38
Figura 13. Modelo 3: Competencia Mayorista.....	39
Figura 14. Modelo 4: Competencia Minorista.....	40
Figura 15. Publicaciones que contienen en su título “renewable energy policies” . .	42
Figura 16. Publicaciones sobre políticas de energías renovables por país objeto de estudio.	45
Figura 17. Distribución del mercado de fabricación de turbinas eólicas en el 2014, con respecto a la capacidad adicionada en el mismo año.	50
Figura 18. LCOE promedio ponderado en el mundo en 2015 para parques eólicos.	50
Figura 19. Cambios en la matriz de generación eléctrica china 2007-2014.....	51
Figura 20. Cambios en la matriz de generación eléctrica de EEUU 2007-2014	58
Figura 21. Cuotas o RPS por Estado y Metas no vinculantes	59
Figura 22. Cambios en la matriz de generación eléctrica alemana 1999-2014	65
Figura 23. Cambios en la matriz de generación eléctrica brasilera 2007-2014	71
Figura 24. Precios de generación de energía eólica contrata por subasta	74
Figura 25. Cambios en la matriz de generación eléctrica mexicana 2007-2013.....	76
Figura 26. Cambios en la matriz de generación eléctrica uruguaya 2003-2014	82
Figura 27. Organigrama institucional del sector eléctrico colombiano.	92
Figura 28. Segundo Circuito Cuestecitas - Copey (Alternativa 2).....	98
Figura 29. Doble enlace Cuestecitas - Colectora	98

Capítulo 1. Introducción

El reciente Fenómeno del Niño acaecido entre los años 2015 y 2016, demostró la fragilidad que puede presentar el sistema eléctrico colombiano, cuando requiere el máximo respaldo de sus centrales térmicas, cuyo funcionamiento se vio afectado, entre otras razones, por la indisponibilidad de gas en el país para generar electricidad.

Lo anterior, demuestra que se hace necesario, por parte del estado, impulsar la diversificación de la matriz de generación eléctrica del país, para tener respaldos con fuentes de generación diferentes a las termoeléctricas, como la energía eólica y la solar, cuya generación puede ser complementaria a las centrales hidroeléctricas, ya que en los períodos de verano en los que se evidencia una generación baja en las hidroeléctricas, se incrementa la intensidad del sol y la velocidad del viento en zonas como la Guajira, en las cuales se encuentran la mayoría de proyectos de generación eólica del país.

En consecuencia, en el presente trabajo se analizan los principales instrumentos y estímulos económicos que han sido utilizados por los países con mayor capacidad instalada de generación eólica en el mundo y Latinoamérica, para abstraer de éstos aquellos que puedan ser de utilidad para el desarrollo de esta fuente de energía en Colombia.

Para cumplir con los objetivos propuestos en este documento, en el Capítulo 2, se presenta el estado del arte de la generación eólica en el mundo y en Colombia, determinándose la situación eólica actual en cada escenario y seleccionándose los casos de estudio, sobre los cuales se desarrollará este informe.

En el Capítulo 3 se ilustra al lector en los elementos que componen el negocio de la energía eólica, CAPEX, OPEX, vida útil, factor de capacidad, estructura de financiación (costos de capital), e ingresos por venta de energía. Dentro de esta última, se encuentran las políticas e instrumentos diseñados para permitir la penetración de energías renovables, tales como tarifas garantizadas, subastas, cuotas, certificados de energías, entre otros.

En el Capítulo 4 se presenta un resumen de la revisión bibliográfica realizada sobre el tema en estudio y se relacionan las principales fuentes de información utilizadas.

En el Capítulo 6 se presentan los casos de estudio, tanto para el mercado eólico mundial, como regional, caracterizándose las políticas e instrumentos de promoción para la generación eólica utilizados en estos y en Colombia. En este capítulo se presenta un resumen con las principales políticas encontradas en los casos de estudio y se realizan recomendaciones de políticas que complementen los instrumentos fiscales de promoción que ha proporcionado a Colombia la reciente expedición de la Ley 1715 de 2014.

Como complemento a este trabajo, se recomienda realizar la evaluación económica de los incentivos actuales y los propuestos en este informe para Colombia, para determinar si estos generan una rentabilidad que haga atractiva la inversión en ellos.

Asimismo, deberán revisarse las barreras legales y de mercado existentes en Colombia, que impidan la implementación de los estímulos y políticas recomendadas en este Trabajo Final.

Capítulo 2. Antecedentes

En la pasada Conferencia de las Naciones Unidas sobre el cambio climático o Conferencia de las Partes (COP21) realizada en diciembre de 2015 en París, 195 países acordaron mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2 grados centígrados respecto a los niveles preindustriales (siglo XIX), y continuar con los esfuerzos para limitar el aumento de la temperatura a 1,5 grados centígrados. Dentro de las propuestas presentadas para lograr este objetivo, 147 países propusieron implementar la generación con energías renovables. Estos compromisos, los cuales establecen un precedente en la energía renovable, también fueron acordados por gobiernos regionales, estatales y locales, así como por el sector privado (REN21, 2016).

El compromiso anterior, cobra relevancia si observamos que, para el caso de la generación eléctrica en la matriz energética mundial, ésta se ha basado principalmente en el uso de energías no renovables que generan un alto volumen de emisiones de CO₂, lo cual contribuye al aumento de la temperatura mundial. Para citar un ejemplo, en 1990 la electricidad proveniente de recursos fósiles contaminantes, sumada a la energía nuclear, equivalía al 81% de la matriz energética mundial. El porcentaje restante correspondía a un 18% de energía hidráulica y 1% de biocombustibles.

Sin embargo, en los últimos años, producto de factores como la búsqueda de autonomía energética y de energías no contaminantes, necesidad de sustitución de recursos no renovables (petróleo y gas) y el desmonte de plantas nucleares productoras de energía, a causa de accidentes como los de la planta de Fukushima en 2011, entre otros elementos, se ha venido generando un cambio en la composición de la matriz energética mundial, en la cual las energías renovables como la eólica y la solar, han ganado un pequeño espacio en la participación de generación en el mundo, pasando del

0% en 1990 al 4% en 2014 (Figura 1), lo cual en gran parte, constituye el resultado del incremento en más de un 100% anual, en las inversiones en esta tecnología en los últimos diez años en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos –OCDE (Figura 2). (OECD y IEA, 2014).

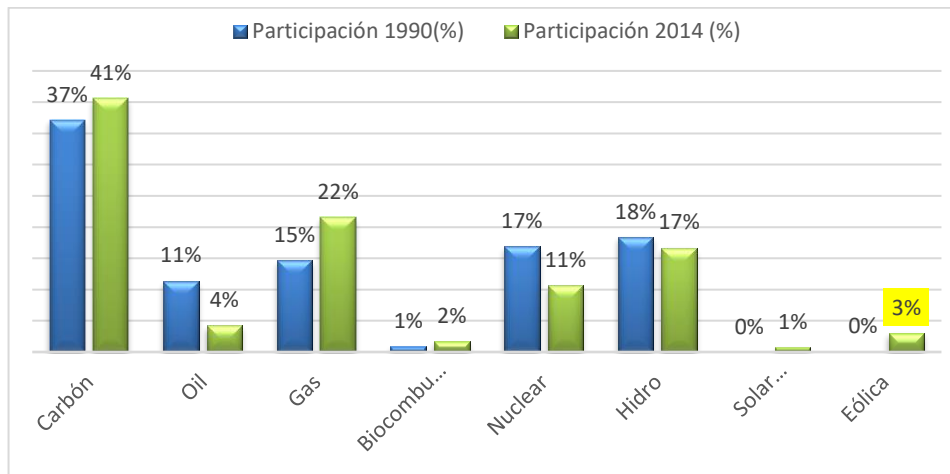


Figura 1. Participación en generación eléctrica por recurso.
Fuente: IEA (s.f.). Elaboración propia

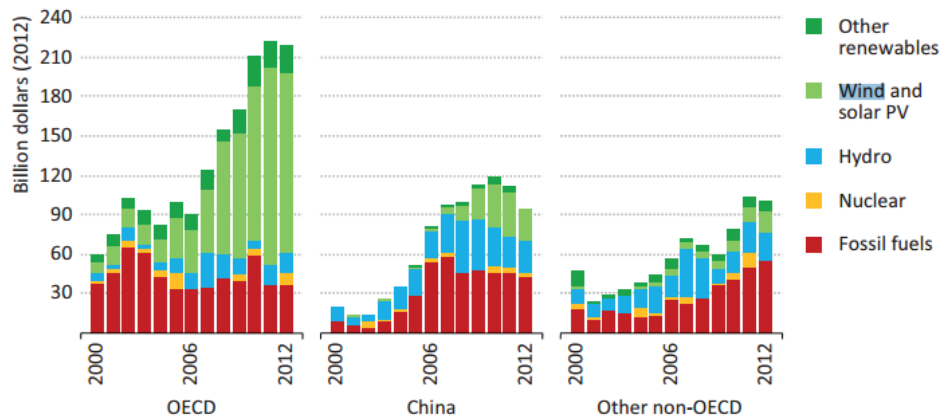


Figura 2. Inversión en plantas de energía en el mundo.
Fuente: (OECD y IEA, 2014)

En la Figura 1, se destaca el decrecimiento del 7% en la participación total en la generación eléctrica mundial que ha tenido un recurso contaminante como el fuel oil. También se destaca que la generación con plantas nucleares ha decrecido en la matriz un 6%. Este déficit se ha cubierto en parte con el incremento equivalente al 5% de fuentes limpias como la energía solar, eólica

y los biocombustibles. Sin embargo, continúa siendo preocupante que el déficit restante sea cubierto por energías no renovables como el carbón y el gas natural (4% y 7% respectivamente).

2.1 La Generación Eléctrica Eólica en el Mundo

Teóricamente, el potencial eólico existente en el mundo supliría totalmente las necesidades de energía eléctrica actuales del planeta (TIMILSINA, VAN KOOTEN & NARBEL, 2013). Lo anterior se confirma con los resultados de estudios conservadores que proyectan como potencial eólico (on shore) del planeta, después de deducir terrenos para uso agrícola y residencial, entre 20.000 y 50.000 TWh/año (MICHALAK & ZIMNY, 2011), rango en el que se encuentra la producción de energía del mundo en el 2014, la cual fue de 23.903 TWh según información provista por la Agencia Internacional de Energía –IEA por sus siglas en inglés- (IEA, 2014).

Sin embargo, solo después de la crisis de energía mundial de 1973, se despertó en el mundo un importante interés por nuevas energías como las eólicas (MICHALAK & ZIMNY, 2011), aunque el auge más importante se ha presentado durante la última década, en la cual las tasas de crecimiento anual de la capacidad instalada han llegado en promedio al 22% (Ver figura 3).

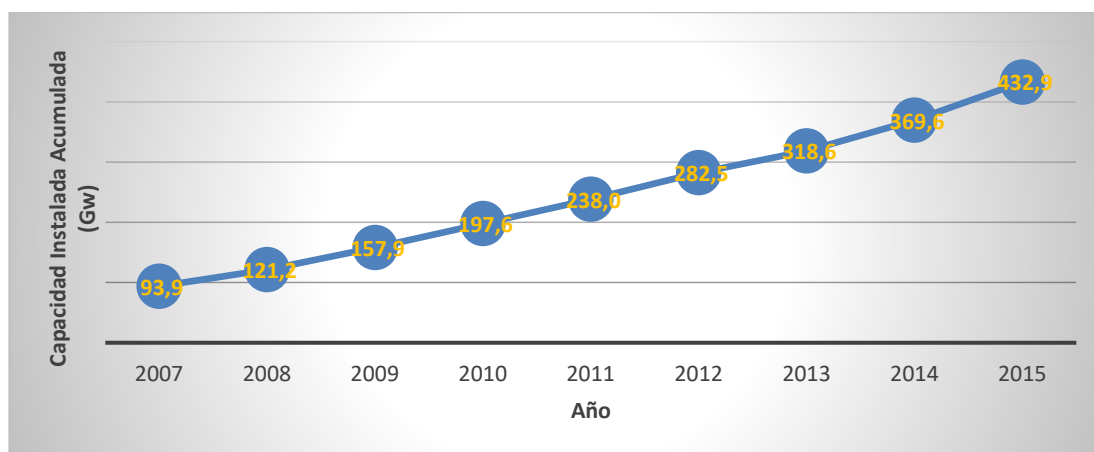


Figura 3. Crecimiento potencia energía eólica instalada en el mundo.
Fuente: GWEC (s.f.). Elaboración propia

Este crecimiento en la generación eólica se ha visto altamente influenciado por su desarrollo en los últimos años en países como China, Estados Unidos y Alemania, cuya capacidad instalada en conjunto pasó de 34 GW en el año 2006, a 264 GW en el año 2015, agrupándose en estos tres países el 61% de los 432 GW de potencia eólica instalada que existía en el mundo para el mismo año. (GWEC, 2016).

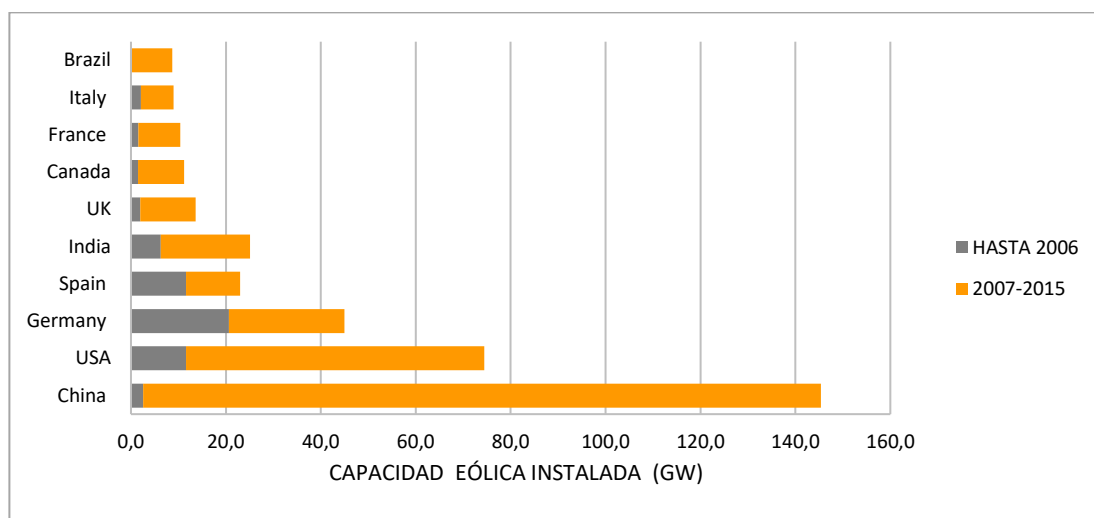


Figura 4. Crecimiento potencia energía eólica instalada en el mundo.
Fuente: GWEC (s.f.). Elaboración propia

En Latinoamérica el crecimiento en la instalación de parques de generación eólica se ha catapultado desde el 2007 gracias a las iniciativas adelantadas por países como Brasil (8,7 GW), México (3,0 GW), Chile (0,9 GW) y Uruguay (0,8 GW), quienes incrementaron su potencia instalada en conjunto pasando de 0,3 GW en 2006 a 13,2 GW a finales de 2015. Este valor equivale al 84,6% de los 15,6 GW instalados en toda la región (GWEC, 2016).

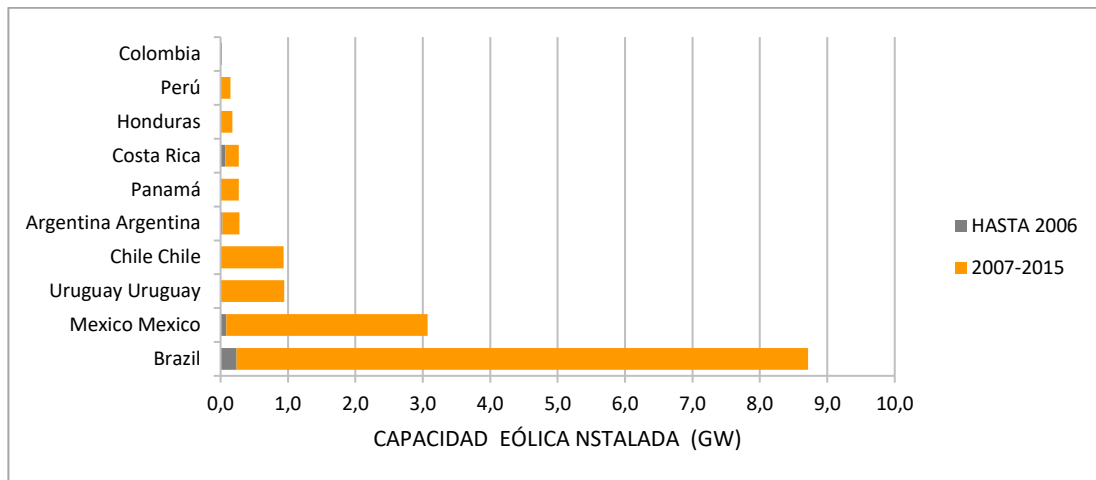


Figura 5. Crecimiento potencia energía eólica instalada en el mundo.
Fuente: GWEC (s.f.). Elaboración propia

Para resaltar aún más el importante crecimiento que vienen mostrando las energías eólicas en el mundo, en la siguiente figura se presenta la distribución porcentual de las fuentes de energía que cubrieron el incremento de consumo de electricidad a nivel mundial entre los años 2013 y 2014, en la cual se observa que el 14% de dicho incremento, fue cubierto por energías provenientes de aerogeneradores, siendo superado este recurso únicamente por la generación térmica a gas y la hidráulica.

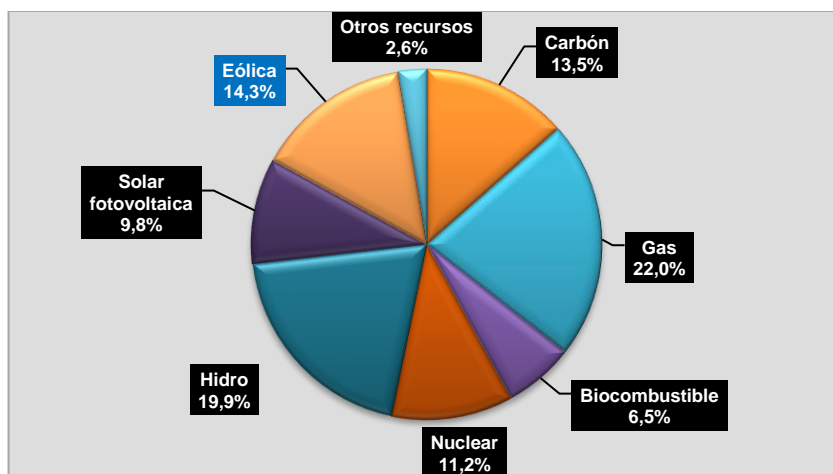


Figura 6. Incremento en generación (GWh) por recurso entre 1990 y 2014 ¹
Fuente: (IEA, s.f.). Elaboración propia

¹ La generación con fuel oil no se presenta en la figura 6, debido a que ésta no presentó incremento entre 2013 y 2014, todo lo contrario, decreció en 50.694 GWh (pasó de 1.073.699 GWh a 1.023.005GWh)

Cabe anotar que, en el año 2015, la energía eólica fue la principal fuente de nueva capacidad generadora de electricidad en Europa y Estados Unidos, y la segunda más importante en China (REN21, 2016).

2.2 La Generación Eléctrica Eólica en Colombia

La matriz de generación eléctrica colombiana se ha caracterizado por tener un componente hidro-térmico dominante (70%-29%) (XM, s.f.). Su potencia instalada actual es de 15,5 GW. El potencial hidroenergético colombiano es de 87 GW aproximadamente, lo cual explica en parte el desinterés del gobierno colombiano en la inversión en generación diferente a la eólica (ISAAC, 2008).

No obstante lo anterior y pese a que la calidad del viento en general en el país no es de las más destacadas en el mundo (ver Figura 7), en la Guajira se presentan vientos que están entre los mejores de Suramérica. En octubre de 2015, se publicó la actualización del *Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia*, el cual constituye una herramienta básica para la estimación preliminar del potencial y la identificación en el territorio nacional de las zonas que mantienen velocidades de viento altas y persistentes a lo largo del año. En esta actualización (ver Figura 8) se siguen destacando zonas como La Guajira, el centro del litoral caribe en Bolívar, la Isla de San Andrés y algunos sectores de Boyacá, pero también se observan zonas en los departamentos de Nariño, Cauca, Valle, Huila, Cundinamarca y Tolima entre otros, donde se registran vientos con velocidades aceptables para la generación eólica, entre 6 y 9 m/s, las cuales se encuentran localizadas en zonas cuya conexión al Sistema Interconectado Nacional, presenta menos dificultades técnicas que las evidenciadas en el norte del país.

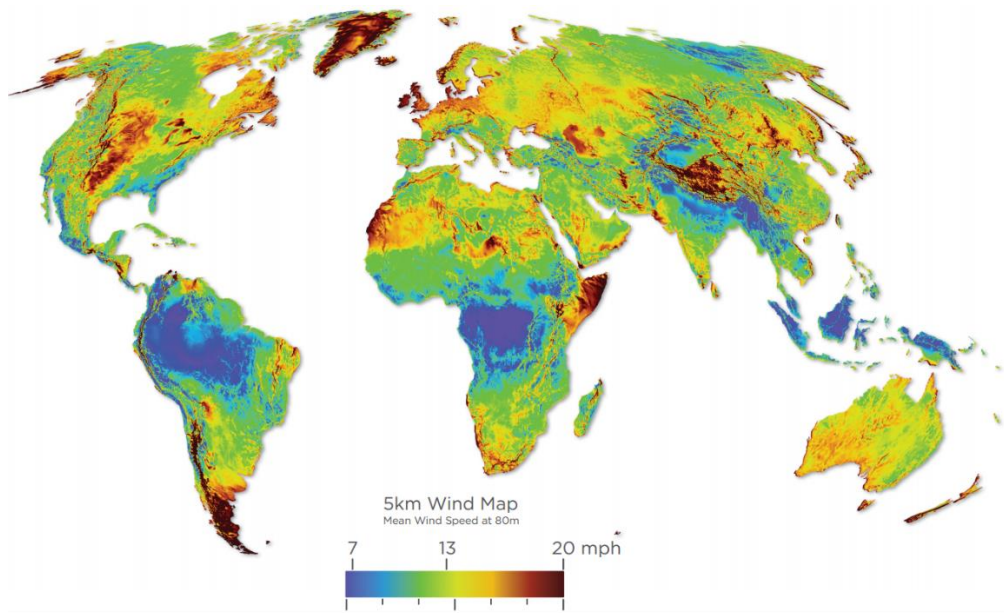


Figura 7. Mapa de velocidad del viento en el mundo
Fuente: (VAISALA, s.f.).

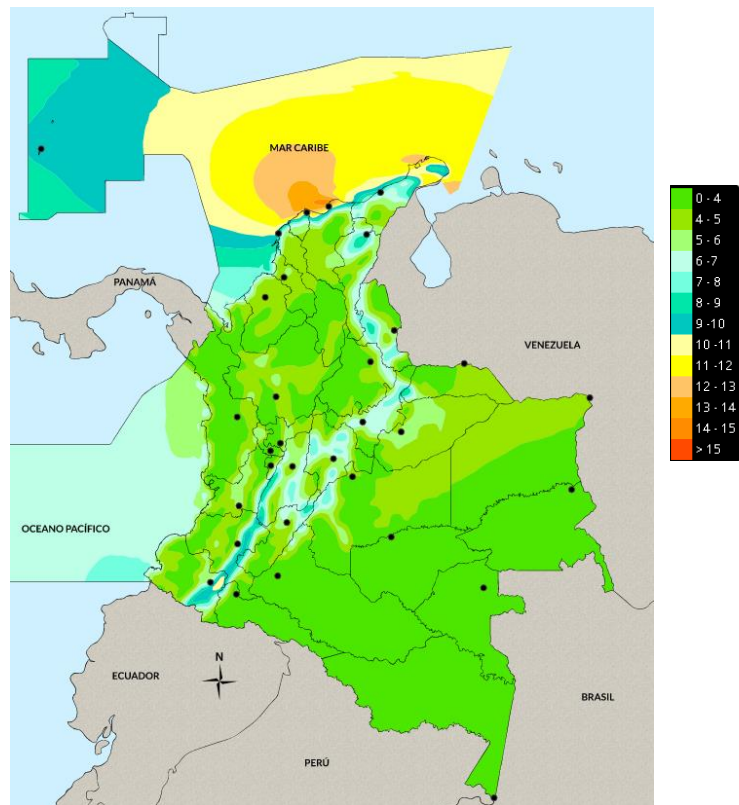


Figura 8. Mapa de velocidades promedio anual en Colombia. h=50mts
Fuente: (IDEAM, 2015)

Con el potencial eólico que se tiene en la Guajira -algunas cifras oficiales hacen referencia a 6 GW hasta un tope de 22 GW (ISAAC, 2008)-, sumado al existente en otras zonas del país, se calcula que Colombia tiene un potencial eólico de aproximadamente 30 GW (ver Tabla 1), es decir, casi el doble de la potencia eléctrica actualmente instalada en el mismo país.

Tabla 1. Potencial Eólico de Colombia

Zona	Potencia Instalable (MW)
Costa Norte	20.000
Santanderes	5.000
Boyacá	1.000
Risaralda - Tolima	1.000
Huila	2.000
Valle del Cauca	500
TOTAL	29.500

Fuente: Huertas y Pinilla, 2007.

De acuerdo con lo anterior, es evidente que en este recurso Colombia tiene una fuente alternativa de energía renovable que debería contar con una mayor participación en la matriz energética, puesto que actualmente solo se cuenta con el parque eólico de Empresa Públicas de Medellín, en funcionamiento desde el 2004, con una potencia nominal de 19,5 MW.

Al potencial eólico existente en Colombia, se suman las ventajas de confiabilidad al sistema colombiano, que puede aportar la complementariedad de proyectos eólicos con proyectos hidroeléctricos, cuando se presentan situaciones de verano intenso. Lo anterior lo confirma (EALO, 2011):

“...existe una relación entre el aumento de la velocidad del viento, producto del aumento de la temperatura y, aunque la variabilidad sea mayor en la velocidad, las dos variables presentan máximos justo antes

de empezar el período lluvioso, este comportamiento se aprecia en los meses de junio, julio y agosto.”

Como beneficio adicional, se resalta que la aerogeneración en la Costa Norte colombiana, puede reducir los despachos de las plantas de generación térmicas de la misma zona, cuyos costos de operación y mantenimiento son altos, además de depender de la volatilidad de los precios internacionales.

No obstante las ventajas mencionadas anteriormente, existen barreras que no han permitido desarrollar el potencial eólico colombiano, entre las cuales se destacan, la falta de la infraestructura eléctrica (líneas de transmisión, para el caso de la Guajira), las dificultades en las negociaciones con las comunidades indígenas Guajiras y la carencia de un marco regulatorio eléctrico que se adapte a la variabilidad del recurso eólico y valore la complementariedad que le puede dar este recurso al sistema energético nacional.

En el numeral 6.4 –CASO COLOMBIANO- se procede a detallar estas barreras y se relacionan otros obstáculos adicionales.

2.3 Síntesis del Capítulo

La búsqueda de la autonomía energética, los compromisos realizados en la última década por la mayoría de países del mundo para disminuir la contaminación global y el desmonte de plantas nucleares de energía, han propiciado un importante incremento en la participación de la energía renovable en el mundo, especialmente en la energía eléctrica eólica, cuyo incremento en la participación de la generación mundial paso de 0% en 1990 a 3% en 2014, sustituyendo con ello la generación con carbón, la cual ha descendida en 4% en la matriz de generación eléctrica en el mundo en el mismo período.

En contraste, pese a que Colombia posee un potencial eólico que Huertas y Pinillas (2007) calculan en 30 GW, cifra que duplica la potencia eléctrica instalada actualmente en el mismo país, por las diferentes barreras descritas en el Capítulo 6 de este Trabajo Final, hoy solo se cuenta hoy con 19,5 MW instalados en la Guajira.

En el siguiente Capítulo, se describe los principales componentes que conforman el negocio de la energía eólica, los instrumentos de mayor utilización en el mundo para permitir la penetración de la energía eólica en la generación eléctrica mundial y los principales modelos de mercado identificados en el sector eléctrico a nivel internacional.

Capítulo 3. Marco Teórico

En el capítulo anterior, se describió el estado actual del sector eólico energético en el mundo y en Colombia, encontrándose que Colombia ha presentado un crecimiento casi nulo, con barreras a la penetración de esta tecnología, las cuales serán abordadas en el Capítulo 6.

En este capítulo se definen los principales elementos que se deben tener en cuenta en el negocio de la generación eólica y posteriormente se describe con detalle cada uno de estos elementos, el costo nivelado de energía (LCOE) y la comparación de éste en diferentes tecnologías, los instrumentos internacionales y estímulos utilizados para incentivar el desarrollo de energías renovables, y los principales modelos de mercado identificados a nivel internacional en el sector eléctrico. Todo lo anterior, con el objetivo de que el lector tenga un mayor contexto de la información descrita en los capítulos posteriores.

3.1 Principales Elementos por Considerar en el Negocio de la Generación Eléctrica Eólica.

Los principales elementos que rigen el negocio de un parque eólico son: a) los costos de inversión, los costos de operación y mantenimiento; b) el factor de capacidad y el recurso eólico; c) la vida útil de la turbina; d) la estructura de financiación y el precio de la energía.

A continuación, se describen cada uno de ellos.

3.1.1 Costos de Inversión o Capital Expenditures (CAPEX)

Corresponden a las inversiones de capital que crean beneficios, es decir cuando un negocio invierte en la compra de un activo fijo. En algunos estudios (EWEA, 2009a), los CAPEX se estiman entre un 75% y 80% del costo total de

un proyecto. Para el caso de la energía eólica los principales costos de inversión suelen ser el costo de los aerogeneradores, los costos de infraestructura y facilidades asociadas al proyecto (Balance of Plant), el costo de interconexión a la red de transmisión y los costos de desarrollo del proyecto (CARBON TRUST, 2015), los cuales se analizan a continuación:

- **Costos de los Aerogeneradores:** El costo del aerogenerador en proyectos eólicos terrestres genera el mayor impacto en el costo de instalación. Estudios como el de María Isabel Blanco, (Blanco, 2009) calculan que este componente asume un peso en el costo de un parque eólico del 71% del total. Otros estudios presentados (IRENA, 2014), basados en información derivada de diversos proyectos eólicos costa adentro o en tierra, ubican este costo en un rango de entre el 64% al 74% del costo total del CAPEX. (ver Figura 9). Este costo incluye la turbina, transformadores, transporte al sitio, instalación y suministro de la torre.
- **Costos Obras Civiles:** Estos costos están asociados a la adquisición de predios y servidumbres para redes y vías de acceso; construcción de infraestructura vial; campamentos y oficinas durante la etapa de construcción y operación; diseño, ingeniería, montaje e instalación incluyendo los costos de diseño, interventoría y administración técnica y ambiental durante la construcción del proyecto. Blanco (2009) calculó el costo de las líneas de transmisión como un 12% del costo total del CAPEX del proyecto.
- **Costos de Redes de Transmisión:** Se refieren a los costos de la construcción de subestaciones y líneas de transmisión. Blanco (2009) los calcula en un 9% del costo total del CAPEX del proyecto.
- **Costos de Desarrollo y Otros :** Corresponden a los demás costos asociados con el desarrollo del proyecto e incluye entre otros los siguientes:

Estudios e investigaciones de evaluación del recurso y de factibilidad del proyecto; costos asociados a la obtención de la licencia ambiental del proyecto; inversión en el componente social asociado con la consulta previa y la socialización del proyecto dentro de la comunidad afectada; costos de obtención del registro del proyecto bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL); Costos financieros y legales asociados con el servicio de la deuda, en caso de aplicar, y servicios legales. Blanco (2009) los calcula en un 8% del costo total del CAPEX del proyecto.

A continuación, en la figura 9, se presentan tres gráficas de distribución de cada uno de los costos que componen el CAPEX en proyectos eólicos en tierra, expuestos en el estudio sobre costos de generación elaborado por la Agencia IRENA y cuya distribución porcentual fue obtenida de tres autores diferentes, para proyectos eólicos en tierra en general y no en un proyecto eólico en particular. Los autores rescatados por IRENA fueron: Blanco, 2009; E. on Climate & Renewables, 2013; y UNFCCC CDM Database, 2014, respectivamente.

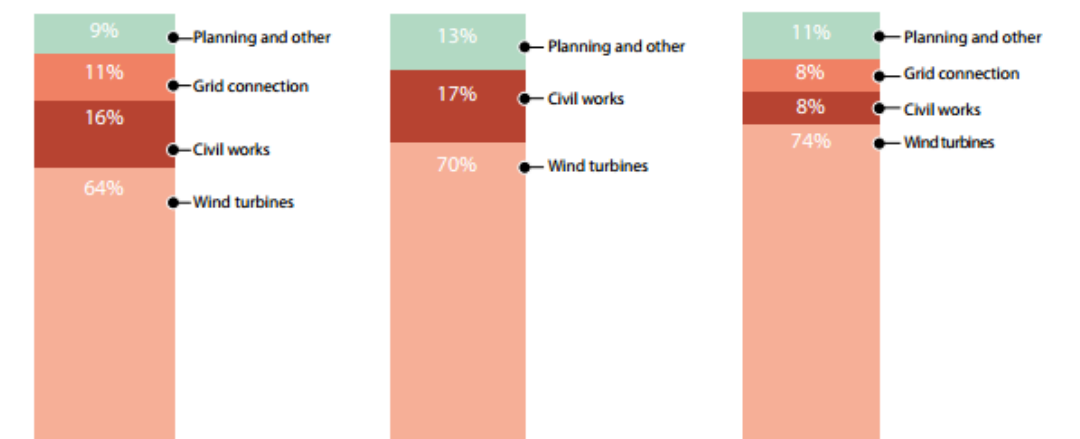


Figura 9. Desglose de costos de inversión en parques de generación eólica en tierra.
Fuente (IRENA, 2014).

• **Comparación costo de inversión en parques de generación eólica y otras tecnologías:**

La octava edición de “Projected Costs of Generating Electricity – 2015 Edition”, informe adelantado por la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), la Agencia Nuclear de Energía (NEA por sus siglas en inglés) y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD por sus siglas en inglés); abarcó el estudio de los costos de inversión en 141 centrales de generación eléctrica en 22 países, como se observa a continuación:

Tabla 2. Relación de centrales por país y por tecnología, con las que se elaboraron la información de las Tablas 3 y 4

Country	Gas natural	Carbón	Nuclear	Solar PV	Eólica en tierra	Eólica costa afuera	Hidroeléctricas	Total
Austria				1	1		1	3
Bélgica	2	1	1	2	1	1		8
Dinamarca				3	1	1		5
Finlandia			1					1
Francia	1		1	3	1	1		7
Alemania	2	2		3	1	1	2	11
Hungría	1		1	3	1			6
Italia				3	1		1	5
Japón	1	1	1	2	1		1	7
Corea del Sur	2	2	1	3	1	1		10
Holanda	1	3		1	1	1		7
Nueva Zelanda	2				1			3
Portugal	1	2		3	1	1	2	10
República Checa			1					1
España				3	1		4	8
Suiza				1			4	5
Turquía					1		1	2
Reino Unido	2		1	2	1	2	1	9
Estados Unidos	1	1	1	3	3	3	6	18
Brasil							4	4
China	1	1	2	2	2		1	9
Suráfrica		1			1			2
TOTAL	17	14	11	38	21	12	28	141

Fuente: IEA, et al, 2015. Adaptación propia

En el cálculo de los costos de inversión se incluye preconstrucción, construcción (ingeniería, adquisición y construcción) y costos de contingencia, pero no incluye intereses.

En la siguiente tabla se presentan los costos de inversión para las tecnologías enunciadas en la tabla 2 anterior

Tabla 3. Costo inversión para diferentes tecnologías ²

Tecnología	Número de Plantas	Capacidad Instalada por Central (MW)	Costo de Inversión en cada Central por MW instalado (Millón US\$/MW)
		Promedio	Promedio
Gas Natural – Ciclo Abierto	4	274	0,7
Gas Natural – Ciclo Combinado	13	551	1,0
Solar PV – Parque Solar a gran escala	12	19,3	1,6
Solar PV – comercial	14	0,34	1,6
Eólica en tierra	21	38	1,9
Carbón	14	1.131	2,1
Solar PV – residencial	12	0,007	2,4
Central Hidroeléctrica	16	1.093	3,5
Nuclear	11	1.434	4,2
Eólica costa afuera	12	275	5,0
PCH (menor a 10 MW)	12	3,1	5,1

Fuente: IEA, et al, 2015. Elaboración propia

Como se observa, el costo promedio de inversión de una central eólica en tierra por MW instalado en los países estudiados es 1.9 MM USD\$/MW, el cual es inferior al costo de tecnologías mucho más maduras, como lo son las hidroeléctricas (tanto grandes centrales, como PCHs), térmicas a carbón y centrales nucleares. Adicionalmente, cabe resaltar que este costo de inversión disminuyó respecto al costo calculado por el mismo autor en el año 2010, en el cual el costo de un parque eólico era 2.3 MM USD\$/MW; es decir en cinco

² El autor indica que la privatización de los servicios públicos y, en términos más generales, la liberalización del mercado de la energía eléctrica en los mercados de la OCDE, ha reducido la disponibilidad pública de algunos datos de costos, a causa del deseo de mantener una ventaja competitiva por parte de los dueños de proyectos y los fabricantes de equipos quienes reducen la disposición para compartir información detallada sobre los costos.

años la eficiencia tecnológica de las centrales eólicas creció al punto que su precio disminuyó en un 17% aproximadamente. Ver costos 2010 en (IEA, et al, 2010).

No obstante lo anterior, este indicador (Costo de inversión por MW instalado) no considera otros factores relevantes para determinar los costos finales de un proyecto de generación, como lo son los costos de operación, costos de combustible, factor de capacidad y vida útil, entre otros elementos que se explican a continuación, para posteriormente presentar los costos equivalentes o nivelados en el numeral 3.3- Costo Nivelado de Energía por tecnología- de este documento.

3.1.2 Costos de Operación u Operational Expenditures –OPEX-:

Las turbinas, como cualquier otro equipo, requieren servicio y mantenimiento (conocido como operación y mantenimiento, u O & M), que constituyen una importante parte de los costos totales anuales de una turbina eólica. Sin embargo, en comparación con la mayoría de OPEX para energías con fuentes fósiles, estos son muy bajos en la eólica. Los costos de operación corresponden a costos como: seguros, mantenimiento regular, reparación, repuestos y costos de administración. Según IRENA (2014), los OPEX se calculan entre el 20 y el 25% del costo total del proyecto.

Sin embargo, en la medida en que se van desarrollando nuevas turbinas, la comprobación de su vida útil real, estimada en promedio por sus fabricantes en 20 años, y sus costos de mantenimiento, hace que las estimaciones de costos de O & M sean altamente impredecibles, especialmente alrededor del final del tiempo de vida de la turbina.

3.1.3 El Factor de Capacidad y el Recurso Eólico

El Factor de Capacidad es el porcentaje de tiempo que un parque aerogenerador produce electricidad durante un año representativo. Es el resultado de la interacción de múltiples variables, tales como el diseño del aerogenerador, la disponibilidad operativa, la posibilidad de reducción en la potencia y la calidad y naturaleza del recurso eólico.

Con una pérdida aerodinámica de energía de entre 50 y 60% en las aspas y el rotor, pérdida mecánica del 4% en el engranaje, y una pérdida electromecánica adicional del 6% en el generador, la eficiencia general de generación está calculada típicamente entre un 30-40%. La mayoría de los aerogeneradores de hoy en día están diseñados y construidos a escala comercial; el aerogenerador promedio cuenta con una potencia nominal de 2-3 MW. (WEC, 2016).

Respecto al recurso eólico, este es el factor más importante que afecta la rentabilidad de las inversiones en energía eólica y también explica la mayoría de las diferencias en el costo por kWh entre países y proyectos.

La ubicación correcta de cada aerogenerador es crucial para la economía de cualquier proyecto de energía eólica. Afirma Blanco (2009):

“...Es ampliamente reconocido que durante el inicio de la industria eólica moderna (1975-1985), el desarrollo de la Metodología del Atlas Eólico Europeo fue más importante para la ganancia de productividad que los avances en el diseño de turbinas eólicas.”

Es por eso por lo que, al planificar el desarrollo de un parque eólico en determinado lugar, es de suma importancia entender, con la mayor precisión posible, el recurso eólico disponible en dicho sitio. Esto proporcionará valiosa

información a los desarrolladores para la toma de decisiones financieras, tales como requisitos de rentabilidad e inversión.

Las mediciones locales en el lugar proporcionan la estimación más fiable del recurso eólico disponible en el sitio, utilizando un mástil meteorológico que contiene instrumentos de medición tales como una veleta y un anemómetro. El tamaño del parque eólico propuesto y la complejidad del terreno determinarán el número de mástiles necesarios para proporcionar estimaciones fiables de los recursos (WEC, 2016).

Adicionalmente, una herramienta bastante útil denominada WAsP Climate Analyst ha sido desarrollada para el análisis de la información eólica. WAsP es el paquete de software estándar utilizado en la industria, para la colocación de los aerogeneradores y ubicación de los parques eólicos (WEC, 2016).

La generación de energía teórica, basada en las curvas de potencia de las turbinas eólicas y en el régimen de viento estimado, se ve reducida por varios factores, como las pérdidas de las matrices, que se generan debido a turbinas eólicas que se ocultan mutuamente en un parque eólico cableado, y el tiempo de inactividad de la turbina eólica por mantenimientos programados o fallas técnicas. La generación neta se estima usualmente en un 10-15% por debajo del cálculo de energía basado en las curvas de potencia de la turbina eólica suministradas. (Blanco, 2009).

Como regla general, la distancia entre los aerogeneradores en la dirección predominante del viento debe ser equivalente a entre 5 a 12 veces el diámetro del rotor del aerogenerador, mientras que la separación entre los aerogeneradores en una fila perpendicular a la dirección del viento es de entre 3 a 5 veces el diámetro del rotor, dependiendo de varios factores tales como la distribución de la dirección del viento, la rugosidad del suelo, la vegetación

o la velocidad del viento. Mientras que los requisitos de separación promedio entre aerogeneradores requieren un espacio amplio de tierra, sólo una fracción (3-5%) de esta es utilizada por la infraestructura de la energía eólica (incluyendo carreteras, líneas de transmisión y equipos de mantenimiento); y el resto de la tierra podría ser utilizada para la agricultura y enlaces de transporte. (WEC, 2016).

3.1.4 La Vida Útil del Aerogenerador

La vida útil de un parque eólico generalmente se calcula en 20 años. Sin embargo, algunos estudios sobre la vida útil están basados sobre datos de diferentes épocas, o presumen períodos más largos o más cortos para los componentes individuales. El Instituto de Investigación Holandés (ECN por sus siglas en inglés) cuenta con un modelo que trabaja con una vida útil de 15 años. Esto contrasta con el modelo de la Agencia Internacional de Energía, que establece una vida útil de 20 años para los aerogeneradores. Otros modelos utilizan rangos entre 16 y 24 años para determinar dicha vida útil.

A manera de referencia, en 2008, en Europa la mayoría de los aerogeneradores instalados en los años ochenta seguían funcionando o habían sido reemplazados sin finalizar su vida útil, debido a incentivos especiales para la repotenciación (EWEA, 2009a).

3.1.5 Estructura de Financiación

Según EWEA (2009b) en el último par de décadas, la gran mayoría de los parques eólicos han sido financiados a través del sistema *Project Finance*. Éste es esencialmente un préstamo del proyecto, respaldado por el flujo de caja del proyecto mismo. El carácter predecible de flujos de efectivo de un parque eólico significa que son muy adecuados para este tipo de mecanismo de inversión.

En el esquema de un *Project Finance*, los desarrolladores no son personal, ni corporativamente responsables del préstamo. No existen garantías, teniendo en cuenta que el préstamo será repagado; sin embargo, si el préstamo no es pagado, el inversionista podrá aprovechar el proyecto y ejecutar o venderlo para extraer efectivo (EWEA, 2009b).

Es decir, este sistema funciona como la hipoteca a una propiedad, ya que si su propietario no paga el préstamo garantizado con la hipoteca a tiempo, la propiedad puede ser recuperada y vendida por los prestamistas.

Un simple y típico acuerdo de *Project Finance* se gestiona a través de una empresa vehículo de propósito especial (SPV por su sigla en inglés). El SPV es una entidad jurídica independiente que puede ser propiedad de una o varias empresas (EWEA, 2009b).

Un Banco puede llegar a actuar independientemente si el proyecto es muy pequeño, pero generalmente si el proyecto es de gran envergadura, se conforma un grupo de bancos, generalmente con un banco obrando como responsable de la operación

Para comprobar que el proyecto está bien planificado y que realmente puede cumplir con las obligaciones de pago de los recursos prestados dentro de las fechas establecidas, generalmente los bancos contratan una “debidia diligencia” la cual es realizada por personal, técnico y comercial independiente a ellos (EWEA, 2009b).

Por lo general, un banco no desembolsa el 100% del valor de un proyecto y espera a que el prestatario realice un aporte de efectivo conocido como *Equity*. Es típico ver *Equities* de 25 a 30 por ciento y préstamos del 70 al 75%. En ocasiones, un préstamo de 80 por ciento es posible.

El préstamo a menudo se divide en dos partes: un préstamo para la construcción y un préstamo a largo plazo. El préstamo de construcción provee fondos para la construcción del proyecto y se convierte en un préstamo a largo plazo después de la terminación. El préstamo a largo plazo es generalmente menos costoso que el préstamo de construcción, debido a que los riesgos son menores durante la operación (EWEA, 2009b).

Generalmente, la duración de un préstamo es de entre 10 y 15 años, pero los términos a largo plazo se han ido incrementando en la medida en que los bancos han adquirido mayor experiencia en la industria eólica.

La tasa de interés se puede calcular entre un 1 a 1,5 por ciento por encima de la tasa base en la que el Banco solicita prestados sus propios fondos o tasa interbancaria (EWEA, 2009b).

La distribución y el costo de la deuda y del *equity*, así como sus respectivas cuotas de financiación definen el costo medio ponderado del capital del proyecto (WACC por sus siglas en inglés).

En la siguiente figura se presenta el esquema de un negocio eólico estructurado mediante el sistema de *Project Finance*.

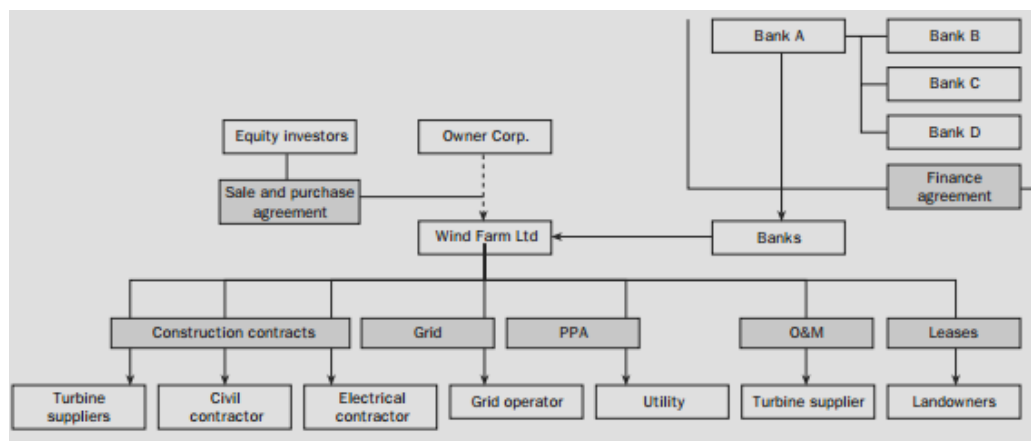


Figura 10. Estructura de financiación típica de un parque eólico
Fuente: EWEA (2009b)

3.1.6 Venta de Energía

La energía tiene un costo de producción, que se crea al considerarse los CAPEX, OPEX, vida útil y el factor de capacidad del proyecto, es decir su precio en “la puerta de la fábrica”. Sin embargo, su precio de venta dependerá de los requisitos de rentabilidad de los propietarios, WACC, y la forma en la que la energía eólica se comercializa en cada lugar.

Cuando un dueño de un parque eólico comercializa la electricidad, se suele suscribir un acuerdo de venta de energía (PPA por su sigla en inglés) en el cual se especifican los plazos para la entrega, el punto de entrega y el nivel de voltaje para la entrega. El PPA puede ser un contrato de precio fijo, o un contrato de precios indexados o simplemente una venta para el mercado local, regional o nacional en un mercado *spot* de electricidad.

Por lo tanto, no hay un precio único para la energía eólica. El precio exigido por el propietario del parque eólico obviamente depende de los costos en que tendrá que incurrir para cumplir con la entrega y los riesgos que debe soportar (o asegurar) para cumplir con su contrato.

Debe tenerse en cuenta el marco institucional en el que la energía eólica se ha desarrollado ya que los mercados de energía eléctrica se han formado basados en la experiencia con las tecnologías de generación convencionales, su regulación, sus tiempos de despacho y las normas de competencia, de las mismas. Por lo tanto, estos mercados tienen implícitos subsidios que fueron implementados en su momento cuando se requería introducir cada una de las tecnologías convencionales (EWEA, 2009a).

Por este motivo y con el fin de estimular la entrada de energías renovables, los gobiernos podrían crear impuestos en los que se castiguen externalidades como la contaminación generada por cada tecnología, lo cual podría hacer

más competitiva la entrada de nuevas fuentes de energía o subsidiar el costo de la energía producida, por medio de un mecanismo que garantice tarifas a los productores o definir políticas de exención fiscal que estimulen el crecimiento de las energías renovables, tales como la eólica, las cuales se describen con detalle en la sección 3.4.

3.2 Costo Nivelado de Energía

El Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés), es un indicador que permite comparar los costos unitarios de diferentes tecnologías de producción de energía a lo largo de la vida del proyecto. Representa el costo por unidad de energía generada, de construir y operar una planta generadora durante una vida financiera y ciclo de trabajo asumidos. Los principales insumos para calcular el LCOE incluyen costos de capital, costos de combustible, costos fijos y variables de operación y mantenimiento, costos de financiamiento y una tasa de utilización asumida para cada tipo de planta (EIA, 2015)

El Costo Nivelado de Energía se calcula mediante la siguiente fórmula, si se expresa en \$USD/MWh:

$$LCOE \left[\frac{USD}{MWh} \right] = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + CC_t + O\&M_t + GA_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

donde:

I_t : Costo de inversión en el año T (USD)

CC_t : Costo del combustible en el años t (USD)

$O\&M_t$: Costos de operación y mantenimiento en el año t (USD)

GA_t : Gastos Administrativos en el año t (USD)

r: Tasa de descuento.

E_t : Energía generada en el año t (MWh)

n: Vida útil del proyecto, incluido tiempo de construcción (años).

La metodología para el cálculo del LCOE refleja los riesgos tecnológicos genéricos, no los riesgos específicos del proyecto en mercados específicos. Dado que tales riesgos existen, hay una brecha entre el LCOE y los costos financieros para propietarios-operadores en mercados de electricidad reales que enfrentan incertidumbres específicas. Por la misma razón, el LCOE está más cerca del costo real de la inversión en la producción de electricidad en los mercados de electricidad monopolizados, con precios regulados, más que a los costos reales de los generadores en mercados competitivos, con precios variables debido a los muchos determinantes técnicos y estructurales como la incapacidad de almacenamiento de electricidad, la variabilidad de la demanda diaria de electricidad o las variaciones estacionales en ambos, la oferta y la demanda. (IEA, et al, 2015)

3.3 Costo nivelado de energía por tecnología

Como se indicó en el numeral 3.1.1 de este documento, en los 22 países que se analizaron los costos de generación de electricidad para cada tecnología, se presenta un capítulo con el cálculo de los costos nivelados de cada tecnología en cada país. Esta información fue recopilada y presentada en la siguiente Tabla, en la cual se destaca que el costo nivelado de energía para la generación eólica se ha convertido en uno de los más económicos que se puedan conseguir, solo superado por la generación con carbón y nuclear, pero superando a fuentes de generación tradicionales como las Centrales hidroeléctricas y las Centrales a gas o también a nuevas fuentes renovables como la solar o las centrales filo de agua.

Tabla 4. Costo Nivelado de energía por tecnología³

Tecnología	Costo de Inversión equivalente (Millón USD\$/MWh)	Costo de AOM equivalente (Millón USD\$/MWh)	Costo de combustible equivalente (Millón USD\$/MWh)	Costo de Generación equivalente -LCOE-2015 (USD\$/MWh)	Costo de Generación equivalente -LCOE-2010 (Millón USD\$/MWh)	Incremento entre 2010-2015
Nuclear	76	13	10	100	99	1%
Central Hidroeléctrica	136	14	0	149	(4)	
Eólica en tierra	90	22	0	112	137	-18%
Carbón	34	9	54	97	89	9%
PCH	145	34	0	179	(4)	
Gas Natural – Ciclo Combinado	11	5	114	130	92	41%
Solar PV – Parque Solar a gran escala	141	27	0	168	(4)	
Solar PV – comercial	157	22	0	180	(4)	
Gas Natural – Ciclo Abierto	6	5	114	125	(4)	
Eólica costa afuera	164	48	0	212	(4)	
Solar PV – residencial	241	26	0	268	(4)	

Fuente: IEA, et al, 2015 e EIA, et al, 2010. Elaboración propia

Así mismo, al compararse con los costos nivelados del año 2010, calculados por el mismo autor, se observa que el costo nivelado de la energía eólica fue el único que decreció (18%), lo cual se debe a “los avances representativos logrados en términos de eficiencia y sofisticación de estos equipos, lo cual permite hoy en día obtener el mismo output de energía por menores costos que hace 5 y 10 años.”, tal como lo indica UPME (2015).

³ Calculado con una tasa de descuento de 10%

⁴ Valores no presentados por el autor en IEA, et al, 2010

3.4 Principales Políticas, Estímulos e Instrumentos Usados para la Incorporación de la Generación Eólica

El fortalecimiento y crecimiento de nuevas tecnologías de generación con energía renovables (ER) en los diferentes países del mundo, han venido acompañados de beneficios ambientales, como la reducción en emisiones de gases de efecto invernadero –GEI–, instrumentos directos de política energética dirigidos a facilitar la integración de estas fuentes alternativas en el mercado eléctrico, y mecanismos fiscales y de financiamiento.

A continuación, se describen las principales políticas utilizadas en el mundo para fomentar la entrada de energías renovables como la eólica.

3.4.1 Instrumentos para la reducción de Emisiones

Dentro los principales se tienen los siguientes:

- **Impuestos al Carbono:** Consiste en establecer impuestos para contrarrestar la externalidad negativa generada por la emisión de carbono causada por las plantas térmicas generadoras. El recaudo es utilizado generalmente para invertir en generación a través de energías renovables.

Este mecanismo ha sido criticado en algunos países ya que incrementa hasta en un 75% el costo de la energía producida a través de plantas térmicas. Este impuesto actualmente se ha implementado en 40 países, sin embargo, los dos mayores contaminantes del mundo, China y Estados Unidos no lo tienen implementado (ECOFYS, 2014).

Algunos países no han adoptado este impuesto por considerar que su economía pierde competitividad con el incremento del costo de la energía.

- **Comercio de Emisiones:** Conocido como “Cap and Trade”, se trata de un programa regulatorio gubernamental que establece el límite de GEI para un país y distribuye las emisiones máximas entre cada agente generador de GEI, lo cual hace que se genere un mercado de cuotas de emisiones.

A nivel mundial, se estableció un límite de emisiones a través de la firma del protocolo de Kioto por cada estado miembro, permitiéndose que se generara un mercado de emisiones, en el cual los países generadores de GEI adquieren “cuotas de emisión” a los países que presentan menor contaminación.

Esta medida permite establecer y mantener el nivel de emisiones que el ente coordinador del mismo requiera.

3.4.2 Feed-in Tariffs (FITs) o Tarifa Garantizada

Se trata de un instrumento normativo creado en 1978 en Estados Unidos. Consiste en establecer una tarifa que deberá pagar la empresa comercializadora de energía a los generadores de energías renovables, la cual se establece generalmente por parte del estado, según el costo de producción de la energía, definido por el tipo de energía, tamaño y ubicación de la central (UPME, 2015).

Su objetivo es garantizar al generador de ER precios para períodos fijos de tiempo por la electricidad. Estos precios se ofrecen generalmente en una forma no discriminatoria por cada kWh de electricidad producida, y pueden ser diferenciados de acuerdo con el tipo de tecnología, el tamaño de la instalación, la calidad del recurso, la ubicación del proyecto, así como un sinnúmero de variables específicas del proyecto. Se ha utilizado en más de

50 países, destacándose Alemania, España y Dinamarca (COUTURE & GAGNOS, 2010).

Adicionalmente a la definición de la tarifa, para que los FITs cumplan su objetivo, requieren que el estado garantice el transporte o transmisión de la energía generada, así como una obligación de compra de toda la electricidad inyectada al sistema. (MENDONÇA & JACOBS, 2009).

Los FITs son flexibles, ya que admiten ajustes y decrecimiento del precio en el tiempo, producto del progreso tecnológico, disminuyendo los costos de generación.

En los últimos años, en países como Alemania, Reino Unido, Dinamarca, Finlandia y Eslovaquia, los FITs se han complementado para incrementar la eficiencia de la tecnología, implementándose precios “piso” y “techo”. (TIMILSINA, VAN KOOTEN & NARBEL, 2013).

3.4.3 RPS o Cuotas

Otro procedimiento usado en la práctica internacional consiste en establecer cuotas para la participación de energía renovable, ya sea en términos relativos o como metas específicas de capacidad instalada. Un enfoque particular para esta modalidad consiste en que el Gobierno establezca una cuota mínima de la cantidad de energía renovable a ser comercializada para que las fuerzas del mercado determinen el precio. En los Estados Unidos a este tipo de esquema se le conoce como RPS (Renewable Portfolio Standards) o en español, portafolio estándar de energías renovables. En general, un RPS fija un porcentaje mínimo de electricidad generada mediante una o varias tecnologías renovables que debe ser alcanzado en determinada fecha por las utilities/comercializadoras a las que se aplica

En la mayoría de los países que han introducido el sistema de cuotas, se aplica una multa por incumplimiento al generador o comercializador, lo cual genera un límite al precio del certificado verde. Si bien esto expone a los generadores a la eficiencia de los precios de mercado, dichos esquemas ofrecen significativamente menor certeza de ingresos para los inversores, en particular si no hay un mínimo precio del certificado verde. En principio, ese riesgo es normal para las inversiones en el mercado verde y pone las inversiones en energías renovables en pie de igualdad con otras inversiones de generación. Por otro lado, el aumento en el riesgo de los ingresos aumenta el costo de capital, en algunos casos hasta tal punto que la financiación de la deuda de algunos proyectos no es fácil de encontrar. Esto no solo aumenta el costo del desarrollo de energías renovables en general, también puede tener un efecto secundario en el sector eléctrico de limitar la provisión de energías renovables solo a generadores de gran escala capaces de financiar los proyectos verdes o con acceso a una financiación de deuda más barata. En consecuencia, en ciertas circunstancias, estos esquemas pueden elevar el costo de las energías renovables. (DONG, 2012).

Para lograr el cumplimiento de esas cuotas o metas fijadas, se han desarrollado básicamente dos tipos de mecanismos que son: los métodos basados en subastas y los certificados de energía renovable o REC's (Renewable Energy Certificates), los cuales se definen posteriormente en este capítulo.

Mecanismos de este estilo se han adoptado en 30 de los 50 estados de EE. UU, así como en varios países, incluidos el Reino Unido, Italia, Bélgica y Chile, En casos como el de este último, en el año 2008 introdujo, a través de la Ley 20257 y su respectiva regulación un sistema de cuotas, de acuerdo con el cual por lo menos 10% de la energía comercializada por los generadores deberá producirse con FNCER al año 2024. El requerimiento se inició con una

obligación fija del 5% desde enero del año 2010 hasta el 2014, la cual debe incrementarse gradualmente en 0,5% anual desde 2015 hasta llegar al 10% en 2024. (UPME, 2015).

3.4.4 Subastas

Es un mecanismo que cuyo objetivo consiste en alcanzar la meta en participación de ER que los Gobiernos plantean (UPME, 2015). En la última década ha sido el mecanismo más utilizado en el mundo para lograr este objetivo (IRENA, 2015b).

Para tal fin, se abren licitaciones para generar una determinada cantidad de energía renovable, en las cuales los generadores participan ofreciendo el producto licitado, capacidad (MW) o energía (MWh), asignándose la subasta al oferente que presente el menor precio por cada unidad de energía generada, pero se pueden tener en cuenta criterios adicionales. Finalmente se firma un contrato que generalmente es un acuerdo de compra de energía a largo plazo (PPA, por sus siglas en inglés).

Dentro de los principales problemas que han encontrado los desarrolladores de proyectos a través de subastas, están principalmente el incumplimiento por dificultades en la construcción de las líneas de transmisión y subestaciones, así como las demoras en el cierre financiero de los proyectos (Elizondo, et al, 2014).

Para cubrir las pérdidas por estas demoras, se exigen pólizas de seriedad (con el objetivo de que se conserve la oferta), de construcción (para garantizar la construcción de la planta) y de cumplimiento (a fin de que se realice una adecuada prestación del servicio). Los valores de las fianzas generalmente suelen ser equivalentes al 1%, 5% y 1% del valor del contrato, respectivamente (IRENA, 2015b).

3.4.5 Certificados de Energía Renovable –RECs

Al igual que las subastas, los RECs son instrumentos diseñados para propender alcanzar la meta de participación de energías renovables planteadas por cada país. Para ello los gobiernos fijan un porcentaje de generación a través de energías renovables que deben cumplir las distintas partes (generadores, distribuidores, consumidores) y aquellas que no desarrollen su propias centrales para producir esta energía, deberán adquirir RECs a quienes las generen.

Los elementos de diseño específicos son particulares para cada país, e incluyen aspectos como tecnologías elegibles, períodos de cumplimiento, posibilidades de banking, etc. (IRENA, 2015b).

3.4.6 Contratos por Diferencias

Este instrumento, permite garantizar un precio fijo, que se establece según la tecnología, capacidad de generación y ubicación entre otros factores, con el cual los generadores de energías limpias venden al mercado mayorista su producción y posteriormente se ajusta el precio de venta, de acuerdo con el precio real que haya tenido el mercado (el ajuste puede ser positivo o negativo). De esta forma, los generadores de ER tienen garantizado un precio de venta, que les permita tener una seguridad en su inversión (UPME, 2015).

3.4.7 Incentivos por Encima del Precio de Mercado

Este instrumento consiste en el pago de incentivos adicionales al precio del mercado eléctrico, para las empresas desarrolladoras de proyectos mediante ER.

Estos incentivos se han presentado de diferentes formas: valores fijos o también pueden acordarse variables dependiendo de la fluctuación del precio

de mercado. Asimismo, pueden presentarse a manera de deducciones fiscales.

El cálculo del incentivo se hace calculando el precio de generación de cada tecnología o también puede calcularse según los beneficios por complementariedad, disminución de emisiones, etc. (UPME, 2015)

3.4.8 Balanceo Neto y Autoconsumo

Es una política que incentiva a los consumidores a generar su propia energía mediante fuentes renovables e inyectar sus excedentes al sistema eléctrico, el cual puede ser remunerado con consumo futuro o con reconocimiento económico, según las políticas de cada país. A estos consumidores se les denomina actualmente prosumidores.

La remuneración de la diferencia entre lo consumido y los excedentes puede acordarse de acuerdo con la tarifa de consumo al usuario, metodología denominada medición neta.

Si la tarifa es diferente para el consumo y para los excedentes de energía, estos se contabilizan y se liquidan aparte para realizar una facturación neta.

El balanceo debe tener establecido criterios de conexión, términos de remuneración, plazo de pago, costos y pérdidas de transmisión y carga impositiva, entre otros. En países donde la tecnología de autogeneración ha crecido significativamente, se han implementado políticas restrictivas que impiden la salida del sistema eléctrico de estos consumidores, ya que una salida masiva de prosumidores pondría en riesgo la recuperación de costos de transmisión y distribución. (UPME, 2015)

3.4.9 Subsidios Directos y Deducciones en Impuestos (Instrumentos Fiscales)

Los subsidios, préstamos o inversiones directas del Gobierno son mecanismos de inversión de los estados en los cuales, a través de aportes de recursos públicos en proyectos, los rendimientos de estas inversiones se ven reflejados en un beneficio social. (UPME, 2015).

Las deducciones de impuestos se realizan generalmente sobre servicios, equipos y gastos de preinversión relacionados con proyectos; sobre investigación y/o operación de los proyectos de energía renovables y también se puede aplicar sobre los ingresos por venta de electricidad y de bonos de carbono.

Las exenciones fiscales pueden aplicarse sobre el impuesto a la renta, el impuesto sobre las ventas, el impuesto sobre el patrimonio, tasas locales, tasas administrativas y aranceles entre otros impuestos.

Las deducciones pueden capitalizarse a través de la reducción de impuestos, devoluciones, deducciones y/o créditos fiscales (IRENA, 2015b).

Actualmente, las energías renovables como las eólicas, requieren una inversión inicial en capital mayor que las plantas generadoras con energías fósiles, por lo que las políticas e incentivos en algunos países son pequeños comparados con el capital invertido. Por lo tanto, mientras no se apliquen impuestos a las tecnologías generadoras contaminantes (combustibles fósiles), será más rentable seguir construyendo éstas que las eólicas. (TIMILSINA, VAN KOOTEN & NARBEL, 2013).

3.5 Modelos de Mercados de Energía

Según lo indicado por Sally Hunt y Graham Shuttleworth en su libro *Competition and Choice in Electricity*, se han identificado cuatro modelos típicos de organización del sector eléctrico de acuerdo con el grado de competencia que se introduce en el sistema. A estos modelos se les conoce como «diseños de mercado» (market designs), pues suponen un conjunto de reglas, instituciones e instrumentos que varían dependiendo de la complejidad de la organización adoptada y del fomento de la competencia. Posteriormente en el capítulo 6 de este trabajo, se indicará el modelo existente en cada país estudiado y su estructura regulatoria. A continuación, se describen los 4 modelos de mercado según Hunt y Shuttleworth:

3.5.1 Modelo 1. Monopolio

Es un modelo tipo monopolio típicamente caracterizado por un sistema verticalmente integrado. En cualquier área geográfica, una sola compañía es propietaria y opera todo el parque generador y las redes de transmisión y distribución, siendo además responsable de la comercialización, esto es, distribuir la energía hasta el consumidor final. La empresa tiene obligación de suministrar energía a todos los clientes en el área de servicio, y con una tarifa regulada y asociada de alguna manera a los costos de dar el servicio, y generalmente con una tasa de retorno sobre las inversiones realizadas. Algunas veces existen empresas con generación y transmisión conviviendo con monopolios distribuidores. También en ocasiones se permite el autoabastecimiento y la compañía monopólica proporciona servicios de respaldo o compra de excedentes. En el modelo 1 no existe competencia en ningún segmento de la industria. (HUNT y SHUTTLEWORTH, 1996).

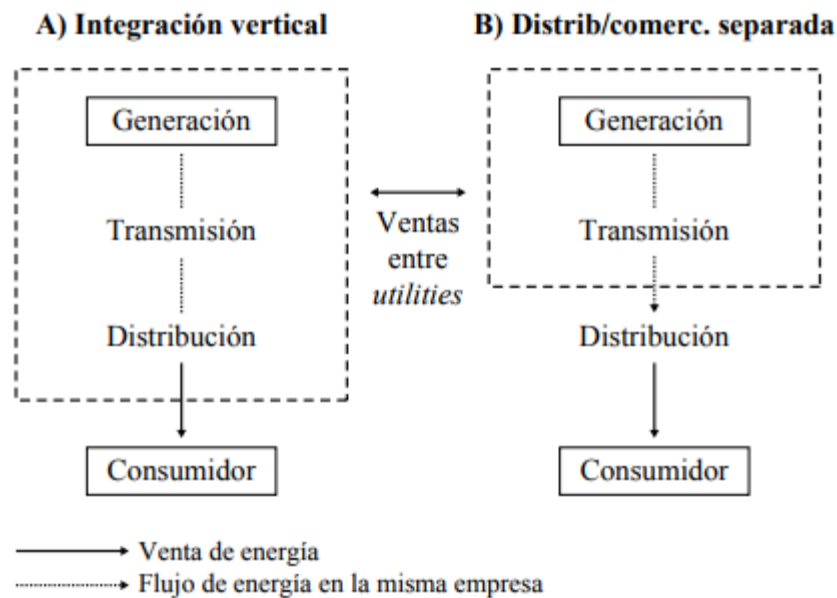


Figura 11. Modelo 1: Monopolio
Fuente: Hunt y Shuttleworth (2002)

3.5.2 Modelo 2. Agencia Compradora o Comprador Único:

En el modelo 2 aparecen los Productores Independientes de Energía (PIE), que generalmente entran aportando la nueva capacidad requerida por la expansión del sistema. Los PIE compiten para construir y operar las centrales y corren con los riesgos de construcción y operación. Los PIE venden su producción a una agencia compradora, que a su vez puede revender esta energía a compañías distribuidoras. En este modelo aparecen contratos de compra de energía, que generalmente incluyen pagos por costos fijos y costos variables. La competencia se promueve entre los generadores, y se dice que estos compiten por el mercado. Al permitirse el autoconsumo en sitios diversos, se requiere diseñar mecanismos para garantizar el acceso a las redes de transmisión y distribución de cualquier participante del mercado. (HUNT y SHUTTLEWORTH, 1996).

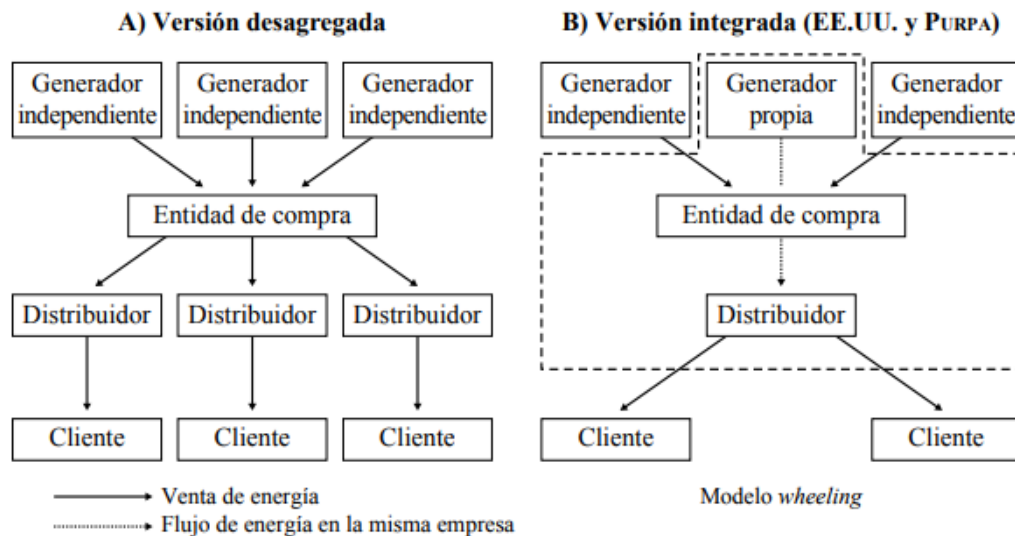


Figura 12. Modelo 2: Agencia Compradora o Comprador Único
 Fuente: Hunt y Shuttleworth (2002)

3.5.3 Modelo 3. Competencia Mayorista

En el modelo 3 se trata de introducir la competencia en generación y algunas veces en la comercialización liberando a las distribuidoras para seleccionar proveedor de energía (compras al mayoreo). Las distribuidoras mantienen un monopolio sobre una determinada área de concesión. Se introduce también el acceso a las redes de transmisión, de modo que las distribuidoras pueden seleccionar sus proveedores de los PIE. Esto significa que no todo el riesgo del mercado se transfiere a la compañía compradora. En este caso los contratos solamente tienen provisiones por riesgos en precios. La obligación de dar servicio es de las distribuidoras que todavía son monopolios geográficos. En este modelo se deben diseñar los mecanismos que permitan tener acceso abierto a la red de transmisión y distribución. (HUNT y SHUTTLEWORTH, 1996).

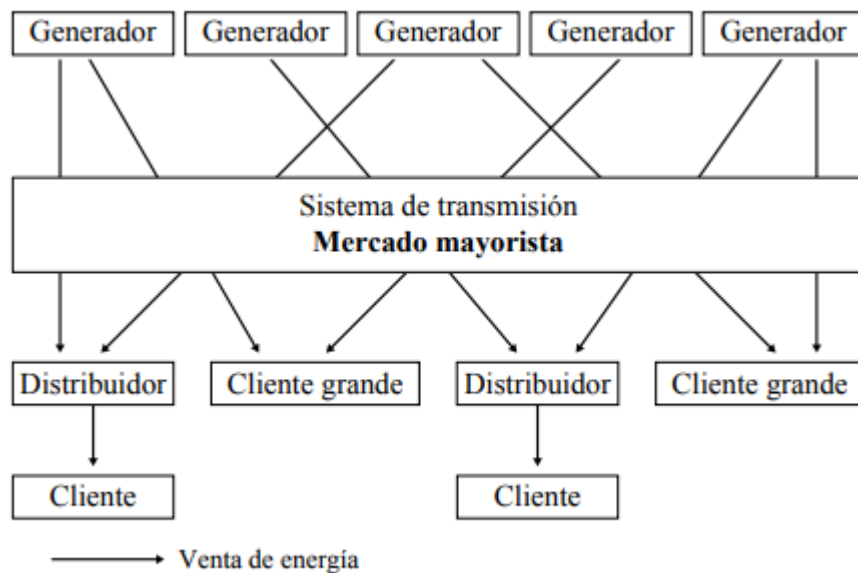


Figura 13. Modelo 3: Competencia Mayorista
Fuente: Hunt y Shuttleworth (2002)

3.5.4 Modelo 4. Competencia Minorista

En el modelo 4 se introduce la competencia en ventas al mayoreo y al menudeo. Los clientes tienen derecho a seleccionar su proveedor de entre los PIE o comercializadores. Aún los clientes que eran cautivos de un distribuidor en el Modelo 3, se puede separar comercialmente del distribuidor en cuya zona geográfica se encuentre. En este modelo se deben diseñar los mecanismos que permitan tener acceso abierto a la red de transmisión y distribución. Además de la reestructuración en segmentos de actividad de la industria en Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, las tendencias en los procesos de reestructuración de las antiguas empresas eléctricas monopólicas van hacia la introducción de la competencia en la generación y comercialización, el fortalecimiento del papel del estado como regulador de la industria y como formulador de políticas del sector, a la vez que la reducción de su papel como operador o empresario en las actividades básicas de la industria.

La evolución de las empresas eléctricas de los modelos 1 y 2 tradicionales hacia los llamados Mercados Eléctricos Competitivos representados en los modelos 3 y 4, implican una menor coordinación, especialmente en los horizontes de largo plazo, y requieren la definición de interconexiones comerciales (esto es, contratos a mediano y largo plazo y el establecimiento de un mercado de corto plazo o spot). Adicionalmente se requiere establecer los mecanismos en el acceso libre a las redes de transmisión y distribución. (HUNT y SHUTTLEWORTH, 1996).

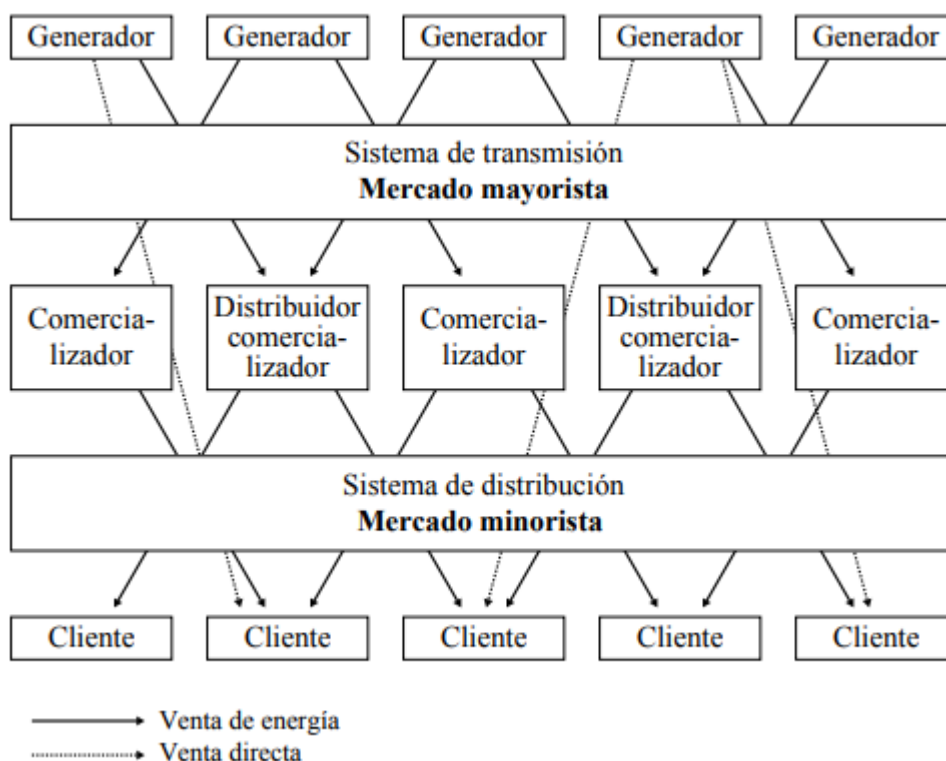


Figura 14. Modelo 4: Competencia Minorista
Fuente: Hunt y Shuttleworth (2002)

3.6 Síntesis del Capítulo

En el negocio de la energía eólica, el principal costo de inversión son los aerogeneradores, cuyo peso porcentual se encuentra entre el 64% y 74% del coto total de inversión. Lo anterior permite deducir que los esfuerzos para

hacer más llamativo económicamente el negocio eólico, deben enfocarse en medidas como deducciones arancelarias (para los aerogeneradores importados) o políticas que promuevan la industria local de aerogeneradores, que permitan optimizar cada vez más su costo.

Por otra parte, se presentan resúmenes de costos de generación en diversas tecnologías para el año 2010 y 2015, encontrándose que la eólica en tierra es la tercera tecnología con el LCOE promedio más económico, solo superado por la tecnología a carbón y la nuclear. Adicionalmente la eficiencia en los aerogeneradores hace que cada vez los costos de generación decrezcan, lo cual se evidencia con el decrecimiento en el LCOE en 18% entre el 2010 y 2015 para la tecnología eólica en tierra.

Adicionalmente, se presentaron en este capítulo instrumentos adicionales usados para promover las energías renovables tales como instrumentos para reducir emisiones; tarifa garantizada; subasta; cuota; certificados de energía renovable; contratos por diferencia; incentivos por encima del precio de mercado; y deducciones de impuestos entre otros.

Así mismo, se describen los cuatro modelos típicos de organización del sector eléctrico de acuerdo con el grado de competencia que se introduce en el sistema, para posteriormente, en el capítulo 6 de este trabajo, identificar el modelo en cada país y la estructura regulatoria.

En el siguiente capítulo se expone el análisis sobre la revisión literaria relacionada con las políticas de promoción de energías renovables que compete a este Trabajo Final, presentando el procedimiento de búsqueda utilizado y los resultados encontrados.

Capítulo 4. Revisión de Literatura

Con el objetivo de identificar estudios e investigaciones que se hayan hecho tanto a nivel local como mundial respecto a políticas para energías renovables, se procedió a la realización de búsquedas a través de la base de datos *ScienceDirect* (<http://www.sciencedirect.com>). Dentro de las búsquedas realizadas, se depuró la información para identificar las investigaciones realizadas recientemente, que estuvieran relacionadas con comparaciones de casos de estudio de políticas para energía renovable.

Como se evidenció que la base de datos *ScienceDirect* tiene un alto porcentaje de literatura en inglés, usando la herramienta de búsqueda avanzada, se buscaron documentos que tuvieran en su título las palabras claves “Renewable energy policies”, encontrándose 350 publicaciones, la mayoría de ellas generadas a partir del 2003, época en la cual inició el crecimiento de la penetración de la energía eólica en el mundo.

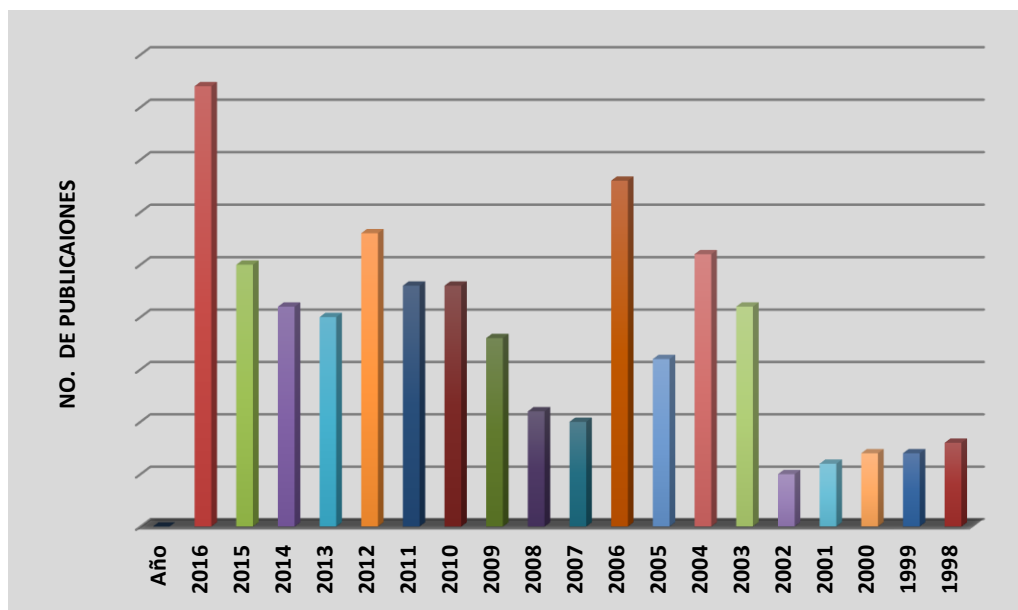


Figura 15. Publicaciones que contienen en su título “renewable energy policies”.
Fuente: ScienceDirect - Elaboración propia

Al sumar la palabra “wind” a esta búsqueda, se obtienen las siguientes siete publicaciones:

Tabla 5. Publicaciones con títulos relacionados con las palabras claves: “Renewable energy policies wind”

Nombre de la Publicación	Fuente
Impact of public policy uncertainty on renewable energy investment: Wind power and the production tax credit	Energy Policy, 2010, 38, 12, 7698-7709
Assessing the Cost of Renewable Energy Policy Options – A Spanish Wind Case Study	Renewable Energy, 2016, disponible online desde noviembre 3 de 2016 (recientemente aceptado, no disponible aún en volúmenes) http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.11.001
How does uncertainty in renewable energy policy affect decisions to invest in wind energy?	The Electricity Journal, 2016, 29, 3, 64-71
Role of policy in innovation and international trade of renewable energy technology: Empirical study of solar PV and wind power technology	Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, 44, 717-727
Adaptations of renewable energy policies to unstable macroeconomic situations—Case study: Wind power in Brazil	Energy Policy, 2006, 34, 18, 3591-3598
Enhancing renewable and sustainable energy development based on an options-based policy evaluation framework: Case study of wind energy technology in Taiwan	Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2011, 15, 5, 2185-2198
Fostering a renewable energy technology industry: An international comparison of wind industry policy support mechanisms	Energy Policy, 2007, 35, 3, 1844-1857

Fuente: ScienceDirect - Elaboración propia

Al leer los resúmenes de los artículos, se selecciona para ser analizado los artículos relacionados en la Tabla 5.

Posteriormente a la búsqueda inicial, “renewable energy policies”, se le adiciona la palabra “comparison” encontrándose los siguientes artículos:

Tabla 6. Publicaciones con títulos relacionados con las palabras claves: “Renewable energy policies comparison”

Nombre de la Publicación	Fuente
Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany: Mithcell, C. et al. Energy Policy, 2006, 34, (3), 297–305	Fuel and Energy Abstracts, 2006, 47, 4, 294
Carbon emission and mitigation cost comparisons between fossil fuel, nuclear and renewable energy resources for electricity generation: Sims, R. E. H. et al. Energy Policy, 2003, 31, (13), 1315–1326	Fuel and Energy Abstracts, 2004, 45, 2, 102
Impact of public policy uncertainty on renewable energy investment: Wind power and the production tax credit	Energy Policy, 2010, 38, 12, 7698-7709
Assessing the Cost of Renewable Energy Policy Options – A Spanish Wind Case Study	Renewable Energy
How does uncertainty in renewable energy policy affect decisions to invest in wind energy?	The Electricity Journal, 2016, 29, 3, 64-71
Development of renewable energy in Australia and China: A comparison of policies and status	Renewable Energy, 2016, 85, 1044-1051
Role of policy in innovation and international trade of renewable energy technology: Empirical study of solar PV and wind power technology	Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, 44, 717-727
Adaptations of renewable energy policies to unstable macroeconomic situations—Case study: Wind power in Brazil	Energy Policy, 2006, 34, 18, 3591-3598
Enhancing renewable and sustainable energy development based on an options-based policy evaluation framework: Case study of wind energy technology in Taiwan	Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2011, 15, 5, 2185-2198
Fostering a renewable energy technology industry: An international comparison of wind industry policy support mechanisms	Energy Policy, 2007, 35, 3, 1844-1857
Fostering a renewable energy technology industry: An international comparison of wind industry policy support mechanisms	Energy Policy, 2007, 35, 3, 1844-1857
Framing energy efficiency and renewable energy policies: An international comparison between Mexico and China	Energy Policy, 2012, 51, 128-137
Comparison of renewable energy policy evolution among the BRICs	Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2011, 15, 9, 4904-4909

Fuente: ScienceDirect - Elaboración propia

Posteriormente a las palabras claves iniciales “Renewable energy policies” se les agregan los nombres de los países objeto de estudio, es decir, China, United States, Germany, Brasil, Mexico, Uruguay y Colombia. En estas siete búsquedas se obtiene los siguientes resultados:

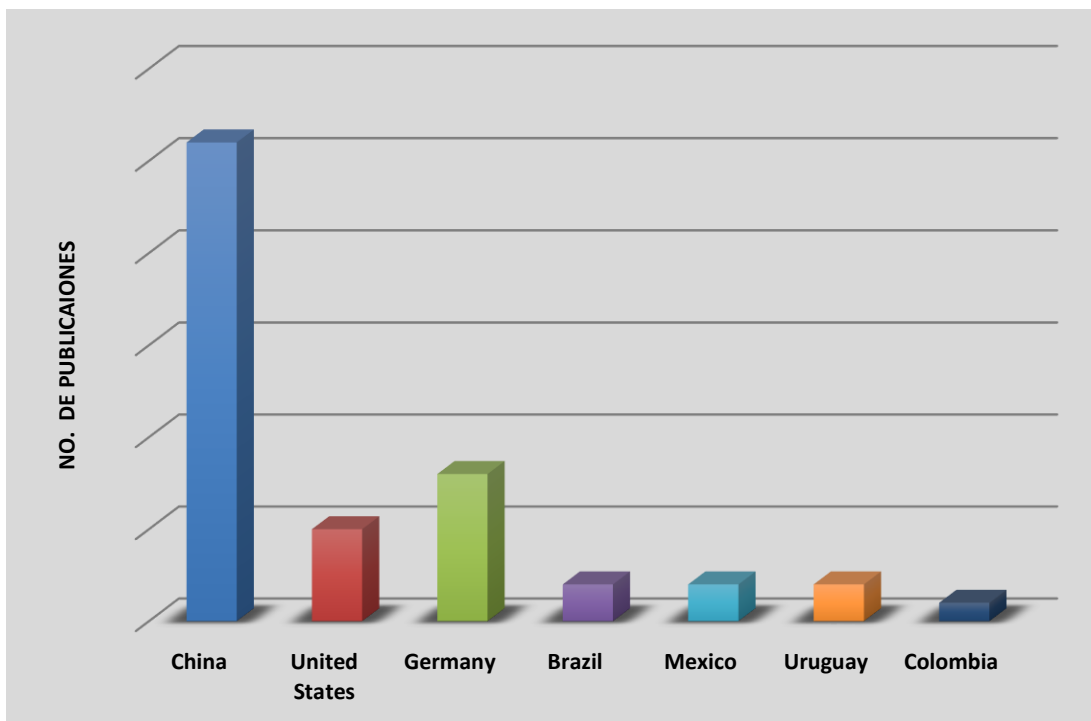


Figura 16. Publicaciones sobre políticas de energías renovables por país objeto de estudio.
Fuente: ScienceDirect - Elaboración propia

Algunas de las publicaciones encontradas en esta última búsqueda, contenían tópicos relacionados con el objeto de este trabajo, sin embargo, al analizar las referencias bibliográficas contenidas en los archivos o ciertos autores relacionados en los mismos, se encontraron artículos de los cuales fue posible extraer información más precisa, los cuales fueron incluidos en este trabajo.

También se aclara que en la revisión literaria realizada en las publicaciones de Agencias e instituciones como IEA, IRENA, GWEC, EWEA, REN21 y UPME, entre otras, además de hallarse estadísticas del mercado eléctrico

eólico en cada país, se encontraron publicaciones sobre políticas de energía renovable de años recientes, algunas inclusive de 2016, que fueron de mucha utilidad para complementar la información obtenida en los artículos anteriormente indicados.

4.1 Síntesis del Capítulo

La revisión literaria sobre políticas de energía renovables se concentra a partir del 2003, coincidiendo con el inicio del apogeo de fuentes renovables como o la eólica.

Las Agencias Internacionales de Energía Renovable, así como entidades gubernamentales como la UPME, poseen gran cantidad de literatura sobre políticas de promoción de energía renovables, sobre las cuales incluso se basan muchos de los artículos seleccionados en la revisión literaria realizada. Se pudo evidenciar que el sector de energías renovables tiene un grupo de agencias que clasifican y actualizan constantemente los avances en el sector, dando relevancia a las políticas e instrumentos que cada país utiliza, tal es el caso de IRENA, GWEC, EWEA y REN21, entre otras.

En el siguiente capítulo se relacionan los objetivos general y específicos de este trabajo y posteriormente se presenta la caracterización de los instrumentos de promoción de energías eólicas utilizados en los países con mayor potencia eólica instalada en el mundo y en Latinoamérica, para detallar posteriormente el caso de Colombia y los instrumentos que se pudieran utilizar en este país para fomentar la incursión de la generación eólica.

Capítulo 5. Objetivos

5.1 Objetivo General

Caracterizar los principales estímulos económicos usados en el mundo que puedan ser implementados en Colombia para fomentar la inversión en generación eólica.

5.2 Objetivos Específicos

- Determinar los países que mayor crecimiento tuvieron en generación eólica, tanto a nivel mundial, como a nivel latinoamericano, de acuerdo con las estadísticas de crecimiento en la capacidad instalada de generación eólica en el mundo en los últimos 20 años
- Recopilar en los países seleccionados en el objetivo anterior, las políticas de incentivos que han utilizado en cada uno de ellos, para estimular el crecimiento de la generación eólica.
- Describir el estado actual de la generación de energía eólica en Colombia y las políticas existentes actualmente para incentivar el crecimiento de dicha tecnología.

Capítulo 6. Caracterización de los Incentivos y Estímulos en los Países con Mayor Potencia Eólica Instalada en el Mundo y en Latinoamérica

6.1 Selección de los Países Caso de Estudio

Para determinar los países que serán nuestro caso de estudio respecto a políticas aplicadas para incentivar el desarrollo de las energías renovables, especialmente la generación eléctrica eólica, se trazó como criterio seleccionar los tres países que mayor capacidad instalada eólica tuvieran en el mundo, para determinar las políticas que les ha permitido ponerse a la vanguardia de esta tecnología. Adicionalmente, se seleccionaron los tres países con mayor capacidad instalada en energía eólica en el ámbito regional (Latinoamérica), para analizar las políticas que han permitido el avance de la aerogeneración en países con características sociales y económicas similares a Colombia.

La información estadística sobre potencia de generación eólica instalada por países, se tomó de la página del Global World Energy Council (GWEC), asociación internacional, que representa agencias internacionales como la International Energy Agency (IEA), la cual coordina las políticas energéticas de los países que pertenecen a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico – OCDE-; asimismo, GWEC representa a otras organizaciones internacionales en el sector eólico tales como la Agencia Internacional de Energías Renovables –IRENA, por sus siglas en inglés-, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC por su sigla en inglés) y la organización “Renewable Energy Policy for the 21st Century”, REN21, entre otras. Sus estadísticas fueron las más referenciadas entre las bibliografías estudiadas en el presente trabajo, así como las más actualizadas (diciembre de 2015). De igual manera, sus estadísticas en el tópico eólico son utilizadas por el Consejo Mundial de

Energía (WEC, por sus siglas en inglés), entidad que reúne la información oficial sobre energía, de más de 90 países del mundo.

Una vez establecida la fuente de la cual se obtendrían las estadísticas sobre el mercado eólico, se ordenaron éstas en las gráficas presentadas en las Figuras 4 y 5 del Capítulo 2 –Antecedentes- del presente documento, seleccionándose los países con mayor potencia instalada a finales de 2015 en el mundo y a nivel regional.

El criterio usado para elegir los casos de estudio de países con mayor capacidad instalada en generación eléctrica eólica permitió seleccionar a China, Estados Unidos y Alemania, países que, por su avanzada penetración en esta tecnología, coinciden en que tuvieron las empresas fabricantes de turbinas eólicas con mayor participación en 2014 (ver Figura 18) y los costos nivelados de energía eólica más bajos en el mundo (China y Estados Unidos).

Para el caso de Latinoamérica, uno de los tres países seleccionados, Brasil, se destaca por ser no solo la mayor potencia instalada en energía eólica de la región, sino la décima más grande del mundo, además de tener la mayor industria eólica latinoamericana y tener uno de los LCOE promedio ponderado más bajos del planeta, solo siendo superado por el reportado en China y Estados Unidos en 2015.

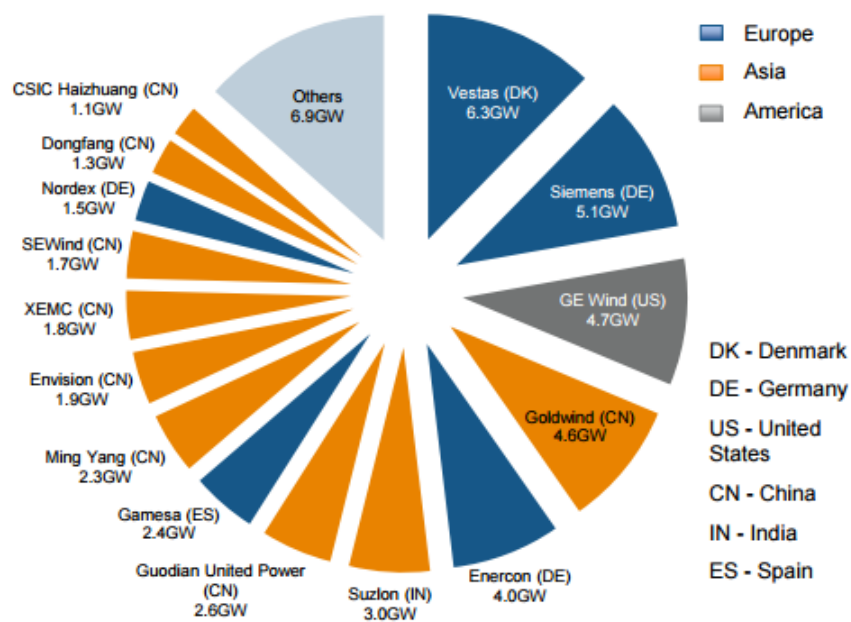


Figura 17. Distribución del mercado de fabricación de turbinas eólicas en el 2014, con respecto a la capacidad adicional en el mismo año.
Fuente (WEC, 2016)

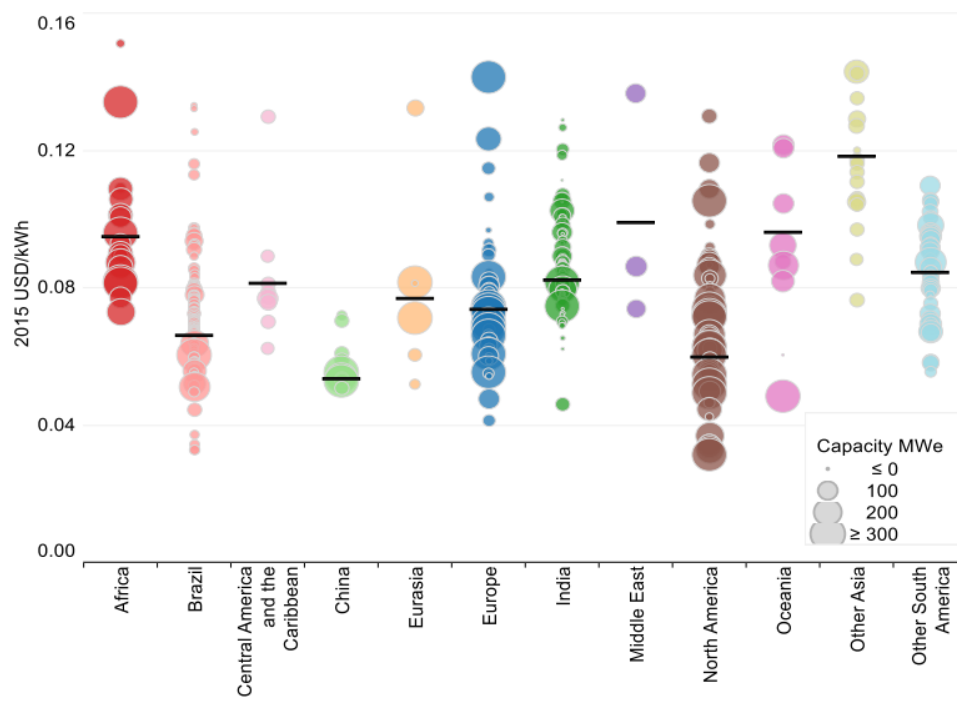


Figura 18. LCOE promedio ponderado en el mundo en 2015 para parques eólicos.
Fuente:(IRENA, 2016)

En conclusión, de acuerdo con el criterio indicado en éste capítulo, los casos de estudio seleccionados para el análisis de las políticas energéticas renovables corresponden a los países con mayores potencias instaladas en el mundo y en la región, los cuales a su vez han llegado a un punto de desarrollo de toda la cadena del negocio, logrando con ello obtener LCOE tan competitivos, que han convertido a la energía eólica en una de las fuentes de más bajo costo de electricidad disponible, con LCOE promedio ponderado por región entre \$USD 0,06/ kWh y \$USD 0,09 / kWh. (IRENA, 2016).

6.2 Caracterización de las políticas e incentivos usados en los países con mayor potencia eólica instalada en el Mundo

6.2.1 Caso de Estudio China

6.2.1.1 Características de la generación de energía

Es el mayor generador eólico del mundo. A finales de 2015 su capacidad eólica instalada era 145 GW (GWEC, 2016). Su matriz de generación desde el 2007 ha cambiado significativamente, disminuyendo en 9% la participación de la generación eléctrica con carbón, a cambio del incremento en la generación eólica e hídrica básicamente (ver Figura 19).

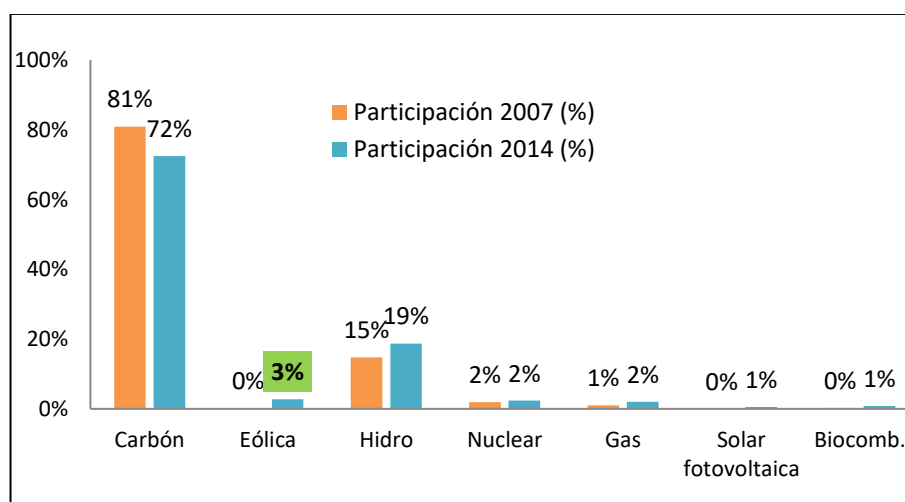


Figura 19. Cambios en la matriz de generación eléctrica china 2007-2014
Fuente: (IEA, s.f.) Elaboración propia

Respecto al costo actual de su energía eólica, su LCOE promedio ponderado para el año 2015 fue el más bajo del mundo, \$USD 53/MWh. (WEC, 2016).

6.2.1.2 Metas en energías renovables

El Décimo Segundo Plan Quinquenal de China (China's 12th FYP) identificó las energías renovables como una industria estratégica emergente y fijó las metas generales para las energías renovables. En este plan, suscrito en agosto de 2012, China comprometió alrededor de 290 millones de dólares para inversiones en energía limpia. China determinó que, para el año 2015, no menos del 30% de su capacidad de energía eléctrica se basaría en combustibles de fuentes no fósiles, principalmente hidroeléctricas, eólicas, solares y nucleares. La meta de capacidad instalada de generación de energía eólica era 100 GW en 2015 (ampliamente superada al alcanzar 145 GW) y 200 GW en 2020.

6.2.1.3 Marco Regulatorio

Como en muchos otros países antes de la reforma, el sector eléctrico de China se organizó históricamente como una única empresa integrada verticalmente (Modelo 1 -Monopolio-), con exclusiva propiedad y operación por el gobierno central. En los últimos 20 años, tres grandes reformas sucesivas han cambiado significativamente esta estructura original. El objetivo de la reestructuración más reciente (diciembre de 2002), que separa la generación, fue establecer el escenario para el desarrollo de la competencia entre generadores, con el objetivo de mejorar la eficiencia operativa y reducir los precios. (Kahrl, et al, 2014)

Según (POLITT, M et al, 2014), en esta reestructuración State Power Corporation (SP), que para ese momento tenía el 46% de la capacidad de

generación del país y el 90% de capacidad de transmisión, se desintegró y sus activos se redistribuyeron en once nuevas empresas estatales:

- Dos empresas encargadas de la transmisión: State Grid Corporation of China (SG), que cubre 26 provincias y China Southern Power Grid Company Limited (CSG), que abarca cinco provincias. SG dividió su territorio entre cinco subsidiarias regionales.
- Cinco compañías de generación: China Huaneng Group, China Datang Corporation, China Huadian Corporation, China Guodian Corporation y China Power. Estas empresas recibieron inicialmente alrededor de 20 GW de capacidad, con el objetivo de garantizar que cada uno tenga menos del 20% de cuota de mercado en cualquier región
- Cuatro compañías de servicios de energía: China Power Engineering Consulting Group, China Hydropower Engineering Consulting Group, China Water Resources and Hydropower Construction Group, y China Gezhouba Group. Estas entidades servicios auxiliares clave combinados que se habían integrado previamente en SP. (Kahrl, et al, 2014)

Actualmente la generación está en gran parte separada de la operación de la red. El 40% de generación es propiedad de los cinco grupos de generación más grandes, el resto de una multitud de pequeños generadores. La transmisión está dominada por State Grid Corporation y dos monopolios regionales más pequeños, mientras que la distribución es realizada por varios miles de pequeños jugadores en provinciales, prefectura y nivel del condado (World Bank Group, 2014).

Paralelamente a separar los negocios de generación, transmisión y distribución de SP, China creó un regulador nacional, la Comisión Reguladora de la Electricidad del Estado (SERC). Sin embargo, a pesar de estos cambios,

el sector eléctrico de China sigue siendo fundamentalmente propiedad del gobierno y operado por el gobierno, pero solo ligeramente regulado ya que SERC tiene pocas opciones directas para hacer cumplir las reglas, debido a que China carece de un poder judicial independiente que opere por encima de la legislación de cada Provincia. (World Bank Group, 2014).

Principales Autoridades Regulatorias:

- **Consejo de Estado:** Es la unidad administrativa líder responsable de implementar las leyes y políticas de la Asamblea Popular Nacional de China y de promulgar regulaciones bajo el marco legal.
- **Comisión Nacional de Desarrollo y Reforma (NDRC):** Estudia y formula políticas para el desarrollo económico y social y guía la reestructuración general del sistema económico. La NDRC no solo es responsable de formular medidas políticas de desarrollo energético, sino también de administrar y regular las políticas de precios. Define las FITs y coordina las principales subastas de energías renovables
- **Comisión Nacional de Energía (NEC):** Es responsable de redactar la estrategia de desarrollo de energía, teniendo en cuenta la seguridad energética y los problemas de desarrollo, y la implementación de monitoreo. Mientras que el NEC, presidido por el Premier, es la máxima autoridad que supervisa los problemas energéticos, el poder general de fijación de precios para la electricidad reside en la NDRC.
- **Administración Nacional de Energía (NEA):** El NEA es responsable de formular e implementar planes de desarrollo energético y políticas industriales, promover la reforma institucional en el sector de la energía, administrar los sectores energéticos y llevar a cabo el trabajo diario del NEC.
- **Nivel provincial:** Los gobiernos provinciales pueden implementar políticas locales de fijación de precios, ya que existen subdivisiones regionales que tienen el poder local delegado por el gobierno central.

Las comisiones de desarrollo y reforma a nivel provincial son las unidades clave responsables de formular y aplicar políticas de precios para la energía. (World Bank Group, 2014).

En conclusión, en el Mercado Eléctrico Chino se configuran dos modelos de mercado: El Monopolio y Agencia Compradora.

6.2.1.4 Políticas e Instrumentos Utilizados

Desde la promulgación de la Ley de Energías Renovables en 2006, la energía eólica en China ha alcanzado una gran expansión. Durante el periodo comprendido entre 2006 y 2009, la instalación acumulada de energía eólica se duplicó durante cuatro años consecutivos. En 2009, la nueva capacidad adquirida de China (13,8 GW) excedió el total de su capacidad de instalación en los últimos veinte años y superó la escala de crecimiento de Estados Unidos. (CWEA, 2014).

Entre el 2003 y 2009 se realizaron subastas para la instalación de parques de generación por 7,3 GW con un precio de energía contratada que estuvo entre 52,7 y 73,1 US \$/MWh. Estas subastas sirvieron para hacer crecer el mercado y corregir las falencias del mismo y en el 2009, una vez identificado el precio real de generación, obtenido de la experiencia en subastas, China cambió el proceso de contratación de energía a PPA (Power Purchase Agreements) con FITs. (IRENA, 2012).

Para desarrollar la industria eólica en China, el Gobierno dispuso una norma que exigía que el 70% de las inversiones de los parques eólicos subastados entre 2003 y 2009 fueran realizadas con partes de manufactura nacional.

En agosto de 2009, cuatro tipos de tarifas fueron establecidas a nivel nacional, aplicables en cada región según los recursos eólicos geográficos que cada una de estas regiones tenía, organizándolas por tipos. La tarifa Tipo 1 se calculó en 7,5 centavos de dólar/kWh, que incluye las regiones con mayores recursos eólicos (Mongolia Central y Xinjiang). La tarifa Tipo 2 se calculó en 7,9 centavos de dólar/kWh y la tarifa Tipo 3 en 8,5 centavos de dólar/kWh, que corresponde a las regiones occidental, central y del noreste de China. La tarifa Tipo 4 (aplicada a las regiones de bajos recursos eólicos) se calculó en 9,0 centavos de dólar/kWh. (IRENA, 2012).

El sistema FIT y el crecimiento de la industria de turbinas en China son los dos factores que han potenciado el rápido crecimiento de la instalación de capacidad eólica en este país. Sin embargo, el sistema FIT ha generado discusiones y revisión de dicha política. El gobierno central de China a través de su Comisión Nacional de Desarrollo y Reforma (CEDR) está considerando una reducción de la tarifa de entre el 3% al 5% después de 2015. Los desarrolladores de parques eólicos afirman que esta reducción generará un grave problema ya que los parques eólicos no podrán recuperar la inversión total con esta nueva reducción tarifaria (LIU, 2015).

Paralelamente a los instrumentos mencionados anteriormente, la política de incentivos fiscales ha sido uno de los métodos clave del gobierno de China para impulsar el desarrollo del sector de las energías renovables. A pesar de que nuevos incentivos fiscales aplicables al sector están surgiendo permanentemente, hay tres grupos principales incluidos en la Ley de Impuesto de Renta Corporativo de la República Popular China y sus regulaciones:

- **Exención de tres años, más reducción al 50% durante tres años del Impuesto de Renta Corporativo (CIT)**

Los ingresos obtenidos por proyectos de energía renovable y mecanismos de desarrollo limpios son elegibles para una exención de tres años y una reducción del 50% durante tres años en el CIT (actualmente calculado en 15%). (DRURY, 2010).

- **Exenciones/ Reducciones sobre el IVA**

Los productos o servicios que hacen un aprovechamiento integral de los recursos a través de procesos de energía eficiente han sido elegibles para la exclusión del IVA desde el año 2008. En ese mismo año, el Ministerio de Finanzas emitió una política fiscal, proporcionando exención de derechos de importación no solo sobre la totalidad de las turbinas sino sobre los componentes de éstas. Los fabricantes de turbinas locales también pueden hacerse acreedores a la adjudicación de subsidios públicos para promover la producción de nuevos modelos de turbinas. Entre los incentivos fiscales gubernamentales dirigidos específicamente a este sector se encuentra un descuento de hasta 50% del IVA recaudado (17%, menos un 50% de exención). Esta exención se aplica también a la venta de energía eléctrica generada a partir de energía eólica. (LIU, 2015).

El plan claro y ambicioso para el desarrollo de la energía eólica, la política industrial y de impuestos para promover la fabricación nacional de turbinas, y el esquema FIT para atraer inversiones y promover la ampliación de la instalación de capacidad, ha conducido a la disminución sustancial en el costo de generación de energía eólica.

6.2.2 Caso de Estudio Estados Unidos

6.2.2.1 Características de la generación de energía

Es el segundo productor de energía eólica en el mundo con 74,5 GW instalados al final del 2015 (17% del total mundial) (GWEC, 2016). Al igual que

en China su matriz de generación de electricidad ha cambiado considerablemente en los últimos 7 años, disminuyendo en un 9% la participación en generación con carbón, al incrementarse la generación con centrales térmicas a gas y eólicas.

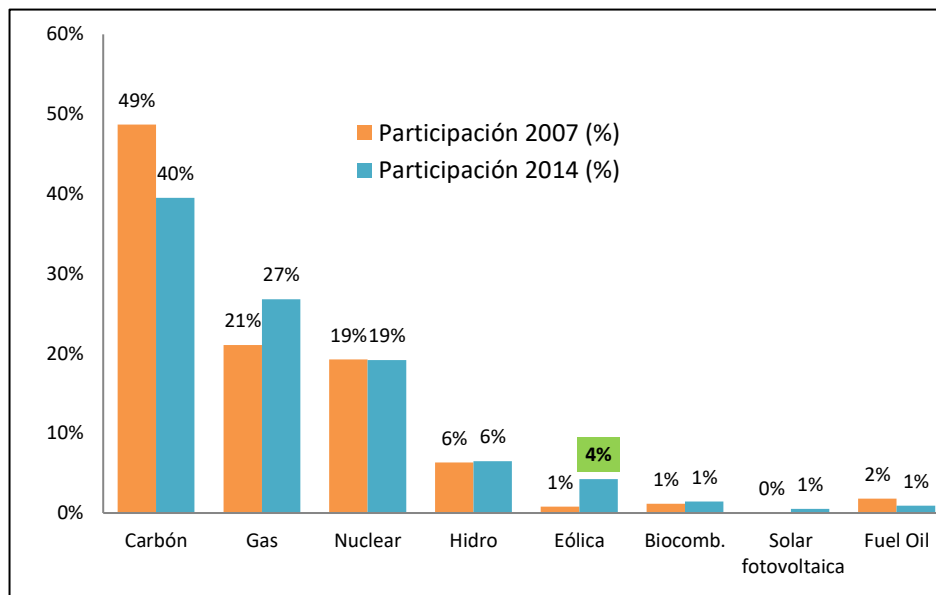


Figura 20. Cambios en la matriz de generación eléctrica de EE. UU. 2007-2014

Fuente: (IEA, s.f.). Elaboración propia

El LCOE promedio ponderado para el 2015 fue de \$USD 60/MWh, oscilando entre 31 y 130 \$USD/MWh. (WEC, 2016).

6.2.2.2 Metas en energías renovables

Cada estado, tiene sus propias metas de participación eólica en la matriz de generación. Veintinueve estados y el Distrito de Columbia cuentan con instrumentos que establecen la participación en ER de los generadores, es decir, cuotas o RPS. De éstos, 17 estados tienen cuotas superiores a un 20% (IRENA, 2012).

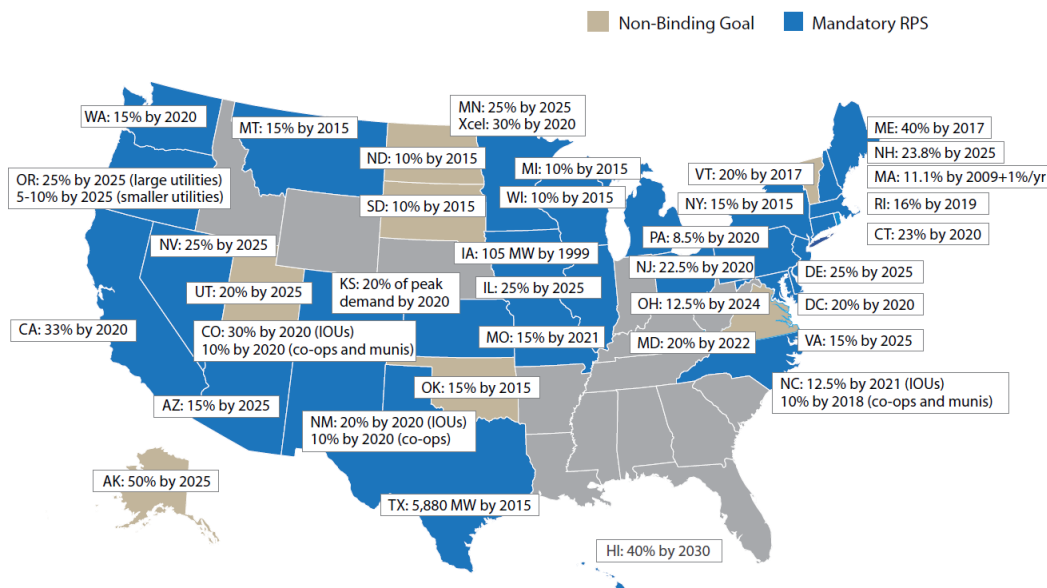


Figura 21. Cuotas o RPS por Estado y Metas no vinculantes
Fuente:(IRENA, 2012).

6.2.2.3 Marco Regulatorio

El mercado de la electricidad en los Estados Unidos ha evolucionado significativamente en las últimas dos décadas. Los servicios integrados verticalmente dominaron el mercado de la electricidad durante gran parte del siglo pasado, siendo prestados por empresas bajo la regulación de las autoridades del estado particular en el que operan los servicios públicos. En muchos casos, los servicios públicos han operado sin competencia como monopolios regulados (IEA, 2014).

El sector de generación de electricidad de EE. UU. es profundo y diverso, con cientos de operadores de servicios públicos y miles de instalaciones de generación. No obstante, las altas barreras de entrada de capital y regulatorias significan que una parte significativa de la generación de energía descansa en relativamente pocas manos.

La propiedad se divide entre una variedad de estructuras: empresas de servicios públicos propiedad de inversionistas, empresas de servicios de propiedad pública (en gran parte locales), empresas de propiedad federal, cooperativas (en gran parte rurales), productores independientes de energía (IPP, por sus siglas en inglés) y productores independientes combinados de calor y de energía (CHP, por sus siglas en inglés). Las empresas de servicios públicos propiedad de inversionistas (IOUs, por sus siglas en inglés), tienden a ser propiedad de grandes empresas, sujetas a la regulación estatal, que generalmente mantienen operaciones multi-combustible o multi-estado. Aproximadamente el 75% de la población, o el 54% de la demanda, es atendida por IOUs. Las demás empresas de generación atienden el 25% restante la población, o el 46% de la demanda, tanto en las ciudades como en las grandes áreas rurales.

La Orden No. 888 requirió el acceso obligatorio de transmisión abierta por todos los servicios de transmisión y una disposición de reciprocidad amplió con éxito el acceso abierto a entidades no jurisdiccionales (servicios públicos municipales, cooperativos y federales). Adicionalmente, la Orden No. 888 promovió el concepto de operadores de sistemas independientes (ISO), los cuales además de facilitar el acceso abierto a la transmisión, operarían el sistema de transmisión independientemente y fomentarían la competencia para la generación de electricidad entre los participantes del mercado mayorista. (IEA, 2014).

En mercados de energía desregulados como Texas y la región del Atlántico medio, los operadores de sistemas independientes (ISO) y las organizaciones regionales de transmisión (RTO) facilitan el acceso abierto a la transmisión y operan el sistema de transmisión independientemente y fomentan la competencia para la generación de electricidad.

En el mercado regulado de los Estados Unidos, el comercio de electricidad al por mayor generalmente se produce a través de transacciones bilaterales. Más allá de eso, la estructura y los modelos operativos de los mercados eléctricos de EE. UU. dependen de la geografía. Los mercados de electricidad mayoristas tradicionales existen principalmente en el sureste, sudoeste y noroeste, donde las empresas de servicios públicos son responsables de las operaciones y la administración del sistema y, por lo general, de proporcionar energía a los consumidores minoristas. Las empresas de estos mercados suelen estar integradas verticalmente: poseen los sistemas de generación, transmisión y distribución utilizados para atender a los consumidores finales. (IEA, 2014).

Principales Autoridades Regulatorias: El sector eléctrico de los EE. UU. está regulado a nivel federal, estatal y local. La regulación federal se centra en la transmisión interestatal y las ventas de energía al por mayor. La transmisión interestatal de electricidad es una forma de comercio interestatal, que proporciona una base constitucional para la regulación federal. A nivel estatal, los reguladores estatales generalmente se enfocan en la generación intraestatal, la transmisión y la venta de electricidad, mientras que los reguladores locales se enfocan en cuestiones tales como la ubicación de las instalaciones y la zonificación.

Una variedad de entidades a nivel federal, estatal y local regulan el sector eléctrico de los EE. UU. Las autoridades federales ejercen una profunda influencia regulatoria porque gran parte de la infraestructura y los mercados de energía eléctrica del país se consideran activos en el comercio interestatal. Las principales entidades federales incluyen:

- **Comisión Reguladora de Energía Federal (FERC)**, que regula las ventas de electricidad interestatales, tarifas de electricidad al por mayor y licencias de centrales hidroeléctricas, entre otros asuntos energéticos que afectan el comercio interestatal.
- **Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA)**, que regula ciertas emisiones de las instalaciones generadoras de energía.
- **North American Electric Reliability Corporation (NERC)**, bajo la supervisión de FERC, que garantiza que el sistema de electricidad a granel en América del Norte sea confiable, adecuado y seguro.
- **Nuclear Regulatory Commission (NRC)**, que supervisa la seguridad y la concesión de licencias de las centrales nucleares.
- **Departamento de Energía de EE. UU. (DOE)**, que es responsable de promover la seguridad energética y la innovación científica y tecnológica.

Otras entidades relevantes, pero que normalmente están menos directamente involucradas en la regulación diaria del sector eléctrico, incluyen:

- **Commodity Futures Trading Commission (CFTC)**, que regula ciertos intercambios de productos básicos, incluidas las coberturas de energía y las opciones comerciales.
- **Departamento de Justicia (DOJ) y la Comisión Federal de Comercio (FTC)**, que hacen cumplir las leyes antimonopolio.
- **Securities and Exchange Commission (SEC)**, que regula, entre otras cosas, la emisión de valores corporativos de compañías energéticas.
- **Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA)**, que regula los estándares de seguridad para ciertas instalaciones de energía. (IEA, 2014).

6.2.2.4 Políticas e Instrumentos Utilizados

Con la crisis energética de 1973 (crisis del petróleo), Estados Unidos promovió la creación de la ley PURPA - Public Utility Regulatory Policies Act- en la cual, mediante la definición de FITs se estableció una fórmula para el precio de la energía adquirida por las empresas distribuidoras a cogeneradores (productores de energía para su negocio principal, que venden sus excedentes al mercado o a clientes). (UCS, 2014)

En 1992, se creó un crédito fiscal denominado Product Tax Credit –PTC-, el cual equivale a 23,7 \$USD/MWh (indexado a 2011). Estos consisten en créditos que reducen los impuestos de renta de empresas de energía renovable con base en su producción (PTC) o de acuerdo con sus inversiones en dichos proyectos (Investment Tax Credit –IPC-). Las plantas reciben el incentivo durante los primeros 10 años de funcionamiento, a partir de la fecha en la que inicien la generación. (UCS, 2014)

El PTC no es de duración indefinida. Este mecanismo presenta unas vigencias específicas desde su creación en 1992. Por lo general, la renovación es aprobada antes de la expiración de la vigencia presente y se hace efectiva de forma retroactiva. Por lo tanto, no ha habido ninguna interrupción en la cobertura de PTC, a pesar de que ha habido período en los que la renovación es incierta.

Este patrón de expiraciones y renovaciones repetidas y de corto plazo, genera incertidumbre en cuanto a si existirá una renovación, conduciendo a que el que ciclo de inversión de la industria de energía eólica se afecte considerablemente.

Dentro de los efectos perjudiciales de este patrón repetitivo, los participantes de la industria evidencian:

- Los costos de aceleración y deceleración son altos.
- La política inconsistente desalienta la inversión a largo plazo.
- Los potenciales participantes son disuadidos al encontrar la producción de energía mediante alternativas eólicas como un sector estacional, anulando su potencial a largo plazo.

Sin embargo, al extender efectivamente el incentivo y conservarlo de manera permanente, el Congreso está proporcionando la certeza que la industria de las energías renovables necesita para desarrollar proyectos, comprometer recursos financieros y firmar acuerdos de compra de energía (PPA). (BARRADALE, 2008).

Una característica particular de este crédito fiscal, fue que no incentivó la empresa eólica local, ya que permitió que accedieran a él proyectos con tecnologías extranjeras, con lo cual se desarrolló el mercado de turbinas danesas (IRENA, 2012).

En conclusión, el desarrollo de la energía eólica en los Estados Unidos ha dado lugar a importantes beneficios económicos, según el Departamento de Energía de este país:

- Entre 2007 y 2014, la capacidad eólica de Estados Unidos se ha cuadruplicado, lo que representa una inversión media anual de casi \$ 15 mil millones de dólares.
- Más de 550 instalaciones de fabricación ubicadas en 43 estados producen el 70% de las turbinas y componentes instalados en los Estados Unidos.

- El costo de la generación de electricidad eólica se ha reducido en más del 40% en los últimos tres años, esto en parte gracias al Production Tax Credit (PTC).

6.2.3 Caso de Estudio Alemania

6.2.3.1 Características de la generación de energía

Es el país europeo que mayor capacidad instalada de energía eólica tiene, y el tercero en el mundo, participando con el 10% (45 GW) de la capacidad mundial al 2015. (GWEC, 2016).

El panorama actual de la matriz energética de Alemania, nos muestra que, en los últimos 15 años, se ha logrado incrementar la participación con energía renovable (21%), a cambio de una disminución de 7 puntos en la generación a carbón y 16 puntos en la generación nuclear.

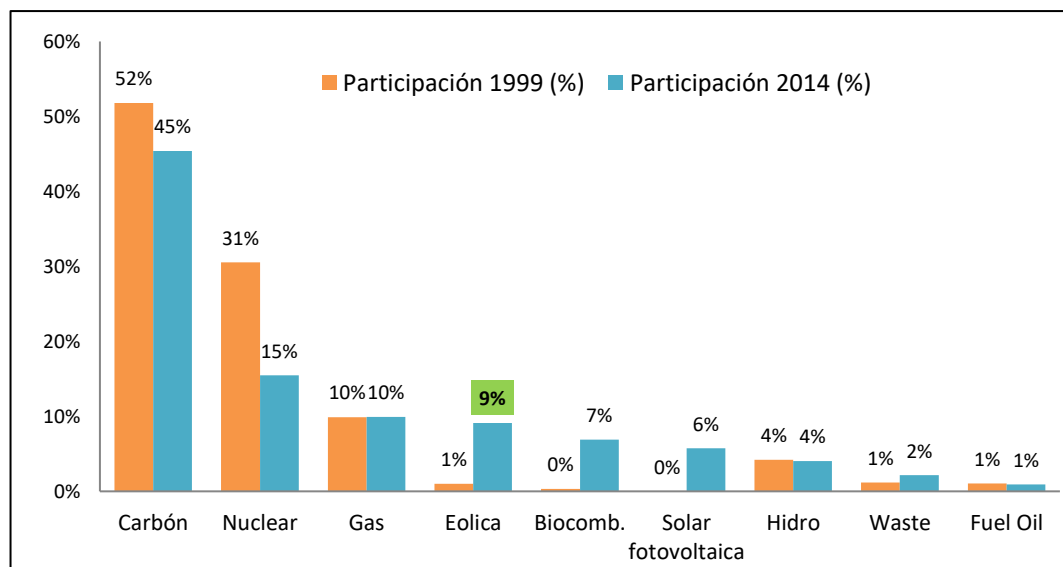


Figura 22. Cambios en la matriz de generación eléctrica alemana 1999-2014
Fuente: IEA (s.f.). Elaboración propia

Respecto al LCOE de su energía eólica, en 2013 se calculó dentro del rango de 60 - 142 \$USD/MWh ((ISE, 2013, con tasa promedio 2013 EU-USD=1.3275).

6.2.3.2 Metas en energías renovables

La ley EEG estableció la meta para que la energía renovable sea equivalente al 35% del consumo final de electricidad en 2020, 50% para 2030, 65% para 2040 y 80% para 2050, principalmente mediante energía eólica y solar (para el año 2015, el 28,2 % ya había sido alcanzado (REN21, 2016)).

6.2.3.3 Marco Regulatorio

A finales de la década de 1990, Europa adoptó una serie de directivas creadas para abrir los mercados nacionales de electricidad y gas natural de los estados miembros de la UE. Los mercados de energía europeos se transformaron en 1996 siguiendo la Directiva de Electricidad de la Unión Europea (posteriormente sustituida por directivas sucesivas en 2003 y 2009) que consagran los principios de un mercado interno de la energía y la elección del cliente.

El mercado nacional de electricidad de Alemania se liberalizó por completo en 1998 (Ley de Industria de la Energía). Antes de la liberalización, existía un único proveedor (por ejemplo, un servicio local) que operaba en condiciones de mercado casi monopolísticas atendiendo un área de suministro definida. (IEA, 2013).

Hoy, el mercado energético alemán es un mercado con espacio suficiente para cuatro proveedores integrados verticalmente: Amprion (anteriormente RWE), EnBW Transportnetze, TenneT TSO (anteriormente E.ON) y 50Hertz Transmission (anteriormente Vattenfall Europe), que cubren

aproximadamente la mitad del mercado, y un próspero mercado de proveedores regionales y municipales con activos tanto de distribución como de venta al por menor. Se implementa un esquema de liquidación de precio único con periodos de liquidación de un cuarto de hora en las cuatro áreas de control provistas por los cuatro proveedores principales, con el European Energy Exchange (EEX) actuando como un punto de referencia común para los precios domésticos de electricidad. (IEA, 2013).

En 2011, con la creación de la ley EnWG se establecieron reglas de desagregación más estrictas para los operadores de sistemas de transmisión de electricidad (TSO). La nueva ley prevé tres modelos de desagregación con diferentes niveles de separación estructural de la operación de la red de actividades de producción y suministro. Los tres modelos de desagregación son: Desagregación total de la propiedad, Operador de sistema independiente (ISO) y Operador de transmisión independiente (ITO). Los tres modelos tienen como objetivo disuadir a las empresas de energía integradas verticalmente de discriminar a los competidores en términos de acceso e inversión en cuadrícula.

Las principales autoridades regulatorias son:

- **Agencia Federal de la Red (Bundesnetzagentur -BNetzA-):** La creación de la oficina reguladora del Bundesnetzagentur ("Agencia Federal de Redes") para los mercados de electricidad, gas, telecomunicaciones, correos y ferrocarriles en 1998 abrió aún más el mercado de energía, gracias a la introducción de una serie de medidas que promueven la competencia, incluida la desagregación legal para proveedores con más de 100 mil clientes. Su tarea reguladora abarca garantizar el acceso no discriminatorio a la red, el control de las tarifas de acceso a la red, la

protección contra prácticas anticompetitivas por parte de los operadores de la red y el monitoreo de la implementación del régimen regulatorio.

- **Autoridades reguladoras estatales (Landesregulierungsbehörde):** Las autoridades reguladoras estatales son responsables de regular las empresas de suministro de energía con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes de suministro de electricidad y cuyas redes no se extienden más allá de las fronteras de un estado federal.
- **Oficina Federal de Competencia (Bundeskartellamt -BKartA-):** es el responsable de la protección de la competencia, incluido el control de las fusiones. También opera la Autoridad de Transparencia del Mercado MTS en cooperación con BNetzA.
- **Autoridad de transparencia del mercado de la electricidad y el gas (Markttransparenzstelle Strom und Gas -MTS-):** La Agencia de Transparencia del Mercado de la Electricidad y el Gas identifica los indicios de comportamiento ilegal por parte de los participantes en el mercado e informa a las autoridades encargadas. Es operada por BKartA y BNetzA.
- **Agencia Federal del Medio Ambiente (Umweltbundesamt -UBA-):** Es la autoridad competente para asuntos ambientales. Incluye la Autoridad Alemana de Comercio de Emisiones (Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt)) que rige la comercialización de certificados de emisiones en virtud del Protocolo de Kyoto. (IEA, 2013).

6.2.3.4 Políticas e Instrumentos Utilizados

La restructuración del sector energético alemán tuvo inicio con la promulgación de la Ley de Alimentación de Electricidad (StrEG) de enero de

1991, la cual fue reemplazada en abril de 2000 por la Ley de Energías Renovables –EEG-, a la cual siguió la "transición energética" alemana (Energiewende), proclamada poco después del incidente nuclear en Fukushima en marzo de 2011, dando como resultado la eliminación progresiva de la energía nuclear en Alemania para 2022 y una promoción de la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables.

El efecto de la EEG en el sector de la energía eólica ha abarcado múltiples aspectos de gran significancia, tales como generación de empleo, impulso al desarrollo tecnológico e impacto al usuario final. A 2006 se tenían datos de que 214.000 empleos directos e indirectos habían sido inyectados al sector productivo alemán por intermedio de la industria eólica, 124.000 de ellos creados en virtud de la EEG. (ISAAC, 2008).

Algunas de las políticas implementadas que más han incidido en el cumplimiento de las metas de Energías Renovables del Gobierno Alemán son:

- Definición de metas de participación de ER a través de la Ley EEG.
- Establecer un Feed –in-Tariff (FIT):
 - a.) Eólicas en tierra: 0,0941 €/kWh por los primeros 5 años y luego 0,0487€/kWh. A partir de 2016 y a causa de la modificación a la EEG en el 2014, se plantea una disminución en la TIF del 0,4% trimestral.
 - b.) Eólicas off-shore: 0,15 €/kWh por los primeros 12 años y luego 0,035 €/kWh o alternativamente 0,19 €/kWh por los primeros 8 años. Al igual que en la eólica on-shore, en ésta se plantea un desmonte gradual de FITs, disminuyendo 0,5 centavos de euro por año a partir del 2018. (LANG, 2015).

De igual forma, políticas adicionales como la modificación al código de construcción en 1997, permitió que la construcción de aerogeneradores tuviera un estatus privilegiado, por el cual las autoridades debían permitir en casi todas las zonas la construcción de parques eólicos.

Afirma Nordensvärd (2015) lo siguiente: "...todos los entrevistados, a través de las empresas, el gobierno y el mundo académico, afirman claramente que sin el EEG y FITs la industria de la energía eólica alemana no habría crecido sustancialmente como lo hizo y Alemania no se habría convertido en el mayor mercado de energía eólica de Europa".

Sin embargo, actualmente existe una gran controversia en Alemania debido al crecimiento constante en el precio de la energía, a medida que crece la participación de las renovables en la Matriz Energética, así como por el desmonte de FITs para el consumo de energía en procesos industriales, generando inequidad en la tarifa. Como ejemplo Nordensvärd (2015) afirma que FIT le cuesta actualmente al año €20 mil millones a Alemania y como éste es pagado por los consumidores, equivale a un pago adicional de €18 mensuales por hogar en la factura de energía (COL\$54.000 mensuales a una tasa de cambio de \$3.000/US\$).

6.3 Caracterización de las Políticas e Incentivos Usados en los Países con Mayor Potencia de Generación Eólica en Latinoamérica

6.3.1 Caso de Estudio Brasil

6.3.1.1 Características de la generación de energía

Brasil se ha caracterizado por tener una matriz de generación eléctrica mayoritariamente hidráulica (84% hídrica en el 2007), sin embargo, problemas para el licenciamiento ambiental en su últimos grandes proyectos hidroeléctricos, han permitido que los esfuerzos se hayan focalizados en

promocionar proyectos eólicos, de biocombustibles y de pequeñas centrales hidroeléctricas (menores a 30 MW en este país), para cumplir su plan energético 2010-2020, en el cual se plantea una participación del 16% de energías renovables en la matriz de generación. Cabe resaltar que al igual que en Colombia, en el Norte de Brasil se encontró una importante complementariedad en la generación hidro-eólica y en el Sur, la complementariedad eólica se produce con la generación a través de biomasa. (IRENA, 2013).

Respecto al costo de su generación eólica, el LCOE promedio ponderado para el 2015 fue de 66 \$USD/MWh, con rangos entre 31 y 130 \$USD/MWh (WEC, 2016).

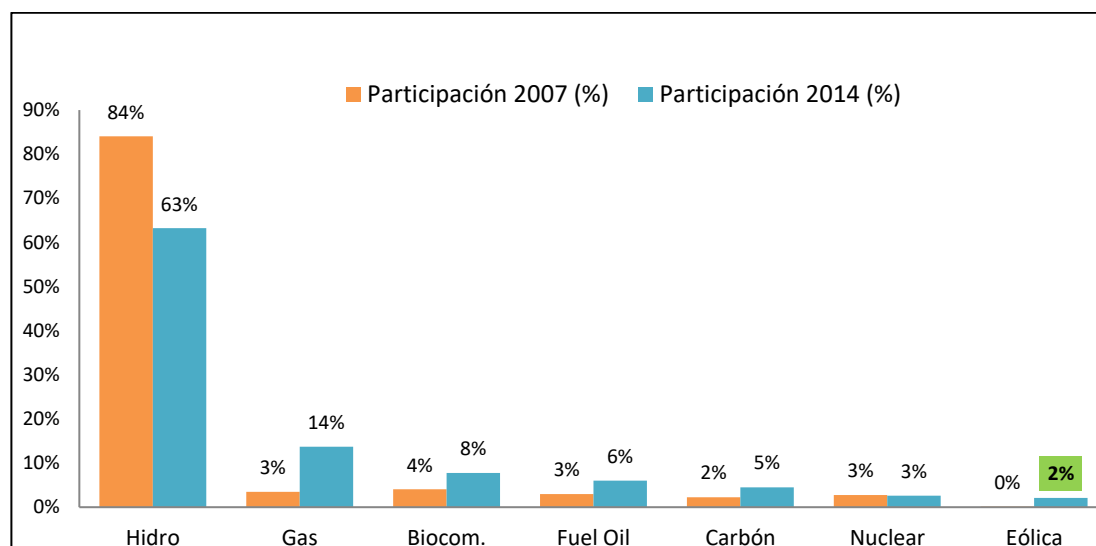


Figura 23. Cambios en la matriz de generación eléctrica brasilera 2007-2014
Fuente: (IEA, s.f.). Elaboración propia

6.3.1.2 Metas en energías renovables

La promulgación de políticas de energías renovables en Brasil ofrece un marco tangible y condiciones propicias para el desarrollo de fuentes de energía renovables. Es así como las energías renovables participan en el suministro de energía primaria y la matriz de generación de electricidad para el año 2023:

- 42,5% del suministro de energía primaria en 2023
- 86,1% de la matriz de generación de electricidad en 2023

Respecto al costo de su generación eólica, el LCOE promedio ponderado para el 2015 fue de 66 \$USD/MWh, con rangos entre 31 y 130 \$USD/MWh (WEC, 2016).

6.3.1.3 Marco Regulatorio

El Sector de Energía Eléctrica (SEE) de Brasil, como en otros países, estaba formado por empresas estatales de generación, transmisión y distribución de electricidad, integradas verticalmente a menudo en una sola empresa (Modelo 1). En 1995, el gobierno reglamentó (ley 9074) la ley de concesiones, aprobada en 1988, para impulsar proyectos de generación del sector privado y poner en marcha un ambicioso programa de privatización. Este delegó en el Banco Nacional de Desarrollo el proceso de privatización comenzando con las empresas de distribución. Entre 1995 y 1998 se privatizó cerca del 60% de la distribución. (WORLD BANK, 2011)

El nuevo modelo del sector eléctrico incluyó la creación de los denominados Productores Independientes de Energía Eléctrica (PIE), Autoproductores de Energía Eléctrica, el Mercado Mayorista de Energía (MAE), el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), y como organismo encargado de la regulación y supervisión, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

Después de una etapa de transición con contratos de mediano plazo entre generadoras y distribuidoras, que duró hasta el año 2006, se estableció un nuevo modelo. En primer lugar, se establecieron dos mercados: uno regulado para clientes de un tamaño determinado y servido por las distribuidoras, y otro libre, conformado por grandes clientes. Los grandes clientes participan en el mercado libre como lo hacían anteriormente, negociando su energía por

medio de contratos bilaterales con generadores independientes y en el mercado spot. (DAMMERT, 2013).

La novedad del sistema está en el mercado regulado. En este mercado, las distribuidoras obtienen la energía mediante dos tipos de subastas:

- Una subasta por “energía vieja” que se genera en plantas existentes con contratos por cantidades de energía por períodos de cinco a quince años.
- Una subasta por “energía nueva” —expansión—, con contratos por disponibilidad de energía en los cuales el comprador asume los riesgos.

La ANEEL está a cargo de la regulación de esas licitaciones y de su ejecución, directamente o a través de la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE).

Las empresas vencedoras en una subasta son las que ofertan un menor precio por MWh a suministrar al distribuidor. Los Contratos de Comercialización en Ambiente Regulado (CCEAR) son entonces realizados entre los generadores vencedores en las subastas y los distribuidores que hayan declarado su necesidad de compra para el año de inicio de suministro de la energía contratada en la subasta en la proporción de sus necesidades declaradas. (DAMMERT, 2013)

6.3.1.4 Políticas e Instrumentos Utilizados

Brasil inició su programa de inversiones en energía eólicas a través tarifas garantizadas (FITs), asegurando a los productores de energía renovable la venta de ésta a un precio fijo garantizado a través de un acuerdo legal de compra (PPA), durante un período específico de tiempo (por lo general entre

cinco y veinte años). Este mecanismo ayudó a disminuir la percepción de riesgo de los inversionistas y desarrolladores.

El sistema FIT implementado por Brasil se realizó a través del Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA). De 2002 a 2006, el programa reportó 132 plantas, incluidas 51 plantas de energía eólica (1.182 MW instalados), con contratos a 20 años realizados por Eletrobrás.

Las FITs aprobados por el gobierno fueron en promedio 184 \$USD/MWh para energía eólica. (BARROSO, 2012).

El reembolso era constante durante el transcurso de un año, basándose en el factor de capacidad del parque aerogenerador que se mantenía constante durante dos años. En los dos primeros años de operación el factor de capacidad era el calculado o estimado; en los años siguientes este factor se reajustaba cada dos años, de acuerdo con la velocidad real promedio del viento en los años anteriores. (MOLLY, 2004).

En el 2006 se desmontó este sistema al observarse que el sistema de subastas de energía podría ser más rentable para el estado, ya que desde que se iniciaron las primeras subastas hasta el 2011, el precio contratado descendió a 53 \$USD/MWh para energía eólica (ver Figura 24).

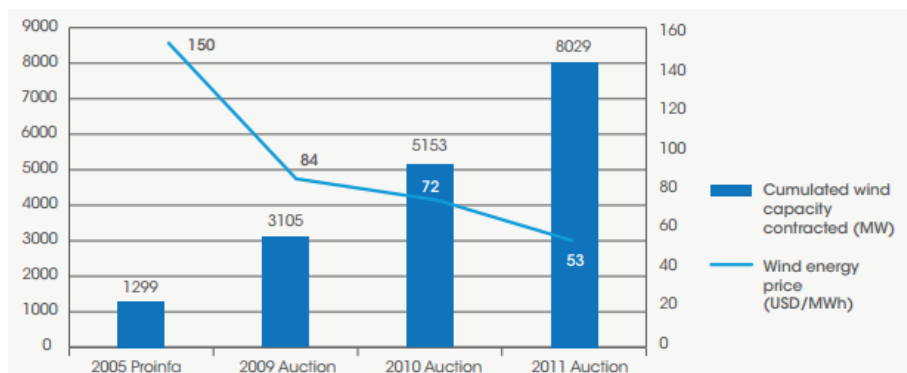


Figura 24. Precios de generación de energía eólica contrata por subasta
Fuente: (IRENA, 2013)

Los contratos para generación eólica se han establecido por plazos de 20 años.

En la última subasta de 2011 se contrataron 39 proyectos eólicos por un total de 977 MW, a un precio promedio de 53 \$USD/MWh. Aunque la subasta se limitó a renovables, ninguno de los proyectos a base de gas natural hubiera podido competir con los precios adjudicados al recurso eólico. (IRENA, 2013). En cuanto a los incentivos fiscales para la energía eólica, estos se focalizan en dos grupos:

- REIDI (Régimen Especial de Incentivos para el Desarrollo de Infraestructura): Es un programa que permite a las empresas elegibles recibir exención al pago del PIS (Programa de Contribución para la Integración Social) y COFINS (Contribución para el Financiamiento de la Seguridad Social) en las compras locales e importaciones de nueva maquinaria, instrumentos, equipos y materiales de construcción para su uso en proyectos de infraestructura. Los elegibles estarán exentos del pago de estos impuestos, relacionados con la compra, durante un máximo de cinco años. (CHACON, 2012).
- Impuesto Sobre las Ventas (ICMS): Adoptado por primera vez en 1997 y disponible hasta 2015, constituye exenciones sobre el impuesto a las ventas para los equipos de generación de energía solar y eólica. No es un beneficio estable y ha sido modificado varias veces desde que se promulgó, ampliándose en varias ocasiones por períodos de entre un mes a tres años.

Un examen al marco jurídico brasilero para la inversión en energías renovables demuestra que un mecanismo que asegure un cierto retorno de la

inversión durante un largo período de tiempo es crucial para promover la inversión continua en proyectos de energías renovables y las industrias relacionadas.

6.3.2 Caso de Estudio México

6.3.2.1 Características de la generación de energía

La matriz de generación eléctrica mexicana se ha mantenido en la última década, con una alta participación en energías provenientes de combustibles fósiles (80%).

En el 2015 terminó con una capacidad instalada en generación eólica de 3,1 GW, ubicándose como el segundo país Latinoamericano con mayor desarrollo eólico.

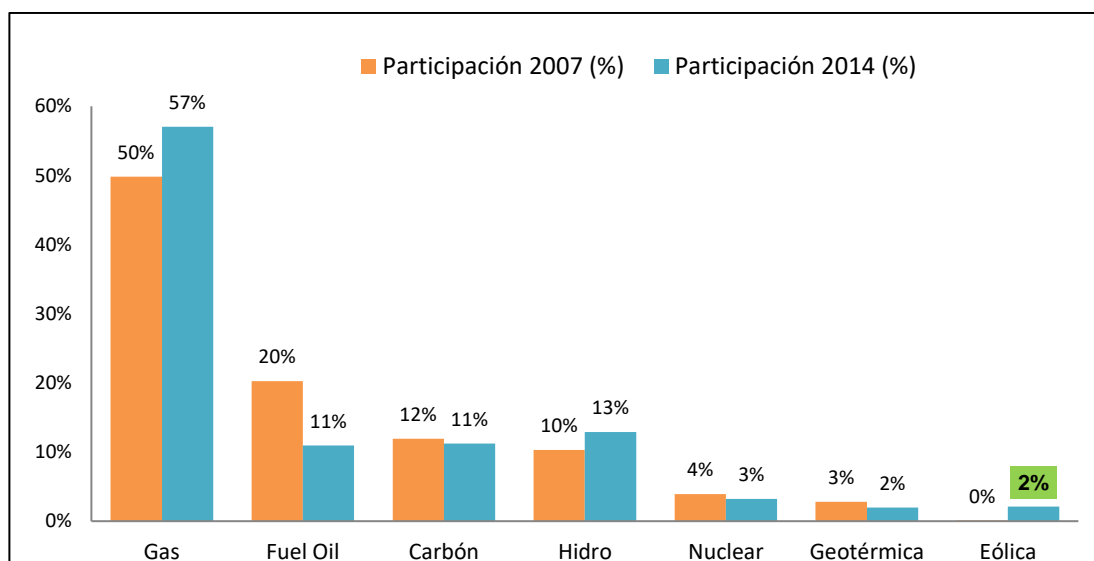


Figura 25. Cambios en la matriz de generación eléctrica mexicana 2007-2013
Fuente: (IEA, s.f.). Elaboración propia

El rango de su LCOE en el 2014 estuvo entre 71 y 135 \$USD/MWh.

6.3.2.2 Metas en energías renovables

Las metas de generación eléctricas planteadas por el gobierno para el año 2024, incluyen un 35% de generación con energías renovables (incluyendo hidroeléctricas en este caso) y un 50% para el año 2050.

En energía eólica, la meta para el año 2018, es llegar a una capacidad instalada de 9,5 GW y para el año 2020 a 15 GW, según la Reforma Energética Mexicana expedida en diciembre de 2013. (GWEC, 2016).

6.3.2.3 Marco Regulatorio

A raíz de la nacionalización decretada en 1960, México organizó el suministro de electricidad como servicio público integrado verticalmente desde la generación hasta la venta, al tiempo que se estableció la exclusividad del Estado en la prestación del servicio.

Sin embargo, en 1992 la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica fue modificada para permitir la participación del sector privado en la generación de energía eléctrica, pasando del modelo 1 (Monopolio) al modelo 2 (Comprador Único), en el cual la Comisión Federal de Electricidad (CFE), empresa estatal, además de participar en la generación, controlaba actividades como la transmisión y distribución. (RODRIGUEZ, 2016)

Antes de la Reforma de 2014, los generadores privados podían vender sus excedentes a CFE o colocarlos entre los usuarios finales a través de sociedades de autoabastecimiento, convirtiendo el mercado en un híbrido de Agencia Compradora que compraba la mayoría de la energía a los generadores, pero permitiéndose la negociación directa entre IPP y Grandes

consumidores bajo la figura del Autoabastecimiento⁵, donde se acuerdan volúmenes, momentos de entrega y precios de la electricidad, generalmente entre 5 y 10% por debajo de las tarifas que eran establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de México – SHCP-.(RODRIGUEZ, 2016)

Después de 2014, con la promulgación y aplicación de la Ley de la Industria Eléctrica, el mercado se liberó, y ahora es posible realizar inversiones privadas en generación y comercialización y formar empresas conjuntas o sociedades público-privadas entre CFE y empresas privadas.

La transmisión y distribución pública de energía eléctrica aún está reservada al estado, sin embargo, es supervisada por el nuevo organismo regulador, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), quien es el operador del sistema eléctrico nacional y operador del mercado mayorista. Sin embargo, el CENACE puede aceptar partes privadas que participen en la distribución de energía.

Algunas de las empresas involucradas en actividades eléctricas participan en más de una de las actividades de generación, transmisión, distribución y suministro. Sin embargo, estas actividades deben llevarse a cabo de manera independiente y con una separación legal estricta a través de subsidiarias separadas. Bajo el nuevo marco de energía eléctrica, sin embargo, la transmisión y distribución pública de energía eléctrica están reservadas al gobierno (que proporciona esos servicios a través de la CFE), aunque es posible que las empresas privadas participen en la distribución mediante la solicitud al CENACE.

⁵ “El autoabastecimiento es la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades del conjunto de los copropietarios o socios.”(CRE, 2014)

El mercado mayorista, programado para entrar en operación en 2016, comprenderá transacciones a corto plazo (mercado spot) y largo plazo (contratos de cobertura). El CENACE organizará subastas para abastecer las empresas de suministro básico.

Los suministradores y los grandes consumidores de electricidad deberán adquirir certificados de energías limpias por el monto que establezca la Secretaría de Energía. Tales certificados podrán ser objeto de un mercado secundario.

La primera subasta gubernamental de energía eléctrica fue convocada en 2015 por el CENACE. El objetivo principal de la subasta fue la subasta de energía eléctrica y certificados de energía limpia. El CENACE anunció las 11 compañías que se adjudicaron diferentes contratos para vender energía eléctrica a CFE. Esta subasta fue importante, ya que fue la primera de muchas anunciadas por el gobierno mexicano para introducir inversionistas privados en este sector.

Finalmente, es importante mencionar que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha emitido varias disposiciones administrativas para regular asuntos específicos en el sector eléctrico, tales como los criterios de interconexión que las empresas privadas deben cumplir para interconectar sus centrales o puntos de carga a las líneas nacionales de transmisión.

Autoridades regulatorias: Las autoridades gubernamentales reguladoras de electricidad son:

- **Ministerio de Energía (Secretaría de Energía) (SENER)**, que se encarga, entre otras cosas, de la preparación, aplicación y supervisión de la política de energía eléctrica.

- **Comisión Reguladora de Energía (CRE)**, el organismo regulador que emite todos los permisos relacionados con las actividades eléctricas (generación, distribución y transmisión).
- **CENACE**, el nuevo organismo regulador introducido por la reforma energética mexicana para administrar el mercado mayorista de electricidad y la red eléctrica. El CENACE regula el mercado de compra y venta de energía eléctrica (entre otras cosas). (RODRIGUEZ, 2016).

6.3.2.4 Políticas e Instrumentos Utilizados

Bajo el esquema de autoabastecimiento y de subastas se construyeron el 85% de los parques de generación previstos para 2015 (AMDEE, 2016).

Por otra parte, en México se dio un interesante caso de asociación entre el regulador energético, la empresa pública y los generadores de ER, en el cual las partes estimaron el crecimiento de las redes de transmisión, según los proyectos previstos. Los productores de ER depositan una garantía financiera, la cual sirve como parte de la financiación de las redes que construye el estado y a la vez, el generador garantiza un costo fijo de transmisión en el proyecto (IRENA, 2015a).

El costo para el uso de la red de transporte o distribución está subsidiado para las energías renovables y depende del nivel de voltaje. El hecho de que el costo de transmisión sea independiente de la distancia real entre los activos de generación y el centro de consumo, facilita el desarrollo de proyectos y la búsqueda de intermediarios financieros para firmar acuerdos de compra de energía (PPA).

Otros instrumentos que han sido utilizados son:

- Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTEASE): Es un fondo creado para promover el uso, el desarrollo y la inversión en energías renovables y eficiencia energética. En 2014 el Gobierno Federal aportó \$1.000.000.000 (MXN) para apoyar la eficiencia energética y las energías renovables.
- Ventanilla Única para la Energía Renovable: Su objetivo principal es contribuir a la promoción de la inversión en proyectos de energía renovable a través de la simplificación de los requisitos y procesos administrativos. Se trata de un mecanismo creado para aumentar la capacidad instalada de generación de electricidad a través de la automatización de los procesos involucrados.
- Banco Virtual de Energía: Es una herramienta que permite conservar la energía sobrante producida en exceso y no consumida inmediatamente por el proveedor, para su consumo futuro o posible venta a la CFE dentro de los doce meses siguientes.
- Incentivos Fiscales como la depreciación acelerada: Según la Ley del ISR (Ley del Impuesto Sobre la Renta), Artículo 40 fracción XII, este impuesto será deducible en un 100% sobre maquinaria y equipo adquirido para la generación de energía proveniente de fuentes renovables, con el fin de propiciar la inversión. Este incentivo es aplicable siempre y cuando la maquinaria y equipo se encuentren en operación o funcionamiento durante un periodo mínimo de 5 años inmediatamente siguientes al ejercicio en el que se efectúe la deducción. (MUÑOZ, 2013).

Comparado con otros países que utilizan diferentes estrategias para promover las energías renovables, los incentivos mexicanos son de muy bajo impacto.

6.3.3 Caso de Estudio Uruguay

6.3.3.1 Características de su sistema de generación

Uruguay se caracterizaba en el 2003 por tener una matriz energética dependiente exclusivamente del recurso hídrico (99%), sin embargo, sequías presentadas en el año 2004 que limitaron la generación, impulsaron la diversificación de la matriz de generación eléctrica de este país. A partir del año 2013, Uruguay se ha embarcado en un ambicioso programa de impulso a las energías renovables que complementen la contribución de generación hídrica, el cual consiste en instalar 1.400 MW de energía eólica, adicionales a lo existente, impulsado por su interés político de apoyar las energías renovables y por el bajo precio que se ha conseguido en las diferentes licitaciones y subastas.

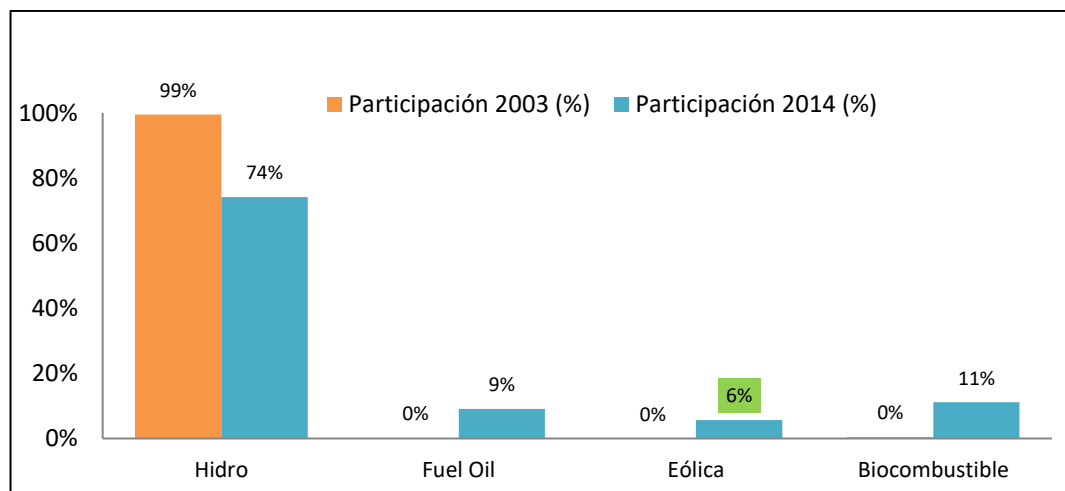


Figura 26. Cambios en la matriz de generación eléctrica uruguaya 2003-2014
Fuente: IEA (s.f.). Elaboración propia

En el 2013 se alcanzaron precios en subastas de 63 \$USD/MW.

6.3.3.2 Metas en energías renovables

Las metas de generación eléctrica mediante energía renovables, incluidas grandes hidroeléctricas, son del 90% para el año 2015 y del 95% para el año 2017 (REN21, 2016).

6.3.3.3 Marco Regulatorio

El modelo regulatorio vigente en Uruguay fue establecido por los decretos del año 2002, que reglamentaron, cuatro años después, los principios consagrados por la Ley 16.832 (Ley de Marco Regulatorio). La Ley y su reglamentación determinaron la separación de los sectores de Generación, Transmisión y Distribución, la creación de la figura del administrador y operador del Mercado como entidad independiente (ADME), del que además depende el Despacho Nacional de Cargas, y la creación de la Unidad Reguladora, primero UREE comprendiendo únicamente el sector eléctrico y luego URSEA, con la incorporación de competencias en energía y aguas. Los sectores de Transmisión y Distribución permanecen como sectores regulados, en particular en poder de la empresa Usinas y Trasmisiones Eléctricas – UTE-, cuyo propietario es el estado uruguayo y que se dedica a las actividades de generación, trasmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Se consagró, además, el principio de libre acceso a las redes. (VIGNOLO,2015).

A partir de 2005, se dio un notable incremento de la participación de privados en forma directa, o de asociaciones público-privadas en las inversiones de generación, particularmente en energías renovables, pero con UTE como único comprador de la energía generada.

Actualmente, para el desarrollo de energía renovables, la UTE compra la energía a generar por diferentes fuentes (biomasa, eólica y solar fotovoltaica) a través de subastas, mediante las cuales se celebran contratos (PPA) entre

la UTE y generadores privados donde el ente se compromete a comprar toda la energía generada por la central en plazos de entre 10 y 30 años, según el caso (VIGNOLO,2015).

Pero dentro de estas subastas la característica a destacar es que imponen que la venta sea exclusiva a la UTE, por lo cual Uruguay pareciera estar más en un modelo 2 de Agencia Compradora, que en el modelo 3 de Mercado Mayorista que quiso implementarse con la Ley 16.832, mediante la cual los generadores podrían vender directamente a distribuidores y comercializadores.

6.3.3.4 Políticas e Instrumentos Utilizados

Tal como lo indica MIEM (2014), en la promoción de generación con energía eólica en Uruguay se destacan adicionalmente, el rigor operacional y técnico con el que tanto UTE, como el gobierno, han impulsado diferentes participaciones de inversionistas en proyectos eólicos que permitan alcanzar la meta de instalación adicional de 1.400 MW para el 2017, con las siguientes características:

- PPA para inversionistas privados a un precio de US\$ 63 por MWh generado.
- Parques eólicos propiedad de UTE, cuyo principal beneficio es potenciar la autonomía eléctrica de Uruguay y evitar los costos de generación con combustibles líquidos y gas natural.
- Parques eólicos de propiedad mixta con UTE, sujetos a condiciones similares a los parques de propietarios privados.

- Parques eólicos acogidos a la fórmula de leasing en los cuales UTE cubre el riesgo de la variabilidad del viento y puede adquirir el parque en su totalidad.

Por lo tanto, el modelo del desarrollo eólico plantea la singularidad de la coexistencia de parques privados con contratos PPA con UTE, unos de propiedad de la compañía eléctrica, y otros de propiedad mixta, con otra empresa o con compradores de los bonos emitidos. (MIEM, 2014)

Los incentivos en Uruguay relacionados con exenciones tributarias para las empresas pertenecientes al Sector de Energías Renovables, implican que pueden obtener exoneraciones del Impuesto a la Renta de Actividades Económicas (IRAE), en el marco de la Ley 16.906 de Promoción y Protección de Inversiones, optando tanto por la normatividad contenida en el Decreto 354/009, régimen específico del sector, o por la contenida en el Decreto 2/012.

Se indica en MIEM (2014), para el caso del Decreto 354/009, este exonera del IRAE a las rentas originadas en las actividades promovidas en generación de energía con fuentes renovables no tradicionales de la siguiente manera:

- 90% de la renta entre 1/07/2009 y 31/12/2017.
- 60% de la renta entre 1/01/2018 y 31/12/2020.
- 40% de la renta entre 1/01/2021 y 31/12/2023.

Los proyectos promovidos por el Decreto 02/012, podrán acceder a una exoneración de IRAE que se calcula como un porcentaje sobre la inversión. El mínimo de exoneración es del 20% del monto de inversión, y el máximo es del 100%. El pago mínimo de IRAE durante los ejercicios establecidos en la declaratoria promocional será del 10% de la renta fiscal.

Asimismo, se expone en MIEM (2014) que independientemente de la opción para la obtención de exoneraciones de IRAE, las empresas podrán obtener además los siguientes beneficios fiscales del régimen general:

- Exoneración del Impuesto al Patrimonio sobre bienes muebles para activo fijo por toda la vida útil. Sobre Obras Civiles hasta 8 años si el proyecto se encuentra en Montevideo y 10 años si está radicado en el interior del país.
- Exoneración de Tributos a la importación de bienes muebles para activo fijo y materiales destinados a las Obras Civiles declarados no competitivos en la industria nacional. Las empresas deberán evaluar el porcentaje y el plazo que puede obtener en el Régimen General según las características de su Proyecto, para poder comparar la exoneración de IRAE con el Régimen Específico.
- Devolución anticipada del IVA en régimen de exportadores para la adquisición en plaza de materiales y servicios destinados a las Obras Civiles.

6.4 Caracterización de las Políticas e Incentivos para Energías Renovables Existentes en Colombia

6.4.1 Características de la generación de energía

Como se indicó en el numeral 2.2. - Estado del Arte de la Generación Eléctrica Eólica en Colombia- del presente Trabajo Final, Colombia se ha caracterizado por tener una matriz hidro-térmica, en la que las energías renovables basadas en generación eólica solo cuentan con un parque eólico con 19.5 MW de

capacidad instalada, puesto en funcionamiento el 2004, año desde el cual no se han construido proyectos adicionales con esta tecnología.

De acuerdo con la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia – UPME-, algunas de las causas del retraso en la penetración de esta tecnología, se resumen a continuación:

- **Licenciamiento Ambiental:** En la actualidad no se cuenta con términos de referencia para proyectos de energía renovable, como sí existen para proyectos hidroeléctricos y térmicos. Adicionalmente las actividades de consulta previa con las comunidades indígenas de la Guajira en especial, han sido un punto bastante difícil de salvar por parte de los desarrolladores.
- **Requerimientos Técnicos:** El código de redes no cuenta con requerimientos técnicos definidos para la conexión de parques eólicos al Sistema Interconectado Nacional –SIN-
- **Infraestructura:** Inexistencia de infraestructura de redes de transmisión eléctricas e infraestructura vial para las zonas en las que se encuentran localizados las zonas con mayores aprovechamientos eólicos.
- **ENFICC:** El diseño del cargo por confiabilidad tal como está diseñado en Colombia solo reconoce la energía que puede garantizar el generador, la cual es baja, para recursos como el viento. No obstante, no se valoran los beneficios adicionales como la complementariedad para períodos de verano, época en la cual las energías eólicas y solares, podrían convertirse en respaldos importantes de la generación hidráulica.

- **Volatilidad del Recurso:** esta característica impide que las actuales políticas de despacho del SIN en las cuales las centrales mayores a 20 MW deban informar desde el día anterior la disponibilidad de energía con la cual cuentan para el día siguiente y en caso de incumplir, se verían sujetos a sanciones, sean eficaces, ya que la variabilidad del viento impide saber exactamente la disponibilidad que se pueda tener el día siguiente, lo que dejaría expuesta a sanciones a los desarrollos eólicos mayores a 20 MW.
- **Política Energética:** Pese a que en el 2010 el Gobierno a través de la Resolución 180919 de 2010 planteó metas para la producción de electricidad en el SIN con energías no convencionales (renovables), solo hasta el 2014 a través de la expedición de la Ley 1715, presentó herramientas fiscales que puedan incentivar alcanzar la meta planteada por el Gobierno.
- **Dificultad en Financiación:** La falta de conocimiento del negocio localmente y la ausencia de entidades estatales que apoyen financieramente a este tipo de tecnología, dificulta el cierre financiero de los proyectos. (UPME, 2015b).

6.4.2 Estructura de mercado

Hasta antes de 1994, Colombia tenía un monopolio público en el sector eléctrico (Modelo 1), pero con la expedición de la ley 143 de 1994, que establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se pasó a un modelo tipo 4, es decir con 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).

En términos generales en Colombia la competencia se ha centrado en el mercado mayorista. Las compras para usuarios regulados se hacen a través de mecanismos de subasta pública por parte de los agentes comercializadores que los atienden. (AMIN,2003)

La Ley 143 regula ocho grandes aspectos del sector eléctrico:

- 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. (AMIN, 2003)

A partir de la ley 143 de 1994 el servicio de electricidad se divide en cuatro actividades: Generación, Transmisión, Distribución y 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 distribución.

- 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 CREG. (CREG, s.f.)

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

- **Política:** el Gobierno Nacional está encargado de diseñar la política del sector, a través del Ministerio de Minas y Energía.
- **Regulación:** La 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.
- **Usuarios Regulados:** Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG. Aquí están

la mayoría de los 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 CREG, 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).
- **El Centro Nacional de Despacho (CND):** 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 una dependencia de la empresa Expertos en Mercado (XM), filial de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), empresa estatal encargada de una gran parte de la transmisión de electricidad en Colombia.
- **Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC):** 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 una dependencia de la empresa Expertos en Mercado (XM), filial de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA).
- **Liquidador y administrador de cuentas del Sistema de Transmisión Nacional (LAC):** 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. (CREG, s.f.)

A continuación, se presenta un esquema ilustrativo con el organigrama institucional del sector eléctrico colombiano.

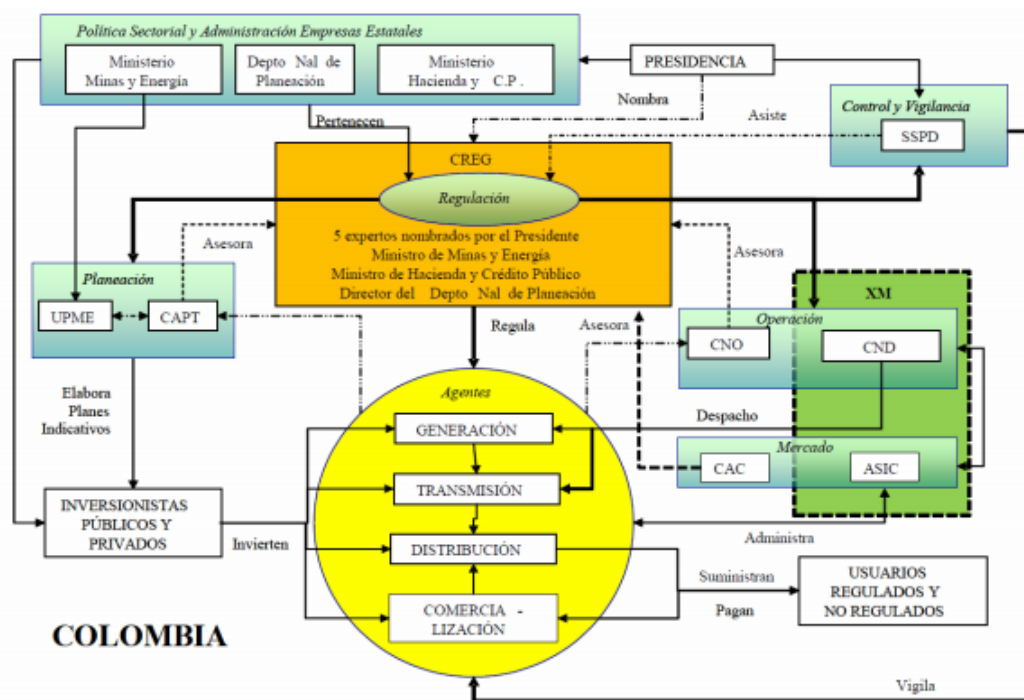


Figura 27. Organigrama institucional del sector eléctrico colombiano.
Fuente: CREG (s.f.).

6.4.3 Políticas e Instrumentos Utilizados

Como se indicó anteriormente, la Ley 143 de 1994, con la cual se estableció el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en Colombia, en su artículo 16, literales “b” y “d” le atribuyó a la UPME las funciones de establecer los requerimientos energéticos del país y las fuentes convencionales y no convencionales de energía para satisfacerlos, así como evaluar la conveniencia en desarrollar fuentes no convencionales de energía en el país.

Posteriormente se expidió la Ley 697 de 2001 y algunos decretos reglamentarios de la misma ley, tales como el 3683 de 2003 y 2688 de 2008, en los cuales pese a considerarse la importancia de las energías no convencionales como un aliado para el uso eficiente y racional de la energía, no se establecieron ni incentivos, ni metas para el desarrollo de las mismas.

Solo fue en 2010, cuando el ministerio de Minas y Energías adoptó el plan de acción indicativo 2010-2015 para desarrollar el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía –PROURE-, que se establecieron metas para la incorporación de las energías renovables en la matriz energética nacional del SIN, definiéndose una participación de éstas del 3,5% para el 2015 y 6,5% para el 2020, pero sin definir las políticas o incentivos para alcanzar dichas metas (MORENO,2011).

En conclusión, desde el punto de vista legislativo, hasta el año 2014, no se habían desarrollado leyes que materializaran incentivos para el desarrollo de las energías renovables no convencionales. No obstante lo anterior, el 13 de mayo de 2014, el Congreso Colombiano expidió la Ley 1715, la cual tiene

como uno de sus objetivos principales, promover el desarrollo y uso de las FNCE⁶, especialmente las FNCER⁷.

Específicamente, el artículo segundo de la Ley 1715 de 2014, indica que esta Ley tiene como finalidad lo siguiente:

...“ La finalidad de la presente ley es establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, lo mismo que para el fomento de la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda, en el marco de la política energética nacional.

Igualmente, tiene por objeto establecer líneas de acción para el cumplimiento de compromisos asumidos por Colombia en materia de energías renovables, gestión eficiente de la energía y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, tales como aquellos adquiridos a través de la aprobación del estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) mediante la Ley 1665 de 2013.” (CONGRESO DE COLOMBIA, 2014, p.1).

Los incentivos tributarios que establece el capítulo III de esta ley, en sus artículos 11, 12 ,13 y 14, son los siguientes:

⁶ Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE): (...). Se consideran FNCE la energía nuclear o atómica y las FNCER. (CONGRESO DE COLOMBIA, 2014).

⁷ Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER): Son 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. (CONGRESO DE COLOMBIA, 2014)

- **Exención de Impuesto Sobre la Renta:** El beneficio consiste en reducir anualmente de la renta, por los 5 años siguientes al año gravable en el cual se haya realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada, siempre y cuando el valor a deducir no supere el 50% de la renta líquida del contribuyente, determinada antes de restar el valor de la inversión, y a que el beneficio ambiental de la inversión haya sido certificado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la República de Colombia –Minambiente-.

Aplica para erogaciones que se realicen directamente en investigación y desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir FNCE o gestión eficiente de la energía.

Si la inversión se realiza a través de leasing financiero con opción de compra irrevocable, la deducción procederá solo si se aplica la opción de compra.

- **Exclusión de IVA:** Estarán excluidos de IVA los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la pre-inversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de las fuentes no convencionales, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos.
- **Exención de Aranceles:** Aplica para los titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de FNCE, respecto de la importación de: maquinaria, equipos, materiales, insumos en etapas de pre-inversión e inversión, los cuales deberán ser productos no fabricados por la industria nacional y que por lo mismo requieran su importación.

- **Depreciación Acelerada:** La ley permite deducir hasta un 20% anual del valor de los activos adquiridos (maquinarias, equipos y obras civiles en pre-inversión, inversión y operación) para la generación de FNCE.

Adicionalmente, el Artículo 10 de esta ley estipula la creación del Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), cuyo objetivo es financiar iniciativas de fuentes no convencionales de energía y su gestión eficiente, con recursos tanto públicos como privados y de carácter internacional.

Por último, se destaca que en el artículo 8 de la Ley 1715, se trazan lineamientos para la autogeneración en pequeña escala con FNCE y su venta de excedentes a la red, reconociéndose el valor de lo generado con créditos de energía, requiriéndose la medición bidireccional. (CONGRESO DE COLOMBIA, 2014).

La reglamentación y entrada en vigor de los incentivos para generación de FNCE establecidos en la Ley 1715 de 2014, se dio un año y medio después de su suscripción, materializándose con la expedición del decreto 2143 del 4 de noviembre de 2015 y las resoluciones posteriores que reglamentan el procedimiento para acceder a los incentivos, tales como las Resoluciones 045 y 143 de 2016 de la UPME y la Resolución 1283 del Minambiente.

De otra parte, la solución a una de las principales barreras a romper para el desarrollo de energías eólicas en la zona norte colombiana, la construcción de líneas de transmisión que permitan dar salida a la nueva energía generada en esta zona, es analizada por la UPME en el Plan de Expansión de Referencia de Generación - Transmisión 2014 – 2028, en el cual se incluyeron en dos de sus escenarios de generación la incorporación de 474 MW de energía eólica en la Guajira. Al respecto la UPME (2014) señala:

“...Si bien se estableció la viabilidad técnica y económica de incorporar 474 MW eólicos al Sistema Interconectado Nacional, el potencial eólico en la Guajira es superior a este valor. En este sentido, la Unidad recomendaría la ejecución del segundo circuito Cuestecitas – Copey 500 kV y el doble enlace Cuestecitas – Colectora 500 kV, si en la sub-área Guajira existen otros proyectos, que materialicen los beneficios identificados en este documento.

Por la anterior, la UPME invita a los Agentes que han manifestado interés, a presentar los estudios de conexión respectivos y las medidas de velocidad del viento en situ, ya que se requiere de esta información para definir posibles corredores, verificar los beneficios establecidos, y, sobre todo, localizar la subestación Colectora. ”

El citado Plan de Expansión de Referencia de Generación - Transmisión 2014 – 2028 fue aprobado mediante la Resolución 40029 del 9 de enero de 2015 del Ministerio de Minas y Energías, pero en su artículo segundo deja limitada la posibilidad de que se incorpore al plan la construcción del segundo Circuito Cuestecitas-Copey 500 kV y el doble enlace Cuestecitas- Colectora, obras indispensables para transmitir como mínimo 1.200 MW de la energía generada en los parque eólicos de la Guajira; a que la UPME reciba la información asociada a la medición de vientos in situ y los estudios de conexión respectivos que determinen un potencial eólico agregado y superior a 1.200 MW en el norte de La Guajira. En las siguientes figuras se observan las obras de conexión requeridas

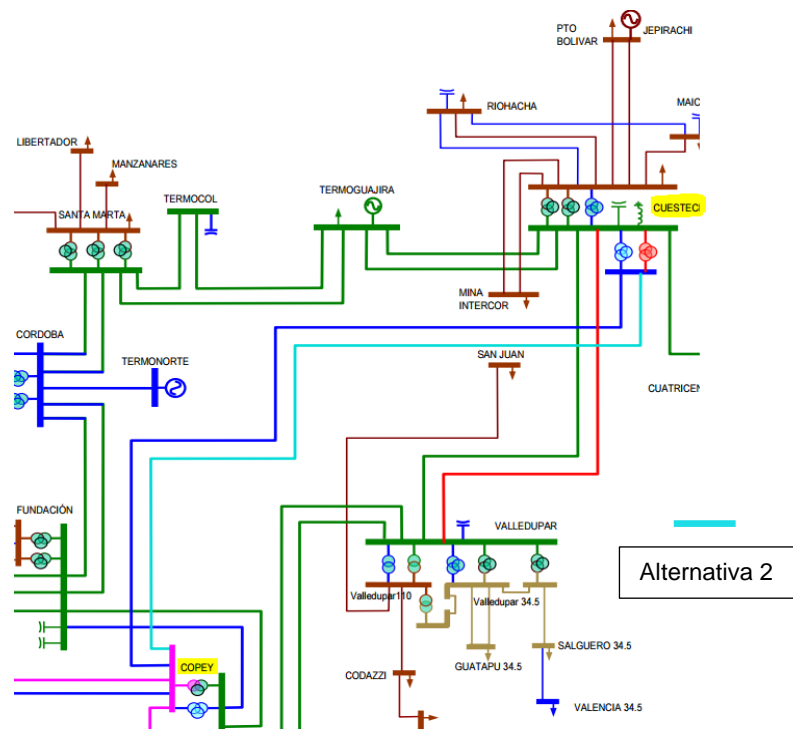


Figura 28. Segundo Circuito Cuestecitas - Copey (Alternativa 2)
Fuente:(UPME, 2014)



Figura 29. Doble enlace Cuestecitas - Colectora
Fuente:(UPME, 2014)

Por último, IRENA (2015a) resalta dentro de los estímulos de desarrollo de las FNCER existentes en Colombia, el hecho que los productores de energía renovable por debajo de 20 MW están exentos de una cuota de fiabilidad para garantizar la cobertura de energía de reserva.

6.5 Análisis de Resultados

6.5.1 Política e Instrumentos Utilizados Internacionalmente para la Promoción de Generación Eólica

Las motivaciones que tuvieron los países estudiados en este trabajo para desarrollar la energía eólica fueron muy diferentes entre sí. Para Estados Unidos y Alemania, todo inició con la necesidad de buscar nuevas fuentes y lograr independencia energética, después de la crisis mundial del petróleo de 1973. Posteriormente en 2011, los accidentes nucleares hicieron que en Alemania se promulgase una ley para incentivar aún más las energías renovables y abandonara la construcción de centrales nucleares. Para China fue un caso de diversificar su matriz de generación por fuentes limpias. Para Uruguay y Brasil, pese a que su generación eléctrica era mayoritariamente hidro-energética, es decir, mediante energías limpias, su principal motivación fue generar nuevas fuentes renovables, que complementarían la hidro-generación cuando los veranos extensos disminuyeran ésta última. En México, políticas como promover y facilitar la generación privada usando la figura de Autoabastecimiento para vender a Grandes Consumidores que requerían disminuir sus costos de energía, debido al alto precio de la energía eléctrica en México (matriz con generación térmica dominante).

Para el caso de Colombia, pese a tener una matriz similar a la de Brasil y Uruguay, en la cual su hidro-energía es el componente principal de la canasta de generación y, además, en el caso de Brasil, de tener complementariedad hidro-eólica en su parte norte, Colombia al contrario de estos dos países, no cuenta con una política nacional integral que permita la incorporación de

energías eólicas. Se destaca que pese a haberse expedido la Ley 1715 con incentivos fiscales específicos para los desarrolladores de proyectos de FNCER, aún quedan importantes barreras por romper como las modificaciones en el esquema remuneratorio eléctrico, garantizar la incorporación a la red con importantes obras de transmisión en la Guajira, donde a propósito se cuenta con los vientos de mejores cualidades (velocidades a 50 metros de altura) de Suramérica.

Respecto a los instrumentos de promoción usados en los caso de estudio, podríamos clasificar su desarrollo en tres grandes grupos: los países que usaron tarifa garantizada o FIT, como Alemania, China y Brasil inicialmente; Estados Unidos, apalancó su desarrollo eólico en los créditos fiscales y en las cuotas de ER que se instauraron en la mayoría de estados; las subastas fueron el principal instrumento usado por Uruguay, México y recientemente por Brasil; adicionalmente para el caso de México, el desarrollo de la generación eólica se ha debido también a iniciativas de empresas privadas que usan la figura de Autoabastecimiento para contratar la energía que consumen directamente con generadores privados. También, en este último país, se ha facilitado la transmisión de la energía, con la organización de un sistema de participación mixta (estado y privados) para la planeación y financiación de las redes requeridas.

Un punto en común que se observa en los casos de estudio consiste en que todos los países tienen metas de participación de ER, y, la mayoría cuenta con leyes de promoción para energías renovables que ofrecen un marco tangible y condiciones propicias para el desarrollo de éstas.

A continuación, se presenta un cuadro resumen con los principales instrumentos de promoción de energías renovables y específicamente generación eólica, usados en los casos de estudio.

Tabla 7. Principales instrumentos de promoción de energías eólica, usados en los casos de estudio

PAÍS	RESUMEN POLÍTICAS E INSTRUMENTOS	MODELO DE MERCADO	POT.GW (2015)	LCOE (\$USD/MWh)	METAS PARA ENERGÍAS RENOVABLES	FITs	SUBASTA	CRÉDITOS FISCALES	CUOTAS (RPS)	FONDOS FINANCIACIÓN ESTATAL	CERTIFICADOS DE ER (REC)	INSTRUMENTOS FISCALES
CHINA	<ul style="list-style-type: none"> • Cuenta con una ley de políticas renovables desde 2006. • Aplica 4 FITs por cada región, dependiendo de la distancia de los proyectos. • Usa PPA con FITs actualmente. • Instrumentos fiscales: Reducción de renta, exclusión de IVA y deducción arancelaria. 	Monopolio y Agencia Compradora	145,0	Promedio Ponderado (PP) 2015: 53 Rango :50-72	Energía primaria no fósil para el 2015:>30% Generación eléctrica eólica: 100 GW para 2015 200 GW para 2020							
ESTADOS UNIDOS	<ul style="list-style-type: none"> • Ley PURPA desde 1979. • Los instrumentos más importantes fueron los créditos fiscales para producción e inversión TPC e IPC. • Establecer metas de participación obligatoria para ER. (RPS) 	Todos los modelos, dependiendo del Estado	74,5	PP(2015):60 Rango: 31-130	29 estados con RPS; 17 con RPS mayor a 20%							
ALEMANIA	<ul style="list-style-type: none"> • Ley EEG desde 2001, pero desde 1979 se crearon incentivos como FITs. • FITs para generación eólica on shore y off shore. • Ley EEG planteó metas de participación de ER que estimularon el mercado eólico. 	Mezcla de Competencia Mayorista y Minorista	45,0	Rango (2013) : 60-142	Generación eléctrica con ER: 35% para 2020, 50% para 2030, 65% para 2040 y 80% para 2050							
BRASIL	<ul style="list-style-type: none"> • Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica. • FITs con PPA. • Subastas a partir del 2009. 	Mezcla de Competencia Mayorista y Minorista	8,7	PP(2015):66 Rango: 31-130	Generación eléctrica con ER: 86,1% para 2023							

PAÍS	RESUMEN POLÍTICAS E INSTRUMENTOS	MODELO DE MERCADO	POT.GW (2015)	LCOE (\$USD/MWh)	METAS PARA ENERGÍAS RENOVABLES	FITs	SUBASTA	CRÉDITOS FISCALES	CUOTAS (RPS)	FONDOS FINANCIACIÓN ESTATAL	CERTIFICADOS DE ER (REC)	INSTRUMENTOS FISCALES
MÉXICO	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollo eólico promovido por los cogeneradores (85%). Fondos de Promoción. Incentivos fiscales: depreciación acelerada. 	Antes de 2014 Agencia Compradora, después se convirtió a Competencia Mayorista.	3,0	Rango (2014) : 71-135	Generación eléctrica eólica: 8.9 GW para 2018; 15 GW para 2020							
URUGUAY	<ul style="list-style-type: none"> Tiene Ley de Energías Renovables desde 2010 Mercado eólico desarrollado básicamente a través subasta de energía. Cubrimiento del riesgo de la variabilidad del viento por parte del estado. Instrumentos fiscales: Reducción de renta, exclusión de IVA, exoneración del Impuesto al Patrimonio sobre bienes muebles y deducción arancelaria. 	Mezcla de Monopolio y Agencia Compradora	0,9	60	Generación eléctrica ER: 90% para 2015; 95% 2017							
COLOMBIA	<ul style="list-style-type: none"> Ley 1715 de 2014 para energías renovables. Instrumentos fiscales: Reducción de renta, exclusión de IVA y deducción arancelaria. Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía 	Mezcla de Competencia Mayorista y Minorista	0,020	-	Participación de FNCER en la generación eléctrica del 3,5% para el 2015 y 6,5% para el 2020							

Fuente: Elaboración Propia

6.5.2 Principales Instrumentos Económicos Usados en el Mundo que puedan ser Implementados en Colombia para Fomentar la Inversión en Generación Eólica

Para el caso colombiano se resalta que se ha dado un salto muy importante tendiente a la incorporación de energías renovables, específicamente eólicas, caracterizados en la expedición de la Ley 1715 y su Decreto Reglamentario 2143 de 2015, con los cuales se establecen beneficios tributarios para los generadores, se crea el Fondo de Financiación FENOGE y se lanzan lineamientos para la autogeneración a pequeña escala.

Sin embargo, como se observa en los casos de estudio, el desarrollo de esta tecnología ha venido acompañada de una mezcla de instrumentos y no de uno solo. Dentro de los instrumentos estudiados, el de subastas con precio máximo (para que el estado defina el valor máximo que estaría dispuesto a pagar), tal como funciona en China, y en Brasil, y 12 países más en Latinoamérica (IRENA, 2015a). Este instrumento permite garantizar al productor tener un precio fijo en su remuneración, lo cual es importante para un inversionista y al mismo tiempo le permite al estado obtener el precio más eficiente disponible, al seleccionarse la mejor oferta económica que cumpla además con unas condiciones técnicas adicionales. No obstante, existe una restricción jurídica que deberá resolverse y es la imposibilidad del estado para suscribir contratos a largo plazo (20 años) que es lo que generalmente se estipula en este tipo de contratos.

Instrumentos como las tarifas FIT, usados en muchos países del mundo para subsidiar las tecnologías emergentes, cuando sus precios no son competitivos con las tecnologías desarrolladas, no pareciera ser lo ideal por ahora, considerando que los precios nivelados de energía para la generación eólica

hoy son muy competitivos en mercados regionales como Brasil y Uruguay (66 y 43 \$USD/MWh).

Otros instrumentos como cuotas y certificados verdes se han usado eficazmente en países con matrices energéticas con alto componente de energías provenientes de fuentes fósiles, que requieren ser sustituidas por fuentes renovables, caso no aplicable a Colombia.

Adicionalmente al incluir instrumentos adicionales como la subasta, deberán implementarse iniciativas adicionales para superar barreras como la inexistencia de redes de transmisión para transportar la energía eólica de la alta Guajira. En México se creó una asociación entre el estado y los generadores para diseñar, financiar y construir las redes de transmisión que requieren los proyectos eólicos. Valdría la pena analizar con detalle el resultado que haya tenido esta figura, para extraer las herramientas que puedan ser útiles para el caso de Colombia.

Algunas restricciones regulatorias adicionales, como la incertidumbre implícita que tiene la variabilidad del viento para poder garantizar la energía declarada al operador del mercado el día anterior y no ser penalizado en caso de incumplimiento, requerirá análisis y modificaciones en el sistema de despacho actual por parte del agente regulador del Mercado.

Capítulo 7. Conclusiones

- El crecimiento en la implementación de energía eólica en los países analizados en este Trabajo Final, diferentes a Colombia, se ha adelantado en la mayoría de los casos gracias a políticas decididas de estado, en las que con subsidios en las tarifas, primas o con contratos de precio fijo, se ha allanado la entrada de esta tecnología y aunque sus costos inicialmente no eran competitivos, las ventajas que generaba la disminución en emisiones de CO₂ y la promoción de la autosuficiencia energética, tenían un valor de fondo que sopesaba sobre los mayores costos pagados en energía. Para el caso de tres de las más grandes potencias económicas del mundo (China, Estados Unidos y Alemania), es notorio el cambio en su matriz energética en la que se observan estas ventajas, ya que una parte de la generación con carbón se ha sustituido por generación eólica, lo cual efectivamente tendrá consecuencias en la disminución de emisiones de carbono y en la promoción de la autosuficiencia energética, al reemplazar fuentes agotables por renovables.
- Un factor clave en el crecimiento de la generación eólica, lo constituye la implementación de políticas fiscales que hagan atractiva la inversión. En todos los países estudiados en este documento, en los cuales ha incursionado esta tecnología, independientemente del modelo de mercado existente, siempre se ha contado con la intervención del estado para facilitar su incorporación. Así mismo sucede con instrumentos como subastas y FIT los cuales se han podido implementar desde Mercados Monopólicos, hasta Mercados con competencia minorista, cambiando básicamente la figura de quien compra la energía en cada Modelo (caso subastas) o quien paga el excedente de la tarifa (caso FIT).

- Ya que el aerogenerador es el principal costo que se tiene en la generación eólica, una de las políticas usadas para disminuir los precios de la energía es la de crear y/o apoyar la industria local destinada a la fabricación de partes para aerogeneradores. En la mayoría de los países analizados, las políticas de exenciones de impuestos relacionadas con la generación eólica incluían las empresas que se dedicaran a la manufactura de partes, incluyendo la importación de elementos necesarios. Estas medidas, además de disminuir costos, han logrado crear un mercado que ayuda a dinamizar la economía (en Alemania se contabilizaron 214.000 puestos de trabajo (ISAAC, 2008)).
- Los precios alcanzados en las subastas de energía del 2014 realizadas por Brasil, de entre 34-37 US\$/MWh, sin primas y sin subsidios significativos, son tan competitivos, que permiten concluir que esta tecnología es cada vez más eficiente, a tal punto, que ya superan el precio de generación con gas. Confirma lo anterior, el hecho de que un país como México, en el que su matriz de generación eléctrica está dominada por el gas, los cogeneradores sean los que hayan jalonado la implementación de generación eólica, para disminuir los costos de electricidad que tiene en sus procesos industriales.
- En México el costo para el uso de la red de transporte o distribución está subsidiado para las energías renovables y depende del nivel de voltaje. Esta medida podría requerirse, en países como Colombia, en los cuales la inversión en redes de transmisión para la implementación de energías renovables ha sido un obstáculo, para proyectos ubicados en la Guajira, facilitando el desarrollo de proyectos y la búsqueda de intermediarios financieros para firmar acuerdos de compra de energía (PPA).
- Otra iniciativa mexicana para rescatar para romper la barrera de la ausencia de redes de transmisión es el caso de asociación entre el regulador

energético, la empresa pública y los generadores de ER, en el cual las partes estimaron el crecimiento de las redes de transmisión, según los proyectos previstos, financian su construcción entre las partes y con ello garantizan los generadores un costo fijo en transmisión dentro de su costeo.

- Otra medida singular para la implementación de aerogeneradores fue la implementada en el caso alemán, en el cual se modificó el código de construcción, para superar algunos impedimentos que permitieran agilizar la construcción de parques eólicos. La anterior medida, aunque debe ser analizada detalladamente ya que al ponerla en práctica podría vulnerar la preservación de otros recursos y comunidades, vale la pena considerarla para aquellos casos en los que la construcción de este tipo de parques haya sido detenida por intereses particulares, que prevalezcan sobre el bien común.
- Para el caso colombiano, la expedición de la Ley 1715 de 2014, aunque aislado por el momento, es un estímulo que puede fomentar el desarrollo de esta industria, pero tal como se observa en los casos estudiados, es indispensable además que haya una política de estado que enfoque los esfuerzos y los intereses comunes en implementar este tipo de generación, estableciendo metas específicas a corto plazo, y más en momentos como el que atraviesa actualmente el país, en el que fenómenos de sequía como el Niño limitan la generación hidráulica, lo cual sumado a la escasez del gas requerido para la generación térmica, requieren la implementación de una tercera alternativa de generación como la eólica, la cual es complementaria al verano intenso, y se basa en un recurso inagotable como el viento, en el cual Colombia tiene zonas de altísima calidad.
- En el recientemente actualizado Atlas del Viento de Colombia, elaborado por el IDEAM, se destacan zonas cuya interconexión eléctrica tiene menos

dificultades técnicas, que las identificadas en la Guajira colombiana. Es recomendable incentivar la identificación de proyectos eólicos en los departamentos como Nariño, Cauca, Valle, Huila, Cundinamarca, Tolima y Boyacá, paralelamente al esfuerzo que se haga por mejorar la interconexión con la costa norte del país.

- Por último, se resalta positivamente como un hecho indispensable para acelerar la implementación de las energías renovables, la creación del Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), creado en Colombia con la expedición de la Ley 1715 de 2014, ya que como se observa en este documento, en países como Brasil y México estos fondos han tenido un papel relevante para coordinar medidas como la administración del Feed-in Tariff, en el caso brasilero, o para promover las ambiciosas metas fijadas en la aerogeneración (9,5 GW para el 2018), como es el caso mexicano.

Capítulo 8. Referencias

- AMDEE (2016). ASOCIACIÓN MEXICANA DE ENERGÍA EÓLICA. Obtenido de <http://www.amdee.org/mapas/parques-eolicos-mexico-2016>
- AMÍN, C (2003). Autoridades regulatorias: la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, Regulación eléctrica estudio jurídico, Universidad Externado de Colombia.
- BLANCO, M.I. (2009) The economics of wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; 13(09), 1375-1382. Obtenido de: <http://www.sciencedirect.com.ezproxy.unal.edu.co/science/article/pii/S1364032108001299>
- BARRADALE, M. J. (2008). Impact of Policy Uncertainty on Renewable Energy Investment: Wind Power and PTC Impact. USAEE Working Paper No. 08-003. Disponible en SSRN. Obtenido de: <http://ssrn.com/abstract=1085063> y <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.1085063>.
- BARROSO, L. (2012). *Renewable Energy Auctions: the Brazilian Experience*. Obtenido de World Bank IFC –ESMAP workshop on How to Choose Appropriate Incentives to Deploy Renewable Energy and Increase Energy Efficiency: Use of Feed-in Tariffs and Competitive Mechanisms: http://siteresources.worldbank.org/INTENERGY2/Resources/4114191-1328286035673/D2_Luiz_Barroso.pdf
- CARBON TRUST. (2015) Análisis Económico y Evaluación Costo Beneficio de los Mecanismos, Herramientas y Estrategias para la Promoción de FNCER en Colombia.
- CHACON, L. B. (2012). LONG-TERM CONTRACTING THE WAY TO RENEWABLE ENERGY INVESTMENT: LESSONS FROM BRAZIL APPLIED TO THE UNITED STATES. En *Emory Law Journal* 621564-1612.
- CONGRESO DE COLOMBIA. (15 de mayo de 2014). LEY N° 1715. Bogotá,, Colombia.
- COUTURE, T; GAGNOS, Y. (2010). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy Policy* 38, 956-965.
- CREG. (s.f). COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. www.creg.gov.co.

- CWEA. (2014). *Chinese Wind Energy Association*. Recuperado el 25 de Noviembre de 2015, de China Wind Power Review and Outlook: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/2014%E9%A3%8E%E7%94%B5%E6%8A%A5%E5%91%8A2%E8%8B%B1%E6%96%87-20150317.pdf>
- DAMMERT, L; GARCÍA, R; MOLINELLI, F (2013). Regulación y supervisión del Sector Eléctrico
- DRURY, J. (2010). Opportunities in China's Emerging Sectors. *Chinas Briefing*, 5.
- EALO, A. (2011). Análisis de generación complementaria entre energía hidráulica y eólica caso: generación Isagen – proyectos eólicos en la *Guajira colombiana*. . Obtenido de Trabajo de Grado Maestría en Ingeniería - Recursos Hidráulicos. Universidad Nacional de Colombia.
- ECOFYS. (2014). State and trends of carbon pricing. Banco Mundial, división de Cambio Climático. Obtenido de: [http:// www.ecofys.com/files /files/world-bank-ecofys-2014-state-trends-carbon-pricing.pdf](http://www.ecofys.com/files/files/world-bank-ecofys-2014-state-trends-carbon-pricing.pdf)
- ELIZONDO, G., et al (2014). Performance of Renewable Energy Auctions. Experience in Brazil, China and India. World Bank Group. Energy and Extractives Global Practice Group. Disponible en: http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2014/10/14/000158349_20141014104927/Rendered/PDF/WPS7062.pdf
- EMIS (2015). Emerging Markets Information Service. Profitability of Renewables in Emerging Markets. Focus on Solar PV and Wind. Obtenido de: <https://www.emis.com/sites/default/files/EMIS%20Insight%20Renewables%20Profitability%20in%20Emerging%20Markets.pdf>
- EWEA. (2009a). European Wind Energy Association. The Economics of Wind Energy. Obtenido de: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Economics_of_Wind_Main_Report_FINAL-lr.pdf.
- EWEA. (2009b). European Wind Energy Association. Wind Energy The Facts. Part III. The Economics of Wind Power. Obtenido de: <http://www.wind-energy-the-facts.org/images/chapter3.pdf>
- GARCÍA, S., FRAILE, D. (2008). Cogeneración Diseño, Operación y Mantenimiento de plantas. Madrid: Diaz de Santos.
- GWEC (2013). Global Wind Energy Council. Global Wind Report Annual Market Update 2013. Obtenido de: <http://www.composites>

world.com/cdn/cms/GWEC-Global-Wind-Report_9-April-2014.pdf

- GWEC. (2015). Global Wind Energy Council. Global Wind Report Annual Market Update 2014. Obtenido de: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2015/03/GWEC_Global_Wind_2014_Report_LR.pdf
- GWEC. (2016). *Global Wind Energy Council*. Obtenido de Global Wind Report annual Market Update 2015: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Global-Installed-Wind-Power-Capacity-MW-%E2%80%93-Regional-Distribution.jpg>
- HUERTAS, L.; PINILLA, A. (2007). Predicción de Rendimiento de Parques Eólicos como Herramienta de Evaluación; Empresas Públicas de Medellín, Universidad de los Andes.
- HUNT, S; SHUTTLEWORTH, G (1996). *Competition and Choice in Electricity*. New York: John Wiley & Sons
- HUNT, S (2002). *Making competition work in electricity*. New York: John Wiley & Sons
- IDEAM. (2015). *Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia*. Obtenido de Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>
- IEA. (s.f.). *International Energy Agency*. Obtenido de STATISTICS: <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=USA&product=electricityandheat&year=2013>
- IEA, et al. (2015). *International Energy Agency y otros*. Projected Costs of Generating Electricity – 2015 Edition
- IEA, et al. (2010). *International Energy Agency y otros*. Projected Costs of Generating Electricity – 2010 Edition
- IEA. (2014). *International Energy Agency*. Energy Policies of IEA Countries - The United States 2014 Review.
- IEA. (2013). *International Energy Agency*. Energy Policies of IEA Countries - Germany 2013 Review.
- IRENA. (2012), International Renewable Energy Agency. 30 Years of Policies for Wind Energy. Obtenido de: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_GWEC_WindReport_Full.pdf
- IRENA. (2013). *International Renewable Energy Agency*. Obtenido de Renewable Energy Auctions in Developing Countries: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Renewable_energy_auctions_in_developing_countries.pdf

- IRENA. (2014). Renewable Power Generation Costs in 2014. Obtenido de: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Renewable_Power_Generation_costs_2014/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report_chapter4.pdf
- IRENA. (2015a). International Renewable Energy Agency. Energías Renovables en América Latina 2015: Sumario de Políticas. Obtenido de: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Latin_America_Policies_2015_ES.pdf
- IRENA. (2015b). International Renewable Energy Agency. The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025. Renewable Cost Database. Obtenido de: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf.
- IRENA. (s.f). International Renewable Energy Agency. Database. Obtenido de: <http://www.irena.org/menu/index.aspx?mnu=Subcat&PriMenuID=35&CatID=109&SubcatID=158&RefID=158&SubID=170&MenuType=Q>
- ISAAC, I. (2008). La Energía Eólica en Alemania: Experiencias a tener en cuenta para el caso Colombiano. *Investigaciones Aplicadas*.
- KAHRL, F., WILLIAMS, J., & DING, J. (2011). Four Things You Should Know about China's Electricity System. Obtenido de: <https://www.wilsoncenter.org/publication/fourthings-you-should-know-about-chinas-electricity-system>.
- LANG, M. (2015). *German Feed-in Tariffs 2014*. Obtenido de German Energy Blog.: http://www.germanenergyblog.de/?page_id=16379
- LIU, Z. (17 de Febrero de 2015). MDPI. Recuperado el 15 de Noviembre de 2015, de The Economics of Wind Power in China and Policy Implications: <http://www.mdpi.com/1996-1073/8/2/1529>
- MICHALAK, P., ZIMNY, J. (2011) Wind Energy Development in the World, Europe and Poland from 1995 to 2009; Current Status And Future Perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; 15(5), 2330–2341
- MIEM. (2014). *Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay*. Obtenido de Energías Renovables, oportunidades de inversión: <http://www.uruguayxxi.gub.uy/inversiones/wp-content/uploads/sites/3/2014/07/Informe-de-energias-renovables.pdf>
- MOLLY, J. P. (2004). Economics of Wind Farms in Brazil. *Dewi Magazin*, No. 25.
- MORENO, L.F. (2011). Regulación Internacional de las Energías Renovables y de la Eficiencia Energética. Universidad Externado de Colombia, 15-16

- MOTA, R (1999). Los Recursos Renovables en los Mercados Competitivos
- MUÑOZ VERA, M. (s.f.). *9.4 Energías renovables y estímulos fiscales: caso empresa localizada en San Gabriel Chilac Puebla, México*. Recuperado el 15 de Noviembre de 2015, de http://www.altec2013.org/programme_pdf/1449.pdf.
- NORDENSVÄRD, J. (2015). *The stuttering energy transition in Germany: Wind energy policy and feed-in tariff lock-in*. Obtenido de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421515001159>.
- OECD y IEA. (2014). *World Energy Investment Outlook | Special Report*. . Obtenido de <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEIO2014.pdf>
- POLITT, M et al (2017). Reforming the Chinese Electricity Supply Sector: Lessons from International Experience Obtenido de : <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2017/03/1704-Text.pdf>
- REGUEIRO, R. M. (2013). Principales modelos para el desarrollo eólico y la potencialidad de América Latina. *Cuadernos Americanos 144*, 35-53. Obtenido de <http://www.cialc.unam.mx/cuadamer/textos/ca144-35.pdf>
- REN 21. (2014). Renewables 2014 Global Status Report. Obtenido de: http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2014/GSR_2014_full%20report_low%20res.pdf
- REN 21. (2016). Energías Renovables 2016. Hallazgos Clave 2016. Obtenido de: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_KeyFindings_SPANISH.pdf
- RODRÍGUEZ, V. (2016) Industria eléctrica en México: tensión entre el Estado y el mercado. *Revista Problemas del Desarrollo*, 185 (47), abril-junio 2016, <http://probdes.iiec.unam.mx>. Obtenido de: http://www.scielo.org.mx/scielo.php?pid=S0301-70362016000200033&script=sci_arttext
- SCHIERENBECK, S. (27 de Febrero de 2014). *Mexico – building a renewable energy market without conventional feed-in-tariffs*. Obtenido de <http://www.apricum-group.com/mexico-building-renewable-energy-market-without-conventional-feed-tariffs/>
- UCS. (2014). *Union of Concerned Scientists*. Obtenido de Production Tax Credit for Renewable Energy: http://www.ucsusa.org/clean_energy/smart-energy-solutions/increase-renewables/production-tax-credit-for.html#.VlcsTV6Im4q.

- UPME. (2014). *UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGÉTICA DE COLOMBIA*. Obtenido de Incorporación de Generación Eólica en el Sistema Interconectado eléctrico Nacional: http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/Avance%20Plan%202014%202028_%20Incorporacion%20eolica.pdf
- UPME. (2015). *UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGÉTICA DE COLOMBIA*. Obtenido de Registro de Proyectos de generación: http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2015/Registro_Proyectos_Generacion_Oct2015.pdf
- TIMILSINA, G.R. , VAN KOOTEN, G.C., NARBEL, P.A. (2013). Global wind power development: Economics and policies Energy Policy 6, 642-652.
- USAID. (2009). *Elementos para la promoción de la energía eólica en México*. Recuperado el 15 de Noviembre de 2015.
- VAISALA. (s.f.) VAISALA. Obtenido de: http://www.vaisala.com/Vaisala%20Documents/Scientific%20papers/Vaisala_global_wind_map.pdf
- VIGNOLO, M (2015). Adecuación del modelo regulatorio del mercado eléctrico uruguayo. V Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía, 2015. Obtenido de: <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2015/VOZ15/VOZ15.pdf>
- WEC. (2016). WORLD ENERGY COUNCIL. World Energy Resources 2016. Obtenido de: <http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Resources-Full-report-2016.10.03.pdf>
- WORLD BANK (2011). Electricity Auctions, an overview of efficient practice.
- WORLD BANK GROUP (2014). Performance of Renewable Energy Auctions – Experience in Brazil, China and India
- XM. (s.f.). *XM información Inteligente*. Obtenido de <http://informacioninteligente10.xm.com.co/oferta/Paginas/HistoricoOferta.aspx>