



UNIVERSIDAD DE  
COSTA RICA



# Perspectivas de la energía eólica en Costa Rica: estado, retos y oportunidades

Lucía Contreras  
Pablo Sauma

Ciudad Universitaria Rodrigo Facio, agosto 2017

## Índice de contenido

Introducción.....	1
1. Contexto internacional de la energía eólica.....	2
1.1. Matriz eléctrica mundial y expansión de las energías renovables...	2
1.2. Evolución, estado y expectativas la energía eólica.....	6
1.3. La tecnología de generación eólica.....	23
1.4. Energía eólica: costos de generación.....	13
1.5. Políticas internacionales para la generación eólica.....	17
1.6. Desafíos de la energía eólica.....	19
2. Contexto costarricense de la energía eólica.....	22
2.1. Características del sistema eléctrico costarricense.....	22
2.1.1. Organización.....	22
2.1.2. Generación y capacidad instalada.....	25
2.1.3. Potencial de generación por fuente.....	30
2.1.4. Costos.....	34
2.1.5. Política pública eléctrica.....	36
2.2. Energía eólica en Costa Rica.....	40
2.2.1. Origen y evolución de la energía eólica.....	40
2.2.2. Generación y capacidad instalada para la energía eólica.....	44
2.2.3. Potencial meteorológico y territorial.....	45
2.2.4. Tecnología empleada para la generación eólica.....	50
2.2.5. Costos de la generación eólica.....	52
2.2.6. Política pública en torno a la generación eólica.....	53
3. Oportunidades y retos para la generación eólica en Costa Rica.....	57
Referencias bibliográficas.....	62
Apéndice: Aspectos técnicos sobre la generación de energía eólica.....	74
Anexo: Mapa de energía potencial por unidad de área de terreno.....	78

## Siglas

ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
CENCE	Centro Nacional de Control de Energía
CNE	Costo nivelado de energía
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
CGR	Contraloría General de la República
EIA	<i>U.S. Energy Information Administration</i>
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
WEC	<i>World Energy Council</i>

## Glosario

- **Fuentes de energía no renovables:** *“Las energías no renovables son aquellas fuentes de energía cuyas reservas son limitadas y se agotan con el uso”* (ICE, s.f.). Ejemplos de este tipo de fuentes son el petróleo crudo y sus derivados (como diesel y búnker), el gas natural, el carbón y el uranio (insumo para la producción de energía nuclear).
- **Combustibles fósiles:** Son aquellos que *“se formaron por los restos enterrados de plantas y animales que vivieron hace miles de años”* (EIA, 2016b) y constituyen un subconjunto de las fuentes de energía no renovables. Específicamente, los combustibles fósiles son el petróleo crudo y sus derivados, el gas natural y el carbón.
- **Fuentes de energía renovables:** Son aquellas *“derivadas de procesos naturales que se reponen constantemente. En sus varias formas se derivan directa o indirectamente del sol, o del calor generado en lo profundo de la tierra”* (IEA, 2012). Dentro de esta definición se encuentran las energías generadas a través de recursos solares, eólicos, de biocombustibles, geotérmicos, hidroeléctricos y oceánicos, y biocombustibles e hidrógeno.
- **Energía eólica:** Según el ICE *“la energía eólica es energía obtenida de la fuerza del viento, es decir, mediante la utilización de la energía cinética generada por las corrientes de aire”* (ICE, s.f.)
- **Generación distribuida modalidad neta sencilla o balance neto:** Según el ICE es la modalidad de generación distribuida empleada y regulada en el país, la cual permite que empresas u hogares generadores de energía eléctrica para el autoconsumo se conecten a la red y asuman un rol de productor-consumidor. Estas empresas se encargan de producir electricidad para su autoconsumo, le traspasan a la red sus excedentes (hasta el 49% de su producción total), y consumen de forma diferida la cantidad de energía previamente entregada. En los casos donde estas empresas necesiten aún más electricidad, pueden complementarla con energía de la red de distribución (ICE, 2017a). Este tipo de generación no es catalogada como servicio público, y su generación y capacidad instalada no son tomadas en cuenta a la hora de calcular las estadísticas del Sistema Eléctrico Nacional ya que no contempla fines puramente comerciales.

## Introducción\*

A nivel internacional, Costa Rica destaca por la generación eléctrica basada mayormente en hidroelectricidad. Por ejemplo, en el **Índice de Sostenibilidad Energética 2013** del *World Energy Council* (WEC, 2013a), el país ocupa la segunda posición entre 129 países en lo que a sostenibilidad ambiental del sistema energético se refiere.<sup>1</sup>

Consecuentemente con la situación actual, el país aspira a satisfacer el incremento en la demanda futura de energía eléctrica con una mayor generación eléctrica a partir de fuentes renovables. En el **Plan Nacional de Energía 2015-2030** (MINAE, 2015) se propone para Costa Rica una política energética de largo plazo claramente enfocada hacia una “*sostenibilidad energética con un bajo nivel de emisiones*”, donde una de las principales metas es elevar el uso de fuentes de energía limpias y renovables.

En este contexto, la energía eólica surge como una de las alternativas de generación eléctrica más prometedoras. Su relativo poco impacto ambiental, la evolución en su tecnología y el descenso reciente en sus costos, han llevado a un aumento considerable en su uso y han conducido a posicionarla, junto a la energía solar, como uno de los tipos de generación eléctrica con mayor crecimiento a nivel mundial (IEA, 2016a).

El Observatorio del Desarrollo (OdD) de la Universidad de Costa Rica, ha considerado conveniente realizar un aporte a la discusión de las posibilidades reales de expansión en el país de la generación de este tipo de energía. El objetivo de la presente investigación consiste entonces en "analizar el contexto costarricense de la energía eólica e identificar los principales retos y oportunidades para su expansión".<sup>2</sup>

El informe está conformado por tres capítulos. En el primero de ellos se hace referencia al contexto internacional de la energía eólica, mientras que en el segundo al contexto costarricense. Finalmente, en el tercer capítulo se analizan los retos y oportunidades de la generación de energía eólica en Costa Rica.

---

\* Este reporte fue elaborado por Lucía Contreras (maria.contreras@ucr.ac.cr), economista e investigadora asociada del proyecto, y por Pablo Sauma, Director del Observatorio del Desarrollo e investigador principal.

<sup>1</sup> Suiza ocupó la primera posición.

<sup>2</sup> Proyecto de investigación inscrito en la Vicerrectoría de Investigación con el número 748-B6-A39.

# **1. Contexto internacional de la energía eólica**

En este capítulo se analiza el contexto internacional de la generación eléctrica en general y la energía eólica en particular. Se inicia con el análisis de la matriz eléctrica mundial y de la expansión de las energías renovables, para luego entrar a consideraciones específicas sobre la energía eólica: primero sobre su evolución, estado actual y expectativas, y luego sobre aspectos particulares como tecnología, costos, políticas y desafíos.

## **1.1. Matriz eléctrica mundial y expansión de las energías renovables**

Las sociedades humanas precisan de servicios energéticos para suplir necesidades básicas (e.g. iluminación, cocción de alimentos, movilidad, comunicaciones) y llevar a cabo sus procesos productivos. La búsqueda del desarrollo social y económico de las personas conlleva a un aumento continuo en la demanda por energía (Moomaw et al., 2011). Dentro de los mercados energéticos uno de los más dinámicos es el eléctrico, cuyos sistemas de producción han evolucionado, pasando de ser redes aisladas y pequeñas, a convertirse en muchos casos en sistemas integrados a escala nacional e incluso internacional (EIA, 2016a).

La generación termoeléctrica a través de combustibles fósiles constituye una atractiva alternativa ante la pujante demanda energética dada la relativa abundancia de sus insumos, facilidad de localización, eficiencia y simplicidad de transporte (Kukreja, 2016). Desde aproximadamente 1850, el mundo ha sido testigo de la expansión en el uso de estos combustibles como proveedores de energía, colocándolos como la fuente más utilizada en el mundo y posición que mantienen actualmente (Moomaw et al., 2011).

No obstante, el uso de estos combustibles para la generación energética implica la expulsión de compuestos nocivos hacia la atmósfera, contribuyendo significativamente a la contaminación y al cambio climático, y provocando efectos negativos sobre la salud pública, la agricultura y los ecosistemas. El elevado uso de estos combustibles para la generación de electricidad ha hecho que esta actividad figure como uno de los principales causantes de las anteriores problemáticas (IEA, 2016b; CEPAL, 2004).

Si bien los combustibles fósiles continúan siendo la más utilizada, otras fuentes de energía para la generación eléctrica han ganado terreno dentro de la matriz mundial. La generación mediante energía nuclear creció rápidamente entre la década de los años setenta y los años ochenta; y la generación mediante gas natural (un combustible fósil relativamente menos nocivo) aumentó considerablemente después de la década de los ochentas. Posteriormente, el uso de petróleo cayó a finales de los años setenta, debido a los fuertes aumentos en sus precios (EIA, 2016b).

Recientemente, las crecientes preocupaciones ambientales por la contaminación y el cambio climático han impulsado el interés por desarrollar fuentes de energía menos dañinas que detengan o disminuyan los efectos negativos de la generación (EIA, 2016b). Propiciar el uso de fuentes renovables figura como paso clave para detener los efectos negativos que está teniendo la

generación eléctrica sobre el medio ambiente; sin embargo, este no es un proceso sencillo y solo es posible de manera gradual (EIA, 2016a). Generalmente, la energía proveniente de fuentes renovables es más costosa de producir y de usar en comparación con la energía derivada de fuentes de energía no renovables. Esto se debe a que las fuentes de energía renovables se localizan típicamente en áreas remotas, lo que puede implicar un alto costo por la necesidad de contar con extensas líneas de transmisión. Adicionalmente, muchas fuentes renovables se caracterizan por su intermitencia o no firmeza, lo que las hace no estar constantemente disponibles para su aprovechamiento (EIA, 2016b).<sup>3</sup>

A pesar de los obstáculos, el uso de fuentes de energía renovables para la generación eléctrica está experimentando una importante expansión. En efecto, actualmente el mundo añade más capacidad de generación de renovable en comparación a la adición de otras fuentes. Además de las crecientes preocupaciones ambientales, factores como la mayor demanda de energía y la promoción de la seguridad energética han promovido políticas públicas y otras acciones que han llevado al mejoramiento de la competitividad de las tecnologías de generación renovable (EIA, 2016a; IEA, 2016b; REN21, 2016).

Aún así, el mundo se encuentra lejos de contar con una matriz eléctrica mayoritariamente renovable. Como se aprecia en el cuadro 1, las energías no renovables (combustibles fósiles y energía nuclear), dominan la generación neta de electricidad, concepto que se refiere a la generación bruta producida por uno o varios generadores menos la electricidad empleada para operar las plantas eléctricas (IEA, 2017).

**Cuadro 1**  
**Generación mundial neta <sup>1/</sup> de electricidad según mayores generadores por fuente, 2012**  
-cientos de miles de GWh y porcentajes-

	cientos de miles de GWh				porcentajes			
	Total	Combustibles fósiles	Nuclear	Renovables	Total	Comb. fósiles	Nuclear	Renovables
<b>Total mundo</b>	<b>21,6</b>	<b>14,5</b>	<b>2,3</b>	<b>4,7</b>	<b>100,0</b>	<b>67,2</b>	<b>10,9</b>	<b>21,9</b>
China	4,8	3,7	0,1	1,0	100,0	77,0	1,9	21,0
Estados Unidos	4,1	2,8	0,8	0,5	100,0	68,2	19,0	12,8
India	1,1	0,9	...	0,2	100,0	82,0	2,8	15,2
Rusia	1,0	0,7	0,2	0,2	100,0	67,0	16,4	16,6
Japón	1,0	0,8	...	0,1	100,0	85,6	1,8	12,6
Resto del mundo	9,7	5,7	1,3	2,8	100,0	58,5	13,1	28,4

<sup>1/</sup> La generación neta de electricidad es la generación bruta producida menos la electricidad empleada para operar las plantas eléctricas.

Fuente: EIA (2016c).

<sup>3</sup> Energías intermitentes o no firmes, también llamadas Energías Renovables Variables (ERV), son aquellas que no pueden ser obtenidas de forma continua debido a factores no controlables, como la solar y la eólica.

Es decir, es la energía eléctrica destinada para el uso de los consumidores. Según la *Energy Information Administration* de los Estados Unidos (EIA, 2016a), en el año 2012 el 78,1% de la energía eléctrica se produjo mediante fuentes no renovables: un 67,2% del total de la energía eléctrica se produjo con combustibles fósiles (carbón, gas natural y petróleo y sus derivados), mientras que el 10,9% con energía nuclear. Por otra parte, solamente el 21,9% se produjo mediante fuentes renovables, como el viento, el agua y el sol, entre otras.

En el cuadro 1 es posible observar asimismo la composición de las matriz eléctrica de los cinco mayores generadores. En estos países las fuentes de energía no renovables tienen una importancia relativa mayor dentro de las matrices eléctricas en comparación al peso que estas energías tienen en las matrices de los demás países. Mientras que en el resto del mundo 58,5% de la electricidad se produjo con combustibles fósiles, en los países con mayor generación la importancia de de estas dentro de la matriz eléctrica siempre igualó o superó el 67,0% de la generación total: 67,0% en Rusia, 68,2% en los Estados Unidos, 77,0% en China, 82,0% en India y 85,6% en Japón. Respecto a la importancia de la generación de electricidad a través de la energía nuclear, destacan los Estados Unidos y Rusia, con un 19,0% y un 16,4% de relevancia relativa respectivamente. Adicionalmente, mientras que la importancia relativa de las fuentes renovables dentro de la matriz del conjunto del resto de países alcanza 28,4%, en los países con mayor producción esta no supera el 21,0%.

Las expectativas a 2040 señalan que la generación eléctrica neta continuará en aumento, tal y como se aprecia en el cuadro 2.

**Cuadro 2**  
**Generación neta <sup>1/</sup> de electricidad según fuente de energía, 2012 y proyecciones 2020-2040**  
-cientos de miles de GWh y porcentajes-

	cientos de miles de GWh				porcentajes			
	Total	Combustibles fósiles	Nuclear	Renovables	Total	Comb. fósiles	Nuclear	Renovables
2012	21,6	14,5	2,3	4,7	100,0	67,2	10,9	21,9
2020	25,8	15,9	3,1	6,9	100,0	61,4	12,0	26,6
2025	28,4	17,1	3,4	7,9	100,0	60,2	12,0	27,8
2030	30,8	18,2	3,9	8,7	100,0	59,1	12,7	28,2
2035	33,6	19,7	4,3	9,6	100,0	58,6	12,8	28,6
2040	36,5	21,3	4,5	10,6	100,0	58,5	12,4	29,1

1/ La generación neta de electricidad es la generación bruta producida menos la electricidad empleada para operar las plantas eléctricas.

Fuente: EIA (2016a).

Según estimaciones de la EIA (2016a), la generación neta de electricidad a partir de combustibles fósiles (i.e energía termoeléctrica), de energía nuclear y de energías renovables experimentará un crecimiento absoluto. No obstante, se presentará una recomposición de la



matriz de generación eléctrica. La proporción de electricidad generada con combustibles fósiles pasará de representar un 67,2% en el 2012 a un 58,4% en el 2040. En efecto, la generación con carbón bajará de una importancia del 40% de la generación total de electricidad en 2012 a un 29% en 2010, y la del petróleo y sus derivados de un 5% a un 2%. Mientras tanto, se prevé que el gas natural amplíe su importancia, pasando de un peso del 22% dentro del total generado a un 28%. Además, se anticipa un aumento de la importancia de la energía nuclear dentro de la matriz, pasando de representar un 11% en el 2012 a un 12% en el 2040. Por último, se espera que el peso de la generación a partir de fuentes de energía renovables se extienda, pasando de representar un 22% de la generación total en 2012, a un 29% en el 2040.

Respecto a las energías renovables, en el cuadro 3 se puede apreciar la evolución esperada de estas entre 2012 y 2040. En este se observa que tanto la energía hidroeléctrica, la eólica, la solar, la geotérmica, y la categoría “otros” esperan una expansión en la generación neta absoluta. Se prevé que para 2040 la energía hidroeléctrica siga siendo la fuente de energía más importante dentro de las renovables, sin embargo esta irá perdiendo terreno frente a la energía solar y eólica principalmente. Según los pronósticos, la energía hidroeléctrica pasará de pesar un 77,1% dentro de las energías renovables en 2012, a un 54,4% en 2040. Por otra parte, la energía eólica saltará de significar el 11,0% de la generación eléctrica con renovables en 2012 a un 23,1% en el 2040; mientras que la energía solar pasará de pesar un 2,2% en 2012 a un 9,1% en 2040. Por último, la generación mediante energía geotérmica o mediante la energía derivada de la biomasa, desechos, marea, olas, océano también aumentarán en relevancia.

**Cuadro 3**  
**Generación neta 1/ de electricidad fuentes renovables según fuente, cientos de miles de GWh, 2012 y proyecciones 2020-2040**  
 -cientos de miles de GWh y porcentajes-

	cientos de miles de GWh						porcentajes					
	Total	Hidro-eléctrica	Eólica	Solar	Geo-térmica	Otros 1/	Total	Hidro-eléctrica	Eólica	Solar	Geo-térmica	Otros 2/
2012	4,7	3,6	0,5	0,1	0,1	0,4	100,0	77,1	11,0	2,2	1,4	8,3
2020	6,9	4,3	1,3	0,4	0,1	0,7	100,0	62,5	19,1	6,5	2,0	9,9
2025	7,9	4,6	1,6	0,6	0,2	0,9	100,0	58,6	20,3	7,6	2,6	10,9
2030	8,7	4,8	1,9	0,7	0,3	1,0	100,0	55,5	21,5	8,3	3,6	11,2
2035	9,6	5,1	2,2	0,8	0,4	1,1	100,0	53,4	22,7	8,8	3,6	11,5
2040	10,6	5,6	2,5	1,0	0,4	1,2	100,0	52,4	23,1	9,1	3,7	11,7

1/ La generación neta de electricidad es la generación bruta producida menos la electricidad empleada para operar las plantas eléctricas.

2/ Otros incluye la electricidad generada mediante biomasa, desechos, marea, olas, océano.

Fuente: EIA (2016a).

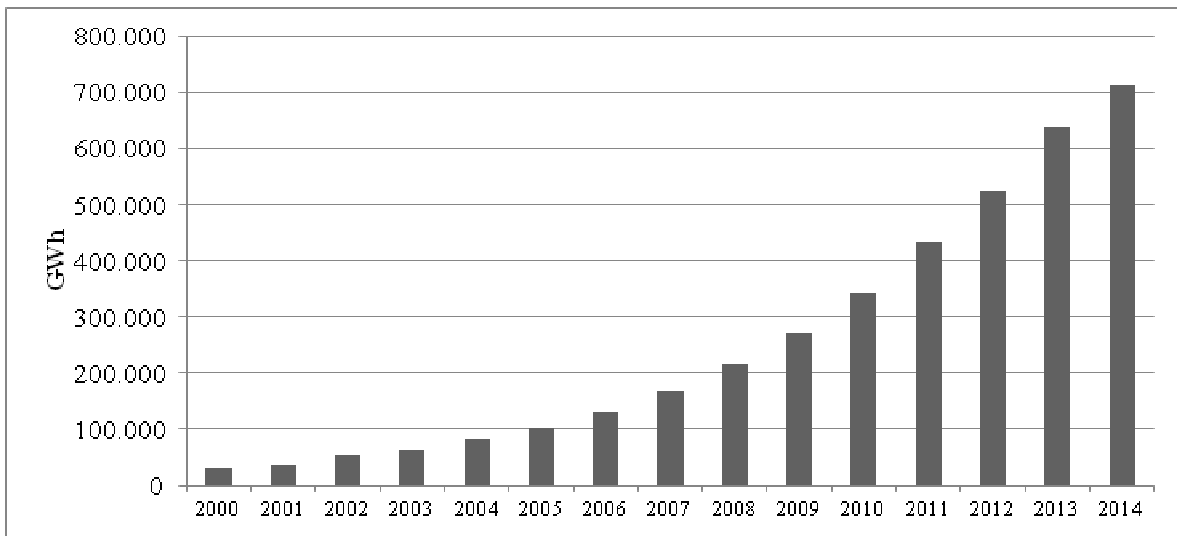
Se pronostica que las energías renovables crecerán en promedio un 2,9% anualmente en el periodo 2012-2040. Según estos datos, la energía solar será la de mayor expansión relativa (con

un crecimiento anual promedio esperado de un 8,3%), seguida por la energía geotérmica (6,5% de crecimiento anual), y luego por la eólica (5,7% de crecimiento anual).

## 1.2. Evolución, estado y expectativas de la energía eólica

La cantidad de energía generada mediante la energía del viento ha venido creciendo considerable y constantemente durante los últimos años. Como se aprecia en el gráfico 1, la generación eólica pasó de ser poco más de 30.000 GWh en el 2000, a más de 700.000 GWh en el año 2014, multiplicándose en estos 14 años veintidós veces. Esta importante expansión ha hecho que la energía eólica ocupe un rol relevante en la oferta de electricidad en un creciente número de países, y que haya pasado a representar recientemente casi un 3,7% del consumo total de energía a nivel global (REN21, 2016).

**Gráfico 1**  
**Generación neta 1/ de energía eólica mundial en GWh, 2000-2014**



1/ La generación neta de electricidad es la generación bruta producida menos la electricidad empleada para operar las plantas eléctricas.

Fuente: IRENA (2016).

Europa es la región líder en generación de energía eólica (cuadro 4), pues produjo el 37,4% de los 713.846 GWh totales generados en el 2014. En este lugar del mundo, los países con mayor generación son Alemania, España y Reino Unido.

La segunda región del mundo con mayor generación es Norteamérica, produciendo casi el 29,8% de la energía eólica a nivel mundial, siendo Estados Unidos el país que no solo aporta más a la producción regional, sino que también a la mundial (25,8%, es decir, una cuarta parte de la producción mundial).

**Cuadro 4**  
**Generación neta 1/ de energía eólica por región y**  
**principales países generadores, 2014**  
 -GWh y porcentajes-

Región/país	GWh	% generación mundial
<b>Total mundial</b>	<b>713.846</b>	<b>100,0</b>
<b>Europa</b>	<b>266.677</b>	<b>37,4</b>
<i>Alemania</i>	57.357	8,0
<i>España</i>	52.013	7,3
<i>Reino Unido</i>	32.016	4,5
<b>Norte América<sup>2/</sup></b>	<b>212.858</b>	<b>29,8</b>
<i>Estados Unidos</i>	183.892	25,8
<b>Asia</b>	<b>197.776</b>	<b>27,7</b>
<i>China</i>	158.271	22,2
<i>India</i>	33.455	4,7
<b>América Latina y Caribe<sup>2/</sup></b>	<b>18.675</b>	<b>2,6</b>
<i>Brasil</i>	12.210	1,7
<i>Chile</i>	1.443	0,2
<i>Nicaragua</i>	846	0,1
<i>Costa Rica</i>	735	0,1
<i>Uruguay</i>	733	0,1
<i>Argentina</i>	619	0,1
<b>Oceanía</b>	<b>12.535</b>	<b>1,8</b>
<b>África y Medio Oriente</b>	<b>5.326</b>	<b>0,7</b>

1/ La generación neta de electricidad es la generación bruta producida menos la electricidad empleada para operar las plantas eléctricas.

2/ México se incluye en la región de Norte América.

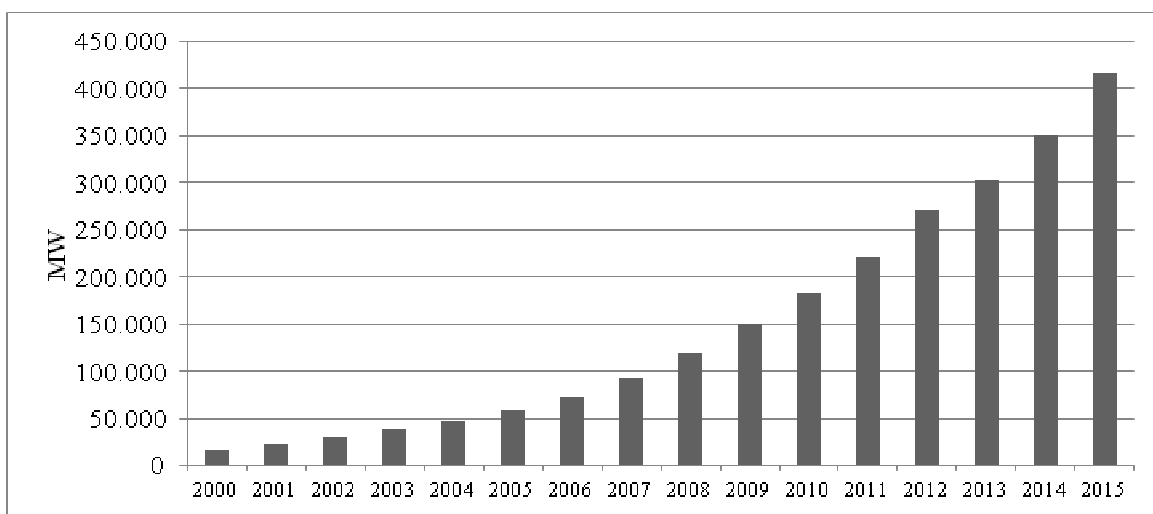
Fuente: IRENA (2016).

Con una generación similar (27,7% del total mundial) se encuentra la región de Asia, donde la mayoría de la generación está a cargo de China e India. Luego, las demás regiones tienen generaciones considerablemente menores: América Latina y el Caribe genera el 2,6%, Oceanía el 1,8%, mientras que África y el Medio Oriente el 0,7%. Específicamente en América Latina y el Caribe, el mayor país generador es Brasil, y Costa Rica ocupa el puesto número cuatro dentro de la región.

Dentro de la expansión ya mencionada de las fuentes de energías renovables, la energía eólica es una de las fuentes que está jugando un rol más importante dentro de la oferta eléctrica en un número creciente de países. Por ejemplo en el 2015, la energía eólica representó el 4,7% del consumo total de electricidad en los Estados Unidos, un 3,0% en Brasil y un 15,5% en Uruguay. Además se estima la generación eólica en ese año fue suficiente para suplir el 3,7% del consumo eléctrico mundial (REN21, 2016).

Con respecto a la capacidad instalada para la generación eólica<sup>4</sup>, también ha experimentado una importante expansión, pasando de ser de más de 17.000 MW en el 2000, a alrededor de 417.000 MW en 2015, multiplicándose por 24. Esta evolución se puede apreciar en el gráfico 2.

**Gráfico 2**  
**Capacidad instalada para la generación eólica mundial en MW, 2000-2015**



Fuente: IRENA (2016).

En el cuadro 5 se presenta la capacidad instalada para la generación eólica en el año 2015, según región. A diferencia de la clasificación de las regiones según generación, cuando se considera la capacidad instalada Asia pasa a ser la más importante, pues cuenta con el 38,4% de la capacidad mundial. En esta región sobre salen tanto China como India como los países con mayor capacidad instalada para la energía eólica. China es además el país con mayor capacidad instalada eólica en el mundo, posición que tiene desde 2009. El país destaca por el crecimiento del sector eólico en la última década, periodo en el cual duplicó su capacidad entre 2012 y 2015 (GWEC, 2016a).

<sup>4</sup> Para medir la generación de energía eléctrica se emplean los gigavatioshora (GWh), los cuales reflejan la cantidad de electricidad producida a lo largo de un periodo de tiempo (el número de gigavatios por hora). Por su parte la capacidad instalada se mide en megavatios (MW), y se refiere a la máxima generación que un generador puede producir, bajo condiciones específicas, durante una hora (IEA, 2017).

**Cuadro 5**  
**Capacidad instalada para la generación de energía eólica, 2015**  
 -MW y porcentajes-

Región/país	MW	% cap. instalada mundial
<b>Total mundial</b>	<b>416.638</b>	<b>100,0</b>
<b>Asia</b>	<b>160.166</b>	<b>38,4</b>
<i>China</i>	129.340	31,0
<i>India</i>	25.088	6,0
<b>Europa</b>	<b>148.892</b>	<b>35,7</b>
<i>Alemania</i>	44.947	10,8
<i>España</i>	23.008	5,5
<i>Reino Unido</i>	14.191	3,4
<b>Norte América<sup>1</sup></b>	<b>86.857</b>	<b>20,8</b>
<i>Estados Unidos</i>	72.578	17,4
<b>América Latina y Caribe<sup>1/</sup></b>	<b>12.416</b>	<b>3,0</b>
<i>Brasil</i>	8.715	2,1
<i>Chile</i>	904	0,2
<i>Uruguay</i>	845	0,2
<i>Argentina</i>	279	0,1
<i>Panamá</i>	270	0,1
<i>Costa Rica</i>	268	0,1
<b>Oceanía</b>	<b>4.922</b>	<b>1,2</b>
<b>África y Medio Oriente</b>	<b>3.386</b>	<b>0,8</b>

1/ México se incluye en la región de Norte América.

Fuente: IRENA (2016).

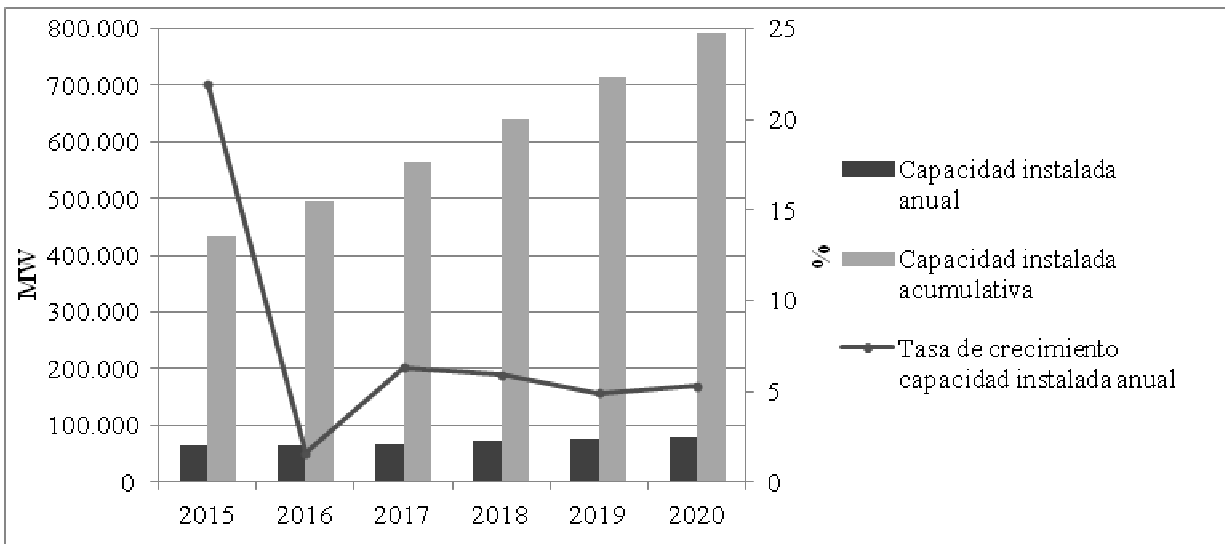
Luego, sigue la región de Europa, que cuenta con un 35,7% de la capacidad instalada mundial. La gran mayoría de la capacidad instalada de energía eólica en dicha región se encuentra en los países pertenecientes a la Unión Europea. En este conjunto de países, la energía eólica se posicionó como la tercera fuente de energía eléctrica más importante en cuanto a capacidad instalada a finales del 2015, superando a la energía hidroeléctrica (GWEC, 2016a).

Después se encuentra Norte América, con un 20,8% de la capacidad, donde de nuevo Estados Unidos destaca. Este país constituye el mercado a nivel país más grande en cuanto a capacidad instalada de energía eólica después de China. El crecimiento de la capacidad en este país ha sido grande, representando casi el 31% de la nueva capacidad instalada en los últimos cinco años (GWEC, 2016a).

La región que sigue es la de América Latina y el Caribe con el 3,0% de la capacidad instalada, región donde Costa Rica ocupa la sexta casilla. Esta región ha empezado a desarrollar una industria eólica de considerable tamaño, la cual ha venido a complementar la generación a partir de biomasa y hidroeléctrica. En el año 2015, ocho países agregaron capacidad eólica: Argentina, Brasil, Chile, Costa Rica, Guatemala, Honduras, Panamá y Uruguay (GWEC, 2016a). Luego se encuentra la región de Oceanía y por último la región de África y Medio Oriente, con un 1,2% y un 0,8% de la capacidad instalada mundial de energía eólica respectivamente.

Respecto a las perspectivas de expansión de la capacidad instalada a nivel mundial hasta 2020, el *Global Wind Energy Council* (GWEC, 2016a) espera mayores adiciones en estos años. Después de presenciar una desaceleración en 2013, la industria eólica registró un record de crecimiento en 2014, el cual fue posteriormente superado en 2015 al agregar más de 60.000 MW a la capacidad instalada de energía eólica a nivel mundial. A partir de 2016, el GWEC prevé que continúen las adiciones anuales de capacidad instalada, que registrarán tasas de crecimiento positivas y cercanas al 6% hasta el 2020. Las predicciones indican que se pasará de una adición anual a la capacidad instalada eólica de 63.000 MW en 2015, a una de 79.500 en 2020. Gracias a esta expansión se espera que la energía eólica se posicione como una tecnología líder en la transición hacia una matriz eléctrica con menos combustibles fósiles, siendo sólida competidora frente a otras fuentes debido a su precio, rendimiento y confiabilidad (GWEC, 2016a).

**Gráfico 3**  
**Capacidad instalada para la generación de energía eólica anual y acumulativa, absolutos y**  
**tasa de crecimiento, 2015 y proyecciones 2016-2020**  
 -MW y porcentajes-



Fuente: GWEC (2016a).

Según el *Global Wind Energy Council* (GWEC, 2016a), la expansión de la energía eólica en los próximos años se explica por tres aspectos principales:

- Primero, como se mencionó anteriormente, las crecientes preocupaciones climáticas que han llevado a la comunidad internacional a negociaciones donde los países se comprometen a alcanzar ambiciosas metas en el sector eléctrico, donde tanto la energía eólica como la solar se perfilan como claves para el alcance de dichos objetivos. Un ejemplo de esto son los acuerdos pactados durante la Conferencia de las Partes 21 (COP21) de la Convención Marco sobre el Cambio Climático (CMNUCC) llevada a cabo en diciembre 2015 en París. Durante dicha conferencia, liderada por la costarricense Christiana Figueres, Secretaria Ejecutiva de la CMNUCC, la mayoría de países se comprometieron a aumentar el uso de energías renovables y a elevar la eficiencia energética a través de Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional (en inglés *Intended Nationally Determined Contributions*, INDC). De los 189 países que presentaron un INDC, 147 incluyeron acciones relacionadas a las energías renovables y 167 con la búsqueda de la eficiencia energética. Además, algunos países se comprometieron a reformar sus sistemas de subsidios a los combustibles fósiles (REN21, 2016).
- Segundo, la disminución esperada en los costos de la energía eólica -tema que se desarrolla en el siguiente acápite-, que impulsará su crecimiento.
- Tercero, la aparente estabilidad del mercado de energía eólica en los Estados Unidos (gracias al apoyo federal dado por el Congreso), mercado pionero en la industria y caracterizado por tener uno de los mejores recursos eólicos en el mundo, viene a contribuir positivamente en las perspectivas de crecimiento.

Respecto a este último factor, es importante señalar que al momento de elaboración del presente informe, el panorama no es del todo alentador en ese sentido debido a la incertidumbre alrededor de las políticas energéticas que seguirá el presidente Trump. En efecto, en el contexto de un seminario sobre las perspectivas de la energía eólica, al referirse a los objetivos de este, el secretario general del GWEC, Steve Sawyer, señaló que pretendían “*mirar adelante a lo que podemos esperar en el futuro en el corto a mediano plazo, al menos tan lejos como la bola de cristal de uno funciona estos días, lo que dado los recientes eventos en la política de los EEUU ha probado ser sin duda muy corto*” (Sawyer y Lockhart 2016: 3).

El presidente Trump ha expresado su intención de dejar de lado el tema ambiental, y más bien ha realizado acciones concretas hacia la explotación petrolera, como por ejemplo la firma de dos órdenes ejecutivas para reactivar la construcción de los oleoductos Keystone XL y Dakota Access, que habían sido paralizados por el presidente Obama por razones medio ambientales (Mars, 2017). Además, el primero de junio del 2017 el presidente Trump anunció su voluntad de retirar a los Estados Unidos del Acuerdo de París de la COP21 alcanzado en el 2015 (Martínez, 2017).

Dejando de lado los Estados Unidos en particular y la región Norteamérica, según el *Global Wind Energy Council* (GWEC, 2016a), Asia continuará siendo líder en capacidad instalada en el periodo entre 2016 y 2020; sin embargo su dominio podría no ser tan arrollador alrededor del

final de la década. Luego, la región europea continuará con un ritmo de crecimiento estable hacia sus metas fijadas para el 2020; no obstante la incertidumbre respecto a las políticas públicas concernientes la energía eólica podría significar un obstáculo en el camino. En América Latina y el Caribe, el crecimiento será mayoritariamente impulsado por Brasil, pero habrá otros mercados que colaborarán significativamente como es el caso de Argentina. En África y Medio Oriente se seguirá diversificando la matriz energética gracias a la expansión de la energía eólica. Por último en Oceanía, la energía eólica será impulsada por las políticas energéticas australianas (GWEC, 2016a).

### **1.3. La tecnología de generación eólica**

El viento es el resultado de diferencias de presión atmosférica provocadas por temperaturas desiguales en diferentes lugares que causan el movimiento del aire. A través de turbinas, la energía del viento se transforma en energía eléctrica: el viento se encarga de girar el rotor de la turbina, moviendo un eje conectado a un generador que produce electricidad (IRENA y IEA, 2016).

La energía eólica figura como una de las fuentes de energía a gran escala más antiguas usadas por los seres humanos. A partir de la invención del generador eléctrico, el viento ha sido aprovechado para la producción de electricidad (IRENA y IEA, 2016). El inicio de la era moderna de la generación eólica comienza en 1979 con la producción en masa de turbinas de viento por fabricantes daneses. Estas primeras turbinas poseían capacidades relativamente pequeñas al comparálas con los estándares de hoy día, pero fueron pioneras en el desarrollo de la industria que conocemos (IRENA, 2012).

Desde entonces, la tecnología de generación eólica ha continuado su evolución, la que ha llevado al aumento de la altura de las torres, del largo de las aspas y de la capacidad de generación. Además, se han diseñado rotores aptos para velocidades de viento menores, por lo que se han instalado turbinas en lugares con menor velocidad del viento, pero más cerca de los centros de consumo y más lejos de áreas sensibles al conflicto -por razones ambientales o de perturbación del paisaje- (IEA, 2013).

Con el tiempo la industria ha logrado ampliar la capacidad instalada promedio. Por ejemplo, la capacidad instalada promedio de las turbinas en tierra firme conectadas a la red pasó de ser de 0,05 MW en 1985, a 2 MW en 2014 (IRENA y IEA, 2016). No obstante, el crecimiento de la capacidad instalada ha sido menor que proporcional al aumento del tamaño de las turbinas. Lo anterior ha incentivado el aumento del factor de planta (energía efectivamente generada por una planta en un periodo entre la energía que hubiera podido generar trabajando a máxima capacidad durante el mismo periodo de tiempo), lo que se traduce en mayor eficiencia (IEA, 2013). Actualmente, la mayor parte de las turbinas eólicas se manufacturan en China, la Unión Europea y los Estados Unidos. Además, la producción del 69% de las turbinas a nivel mundial se concentra en 10 compañías (REN21, 2016).



La generación de energía eólica se produce a través de turbinas, las cuales están disponibles en una gran variedad de tamaños y estilos y conformadas de componentes articulados para la generación (IEA, 2013). La instalación puede ser en tierra firme o en altamar, y sus turbinas pueden ser de eje vertical u horizontal (IRENA y IEA, 2016). Además, la generación se realiza ya sea con una o pocas turbinas a pequeña escala, o a mayor escala con un número mayor de turbinas en las llamadas granjas eólicas.<sup>5</sup> Generalmente, las mencionadas granjas eólicas se conforman de las turbinas, de entidades de monitoreo, de subestaciones y de cables de transmisión (IEA, 2013).

#### 1.4. Energía eólica: costos de generación

Si bien recientemente el mundo fue testigo de la disminución en el costo de la generación eléctrica mediante combustibles fósiles, explicada por la baja en el precio de estos combustibles - por ejemplo, entre junio 2014 y enero del 2016 los precios del petróleo cayeron más de un 70% (REN21, 2016)-, se espera que esto no signifique un obstáculo en la transformación de la matriz eléctrica mundial hacia una con mayor protagonismo de las energías renovables (Bloomberg, 2016). Según IRENA (2015a), el descenso en el costo de la electricidad generada a partir de energías renovables ha mejorado enormemente su competitividad y ha catapultando el rol de las energías renovables dentro de la generación eléctrica mundial. En numerosos lugares del mundo la energía hidroeléctrica, geotérmica y eólica en tierra firme tienen costos similares a la energía eléctrica producida con combustibles fósiles; mientras que otras tecnologías renovables siguen mejorando su competitividad.

Los factores que influyen en la selección de una tecnología de generación eléctrica son difíciles de comparar. Las diferentes tecnologías pueden contar con costos muy diferentes entre ellas determinados por el uso de capital, combustible, mantenimiento y financiamiento; así como con diversas tasas de utilización y disponibilidad de recursos (EIA, 2016c). Así mismo, para una misma tecnología puede existir un espectro amplio de costos, determinados por factores geográficos y de regulaciones locales (WEC, 2013b).

Para medir y comparar los costos de generación eléctrica a menudo se utiliza el denominado "costo nivelado de energía" -en adelante, CNE- que es un valor expresado en centavos de dólar por kilovatio hora (c\$/kWh ) que representa los costos de ciclo de vida totales (construir y operar una planta) de producir un kWh de electricidad usando una tecnología específica (IRENA, 2012; WEC, 2013b; EIA, 2016c). El CNE de una tecnología de generación eléctrica refleja factores tales como la calidad de los recursos disponibles, el costo de equipamiento, el desempeño, el balance de los costos del proyecto, los costos de combustibles, los costos de operación y de mantenimiento, la duración económica del proyecto y el costo de capital (IRENA, 2015a).

La metodología CNE estandariza las unidades de medición de los costos, lo que vuelve más sencilla la comparación por kWh producido entre distintas tecnologías (EIA, 2016c). Es importante destacar que el CNE representa el costo de cada tecnología **excluyendo cualquier subsidio u otro mecanismo de apoyo**, de manera que se permite contrastar los costos de las

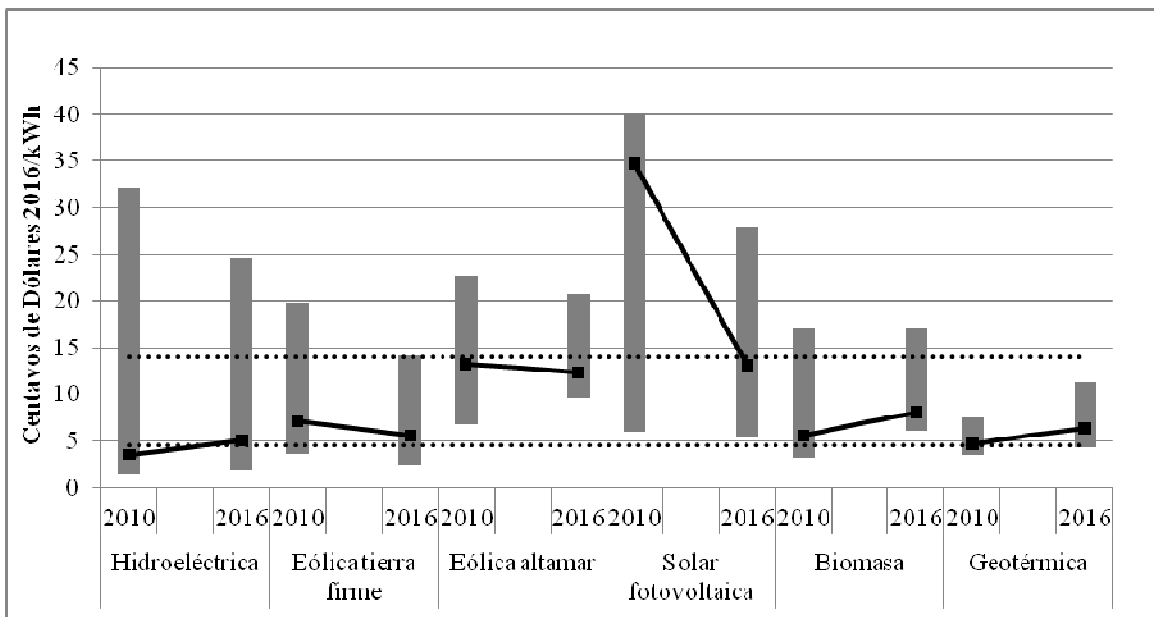
---

<sup>5</sup> En el Apéndice se presenta información más amplia sobre aspectos técnicos de esta generación.

tecnologías en igualdad de condiciones, aunque debe notarse que no representa los costos netos enfrentados por los desarrolladores en el mercado (WEC, 2013b) que en ocasiones cuentan con algún tipo de apoyo que les permite disminuir sus costos. Otras de las limitaciones de esta metodología son las siguientes: primero, la misma es recomendada especialmente para comparar costos de tecnologías con características operativas similares (EIA, 2016c); segundo, usualmente es un cálculo empleado únicamente para los nuevos proyectos de generación (Stacy y Taylor, 2015); y por último, no toma en cuenta los impactos negativos que la generación eléctrica puede tener sobre la salud pública y el ambiente (IRENA, 2015a). No obstante, el CNE sigue siendo una de las mejores y más usadas formas de calcular los costos de los proyectos de generación eléctrica.

En el gráfico 4 se presenta la evolución del CNE de las fuentes renovables de energía entre 2010 y 2016 según fuente, y el rango de costos de generación eléctrica mediante combustibles fósiles. Por un lado se puede apreciar que los costos promedio de la generación hidroeléctrica, biomásica y geotérmica aumentaron entre 2010 y 2016. Los costos de generación hidroeléctrica dejaron de ser menores al rango de costos de los combustibles fósiles, mientras que los costos de la biomásica y geotérmica se mantuvieron dentro del este rango.

**Gráfico 4**  
**Costo nivelado de la electricidad producida con fuentes renovables a nivel mundial según**  
**fuentes, rango y promedio ponderado, 2010-2016**  
 -centavos de dólar del 2016 por kWh-



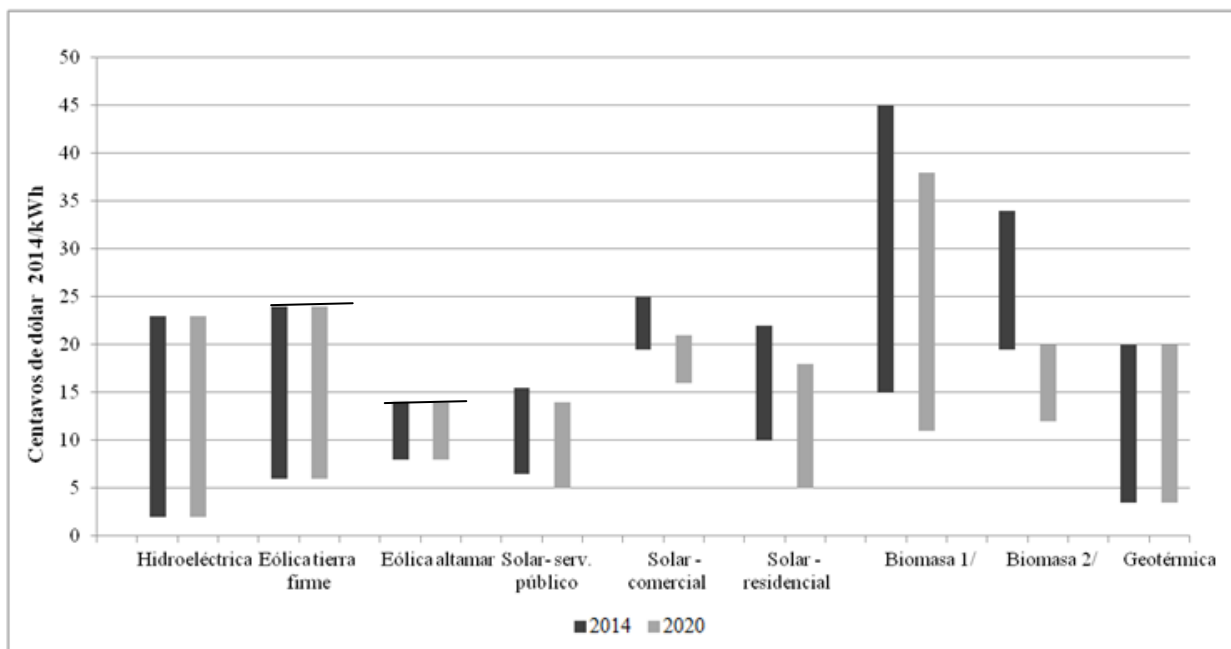
Nota: Las barras verticales muestran el rango de costo para cada tecnología en los años 2010 y 2016 respectivamente, la línea que une las dos barras de cada tipo de energía muestra el cambio en el promedio ponderado entre esos dos años. Las líneas punteadas representan el rango de costo en ambos años para la generación con combustibles fósiles

Fuente: IRENA (2017).

Por otro lado, los CNE de la generación solar fotovoltaica, así como los de la energía eólica en tierra firme y en altamar, han visto descensos. Mientras que los CNE de ambas tecnologías eólicas se mantuvieron en el rango de los costos de los combustibles fósiles entre 2010 y 2016, los CNE promedio de la generación eólica pasaron de estar fuera a estar dentro de este rango en 2016.

Respecto a las perspectivas, como se puede apreciar en el gráfico 5, la IEA (2015) espera que los CNE de la energía hidroeléctrica, de la generada por medio de biomasa y de la geotérmica se mantengan relativamente estables hasta el 2020. Por otro lado, las previsiones indican que los diferentes tipos de energía solar y eólica seguirán percibiendo disminuciones en sus costos.

**Gráfico 5**  
**Costo nivelado de la electricidad producida con fuentes renovables a nivel mundial según**  
**fuentes, rango, 2014 y proyecciones 2020**  
 -centavos de dólar de 2014 por kWh-



1/ Biomasa sólida y desperdicios.

2/ Co-combustión

Fuente: IEA (2015).

El CNE de la generación eólica varía en función de la calidad de los recursos eólicos, la selección de tecnologías de generación y las características del lugar donde se instalan las turbinas generadoras. Actualmente la energía eólica es una tecnología madura, con confiabilidad comprobada y competitividad de costos en un número creciente de mercados. La estabilidad relativa de los costos de la energía eólica hace esta tecnología sumamente atractiva para las empresas de servicios públicos, productores de energía independientes y empresas que buscan una protección contra los precios fluctuantes de los combustibles fósiles mientras minimizan su impacto ambiental. Además, en muchos mercados la energía eólica se ha convertido en la

manera más económica de agregar capacidad de generación a la red, aún en situaciones en las que se compite con tecnologías tradicionales subsidiadas (GWEC, 2016a).

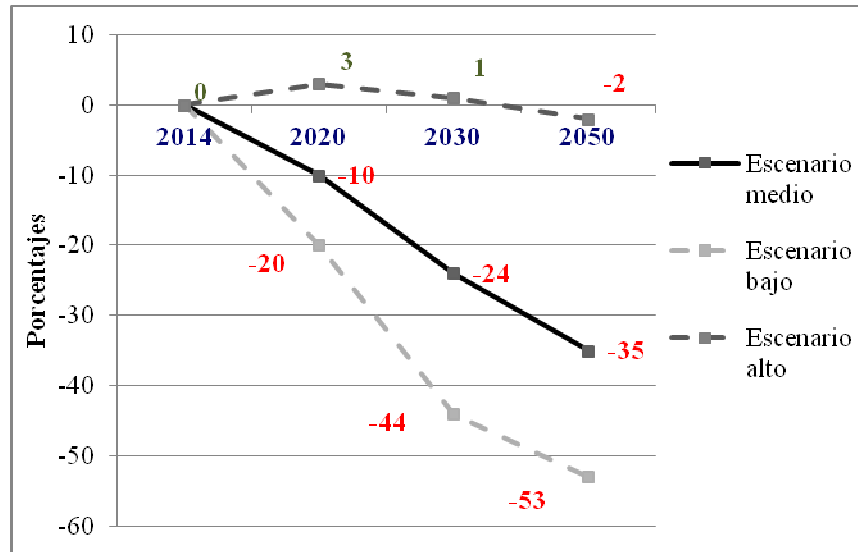
Factores tales como el progreso tecnológico, la expansión hacia nuevos mercados con mejores recursos, las mejores fuentes de financiamiento, y las medidas de política y de diseño de mercado (i.e. marcos regulatorios que otorgan acuerdos de compra de energía a largo plazo) explican el aumento en la competitividad de la generación eólica. Como es el caso de otras energías renovables, la energía eólica se encuentran experimentando actualmente un círculo virtuoso, compuesto por políticas de apoyo a largo plazo que incentivan el despliegue de las energías renovables, que a su vez con llevan a mejoras de tecnología y a disminuciones en los costos (IRENA, 2015a).

Para el futuro se espera, bajo el escenario medio (según las estimaciones de expertos recopiladas por Wiser et al., 2016) que el CNE de las tecnologías generación eólica en altamar y en tierra firme descienda en comparación al 2014 entre 24% y 30% para el 2030, y entre un 35% y 41% para el 2050. Además, muchos otros estudios coinciden que los costos de la energía eólica continuarán descendiendo (IRENA, 2012; IEA, 2016a; GWEC, 2016b). Además se prevé que la generación en altamar siga siendo más costosa que la desarrollada en tierra firme (gráfico 5).

La presencia de vientos más rápidos en altamar en comparación a tierra firme, hacen de estas turbinas unas máquinas más eficientes. No obstante, sus altos costos de inversión la hacen ser una generación mucho más costosa que la de tierra firme (IRENA y IEA, 2016). Al referirse a la energía eólica en altamar, es importante destacar que es una tecnología relativamente inmadura, que en 2015 significó solo el 2,8% de la capacidad eólica total instalada, la mayoría situada en Europa (WEC, 2013b). El alto CNE de la generación eólica en altamar refleja los desafíos presentes en el desarrollo de proyectos en el mar. La expansión en el uso de esta tecnología en el futuro dependerá de cuánto y con qué velocidad se puedan reducir sus costos. Con la correcta combinación de acciones (e.g. introducir turbinas de mayor capacidad para aumentar la captura de energía, ampliar la competencia en la industria y atender retos en la cadena de suministros, entre otros), la firma Ernst & Young et Asociés (EY, 2015) espera que el costo de producción disminuya a tal punto que permita un despliegue mayor de la generación en altamar.

Por su parte la generación eólica en tierra firme es ahora una de las fuentes de electricidad más competitivas, y su CNE se encuentra en el mismo rango de costo, o incluso en ocasiones más bajo, que el de los combustibles fósiles (IRENA, 2015a). Como se puede observar en el gráfico 6 Wiser et al. (2016), en el escenario medio, esperan disminuciones continuas en los costos de la energía eólica en tierra firme. Con respecto al costo base en 2014 (US\$ 77 de promedio por MWh según los expertos consultados), se espera que para el año 2020 este disminuya un 10%, en el 2030 un 24%, y para 2050 un 35%. Los factores de capacidad y las mejoras en el gasto de capital serían los mayores impulsores de estas reducciones.

**Gráfico 6**  
**Cambio porcentual estimado en el costo nivelado de la electricidad de los proyectos de energía eólica en tierra firme, 2014-2050**



Fuente: Wisser et al. (2016).

La contribución a largo plazo de la energía eólica a la oferta eléctrica total mundial y la necesidad de apoyos de política para impulsar su expansión dependerá, en gran medida, de los costos futuros de la energía eólica (en tierra firme y altamar). Dichos costos a su vez estarán en función de los avances tecnológicos y de la investigación y desarrollo llevada a cabo por entes tanto públicos como privados, entre otros factores. No obstante, sigue habiendo un grado de incertidumbre respecto al grado en que los costos continuarán descendiendo y las condiciones que propiciarían mayores reducciones (Wisser et al., 2016).

### 1.5. Políticas internacionales para la generación eólica

Desde finales de la década de 1970, alrededor del mundo se han aplicado estrategias para la promoción del uso de la energía eólica. Si bien usualmente los países comparten objetivos energéticos similares, los instrumentos empleados para alcanzarlos varían entre naciones. Un buen marco regulatorio y de política deberían, simultáneamente, procurar la seguridad energética y la búsqueda del crecimiento económico, mientras se toman en cuenta los impactos y costos ambientales y los compromisos internacionales a que ha suscrito cada país (IRENA y GWEC, 2012).

Según IRENA y GWEC (2012) la política pública es el factor más determinante para las inversiones en el sector energético. No contar con apoyo gubernamental o de otro tipo, hace que en muchos casos sea poco rentable invertir en energías renovables. Además, para incentivar las inversiones en estas energías, como la eólica, los gobiernos deben de contar con un marco de política transparente y predecible (IEA, 2013). Según la IEA, entre las acciones que deben

procurar los gobiernos para promover el desarrollo de la energía eólica (las energías renovables en general) se encuentran las siguientes:

**a. Definir metas específicas de expansión vinculantes**, con objetivos explícitos a corto y largo plazo a nivel regional o de país, que confirmen el apoyo gubernamental, y que por tanto incentiven las inversiones en energía eólica. Por ejemplo, los países de la Unión Europea asumieron compromisos colectivos con respecto a las energías renovables, donde buscan que para el 2020 al menos el 20% de su energía provenga de fuentes renovables. Por otro lado, China desarrolló un mapa de ruta para el desarrollo e implementación de la energía eólica con diversas metas que se extiende hasta el 2050 (IEA, 2013). En la región latinoamericana, 19 de 20 países habían establecido algún tipo de objetivo de energías renovables en el 2015 (IRENA, 2015b). Adicionalmente, destaca el acuerdo al que se llegó durante la COP 21 en París en 2015, donde 186 países se comprometieron a una generación eléctrica 100% libre de emisiones para el 2050 (GWEC, 2016a).

**b. Establecer incentivos y/o mecanismos de apoyo** para el desarrollo de la energía eólica. Estos mecanismos buscan establecer un retorno por kWh rentable, para aumentar la competitividad de las energías renovables frente otras fuentes de energía tradicionales, y así aumentar la confianza del inversionista. Entre estos mecanismos, ha habido una tendencia mundial hacia el uso de las *feed-in tariffs*<sup>6</sup> y los estándares de portafolio renovables.

**c. Implementar mecanismos que permitan internalizar los costos externos** de la producción eléctrica, con el objetivo de nivelar el terreno de costos entre las energías renovables como la eólica y otras energías tradicionales. Estrategias que propician lo anterior son los subsidios o los impuestos a las emisiones de carbono.

**d. Apoyar mediante financiamiento público o a través de agencias semi-públicas** los proyectos de generación eólica. Por ejemplo en Europa, la mayoría de proyectos de generación en altamar no habrían sido posibles sin el apoyo de entidades como el Banco de Inversión Europeo, el Banco de Desarrollo Alemán, la agencia de crédito a la exportación danesa o la agencia de crédito a la exportación alemana. Además, formas no convencionales de financiamiento debería de ser más empleadas, como el uso de fondos de pensiones

Según Gipe (2006), entre las principales estrategias específicas empleadas para apoyar las energías renovables se encuentran:

-El *balance neto*, que abre la posibilidad a los generadores de energías renovables (generalmente eólica o solar) de intercambiar electricidad con la red. En el caso de tener un superávit de electricidad, los generadores pueden trasladar el

---

<sup>6</sup> Las *feed-in tariffs* son mecanismos que se encargan de fijar el precio que se le paga al generador por kWh producido (Gipe, 2006).

excedente a la red; y en momentos de déficit puede tomar energía de la red. Este mecanismo generalmente no distingue entre diferentes tecnologías, por lo que todas reciben la misma tarifa de compra y venta. En el mundo, la energía eólica es aquella que más utiliza este mecanismo (actualmente en Costa Rica se emplea sobre todo en la generación de energía solar).

-Los *subsidios* para energías renovables, entre los que destacan los subsidios de capital (contribuye con una parte de la inversión del capital inicial), de producción (pago por kWh producido, crédito o descuento fiscal) o en forma de créditos de bajo interés.

-Los *sistemas de cuota*, que usan diversos mecanismos para determinar quién tiene acceso a la red, y cómo se le pagará. Estos sistemas se pueden dar en forma de licitación o subasta, donde la autoridad compradora de electricidad o la suplidora de electricidad emite una convocatoria para adquirir una cierta cantidad de generación a largo plazo, la cual suele incluir un tope de precio. Los sistemas de cuotas además pueden darse bajo el esquema de obligaciones de cuotas con certificados comerciables, también llamadas estándares de portafolio renovables (en inglés: *renewable portfolio standards*, RPS). Bajo estos, cada suplidor de electricidad está obligado a proveer una cierta cantidad de energía renovable. Aquellos que no pueden o no desean producir dicha cantidad pueden cumplir su obligación comprando certificados a aquellos suplidores con un superávit de producción.

-Las *feed-in tariffs* (FIT), para las cuales el monto pagado a los generadores por kWh es escogido en función de los objetivos de desarrollo de energías renovables propios al país o región. Se ha observado que este tipo de mecanismo puede llevar a un rápido crecimiento en la generación de energía renovable, conduciendo a aumentos de volumen de manufactura de unidades generadoras y de innovación tecnológica. Actualmente las *feed-in tariffs* más utilizadas son las llamadas tarifas renovables avanzadas, las cuales se diferencian de los previos esquemas de *feed-in tariffs* por su flexibilidad al poder ajustarse mejor a diferentes tecnologías, a tamaños de equipos o a diversas regiones dentro de un país.

Entre estos mecanismos, ha habido una tendencia mundial hacia el uso de las *feed-in tariffs* (FIT) y los estándares de portafolio renovables -RPS- (IRENA y GWEC, 2012).

## **1.6. Desafíos de la energía eólica**

A pesar de sus múltiples ventajas, la energía eólica enfrenta una serie de desafíos. El primero son sus costos. Para empezar esta se caracteriza, como otras energías renovables, por ser intensiva en capital. Es por esto que se deben de invertir grandes sumas de dinero en las primeras etapas del desarrollo de los proyectos (IRENA y IEA, 2016), montos que en ocasiones resultan mayores a la inversión necesaria para el desarrollo de, por ejemplo, generadores que funcionan con

combustibles fósiles. También, las plantas eólicas requieren en muchas ocasiones de la construcción de líneas de transmisión costosas, que lleven la energía desde donde se produce (generalmente zonas alejadas de las ciudades) a los lugares donde se requiere. Además, en muchos casos utilizar tierras para la construcción de una planta eólica no suele ser el uso más rentable que se le puede dar a estas (Departamento de Energía de los Estados Unidos, 2016). No obstante, es importante resaltar que a pesar de estas limitaciones, la energía eólica ha madurado, y su costo es relativamente bajo al compararlo con el de otras energías renovables, e incluso bajo ciertas condiciones puede llegar a ser una tecnología competitiva con otras fuentes de energía tradicionales (IRENA y IEA, 2016).

Un segundo reto que enfrenta el desarrollo de la energía eólica es el encontrar fuentes para su financiamiento. En primer lugar, invertir en estos proyectos en ocasiones es considerado “nuevo territorio”, tanto para compañías de generación como para las instituciones financieras; además de que existe poca exploración de fuentes alternativas de financiamiento (IEA, 2013). En segundo lugar, para promover su mayor expansión, se necesita disminuir la percepción de riesgo de la actividad, lo que demanda de estabilidad política y regulatoria para ser contrarrestada. La incertidumbre frente a las decisiones gubernamentales explica en gran medida dicha percepción de riesgo ya ha habido casos donde, ya desarrollado un proyecto de generación renovable, se ha dado un cambio de las reglas y condiciones iniciales, por ejemplo en España donde se modificaron esquemas de apoyo (IEA, 2013). También, muchas veces los desarrolladores deben de enfrentarse a procesos complicados y costosos, y tiempos de espera largos e impredecibles para obtener permisos y autorizaciones (IRENA y IEA, 2016). Por tanto, los creadores de política deben introducir esquemas regulatorios más sencillos y definir periodos de tiempo específicos y predecibles para los trámites administrativos (IEA, 2013; IRENA y IEA, 2016).

El tercer reto para el uso de la energía eólica es su intermitencia o no firmeza, que afecta la estabilidad de la oferta eléctrica. Las fuentes de energía intermitentes son aquellas provenientes de fuentes renovables que, por naturaleza, su oferta no puede ser igualada en todos momentos con su demanda. Para el caso de la energía eólica, la generación está en función de la cantidad de viento que sople (IEA, 2016b), por lo que en ocasiones las cantidades de viento no son las adecuadas para el funcionamiento de las turbinas (muy poco o mucho viento) (CEPAL, 2004). Lo anterior hace necesario que los sistemas eléctricos con generación a través de estas energías renovables variables, como la eólica, cuenten con capacidad de respaldo adicional con el objetivo de garantizar un suministro de energía sin interrupciones (MINAE, 2015) y que tengan un sistema de predicción de generación que incluya pronósticos del clima (IRENA y IEA, 2016).

También, a pesar de que destaca por sus relativos pocos impactos ambientales, la energía eólica presenta críticas en el plano ambiental y de efectos sobre el paisaje, que figuran como un cuarto reto. Primero, la generación eólica provoca un impacto visual inevitable sobre el paisaje, el cual puede ser especialmente importante es proyectos de gran escala. Los efectos finales deben ser evaluados en función de cada localización, tomando en cuenta por ejemplo si las turbinas se instalan cerca de un centro de población. Segundo, otro impacto negativo es el de la contaminación sónica por el ruido del giro del rotor (ICE, s.f.). No obstante, su impacto no es mayor al de una instalación de tipo industrial similar, y las turbinas modernas producen cada vez menos ruido operacional (ICE, s.f.; IRENA y IEA, 2016). Un tercer efecto negativo es el que las turbinas pueden tener sobre la vida silvestre, especialmente sobre especies migratorias, como



aves y murciélagos, dados los impactos que se pueden dar de estos animales contra una turbina durante su operación (IRENA y IEA, 2016). Para atender esto, una posible solución es pintar las aspas de colores llamativos para que puedan ser vistas por los animales, así como situar las turbinas de manera que dejen espacio para el tránsito de los animales o parar detener su funcionamiento durante las épocas de migración (ICE, s.f.; IEA, 2013). Las citadas repercusiones ambientales hacen que en ocasiones la generación eólica carezca de aceptación pública. En este contexto, la comunicación con las comunidades y el público en general es clave para darle viabilidad a los proyectos eólicos. Dicha oposición pública es un asunto esencial a tratar, ya que los posibles procesos de apelación pueden entorpecer en gran medida los proyectos de desarrollo eólicos (IEA, 2013).

## 2. Contexto costarricense de la energía eólica

En este segundo capítulo de la investigación se estudia el contexto de la energía eólica en Costa Rica, comenzando con una caracterización del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), seguida por un análisis a profundidad de la evolución y situación actual de la energía eólica en el país.

### 2.1. Características del sistema eléctrico costarricense

Se presentan aquí las particularidades de este sistema en cuanto a su organización, generación y capacidad instalada, costos y política pública.

#### 2.1.1. Organización

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por diversos actores que trabajan en conjunto para brindar y garantizar un servicio eléctrico de calidad a los habitantes. Estos actores se encargan de llevar a cabo actividades tales como definir políticas y regular el sistema, así como generar, transportar y distribuir la electricidad a los consumidores.

#### *Definición de políticas*

El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) es el organismo encargado de la definición de políticas del sector energético en el país, incluyendo la definición de políticas del subsector eléctrico. A través de la Dirección Sectorial de Energía (DSE), el MINAE elabora los **Planes Nacionales de Energía**, en el cual se presentan los objetivos de política nacional de energía a largo plazo, tanto para el subsector eléctrico como para el de transportes. En dicho plan se plasman las directrices que orientan el desarrollo eléctrico del país y que marcan el camino a seguir por las empresas eléctricas, buscando una planificación integral que garantice el suministro oportuno y de calidad (Jiménez, 2010; Hess, 2014).

En términos generales, los planes nacionales de energía se han elaborado con una frecuencia de en promedio uno cada cuatro años, y el último corresponde al **VII Plan Nacional de Energía 2015-2030** (MINAE, 2015).

#### *Regulación*

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) es la institución pública costarricense encargada de regular la prestación de los servicios públicos, incluido el servicio eléctrico (Hess, 2014). Esta institución se encarga de aprobar las metodologías para la fijación tarifaria y de atender las solicitudes de ajuste hechas por proveedores de servicio eléctrico. En efecto, la ARESEP determina ajustes porcentuales a las tarifas para que estas permitan cubrir los

costos de prestar el servicio, proveer un monto de retribución competitiva sobre el capital invertido y garantizar un desarrollo adecuado de la actividad. Cada proveedor de servicio eléctrico debe de realizar, mínimo una vez al año, una solicitud tarifaria ordinaria ante la ARESEP. En caso de que exista algún riesgo al equilibrio económico o financiero, pueden realizar solicitudes tarifarias extraordinarias (Sandoval y Li, 2015). Además, este ente se encarga de velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima del servicio eléctrico (Hess, 2014).

### ***Provisión del servicio eléctrico***

La provisión del servicio eléctrico en el SEN incluye tres grandes subsistemas: la generación, la transmisión y la distribución de la electricidad.

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) es el actor más grande del sector, y participa en los tres subsistemas de prestación del servicio. Lo hace junto con otras empresas en el caso de la generación y la distribución, pero es el único responsable de la transmisión.

El ICE es una institución autónoma del Estado que nació en abril de 1949, con el objetivo de hacer frente a los problemas de escasez eléctrica a los que entonces se enfrentaba el país (Hess, 2014). Hoy día juega un papel central dentro del SEN ya que tiene la responsabilidad de asegurar el abastecimiento eléctrico en el país (MINAE, 2015), de administrar y realizar la planificación de corto plazo del sector eléctrico, y de fungir como comprador único y propietario de las líneas de transmisión de electricidad (Jiménez, 2010).

El sistema de generación eléctrica es el que cuenta con la mayor cantidad de actores. Este se encarga de producir la electricidad que se consume en el país mediante el uso de recursos hidráulicos, térmicos (diesel y búnker), geotérmicos, eólicos, solares, y biomásicos (bagazo). A abril 2017, según el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) este sistema estaba conformado por dos empresas estatales (el ICE y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz -CNFL-); cuatro cooperativas de electrificación rural (Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste -Coopeguanacaste R.L.-; Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos -Coopelesca R.L.-; Cooperativa de Electrificación Rural de los Santos -Coope Santos R.L.-; y Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruíz -Coopealfaroruiz R.L.-; conglomeradas en el llamado Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica R.L. -Coneléctricas R.L.-); dos empresas municipales (Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago -JASEC- y Empresa de Servicios Públicos de Heredia -ESPH-); y 35 plantas de generación privadas (CENCE, 2017a).

En el cuadro 6 se presenta la capacidad instalada de generación por generador. Como se aprecia en el mismo, el ICE cuenta con la mayor capacidad instalada del país, con el 71,2% del total. El ICE produce electricidad mediante recursos hidráulicos, térmicos, geotérmicos, eólicos y solares.

**Cuadro 6**  
**Porcentaje de capacidad instalada por generador (marzo 2017)**

Generadores	Porcentaje
ICE	71,2
CNFL	4,1
Coneléctricas R.L. <sup>1/</sup>	4,7
ESPH	0,8
JASEC	0,7
Empresas privadas:	18,6
Capítulo I ley 7200 <sup>2/</sup>	8,3
Capítulo II ley 7200 <sup>3/</sup>	10,3

1/ Incluye a Coopeguanacaste R.L, a Coopelesca R.L, a Coopesantos R.L y a Coopealfaroruiz R.L

2/ Modalidad de contrato para la compra de generación eléctrica por el ICE a empresas privadas de tipo “construir, ser dueño y operar”, anteriormente llamada de generación autónoma o paralela.

3/ Modalidad de contrato para la compra de generación eléctrica por el ICE a empresas privadas de tipo “construir, operar y transferir”, anteriormente llamada de BOT (del inglés *Building, Operation and Transfer*).

Fuente: CENCE (2017a).

La CNFL, a partir de 1971 subsidiaria del ICE (CNFL, 2017), cuenta con un 4,1% de la capacidad instalada, y genera electricidad a partir de energía hidráulica y eólica.

Tres de las cuatro cooperativas de electrificación rural -Coopelesca R.L., Coopeguanacaste R.L. y Coopealfaroruiz R.L.- generan exclusivamente energía hidroeléctrica, mientras que Coopesantos R.L. genera solamente energía eólica, aunque se encuentra trabajando en un proyecto hidroeléctrico (CENCE 2017a, Coopesantos, 2017). En conjunto, estas cooperativas actualmente cuentan con el 4,7% de la capacidad instalada nacional (CENCE 2017a).

Por su parte, las empresas municipales, la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) y la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), se caracterizan por generar electricidad exclusivamente a través de recursos hidráulicos (CENCE, 2017a); y en la actualidad cuentan con el 0,7% y 0,8% respectivamente de la capacidad instalada.

Por último, en Costa Rica también se da la generación por parte de empresas privadas, cuyo marco jurídico se estableció entre principios y mediados de los años noventa. Este marco está constituido por la ley número 7200 de setiembre de 1990, y de su reforma contenida en la ley número 7508 de mayo de 1995. Según el marco legal vigente, la capacidad instalada de generación privada no puede sobrepasar el 30% de la capacidad total en el país. Además, esta legislación estipula que las empresas privadas de generación solo están autorizadas a producir electricidad empleando fuentes renovables (Ley 7508, 1995).

A abril del 2017, en el país existen 28 plantas privadas que funcionan bajo el capítulo I de la ley número 7200, denominadas anteriormente *plantas de generación autónoma o paralela*. El tipo de generación que se autoriza en este capítulo de la ley es energía producida por centrales eléctricas privadas, hidroeléctricas o centrales no convencionales<sup>7</sup>, en bloques que no sobrepasen los 20.000 kW de generación. Según la legislación, la capacidad instalada de estas plantas no puede significar más del 15% total instalado en el país (Ley 7508, 1995). En la actualidad, estas empresas que cuentan con un 8,3% de la capacidad instalada (CENCE, 2017a).

Además, a la misma fecha hay 7 plantas privadas que operan según el capítulo II de la ley 7200, llamadas previamente *plantas del Grupo B.O.T* (del inglés *Building, Operation and Transfer*, en español Construcción, Operación y Transferencia). Estas plantas pueden producir energía hidráulica o energía proveniente de fuentes no convencionales en bloques de no más de 50.000 kW. Según la legislación, la capacidad instalada del conjunto de estas plantas solo puede significar el otro 15% del restante del 30% permitido para la generación privada (Ley 7508, 1995). Estas empresas representan un 10,3% de la capacidad instalada en Costa Rica (CENCE, 2017a).

El sistema de transmisión es el encargado del transporte a alta tensión de la electricidad producida en las plantas generadoras hacia las subestaciones de distribución. Una línea de transmisión de electricidad está conformada por una serie de cables que transmiten la energía, los cuales se colocan sobre altas estructuras, como torres o postes, que los separan de la tierra o de cualquier elemento evitando interferencias (ICE, 2011). Como se ha indicado, en Costa Rica esta actividad recae completamente sobre el ICE, que tiene a cargo garantizar la capacidad de transporte de la energía eléctrica y velar por la operación segura de la transmisión (Jiménez, 2010; ICE, 2011; ICE, 2015a).

Por último, el sistema de distribución es el encargado de llevar la energía desde las subestaciones hasta los consumidores finales. Una red de distribución está constituida por un conjunto de cables eléctricos (más delgados que los usados en la transmisión) que transportan la energía eléctrica. Estos cables se soportan en postes de menor tamaño a los usados para la transmisión, debido a que se trasiega menos energía a menor voltaje (ICE, 2011). En este sistema participan las cooperativas, las empresas municipales y la CNFL que tienen un área de distribución definida gracias a una concesión; además del ICE que es el ente responsable de llevar los servicios eléctricos a las demás regiones que no han sido concesionadas (Jiménez, 2010).

### **2.1.2. Generación y capacidad instalada**

Antes de entrar en el análisis de la generación y la capacidad instalada de la energía eléctrica en Costa Rica, es importante señalar que las siguientes cifras y estadísticas se refieren a la generación y capacidad que aporta electricidad al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Es decir, lo que se presentará a continuación excluye en primer lugar la generación y la capacidad instalada aislada usada exclusivamente para el autoconsumo y en segundo lugar la generación y capacidad

---

<sup>7</sup> Según la Ley 7508, las fuentes convencionales son “todas aquellas que utilicen como elemento básico los hidrocarburos, el carbón mineral o el agua”. Por lo tanto las fuentes no convencionales son aquellas que no emplean los recursos mencionados para la generación.

para el autoconsumo que simultáneamente se encuentra conectada a la red para generación distribuida modalidad neteo sencillo<sup>8</sup> (única modalidad de generación distribuida empleada en el país), a menos que se indique lo contrario.

La matriz eléctrica<sup>9</sup> costarricense sobresale a nivel mundial por la gran participación de energías renovables. En efecto, como se puede apreciar en el cuadro 7, en 2016 el 98,2% de la electricidad se produjo a través de fuentes renovables. El tipo de energía con mayor generación fue la hidroeléctrica (74,4% de la generación total de electricidad en 2016), seguida por la geotérmica (12,4%), la eólica (10,6%), la proveniente de la biomasa (0,7%) y la solar (0,01%). Adicionalmente, se utilizaron combustibles fósiles (diesel y búnker) para generar el restante 1,8% de la electricidad producida en 2016 (CENCE, 2017b). Es importante señalar que la generación termoeléctrica funge como complemento y respaldo, por lo que se emplea solo en casos donde la electricidad generada mediante fuentes renovables no es suficiente para suplir la demanda (ICE, 2015b).

**Cuadro 7**  
**Generación y capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional según tecnología, 2016**  
-GWh, MW y porcentajes-

Fuentes	cifras absolutas		porcentajes	
	Generación (GWh)	Capacidad instalada <sup>1/</sup> (MW)	Generación	Capacidad instalada
<b>Total</b>	<b>10.781,7</b>	<b>3.466,7</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
<b>Fuentes renovables</b>	<b>10.588,7</b>	<b>2.895,1</b>	<b>98,2</b>	<b>83,5</b>
<i>Hidroeléctrica</i>	8.025,9	2.328,1	74,4	67,2
<i>Geotérmica</i>	1.339,5	206,9	12,4	6,0
<i>Eólico</i>	1.147,3	319,1	10,6	9,2
<i>Biomasa (bagazo)</i>	74,5	40,0	0,7	1,2
<i>Solar</i>	1,4	1,0	...	...
<b>Fuentes no renovables</b>	<b>193,0</b>	<b>571,7</b>	<b>1,8</b>	<b>16,5</b>
<i>Termoeléctrica</i>	193,0	571,7	1,8	16,5

1/ A diferencia de los cuadros posteriores, en este cuadro se muestra la capacidad instalada a diciembre 2016 (y no a abril 2017) para hacer la información comparable con la generación total en 2016

Fuente: CENCE (2017b).

La generación de electricidad a partir de fuentes renovables ha caracterizado al país desde hace muchísimos años. Desde el inicio de la electrificación a finales del siglo XIX, que empezó en

<sup>8</sup> El concepto de generación distribuida modalidad neteo sencillo se define en la introducción del presente documento.

<sup>9</sup> Según el ICE (2015b), una matriz eléctrica es “la sumatoria porcentual de todos los recursos naturales de los que se extrae la energía para transformarla en electricidad y llevarla a hogares, comercios e industrias” (ICE, 2015a:10).

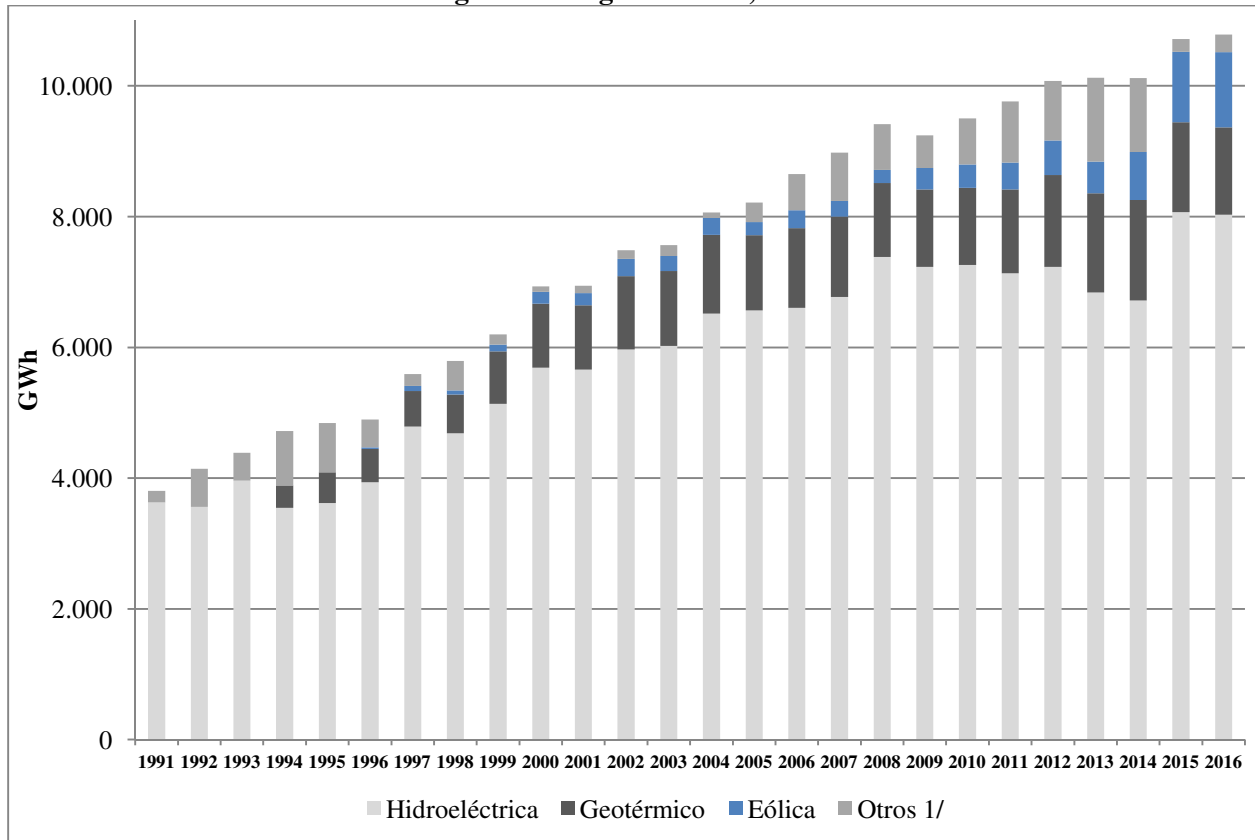
1884 con la inauguración de la primera planta hidroeléctrica en Barrio Aranjuez y durante todo el siglo XX, la producción de electricidad en Costa Rica se caracterizó por el papel central y dominante de la generación hidroeléctrica, que fue complementada con el uso de la generación térmica (Fallas y Hernández, s.f). La ley de creación del ICE de 1949 marcó el camino de la búsqueda de generación sostenible y privilegió el desarrollo hidroeléctrico cuando le encomendó al instituto *“el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la Nación posee, en especial los recursos hidráulicos”* señalando como responsabilidad fundamental la de *“encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo de Costa Rica”* (Ley 449, 1949).

En efecto según los datos más antiguos del Banco Mundial, desde la década de los años ochenta al menos el 80% de la matriz eléctrica del país ha sido producida con fuentes renovables (Banco Mundial, 2017). Con el paso de los años este fenómeno se ha consolidado, y el país llegó a producir casi la totalidad de la electricidad mediante fuentes renovables. En lo que respecta a la capacidad instalada para la generación, es interesante señalar que en los últimos años – desde el 2000 hasta el 2016, que son los años con datos disponibles- Costa Rica ha poseído un mayor potencial para la generación mediante combustibles fósiles del que realmente usa: si bien la capacidad instalada para la generación termoeléctrica representó un 16,5% de la capacidad total, la producción total de electricidad mediante combustibles fósiles pesó menos del 2% dentro de la generación total (CENCE, 2017b; CENCE, 2017c). No obstante, es importante señalar que esto ha sido posible gracias al comportamiento favorable de las lluvias, pero no es necesariamente cierto para años con sequía.

Posteriormente, si bien la energía hidroeléctrica ha continuado con su papel dominante, a partir de 1990 se comenzó a diversificar la matriz eléctrica. En la década de los noventa tuvo lugar la apertura limitada del mercado eléctrico a la generación privada comercial (se autorizó un 15% de generación privada, porcentaje que posteriormente se incrementó a 30%) (Ley 7200, 1990; Ley 7508, 1995), que permitió por un lado el desarrollo de proyectos privados comerciales de generación hidroeléctrica, pero también la incursión de otros de generación eólica y con bagazo. Además en 1994 se dio el inicio de operaciones de la primera planta geotérmica, propiedad del ICE (Fallas y Álvarez, 1997).

Como se puede observar en el gráfico 12, que muestra la generación eléctrica según tecnología en el periodo entre 1991 y 2016, para 1991 el 95,3% de la generación se producía a través de energía hidroeléctrica, el 4,6% mediante el recurso térmico, y por último menos un 1% se producía con bagazo. Posterior a esto, el Estado y empresas privadas empiezan a incursionar en la generación con fuentes de energía no tradicionales (entiéndase tradicionales como las fuentes hidroeléctrica, térmica y de bagazo) y renovables. Específicamente en 1994 el ICE inauguró la primera planta geotérmica. Luego, en 1996 empezó a funcionar la primera planta eólica privada y en 2002 la primera eólica estatal. Además en 2012 entró en operación el primer parque solar que brinda el servicio de manera comercial en el país (y hasta 2017 el único) propiedad del ICE.

**Gráfico 12**  
**Evolución de la generación eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional en Costa Rica según tecnología en GWh, 1991-2016**



1/ Otros incluye generación térmica, solar y mediante biomasa (biogás o bagazo)

Fuente: CENCE (2017c).

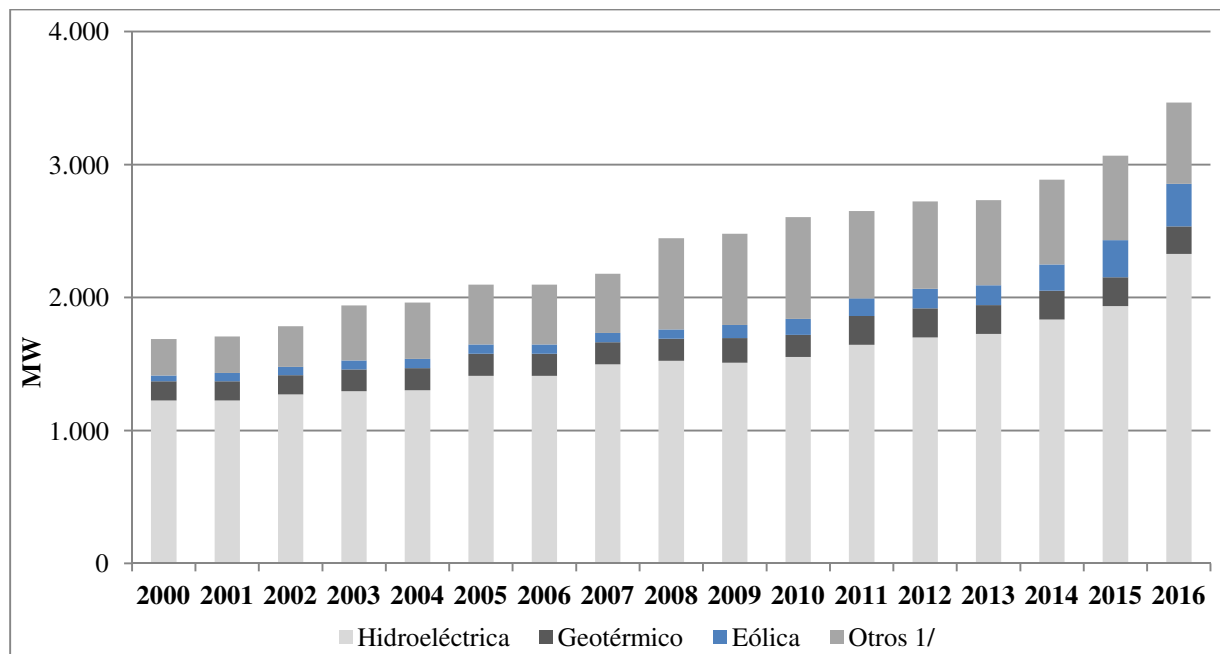
Desde entonces, la generación de energía hidroeléctrica ha tenido una expansión en términos absolutos, y sigue siendo la fuente líder en el país. No obstante, esta ha venido perdiendo terreno en importancia dentro de la matriz frente, sobre todo, a la expansión de la generación de dos fuentes no tradicionales y renovables: la energía geotérmica y la energía eólica. Por otra parte, el peso de la generación mediante combustibles fósiles dentro de la generación eléctrica ha sido fluctuante en función de las necesidades, alcanzando un máximo del 17,4% del total generado en 1994, con una posterior pérdida paulatina en importancia relativa que se extiende hasta el año 2000 cuando la generación térmica fue de apenas un 0,9%. Después de esto, la importancia de la generación térmica siguió una tendencia al aumento hasta 2014 cuando alcanzó un peso del 10,3%. Luego siguieron dos años donde se usaron relativamente pocos combustibles fósiles para la generación: en 2015 solo significaron el 1,0% de la matriz, y en 2016 un 1,8%.

Para conocer la evolución reciente de la capacidad instalada se puede observar el gráfico 13, que muestra su evolución entre 2000 y 2016. A lo largo del periodo, se ha dado un continuo crecimiento de la capacidad instalada absoluta del SEN. La capacidad para la generación de energía **hidroeléctrica** ha aumentado constantemente a lo largo del periodo, en el cual el 2016



sobresale dado el aumento importante en la capacidad por la entrada en funcionamiento del proyecto hidroeléctrico Reventazón, que agregó un total de 305,5 MW a la capacidad instalada de producción eléctrica en el país (CENCE, 2017c).

**Gráfico 13**  
**Evolución de la capacidad instalada eléctrica en Costa Rica del Sistema Eléctrico Nacional según tecnología en MW, 2000-2016**



1/ Otros incluye generación térmica, solar y mediante biomasa (biogás o bagazo)

Fuente: CENCE (2017c).

La capacidad instalada de energía **geotérmica** en 2000 se encontraba en 145,0 MW, proveniente de las plantas Miravalles I, II, III y Boca del Pozo. Las cifras se mantuvieron estables hasta que en 2003 se contabilizó la planta Miravalles V, elevando la capacidad a 162,7 MW. Posteriormente, en 2011 entró en operaciones la planta Pailas I, que aumentó la capacidad a 217,5 MW, y se mantuvo así hasta 2015. En el año 2016 la capacidad geotérmica bajó a 206,9 debido a la disminución de la capacidad de Miravalles V (CENCE, 2017c).

En el caso de la energía **eólica**, en el año 2000 la capacidad instalada se encontraba en 42,5 MW. El año siguiente la capacidad creció en casi 20MW gracias al parque eólico Tejona (se contabiliza en las estadísticas a partir del año 2001, pero entra en operación comercial hasta en 2002). Luego, la capacidad instalada se mantuvo estable en poco menos de 70 MW entre 2003 y 2009 (CENCE, 2017c). Desde este último año al 2016 se ha mantenido una tendencia al crecimiento, donde en el 2015 se da una de las expansiones más grandes, con una adición de poco más de 80MW en capacidad gracias en parte a la entrada en funcionamiento de las plantas Tilawind y Orosí (Bonilla, 2015; CENCE, 2017c). Para el 2016 la capacidad instalada fue de 319,1 MW.

Entre el 2000 y 2010 (con excepción del 2009) se observa una tendencia al crecimiento de la capacidad para la generación **termoeléctrica**, pasando de una capacidad de 274,2 MW en 2000 a 723,0 MW en 2010. Posteriormente esta tendencia se revirtió para dar paso a un decrecimiento que se extendió hasta el 2016, donde la capacidad instalada para la generación térmica fue de 571,7 MW (CENCE, 2017c).

Desde que se instaló la primera planta comercial de generación **solar** en 2012 con una capacidad de 1 MW (CENCE, 2017c), llamada Miravalles y propiedad del ICE, no se han hecho adiciones que hayan podido quedar plasmadas en las estadísticas del SEN. No obstante, la expansión de la capacidad solar sí se ha dado, solo que esta ha sido para el autoconsumo (entendido exclusivamente como generación para autoconsumo para los hogares y empresas o también como generación para autoconsumo y generación distribuida.) La instalación adicional de capacidad solar se ha dado de manera privada o gracias al ICE y a Coopeguanacaste R.L en su objetivo de electrificar zonas aisladas y pobres (MINAE, 2015).

En cuanto a la capacidad para la generación con **bagazo**, esta empezó en 2003 con una capacidad de 16,5 MW, que al año siguiente pasó a 24,0 MW y que permaneció sin cambios hasta 2006. Para 2007 esta se contrajo a 20,0 MW y se mantuvo así hasta 2009. En el 2010 la capacidad aumentó a 40 MW, y se ha mantenido constante desde entonces. Por último, entre 2004 y 2007 hubo una capacidad instalada constante de 3,7 MW de generación mediante **otros tipos de biomasa** como el biogás, fuente que en la actualidad no es empleada para la generación comercial.

### 2.1.3. Potencial de generación por fuente

Es relevante analizar el potencial económicamente explotable de cada una de las fuentes y así identificar aquellas que podrían suplir el crecimiento futuro en la demanda o reemplazar alguna parte de la actual oferta. Para ello se utiliza el concepto de **potencial identificado**, que contabiliza la suma de los proyectos eléctricos “razonablemente identificados” y viables económicamente, que incluye tanto los que ya han sido construidos como aquellos que pueden ser potencialmente desarrollados<sup>10</sup>. Es importante señalar que el potencial identificado siempre estará en función de la investigación que se haya hecho hasta el momento para delimitar posibles proyectos. Además, el potencial identificado es diferente al potencial bruto o teórico, ya que este último mide la cantidad total del recurso energético que se puede producir en el país sin importar un gran número de posibles restricciones, por lo que tiende a ser varias veces mayor en magnitud que el potencial identificado. Conforme se realiza mayor investigación, el potencial identificado crece, pero no se acerca al potencial teórico (ICE, 2017b).

En el cuadro 8 se puede apreciar el potencial identificado para cada tipo de generación según el ICE publicado en 2017, así como la capacidad instalada a abril del 2017. Es importante señalar

---

<sup>10</sup> Según el ICE (2014) el potencial identificado es la suma de la capacidad de los proyectos identificados, para los cuales existe al menos algún tipo de evaluación preliminar. Este potencial incluye la capacidad ya instalada. El potencial identificado fue información recopilada por el ICE de diversas fuentes.

que el potencial identificado no se calcula para la generación termoeléctrica ya este cálculo solo se realiza para las fuentes renovables autóctonas (ICE, 2017b).

**Cuadro 8**  
**Potencial identificado y capacidad instalada<sup>1/</sup> según tecnología**  
-MW y porcentajes-

Fuentes	Potencial identificado	Capacidad instalada	Porcentaje instalado del potencial identificado
<b>Total</b>	<b>11.434</b>	<b>2.925</b>	<b>25,6</b>
Hidroeléctrica	7.137	2.328	32,6
Geotérmica	875	207	23,6
Eólico	2.400	339	14,1
Biomasa (bagazo y biomasa)	445	40	9,0
Solar	577	11	1,9

1/ Capacidad instalada a abril 2017. Las estadísticas de capacidad instalada calculadas por el ICE presentes en este cuadro se refieren a la capacidad perteneciente al Sistema Eléctrico Nacional, es decir excluye la capacidad de generación para el autoconsumo, con excepción de la energía solar para la cual se incluye la capacidad del SEN más 10MW de generación distribuida.

Fuente: ICE (2017b) y CENCE (2017a).

Históricamente, la **energía hidroeléctrica** ha sido el pilar para la provisión de electricidad en Costa Rica, y como se vio en la sección anterior, domina tanto en generación como en capacidad instalada. Sin embargo, la expansión de este tipo de generación parece estar llegando a un límite debido a retos de carácter social y natural, esto a pesar de que según el cuadro 8 existe mucho potencial para su expansión. En efecto, en primer lugar se encuentra la creciente oposición a estos proyectos por las preocupaciones de conservación de recursos naturales y culturales, lo cual limita en gran medida el número de opciones factibles. Por ejemplo, según el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2014-2035, al menos 1.700 MW del potencial sin desarrollar afectaba de manera parcial o total reservas indígenas. Si bien no existen impedimentos legales para la ejecución de proyectos en estas zonas, sí presentan fuertes probabilidades de conflicto. Además, el mismo documento señaló que 780 MW del potencial identificado aún no desarrollado se encuentra dentro de parques nacionales, los cuales sí tienen impedimentos legales. Adicionalmente, la mayoría de lugares con mejores condiciones para la generación ya han sido utilizados, y muchos de los que quedan por desarrollar se caracterizan por tener costos muy elevados. Por último, dada la madurez adquirida por la tecnología de generación hidroeléctrica aunado a los extensos estudios ya realizados en el país al respecto, no es de esperar que el potencial identificado hasta hoy crezca mucho más gracias a avances tecnológicos que permitan explotar recursos no explotables previamente. Por estas razones existen pocos lugares donde se pueden realizar proyectos hidroeléctricos viables financieramente, por lo que viabilidad real de desarrollarlos es reducida (ICE, 2014, ICE, 2017b).

Al analizar el potencial identificado para la generación de la **energía geotérmica** la mayor parte del potencial identificado que resta por explotar se encuentra en parques nacionales localizados en las cordilleras volcánicas Central y Guanacaste, por lo cual no puede ser explotado. Los proyectos con potencial, y con posibilidad de funcionar sin entrar en conflicto absoluto con territorio de parques nacionales, son los de Pailas II y Borinquen I y II (en Miravalles y Rincón de la Vieja respectivamente). Actualmente se encuentra en construcción Pailas II. Del potencial identificado de 875 MW, 207 MW está en operación (ICE, 2014, ICE, 2017b).

Por otra parte, el potencial identificado para la generación de **energía eólica** es importante, concretamente de 2400 MW (potencial en tierra firme, no incluye potencial en alta mar). Sin embargo, la intermitencia o no firmeza que caracteriza a la energía eólica dificulta un aumento significativo de su participación de manera estable sin antes agregar respaldos en el SEN. Por tanto, el ICE plantea que la mejor manera de aumentar la generación eólica es hacerlo de manera gradual. El uso de batería es una alternativa interesante que han empleado otros países, aunque estas aún no son capaces de aportar la firmeza que pueden dar los respaldos térmicos o los embalses de las plantas hidroeléctricas. Aun así, su misma estacionalidad constituye una ventaja ya que los meses donde hay mejores vientos y por tanto mayor generación son los de la estación seca, momentos del año donde hay menor generación hidroeléctrica. Por tanto, representa un excelente complemento para el SEN (ICE, 2014, ICE, 2017b).

**La energía producida mediante biomasa** (bagazo y biogás) es también una fuente de generación con potencial de expansión, específicamente tiene un potencial identificado de 445 MW según el Plan de Expansión de la Generación 2016-2035 (ICE, 2017b), mientras que la capacidad instalada que aporta al SEN se encuentra actualmente en 40 MW, proveniente exclusivamente del bagazo (CENCE, 2017a). La generación eléctrica a través de biomasa emplea como insumo principal los residuos de actividades económicas, sobretodo de las actividades agropecuarias de caña de azúcar, palma, arroz, café y piña.

Una ventaja de la generación con biomasa es la estacionalidad en la disponibilidad de sus insumos, como el caso de los residuos de bagazo de la caña de azúcar, ya que estos abundan durante la época seca, lo que lo convierte en un excelente complemento a la energía hidroeléctrica. Muchos de los empresarios del sector agropecuario cuentan con equipos propios para la generación de energía proveniente de la biomasa, y algunos tienen la capacidad de producir electricidad más allá de lo necesario para suplir sus necesidades. Por tanto, hay empresas que se encuentran en condiciones para obtener un excedente comerciable en el mercado (ICE, 2014).

No obstante, la comercialización de estos excedentes por el momento es limitada. Primero la tarifa actual pagada a los generadores de electricidad con bagazo de caña, derivada de la metodología que entró en vigencia en 2010, es considerada poco atractiva por lo que un gran número de productores optan por emplear su energía exclusivamente para el autoconsumo en vez de comercializarla en el SEN, lo que frena el desarrollo de esta fuente. Segundo, para el caso de aquellas fuentes de biomasa diferentes al bagazo de caña, si bien cuentan con una metodología tarifaria alternativa que data de 2011, esta engloba a todos los demás tipos de generación con biomasa, razón por la cual no es exhaustiva en señalar metodologías específicas según la tecnología, lo cual también obstaculiza que se incursione en este negocio (MINAE, 2015).

Actualmente, solo hay dos empresas que le venden al ICE electricidad proveniente de la biomasa, específicamente dos ingenios azucareros que la generan empleando bagazo de caña, que constituyen los 40 MW de capacidad instalada comercializable (Fornaguera, 2015a).

En los últimos años la **energía solar** se ha desarrollado gracias a la instalación de paneles solares mediante diferentes mecanismos. El de mayor importancia ha sido la instalación de paneles para el autoconsumo en zonas rurales y aisladas, llevada a cabo por el ICE y Coopeguanacaste con el fin de brindar electrificación a personas en pobreza. Luego, gracias a la Ley de Generación Distribuida, se ha propiciado la instalación de paneles conectados a la red (MINAE, 2015), que ha permitido que empresas y hogares generadores de energía solar para el autoconsumo se conecten a la red y puedan traspasar sus excedentes energéticos y que posteriormente tengan la oportunidad de consumir de manera diferida lo que traspasaron. Además, en caso de que necesiten aún más energía pueden emplear electricidad proveniente de la red y cancelarla (ICE, 2017b).

Estos dos mecanismos recién mencionados, al ser de autoconsumo o de autoconsumo y generación distribuida, no tienen estrictamente actividad comercial por lo que no se contabilizan dentro de las estadísticas del SEN, pero sí se incluyen dentro de la capacidad instalada del cuadro 8 dada su importancia.

Por último, existe una sola central solar conectada a la red con fines comerciales (por tanto es la única cifra de capacidad solar que se contabiliza dentro de la capacidad instalada del SEN), que sumó 1MW a abril del 2017 (MINAE, 2015, CENCE, 2017a).

Según el ICE (2017b) en el país hay un total de 11 MW de capacidad instalada solar, de los cuales 1MW corresponde a la planta solar Miravalles del ICE, y alrededor de 10 MW son de generación distribuida o para el autoconsumo.

Por último, en el país la generación con **combustibles fósiles** se hace con el uso de derivados del petróleo, específicamente diesel y búnker, los cuales son importados. Si bien este tipo de generación significa solo un pequeño porcentaje de la generación total, 1,8 % en 2016 (CENCE, 2017b), juega un papel de suma importancia cuando la disponibilidad de las fuentes renovables disminuye debido a causas naturales, ya que la generación a través de diesel y búnker representa una fuente firme que no depende de las circunstancias naturales. Además, tratar de sustituir este pequeño porcentaje por fuentes renovables puede resultar sumamente costoso, dados los altos costos que implica el desarrollo de proyectos de generación con energías renovables y tomando en cuenta que no se emplearía en todos momentos, sino solo cuando la demás capacidad instalada no supla la demanda.

Estas dos razones son las justificaciones ICE para señalar como conveniente el empleo de una pequeña fracción de generación con derivados de petróleo que presentan bajos costos de instalación (ICE, 2014, ICE, 2017b). No obstante, hay propuestas para reemplazar el diesel y búnker con otra fuente de firme de generación eléctrica. En efecto Dobles (2017) propone sustituir la generación mediante estos derivados de petróleo por la generación con gas natural (hasta el momento no usado en el país). La principal ventaja que menciona es su bajo costo en comparación al diesel y al búnker lo cual podría aportar beneficios fiscales, aunado a sus

menores impactos sobre el ambiente. Sin embargo, por el momento no es legal explotar este gas en territorio nacional, mientras que su importación presenta obstáculos como el pendiente desarrollo de un marco legal y de la infraestructura para su importación.

#### **2.1.4. Costos**

Como se mencionó anteriormente, los Costos Nivelados de Energía (CNE) de un proyecto de generación eléctrica reflejan los costos de inversión y de operación por kWh producido durante su periodo de vida, medidos en centavos de dólar por kilowatt hora (c\$/kWh). A continuación se realiza un análisis de los CNE de la generación en Costa Rica, y se lleva a cabo una comparación de estos con los CNE promedio a nivel mundial.

En el cuadro 9 se aprecia el máximo, el mínimo y el promedio de los CNE a nivel mundial según tecnología, para el 2010 y el 2016, calculados por IRENA (empleados también en el gráfico 4 del presente documento). Junto a estos datos se encuentran los CNE para diferentes proyectos de generación eléctrica en Costa Rica (tanto públicos como privados) que entraron a operar entre 2010 y 2017, calculados por la Contraloría General de la República (CGR) en la auditoría de diciembre 2016 titulada “*Informe de la Auditoría Operativa Acerca de la Eficacia y Eficiencia en la Asignación de Fuentes de Energía para la Generación Eléctrica*” (CGR, 2016). De las 38 plantas que se pretendía incluir en el estudio, solo se logró obtener datos de 25. El Parque Solar Miravalles del ICE, así como otras 12 otras plantas privadas, no brindaron datos. Para los cálculos de los CNE la CGR empleó la misma metodología y la misma tasa de descuento del 10% que IRENA, haciendo estos datos comparables.

**Cuadro 9**  
**Costo nivelado de energía: rangos internacionales y por proyecto 2010 -2016, según tecnología**  
 -centavos de dólar por kWh-

<b>Proyecto</b>	<b>Año</b>	<b>CNE</b>	<b>CNE Mínimo</b>	<b>CNE Máximo</b>
<b>Hidroeléctrica</b>				
Rango internacional	2010	3,5 <sup>2/</sup>	1,5	32,2
Rango internacional	2016	5,1 <sup>2/</sup>	1,8	24,6
<i>Pocosol</i> <sup>1/</sup>	2010	7,2		
<i>Pirris</i> <sup>1/</sup>	2011	3,9		
<i>Toro III</i> <sup>1/</sup>	2012	6,1		
<i>El Ángel-Rehabilitación</i>	2012	8,1		
<i>Cubujiquí</i> <sup>1/</sup>	2013	8,7		
<i>Tacares</i>	2013	7,8		
<i>Cachí-Ampliación</i> <sup>1/</sup>	2015	3,9		
<i>Torito</i> <sup>1/</sup>	2015	8,1		
<i>Río Macho-Modernización</i>	2015	11,7		
<i>Reventazón</i>	2015	5,8		
<i>Bijagua</i>	2016	11,6		
<i>Balsa Inferior</i> <sup>1/</sup>	2016	35,9		
<i>Ventanas</i>	2016	9,5		
<i>Consuelo</i>	2016	8,1		
<i>San Rafael</i>	2017	9,8		
<i>Bonilla 510</i>	2017	6,1		
<i>Bonilla 1320</i>	2017	5,6		
<i>Los Negros II</i> <sup>1/</sup>	2017	7,7		
<b>Eólica</b>				
Rango internacional	2010	7,1 <sup>2/</sup>	3,7	19,9
Rango internacional	2016	5,6 <sup>2/</sup>	2,4	14,1
<i>Los Santos</i>	2011	16,3		
<i>Valle Central</i>	2012	18,4		
<i>Chiripa</i>	2014	6,1		
<i>Orosí</i>	2015	8,2		
<i>Vientos del Este</i>	2015	8,9		
<b>Geotérmica</b>				
Rango internacional	2010	3,5 <sup>2/</sup>	4,7	7,6
Rango internacional	2016	4,3 <sup>2/</sup>	6,4	11,3
<i>Pailas</i>	2011	5,4		
<b>Térmica</b>				
Rango internacional	2010-2016	-	4,5	14,0
<i>Garabito</i>	2010	12,7		

<sup>1/</sup> Plantas hidroeléctricas de más de 20 MW de capacidad.

<sup>2/</sup> Promedio internacional

Fuente: IRENA (2017) y CGR (2016).

Respecto a los CNE de los proyectos hidroeléctricos costarricenses, 17 de los 18 proyectos analizados presentaron CNE entre los 3c\$/kWh y los 12c\$/kWh. Todas las plantas presentan un CNE mayor al promedio mundial, con excepción del proyecto Pirrís (2011) y la ampliación del proyecto Cachí (2015). Destaca el alto costo de la planta hidroeléctrica Balsa Inferior, cuyo CNE fue de 35,9 c\$/kWh, es decir 7 veces el promedio mundial en 2016, siendo el proyecto más costoso del periodo 2010-2017.

Los CNE de las 5 plantas eólicas analizadas, que fluctúan entre los 6c\$/kWh y los 19c\$/kWh, son también mayores a los promedios mundiales en 2010 y 2016, con excepción del proyecto eólico Chiripa (2014). Las plantas de Los Santos (2011) y Valle Central (2012) son las que registran costos superiores: tienen un CNE de 2,3 y de 2,6 veces, respectivamente el costo promedio mundial de las plantas eólicas en 2010.

Por otro lado la única planta geotérmica desarrollada en el periodo de estudio, Pailas (2011), presenta un CNE de 5,4c\$/kWh, ligeramente superior al promedio mundial de las plantas geotérmicas en 2010 aunque inferior al promedio registrado en 2016.

Por último, la planta de generación térmica Garabito tiene un CNE de 12,7c\$/kWh, levemente inferior a la cota superior del rango mundial de CNE de plantas térmicas a nivel mundial en el periodo 2010-2016.

En general, se puede apreciar que los costos de inversión y operación de las plantas que entraron a operar entre 2010 y 2017 en el país son en la mayor parte superiores a los promedios mundiales.

Además, es importante señalar que al momento de calcular los costos en los que incurren las plantas no se incluyen los servicios de regulación de frecuencia y de respaldo energético que provee el ICE para asegurar el suministro eléctrico continuo y por ende vienen incluidos en los CNE calculados. Este servicio corresponde al apoyo brindado por el ICE en el caso donde, por ejemplo, no haya suficiente agua o viento para una que planta pueda funcionar correctamente. Por tanto, el ICE realizó una solicitud a la ARESEP para la aprobación de una tarifa que el instituto pueda cobrar a las empresas distribuidoras por dicho servicio de respaldo, lo que elevaría aún más el costo de operación de las plantas (CGR, 2016).

### **2.1.5. Política pública eléctrica**

Desde sus primeros proyectos de generación eléctrica, Costa Rica se ha caracterizado por emplear predominantemente fuentes renovables de energía, sobre todo energía hidroeléctrica. En efecto, desde finales del siglo XIX cuando San José se convirtió en una de las primeras ciudades iluminadas usando electricidad, la generación hidroeléctrica ha sido central en la provisión eléctrica en el país (ICE, 2015b). En el año 1884 tuvo lugar en el país la primera instalación de plantas para la producción de energía hidroeléctrica (De la Cruz, 2004). Desde entonces, esta fuente de energía ha sido promovida y apoyada de diversas maneras: en 1928, mediante la ley 77, se nacionalizaron las fuentes hidroeléctricas y posteriormente con la ley 449 se creó el ICE



con la tarea de lograr el “*desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la nación posee, en especial los recursos hidráulicos*” (Ley 449, 1949), que cumpliendo con la anterior, realizó en años siguientes importantes proyectos hidroeléctricos.

Desde su creación como principal institución del sector, el ICE no solo asumió sus funciones como prestador del servicio eléctrico, sino que también como rector del sistema eléctrico. Sin embargo, con la creación y evolución a partir de mediados del siglo XX de las instituciones que antecedieron al Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), y su surgimiento oficial con este nombre en 1995, este ministerio fue gradualmente transformándose y asumiendo la función rectora del sector<sup>11</sup>, la cual ejerce en teoría plenamente hoy día. Actualmente es la Dirección Sectorial de Energía (DSE), órgano adscrito al MINAE, la que tiene la responsabilidad de “*la planificación energética nacional, mediante políticas y acciones estratégicas que integran los combustibles y la energía eléctrica*” y por tanto tiene a cargo la elaboración de los planes nacionales de energía (MINAE, 2017).

Según el **Plan Nacional de Energía 2015-2030** del MINAE (2015), la política energética actual se puede resumir como de “*sostenibilidad energética con un bajo nivel de emisiones*”. En este plan se promueve un desarrollo que procure un sistema energético con bajas emisiones basado en fuentes limpias y renovables, que tenga consistentemente la capacidad de adaptarse a la demanda, con precios competitivos internacionalmente, que provea bienestar a la población mientras se mantiene un equilibrio entre las prioridades económicas, sociales y ambientales. Respecto a las prioridades señaladas en el Plan Nacional de Energía, en la dimensión económica se busca que el desarrollo energético (y por ende eléctrico) permita promover la competitividad industrial, el equilibrio macroeconómico a través de la disminución de los gastos en hidrocarburos, y la seguridad energética. En la dimensión social, busca aumentar la calidad de vida de los habitantes del país mediante el aumento en la calidad del servicio eléctrico, el aseguramiento de incrementos acordes de la oferta ante crecimientos en la demanda, la protección y promoción del empleo dentro de las actividades relacionadas con la oferta de energía y gracias a la competitividad brindada por el sector, la disminución de la contaminación derivada del consumo de energía y la minimización de los impactos que tienen los grandes proyectos energéticos sobre la población. Respecto a la dimensión ambiental, se pretende

---

<sup>11</sup> La génesis de dependencias que conforman el actual Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) empezó a gestarse en 1888 con la fundación del Servicio Meteorológico Nacional. Luego, a mediados del siglo veinte, surge la Dirección de Geología, Minas y Petróleo. En 1980 se crea el Ministerio de Energía y Minas (MEM), que dos años después se convierte en el Ministerio de Industria, Energía y Minas (MIEM). Posteriormente, en 1988, el MIEM se transforma en el Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas (MIRENEM) y se le brindan competencias en bosques, flora, fauna, áreas protegidas y meteorología, y excluyendo el componente de industrias. En 1995 el MIRENEM se reestructura, se le cambia el nombre a MINAE, y se le asignan nuevas competencias gracias a la Ley Orgánica del Ambiente. Esta ley crea dentro del MINAE el Consejo Nacional Ambiental, la Secretaría Técnica Ambiental, el Contralor Ambiental, entre otros entes. Paulatinamente, al ministerio se le sumaron más competencias en áreas como los recursos hídricos, hidrocarburos, cambio climático, educación ambiental, entre otros. Entre 2010 y 2012, el MINAE adquirió competencias en el área de telecomunicaciones, cambiando su nombre a Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET). Posteriormente se excluye la parte de telecomunicaciones y vuelve al nombre de MINAE, que conserva actualmente (MINAE, 2017).

garantizar el desarrollo económico mientras se bajan las emisiones dañinas. Según este plan, el sector electricidad debe de trabajar en los cuatro ejes siguientes:

-Eje 1: Eficiencia energética. En este eje se señalan acciones para aumentar la eficiencia tanto del lado de la oferta como de la demanda energética en aspectos como: mejorar la planificación y la coordinación de la eficiencia, incrementar la eficiencia de los equipos consumidores, promover una cultura de eficiencia energética, impulsar la eficiencia de los grandes consumidores de electricidad y del sector público, y que las tarifas eléctricas incentiven el consumo eficiente.

-Eje 2: En procura de una generación distribuida óptima. Este eje busca garantizar las condiciones para que tanto consumidores residenciales como empresariales de electricidad puedan generar total o parcialmente su consumo y a su vez disminuir los gastos e inversiones que debe de hacer el SEN, a través de una buena planificación, definición de esquemas y mejorando la seguridad jurídica. Para la generación distribuida puede emplearse la energía solar, la eólica o la proveniente de biomasa.

-Eje 3: Sostenibilidad de la matriz. Este eje abarca objetivos para asegurar un abastecimiento energético de calidad a largo plazo, procurar la competitividad de los precios de la electricidad, mejorar la planificación estratégica, y fortalecer las condiciones para aumentar la participación en el mercado regional eléctrico.

-Eje 4: Sostenibilidad del desarrollo eléctrico. Este eje tiene como objetivos promover el involucramiento de los ciudadanos en los proyectos de desarrollo eléctrico, reformar la normativa ambiental, mejorar la gobernanza en temas ambientales (trámites relacionados con la Secretaría Técnica Nacional Ambiental), tomar en cuenta los costos ambientales y sociales al fijar las tarifas eléctricas, procurar el acceso a la electricidad de los grupos sociales más vulnerables en el país.

No obstante, si bien el MINAE es el ente rector del sector energía, el ICE continua teniendo un rol central en el plano eléctrico. El Instituto es el encargado de la planificación y operación integrada del SEN y debe de velar por suplir la demanda eléctrica del país. Entre sus responsabilidades destaca la realización de los planes de expansión de la generación eléctrica y los planes de expansión de la transmisión del país.

**El Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2016-2035**, documento elaborado por el Centro Nacional de Planificación Eléctrica del ICE, tiene como objetivo “*plantear una estrategia de desarrollo del sistema de generación del país en el largo plazo que sirva de referencia para la toma de decisiones de los diferentes actores que participan en el desarrollo eléctrico del país*” (ICE, 2017b: 89). Este plan busca además promover las fuentes renovables, bajar la dependencia de combustibles fósiles, buscar la seguridad energética, limitar la exposición a las importaciones, diversificar las fuentes de generación, y procurar las sostenibilidad ambiental de la cadena de producción al menor costo posible. En este plan se presentan las estrategias de desarrollo de eléctrico de generación costarricense por parte del ICE y demás generadores frente a diferentes

escenarios de demanda en los próximos 20 años, así como las diferentes alternativas tecnológicas y sus respectivas necesidades de recursos (ICE, 2017b).

Dicho plan presenta específicamente cuatro potenciales estrategias de desarrollo para suplir la demanda futura: la primera constituye una estrategia basada en recursos renovables que incluye la entrada en operación del embalse hidroeléctrico Diquís como su eje central, la segunda consiste en incorporar el gas natural licuado en la base del sistema de generación costarricense, la tercera es una estrategia mixta que combina fuentes renovables y generación térmica tradicional con diesel y bunker, y la última es una estrategia de generación renovable que incluye un desarrollo acelerado del recurso geotérmico para brindar confiabilidad al sistema (ICE, 2017b).

Entre las cuatro estrategias, el plan recomienda seguir la primera ruta que incorpora la planta hidroeléctrica Diquís, ya que se considera la opción óptima-económica más robusta para hacer frente a la demanda eléctrica de los próximos 20 años, además de que la que satisface de la mejor manera los lineamientos de política ambiental que privilegian el desarrollo de la generación con fuentes renovables. No obstante, a 2017 los avances para el desarrollo de la Planta Hidroeléctrica Diquís son limitados y el proyecto se encuentra aún en la etapa de consulta a las comunidades indígenas y completando los estudios de factibilidad ambiental. Por tanto, en el plan se aconseja acelerar estos procesos para entrar en la fase de construcción lo antes posible (ICE, 2017b).

En lo que respecta la adición de capacidad generadora con recursos renovables, este plan solo incluye la planificación de expansión de energía hidroeléctrica, eólica, geotérmica y solar. Si bien se menciona que existe la posibilidad de expansión de generación renovable a través de alguna tecnología además de las mencionadas, se decide tomar en cuenta por practicidad solamente las cuatro ya citadas.

Adicionalmente al Plan de Expansión de la Generación 2016-2035, el ICE también elaboró el Plan de Promoción y Desarrollo de Fuentes Renovables no Convencionales 2015-2018 el cual tiene como objetivo: *“Promover el estudio, investigación, innovación y aprovechamiento de fuentes renovables no convencionales para generación eléctrica, de forma que contribuyan a la diversificación de la matriz electro-energética nacional, a la sostenibilidad y a reforzar las políticas nacionales contra el Cambio Climático, procurando su eventual incorporación al Sistema Eléctrico Nacional”* (ICE, 2015c: 24). Como lineamientos estratégicos, el Plan de Promoción y Desarrollo de Fuentes Renovables No Convencionales (ICE, 2015c) contempla la búsqueda de:

- 1- Independencia energética sobre todo de los combustibles fósiles.
- 2- Disminución de efectos ambientales mediante la promoción del desarrollo de fuentes que minimicen los efectos negativos sobre el ambiente.
- 3- Determinación de potenciales energéticos nacionales de manera detallada, regionalizada y priorizada, y su actualización periódica en particular con aquellas fuentes que no han sido poco estudiadas.
- 4- Investigación y desarrollo en fuentes no convencionales.
- 5- Uso de incentivos para promover fuentes no convencionales.

- 6- Evaluaciones multi-criterio y de ciclo de vida que permitirán una jerarquización de las alternativas de proyectos de energía renovables; evaluando factores técnicos, económicos y ambientales.
- 7- Marco legal apropiado que sea eficaz, claro y moderno.
- 8- Tarifas apropiadas que para los consumidores y tasas competitivas y razonables para los generadores.

## **2.2. Energía eólica en Costa Rica**

En la siguiente parte se hará un análisis en profundidad de la evolución y situación actual de la generación eólica en Costa Rica, empezado por una reseña historia del origen y evolución del uso de la energía eólica en el país, luego abordando el tema de capacidad y generación eólica, siguiendo con un análisis del potencial de expansión, posteriormente un resumen de la tecnología empleada, pasando a un análisis de costos y por último revisando la política pública alrededor de la energía eólica.

### **2.2.1. Origen y evolución de la energía eólica**

Desde hace siglos, la humanidad ha empleado molinos de viento para actividades tales como moler granos, bombear agua, cortar madera y producir electricidad a pequeña escala. No obstante la aparición del motor a vapor y de la electrificación hizo de estos mecanismos que empleaban energía eólica unos mecanismos prácticamente obsoletos (Laporte, 1980). Costa Rica no fue excepción y atravesó un proceso análogo. A mitad del siglo veinte era común toparse, sobre todo en Guanacaste, con pequeñas turbinas eólicas que bombeaban agua con fines domésticos y ganaderos. Sin embargo los avances en electrificación aunado a los bajos precios del petróleo provocaron prácticamente la desaparición de estas turbinas eólicas extractoras de agua (ICE y Electrowatt, 1981).

A partir de los años setenta con el aumento dramático en los precios del petróleo que propició la búsqueda de la seguridad energética, y combinado con la creciente conciencia ambiental, el país empieza a buscar disminuir su dependencia de combustibles fósiles para la generación eléctrica. Para esto, desde la década mencionada se promociona y explora la posibilidad de expandir la generación mediante fuentes alternativas y renovables, en un país donde tradicionalmente la única fuente renovable para la generación eléctrica había sido la energía hidroeléctrica (Díaz, 2006). Paralelamente, comienza a crecer de manera sustancial alrededor del mundo el interés por desarrollar la energía eólica como una alternativa de fuente renovable de energía, sobre todo ante el complicado panorama internacional. Lo anterior promueve importantes y veloces avances en la tecnología eólica; llevando a la creación de generadores altamente eficientes, costo-efectivos y con mayor capacidad en comparación con las tecnologías anteriores (ICE y Electrowatt, 1981).

En este contexto, Costa Rica comienza una etapa de investigación sobre el potencial de la energía eólica para la generación eléctrica. Este esfuerzo fue respaldado por las características propicias que posee el país para la generación eólica: su relieve montañoso y las particularidades

de los sistemas de vientos locales. En la década de los setenta, la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica (UCR) realizó los primeros ensayos técnicos sobre la energía eólica al diseñar e instalar un aerotransductor en la Finca Experimental Fabio Baudrit en Alajuela. Dicho proyecto tuvo resultados catalogados por Laporte (1980) de “satisfactorios”, sin embargo esta investigación llegó a su fin ya que el aerotransductor no contaba con un túnel aerodinámico, central para calibrar sus aspas (Laporte, 1980).

El primer estudio técnico a gran escala sobre el potencial de los vientos para la generación eólica fue hecho en 1979 por el Licenciado Sadí Laporte, meteorólogo y funcionario del ICE, en el marco del proyecto “*Fuentes de Energía no Convencionales*” (Laporte, 1979) coordinado por Ingeniero Agustín Rodríguez. Posteriormente, este estudio fue ampliado por el mismo Laporte y plasmado en el documento titulado “*Análisis preliminar del viento en Costa Rica*” de 1980. Ambos estudios delimitaron las posibles zonas de aprovechamiento del viento para la generación. La más grande de las zonas identificadas se encuentra en la provincia de Guanacaste, específicamente en la zona al oeste de las Cordilleras de Tilarán y Guanacaste. En dicha zona se encuentran localizadas los únicos dos sitios calificados por Laporte como con “fuerte viento”, que se que ubican respectivamente desde el embalse de Arrenal hasta Tilarán y Cañas, y en el territorio entre los volcanes Rincón de la Vieja y Miravalles. Aquí, destacó particularmente la localidad de Tejona, en el cantón de Tilarán y donde años después se construiría la primer planta eólica propiedad del ICE. Adicional a estas se identificaron otras posibles zonas de aprovechamiento en dos puntos en el cercanos al Valle Central y en dos otros sitios cercanos al Cerro de la Muerte (Laporte, 1980). Desafortunadamente, como lo reconoció Laporte y se confirmó en la siguiente investigación contratada por el ICE, estos estudios contenían una serie deficiencias respecto a los datos, los cuales estaban incompletos y necesitaban revisión (Laporte, 1980; ICE y Electrowatt, 1984)

Para poseer un panorama más completo y confiable del potencial de la generación eólica Costa Rica debió esperar hasta mediados de los años ochenta. En efecto, en 1981 el ICE firmó un contrato con la empresa suiza Electrowatt Ingenieros Consultores S. A. para que realizara una revisión y evaluación de la información disponible en el ICE, así como un análisis de las perspectivas de las fuentes no convencionales de energía y que emitiera recomendaciones al respecto. En particular, el estudio se centró en las energías eólica, solar, biomásica e hidráulica de pequeña escala. Dicha investigación fue plasmada en 1984 en el documento “*Non Conventional Energy Sources*” (en español *Fuentes de Energía No Convencionales*), cuyo primer capítulo aborda el potencial de le energía eólica en el país (ICE y Electrowatt, 1984; Díaz, 2006).

En el documento del ICE y Electrowatt se señala que si bien en los años inmediatos al estudio era poco probable que la energía eólica pudiese expandirse al punto de poder competir con la energía hidroeléctrica, el potencial eólico en el país era significativo y por lo tanto tenía buenas posibilidades de convertirse en una importante fuente de energía complementaria. Además, se identificó que la distribución geográfica de los recursos eólicos es sumamente irregular, y que las zonas con gran potencial eólico solo significan una fracción relativamente pequeña del territorio. Para este estudio, el territorio costarricense fue dividido en cuatro zonas de acuerdo con la velocidad del viento, siendo la zona 1 la más ventosa y la zona 4 la menos ventosa. De acuerdo a esta clasificación, las zonas de la 1 a la 3 son propicias para instalar generadores a pequeña

escala. De estas, únicamente las zonas 1 y 2 tienen el potencial para producir energía a gran escala. Estas últimas dos zonas se localizan en algunas regiones de gran altitud sobre la Cordillera Central y la Cordillera de Talamanca, y en un gran área sobre y al oeste las Cordilleras de Tilarán y Guanacaste. Según este documento, las zonas con mayor velocidad del viento se encuentran generalmente en zonas predominantemente de pastoreo, y se caracterizan por presentar un reducido número de bosques y de zonas de cultivo, que de existir, se mantienen en pie gracias a algún tipo de barrera como la presencia de colinas o árboles que actúan como protección (ICE y Electrowatt, 1984).

Seguidamente, los resultados del estudio del ICE y Electrowatt llevaron a las autoridades a tomar la decisión de que el ICE concentrase sus recursos en el desarrollo de la energía geotérmica como parte del objetivo de expandir las fuentes renovables (Díaz, 2006). En efecto, dicha investigación identificó que la generación geotérmica tenía mayor potencial en comparación a las demás alternativas, entre ellas la eólica (ICE y Electrowatt, 1984). Aunado a esto, desde diciembre de 1976 ya se había dado un empuje especial a la energía geotérmica mediante el apoyo al estudio de esta fuente a través de la Ley 5961, y la posterior inclusión en 1982 de la energía geotérmica como uno de los objetivos de desarrollo de las fuentes nacionales de energía (ICE, 1991). Por lo tanto, el proyecto geotérmico Miravalles inició su construcción 1992 y entró en operaciones en 1994 (Fallas y Álvarez, 1997).

En el año 1990 se dio un acontecimiento de gran relevancia para la generación eléctrica: entró a regir la Ley 7200, la cual permitió la participación del sector privado en la generación. Entre los requisitos para la generación privada se señaló que esta solo podía provenir de fuentes renovables, debía ser vendida al ICE y contaba con límites de generación. En un contexto donde el Gobierno buscaba expandir la generación eléctrica con fuentes renovables, pero que al mismo tiempo no contaba con los recursos necesarios para hacerlo, esta ley fue un esfuerzo por atraer inversión. Si bien esta ley fue la que permitió la comercialización de energía eléctrica proveniente de generadores privados, es importante señalar que desde antes ya se producía en el país electricidad por medio generadores diferentes al Estado, aunque con fines de autoconsumo (Vargas, 2009). Posterior a esta apertura, la generación eléctrica privada se ha expandido y hoy en día el ICE compra energía privada provenientes de fuentes hidroeléctricas, eólicas y de bagazo (CENCE, 2017a).

La primera planta eólica con fines comerciales (no para el autoconsumo) en Costa Rica y en Latinoamérica fue Plantas Eólicas S.A (PESA), hoy Plantas Eólicas S.R L, ubicada en Tilarán, la cual empezó su funcionamiento en 1996 con una capacidad de 20 MW. Dicha planta presentó serios problemas constructivos en las turbinas desde un inicio debido a un mal diseño de las aspas, las cuales debieron ser reinstaladas en un 80%. No obstante gracias al excelente recurso eólico disponible, esto no impidió que fuese una inversión rentable. Posteriormente entraron en funcionamiento las plantas Aeroenergía y Molinos de Viento del Arenal S.A (Movasa), en 1998 y en 1999 respectivamente, ambas en el cantón de Tilarán (Sancho, 2000). Luego en 2002 empieza a funcionar la primer planta eólica propiedad del Estado, específicamente del ICE, llamada Tejona, con una capacidad instalada 19,8 MW y ubicada en la localidad del mismo nombre en Tilarán (Bonilla, 2015). Es interesante señalar que el estudio de factibilidad de Tejona estuvo listo desde el año 1993 y para 1995 estaba preparado para la ejecución ya que se contaba con todos los permisos y trámites necesarios. Sin embargo, dada la situación macroeconómica

que atravesaba el país el gobierno decidió recortar sus gastos, lo que desembocó en la suspensión del proyecto eólico Tejona, que tuvo que esperar hasta 2002 para entrar en funcionamiento (ICE, 2005a).

Ante el difícil panorama macroeconómico y después de analizar varias alternativas, el ICE decide llevar a cabo el proyecto Tejona años después bajo un esquema de arrendamiento (ICE, 2005b). En julio del año 2000 el ICE firmó un contrato con la empresa holandesa N.V. EDON Groep, la cual debía suministrar los equipos y brindar otros servicios necesarios para la planta (ICE, 2005a). En dicho contrato se especificó que 5MW del total de 20 MW de la planta serían comprados por el ICE, mientras que el restante 15 MW se mantendría bajo alquiler con opción de compra durante 5 años. Además, en este esquema también se incluyó que el contratista sería el encargado de operar y mantener la totalidad de los generadores (los 20 MW) en ese periodo (ICE, 2005b). La planta se inauguró en setiembre del 2002 (ICE, 2005a).

Después de este periodo de desarrollo de la energía eólica comprendido entre mediados de la década de los noventas y mediados de la década de los dos mil, se decide llevar a cabo más estudios sobre el recurso eólico. En 2007, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) contrató a la empresa 3TIER Environmental Forecast Group para que realizara una investigación para calcular la velocidad de viento en el país. Gracias a esta se obtuvieron mapas digitales de las velocidades del viento. Posteriormente en el 2009, el ICE contrató los servicios del Centro de Investigaciones Geofísicas (CIGAFI) de la Universidad de Costa Rica (UCR) para que creara nuevos mapas del recurso eólico, estudio que representa hoy en día el más recientes y completas sobre el potencial eólico en el país. Sobre este estudio se basó la investigación realizada por Hidalgo, Barrantes y Rivas del 2013 titulada “*Potencial Eólico en Costa Rica*” (Hidalgo et al., 2013).

Desde 1996 con la entrada en funcionamiento de la primera planta de generación eólica en Costa Rica, tanto el número de plantas como la importancia de la generación eólica dentro de la generación total de electricidad han venido en aumento. Actualmente el país cuenta con 14 plantas activas comercialmente, de las cuales la mayoría se encuentra en la provincia de Guanacaste, con excepción de la planta Valle Central ubicada en San José y Los Santos en Cartago. Se puede ver una lista completa de estas plantas y mayor información en el cuadro 9. Cabe mencionar que, como se apuntó anteriormente, esta fuente de energía llegó a representar poco más de un décimo de la generación total de electricidad del SEN en el año 2016, la tercera más importante en el país (CENCE, 2017b).

Para terminar es importante señalar, con objetivo de evitar repetir los errores del pasado, que también ha habido casos de grandes dificultades en el proceso de expansión de la generación eólica en Costa Rica. En 2012, diez años después de la incorporación de la primera planta eólica estatal, comenzaron las operaciones de la segunda llamada Valle Central, propiedad de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) (Bonilla, 2015). Esta planta reveló desde un principio graves problemas de rentabilidad económica. Dado esto, la Contraloría General de la República realizó una auditoría que analizó el proceso de concepción de la obra así como los resultados de la generación desde 2012 hasta finales de 2014. En el informe de finalización de dicha auditoría se señala que los procesos de concepción, formulación y evaluación del proyecto fueron débiles e insuficientes. Desde el inicio, la necesidad y origen del proyecto fueron poco

claros, no se desarrolló una correcta fase de prefactibilidad, y hubo fallos en el análisis de factibilidad debido a la falta de estudios centrales como los de mercado y de ubicación. Adicionalmente, se encontraron inconsistencias en los ingresos, costos y resultados en los indicadores de viabilidad financiera. Concretamente, se dieron fallos por ejemplo a través de la subestimación de la cantidad y valor de la electricidad que se podía producir y la subestimación de los costos de inversión, operación y mantenimiento. Por último, se añade que el proceso de selección de fuentes de financiamiento no fue el mejor. El informe concluyó que la energía producida en el parque eólico Valle Central no es competitiva, ni tiene la capacidad de contribuir positivamente con la reducción de los costos de la CNFL ni con las tarifas que pagan los clientes (CGR, 2015). Un análisis de los costos de la generación eólica en el país, dentro de este de los costos de esta planta, se llevará a cabo adelante en el presente documento.

### **2.2.2. Capacidad instalada para la energía eólica**

En la actualidad, la oferta de energía eólica costarricense proviene tanto de generadores públicos como privados. La mayor parte de la capacidad instalada de energía eólica, el 83,3% del total, está en manos privadas.

En el cuadro 10 se aprecian las plantas generadoras de energía eólica en el país según el esquema al que pertenecen (propiedad del ICE, de la CNFL, de cooperativas y privadas ya sea bajo el capítulo I o II de la ley 7200), el número de unidades de producción con las que cuentan cada una de estas, los kW instalados por placa, la capacidad contratada en kW y su importancia dentro del total de kW instalados para la generación eólica (CENCE, 2017a).

Dada la calidad y abundancia del recurso eólico en la zona, la mayoría de plantas eólicas con actividad comercial activa en el país (12 de 14) y la mayor parte de la capacidad instalada comercial activa (el 91,7% de la capacidad instalada total eólica) se sitúan en la provincia de Guanacaste. Específicamente en el cantón de Tilarán es donde están la mayoría de estas (9 de 14), y más de la mitad de la capacidad instalada en el país (el 56,1%): Plantas Eólicas S.R.L, Aeroenergía, Movasa, Tejona, Chiripa, Tilawind, Altamira, Campos Azules y Vientos del Este son los nombres de las plantas ubicadas en Tilarán. Además, en el cantón de Bagaces se encuentran la planta P.E Guanacaste y Mogote, y en Liberia está la planta Orosí. En este último cantón se encuentran además las plantas Vientos de La Perla y Vientos de Miramar que están próximas a ser tomadas en cuenta dentro de la capacidad instalada total una vez empiecen sus actividad comercial en el 2017. Por último, la planta Los Santos está localizada en el cantón de El Guarco en la provincia de Cartago, y la planta Valle Central se ubica en el cantón de Santa Ana en la provincia de San José (Bonilla, 2015).



**Cuadro 10**  
**Empresas de generación de energía eólica del SEN en Costa Rica (abril 2017)**

	Unidades	Capacidad en placa (kW)	Capacidad contratada (kW)	% Capacidad instalada en placa
<b>Total generadores</b>	<b>282</b>	<b>339.140</b>		<b>100,0</b>
<i>ICE</i>	28	18.480	<i>na</i>	5,4
Tejona	28	18.480		5,4
<i>CNFL</i>	17	15.300	<i>na</i>	4,5
Valle Central	17	15.300		4,5
<i>Cooperativas</i>	15	12.750	<i>na</i>	3,8
Los Santos	15	12.750		3,8
<i>Capítulo I Ley 7200</i>	107	143.410	134.750	42,3
Plantas Eólicas S.R.L	55	22.660	19.800	6,7
Tilawind	7	21.000	19.550	6,2
Mogote	7	21.000	20.000	6,2
Movasa	32	20.000	20.000	5,9
Altamira	10	20.000	20.000	5,9
Campos Azules	10	20.000	20.000	5,9
Vientos del Este	4	12.000	9.000	3,5
Aeroenergía	9	6.750	6.400	2,0
<i>Capítulo II Ley 7200</i>	113	149.200	149.000	44,0
Orosí	25	50.000	50.000	14,7
P.E. Guanacaste	55	49.700	49.500	14,7
Chiripa	33	49.500	49.500	14,6

Fuente: CENCE (2017a).

En el año 2016 el 10,6% (1.147 GWh) de la generación eléctrica en el país se hizo a través de energía eólica, mientras que el 9,2% de la capacidad instalada era eólica (319 kW) (CENCE, 2017b). A abril 2017, la importancia de la capacidad instalada de energía eólica aumentó en 5 puntos porcentuales, pesando el 9,7% del total, con 339 kW instalados (CENCE, 2017a).

### 2.2.3. Potencial meteorológico y territorial

Como se mencionó anteriormente, los últimos datos sobre el potencial eólico en Costa Rica datan del año 2009 fueron recolectados por el Centro de Investigaciones Geofísicas (CIGAFI) de la Universidad de Costa Rica (UCR). Los mapas obtenidos en este estudio fueron el insumo principal para la elaboración en el ICE de la investigación “Potencial Eólico en Costa Rica” del

año 2013 (Hidalgo et. al., 2013). Los resultados de este documento son la base de la información expuesta a continuación sobre el potencial meteorológico y territorial.

Este documento tiene como objetivo elaborar un método que permita estimar el potencial de la energía eólica como fuente renovable y limpia para la generación de electricidad a través de la estimación de la posible participación de este tipo de energía en la matriz eléctrica en el futuro. Es importante señalar que en este documento se calcula el potencial teórico de expansión, el cual en la realidad es muy difícil de alcanzar por una serie de restricciones no tomadas en cuenta en el análisis. Además, se hace la salvedad de que para su realización esta investigación necesitó una serie de supuestos y simplificaciones. A pesar de estas limitaciones, las conclusiones contenidas en dicho informe son de gran relevancia ya que representan un punto de referencia sobre el potencial de los recursos eólicos en el país.

El potencial eólico de un país depende de dos grandes factores: el viento y la tecnología disponible. Por lo tanto, el cálculo del potencial incorpora el análisis de las velocidades del viento con las características “normales” de las turbinas, para así obtener el potencial de generación dada la tecnología disponible. Para este estudio de potencial se usó solamente los mapas del estudio del CIGAFI con información sobre la distribución anual de velocidades a 80 metros de altura sobre el terreno que toda el área continental del país más la región marina hasta 20km después de la costa.

Al evaluar el potencial eólico se debe de conocer la velocidad del viento, la densidad del aire, la potencia del viento y potencia de la turbina. En primer lugar para conocer el comportamiento del viento en un lugar es necesario conocer la **velocidad del viento**, la cual indica la probabilidad de que el viento sople a cierta rapidez. Con la información de los valores medios de la velocidad anuales se puede calcular el porcentaje de tiempo anual que el viento soplará dentro de cierto rango de velocidades.

Por otra parte, la **densidad del aire** es una variable que depende de la presión, de la temperatura y de la humedad presentes en el ambiente. En condiciones normales atmosféricas y cerca de la superficie del suelo la densidad se puede calcular con la temperatura y con la elevación del terreno. En este caso, la información sobre la temperatura se obtuvo a través del Instituto Meteorológico Nacional, y la de elevación provino de las curvas de nivel del Instituto Geográfico Nacional. Los resultados obtenidos señalaron que la densidad del aire en el país se encuentra entre los  $1,19\text{kg/m}^2$  y  $0,79\text{ kg/m}^2$ . Luego, la **potencia del viento** por unidad de área está en función de la velocidad del viento y de la densidad del aire (se expresa en  $\text{watt/m}^2$ ).

El cuarto factor a conocer es la **potencia de la turbina**, que es la potencia eléctrica que puede extraer un aerogenerador por medio de la turbina eólica, cuyo trabajo es extraer la potencia del viento y transformarla en potencia eléctrica. Se puede calcular el límite superior de potencia extraíble de una máquina perfecta, que en la práctica se verá reducido debido a elementos como el diseño de los equipos, las pérdidas, los desajuste, el consumo propio, entre otros. La potencia eléctrica extraída por los aerogeneradores será siempre solo una fracción de la potencia del viento y estará en función de la velocidad del viento. Para los cálculos de la potencia de la turbina en el país se eligió una turbina modelo para la cual se contaba con información detallada sobre sus curvas de potencia. Posteriormente, se obtuvieron las curvas de potencia de las turbina

en función de la velocidad del viento y de la densidad. Por último, hay que tener en cuenta que la producción real de una turbina es siempre menor a lo proyectado por la curva de potencia debido a las pérdidas. Dado esto, el documento supone que la turbina modelo aprovecha el 75% de la energía calculada en la curva de potencia, suponiendo un 25% de pérdidas.

Posteriormente, esta toda esta información se empleó para obtener el flujo de energía anual por unidad de área de barrido<sup>12</sup>, que en otras palabras se refiere a la energía que puede ser extraída por una turbina con rotor de área unitaria en un punto específico del territorio. Este flujo se calcula mediante la integración del producto de la potencia de salida de la turbina por la probabilidad de ocurrencia, y luego se multiplicado por las horas del año y por el factor previamente definido de pérdidas. Se determinó que para el caso de Costa Rica el flujo de energía es de 482 W/m<sup>2</sup>. Luego, se procedió a calcular el potencial instalable por unidad de área territorial. Si bien este indicador es muy difícil de calcular para una región grande, en este caso se usó un valor de densidad de referencia para realizarlo. Después de múltiples ajustes y la definición de supuestos, se determinó que la potencia instalable por área en el país es de 1,204 MW/km<sup>2</sup>.

Para terminar, otra serie de cálculos permitieron llegar al potencial eólico final del país. Este se obtuvo al sumar espacialmente la energía por unidad de área territorial, restando las áreas de exclusión. Las áreas de exclusión sumaron 12.866 km<sup>2</sup>, y son aquellas que no pueden ser empleadas ya que son áreas protegidas (estas no incluyen territorios indígenas). Se realizó una división del país en seis zonas de la A a la F en función de la densidad de energía, es decir en función del potencial de generación por unidad de área (medida en MWh/km<sup>2</sup>). La A corresponde a la zona con mayor densidad de energía, mientras que la F a la zona con menor densidad. Como se aprecia en el cuadro 11 entre mayor es la densidad tomada en cuenta, menor es el área que tiene esta densidad disponible a nivel nacional. Las tres zonas con mayor densidad de energía (de la A a la C) ocupan áreas de Alajuela y de Puntarenas, pero mayoritariamente se encuentran sobre la provincia de Guanacaste, específicamente en las áreas más cercanas a la cordillera de Guanacaste y de Tilarán. Además existen algunas pequeñas áreas de zona tipo C en el centro del país, situadas en las cercanías de las Cordilleras Central y de Talamanca.

---

<sup>12</sup> El área de barrido es corresponde al área total que intercepta el viento por medio de las aspas.

**Cuadro 11**  
**Zonas de densidad de energía eólica en Costa Rica**

Zona	Densidad de energía (MWh/km <sup>2</sup> )	Área	Potencia instalable total (MW)	Generación potencial total (GWh)	Factor de planta (%)
A	4.500-5.070	91	109	419	44
B	4.000-4.500	294	354	1.239	40
C	3.000-4.000	1.002	1.206	3.474	33
D	2.000-3.000	2.152	2.591	5.245	23
E	1.000-2.000	7.894	9.505	11.015	13
F	0-1.000	26.801	32.268	9.457	3

Fuente: Hidalgo et al. (2013).

Esta investigación concluyó que si todo el territorio nacional en tierra firme (excluyendo las zonas protegidas) fuese cubierto con aerogeneradores, se podría alcanzar una capacidad instalada de 46.000 MW y una generación anual de 30.900 GWh. No obstante, se decidió incorporar un criterio adicional limitante de capacidad de planta ya que en muchas partes del territorio, si bien se pueden instalar turbinas, estas extraerían muy poca energía: al analizar el cuadro 10 es claro que el mayor potencial proviene de zonas de gran extensión con una densidad energética muy limitada, donde los autores señalan que resulta casi imposible y poco rentable el aprovechamiento eólico.

Por lo tanto, para calcular el potencial eólico del país se tomó en cuenta solo aquellas plantas potenciales que podrían funcionar a un factor de planta superior al 30%. Los resultados se pueden apreciar en el cuadro 12. Según este, en Costa Rica hay un potencial de 2.400 MW de capacidad instalable (dato que fue incluido en como el potencial eólico en el Plan de Expansión de la Generación 2016-2035), y una producción anual potencial de 6.700 GWh. De acuerdo a esto, respecto a la capacidad instalada a abril 2017 (que fue de 339 MW) existe un potencial de expansión de la capacidad de 86,7%, mientras que respecto a la generación total del 2016 (que fue de 1.147 GWh) existe un potencial de expansión del 82,9%. En el anexo 1 se puede apreciar el mapa de la energía potencial por unidad de área del terreno obtenido de este estudio.

De estos datos es posible concluir que todavía existe un amplio potencial de expansión tanto en capacidad instalada como en generación de energía eólica. No obstante, como se mencionó anteriormente, el potencial calculado por Hidalgo et al. (2013) constituye un límite teórico ya que no toma en cuenta aspectos que pueden limitar la capacidad de instalar equipos y de generación. A pesar de esto, en el Plan de Expansión de la Generación 2016-2035 se incluyó el dato de 2.400 MW como el potencial identificado, donde se señala que esta capacidad corresponde a proyectos presentados por empresas privadas, empresas distribuidoras y el ICE (ICE, 2017b).

**Cuadro 12**  
**Potencial de expansión de la capacidad instalada y la generación eólica en Costa Rica**  
 -MW, GWh y porcentajes-

	Potencial teórico	Observado	Potencial teórico sin explotar	Observado sobre potencial teórico (%)
Capacidad instalada (MW) (marzo 2017)	2.400	339	2.081	14,1
Generación (GWh) (total 2016)	6.700	1.147	5.553	20,7

Fuente: Hidalgo et al. (2013), CENCE (2017a) y CENCE (2017b).

Por otro lado hay que tomar en cuenta que, dado el aumento normal en la demanda, la expansión necesaria en capacidad y generación de electricidad no se puede dar exclusivamente por medio de energía eólica debido a su naturaleza intermitente o de no firmeza, que hace que su expansión precise de respaldo. Dejar que una gran parte de la oferta eléctrica necesaria para suplir demanda dependa de una fuente intermitente o no firme -como la eólica- supone un importante riesgo para la estabilidad del SEN. Como es el caso de la energía hidroeléctrica, la eólica presenta un patrón estacional con grandes cambios entre años. Sin embargo, existe la ventaja de que los meses de diciembre a abril cuando las plantas eólicas producen más coinciden con la época seca donde hay una limitada la producción hidroeléctrica (ICE, 2014).

De los proyectos eólicos que el ICE calificó de “fijos”<sup>13</sup> para el 2017, que en conjunto contabilizan alrededor de 170MW de capacidad adicional, ya todos están en funcionamiento (Chiripa, Tilawind, Orosi, Vientos del Este, Mogote, Campos Azules, Altamira) al primer semestre del 2017 o próximos a empezar su actividad comercial (Vientos de la Perla, Vientos de Miramar) a mediados del 2017. Además, en el Plan de Expansión se añadieron otros 370MW de potencia eólica “libre”<sup>14</sup>. En el plan de expansión de la generación se indica la posibilidad de expansión por medio de generadores privados independientes, dado el gran número de empresas que manifestaron interés por aportar mayor capacidad instalada eólica. No obstante, se señala que el espacio para el crecimiento de la generación privada es limitado dado que la generación privada no puede traspasar más del 30% de la capacidad instalada total del SEN. Estos proyectos adicionales “libres” se espera que empiecen actividad comercial a partir de 2031(ICE, 2017b; CENCE, 2017a).

<sup>13</sup> Por fijos el ICE quiere decir que la decisión de ejecutar dichos proyectos ya había sido tomada en definitiva. En algunos casos estos aún no están en construcción en 2017, pero se encuentran en etapa de financiamiento o contratación. Son aquellos que se incluye en el plan en forma obligatoria en una fecha predeterminada (ICE, 2017b).

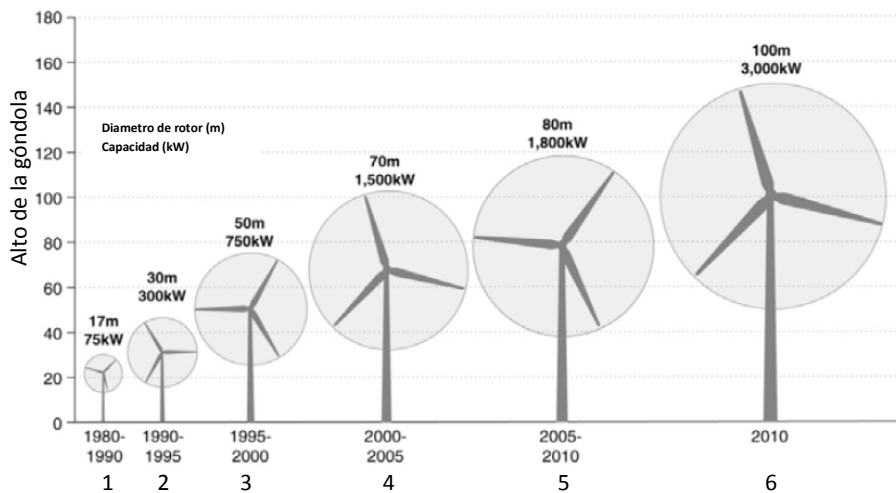
<sup>14</sup> Un proyecto libre según el ICE es aquel cuya inclusión y fecha de entrada resulta de la optimización del plan. Todavía no son definitivos.

Adicionalmente el Plan de Expansión de la Generación 2016-2035 señala que existen otros posibles proyectos de generación que podrían llevarse a cabo por empresas distribuidoras y por generadores independientes. El documento expone el ejemplo del proyecto El Quijote, que sería propiedad de la ESPH y que contaría con una capacidad de 33MW, el cual se encuentra en fase de estudios de factibilidad y se espera entre en operación comercial en 2018. Un proyecto que fue incluido en esta lista en el plan de expansión de la generación publicado en el 2014, pero no en el plan publicado en 2017, es el parque San Buenaventura de la CNFL que se pretendía entraría en operación en 2016 (ICE, 2014) pero se ha mantenido entrabado desde 2013 al no recibir, según la compañía, una oferta de licitación rentable, y al enfrentar muchos cuestionamientos de tipo financiero (Fornaguera, 2013).

#### 2.2.4. Tecnología empleada para la generación eólica

Respecto a la tecnología empleada para la generación eólica, la figura 1 ilustra el tamaño del diámetro del rotor, el alto de las góndolas y la capacidad de generación de las turbinas representativas según periodos numerados del 1 al 6, entre 1980 y 2010.

**Figura 1**  
**Arquitectura de turbina representativa según periodos, 1980-2010**  
 -metros y kW-



Fuente: Lantz, Hand y Wisner (2012).

En dicha figura, se puede apreciar el crecimiento que han tenido las turbinas de generación eólica desde los años ochenta, donde se han dado importantes aumentos en el diámetro del rotor, el alto de la góndola y la capacidad máxima de generación. En efecto, se puede ver como en el periodo comprendido entre 1980 y 1990 los equipos se caracterizaban por tener en promedio un rotor de 17m de diámetro, con 30 metros de altura de la góndola y una capacidad de generación máxima de 75kW; mientras que en el 2010 y años posteriores las turbinas se caracterizan por tener un diámetro del rotor de 100m, una altura de 150m y una capacidad de 3.000kW.

Según Serrano-González y Lacal-Aránategui (2016) la tecnología ha avanzado significativamente entre 2005 y 2014. En este periodo el diámetro del rotor ha crecido contantemente, lo que ha aumentado la captura de energía debido a la expansión del área de barrido, la cual se ha duplicado entre 2005 y 2014. Además, los datos entre 2005 y 2012 muestran una tendencia al aumento del alto de las turbinas, explicado en gran medida por el aumento en el diámetro de los rotores y la búsqueda de poder instalar turbinas en lugares con menor fuerza del viento. Esta evolución ha significado un crecimiento continuo de la capacidad de estas turbinas de generar energía.

En el cuadro 13 se observa la tecnología empleada en cada uno de los parques eólicos comerciales del país, según su modelo y respectivo diámetro del rotor, alto de la góndola, capacidad por turbina y tipo de turbina según los tipos 6 tipos ilustrados en la figura 2.

**Cuadro 13**  
**Tecnología usada según parque eólico en Costa Rica**

Planta	Año inicio	Modelo	Diámetro de rotor (m)	Alto de la góndola (m)	Capacidad por turbina (kW)	Tipo de turbina
Plantas Eólicas S.R.L	1996	Kenetech VS33	33	25-31	410	2
Aeroenergía	1998	NegMicon 750	44	40-56	750	3
Movasa	1999	NegMicon 750	44	40-56	750	3
Tejona	2002	Vestas V47	47	40-55	660	3
P.E Guanacaste	2008	Enercon E44	44	45-55	900	3
Los Santos	2011	Gamesa G52	52	44-65	850	3
Valle Central	2012	Enercon E44	44	45-55	900	3
Chiripa	2014	Acciona AW77	77	60-80	1500	4
Tilawind	2015	Vestas V90	90	65-105	3000	6
Orosí	2015	Gamesa G80	80	60-100	2000	5
Vientos del Este	2016	Vestas V90	90	65-105	3000	6
Mogote	2016	Vestas V90	90	65-105	3000	6
Campos Azules	2016	Gamesa G87/90	87-90	55-100	2000	5
Altamira	2017	Gamesa G87/90	87-90	55-100	2000	5
Vientos de la Perla <sup>1/</sup>	2017	Gamesa G87/90	87-90	55-100	2000	5
Vientos de Miramar <sup>1/</sup>	2017	Gamesa G87/90	87-90	55-100	2000	5

1/ A entrar en actividad comercial en 2017.

Fuente: Bonilla (2015) y The Wind Power (2017).

En primera instancia se puede apreciar como la tecnología empleada por los desarrolladores de energía eólica en el país se ha caracterizado por aumentar tanto en diámetro del rotor, en alto de

la góndola y en capacidad de generación por turbina. Debido a que la generación eólica en el país empezó en el año 1996, no se emplearon turbinas del tipo 1 para la generación comercial. La primera planta en el país, Plantas Eólicas S.R.L, emplea tecnología del tipo 2. Luego, las plantas que entraron en funcionamiento entre 1998 y 2012 (Aeroenergía, Movasa, Tejona, P.E Guanacaste, Los Santos y Valle Central) se acercan más al tipo 3. Posteriormente la planta Chiripa, que data del 2014, cuenta con una turbina cercana a la de tipo 4. Por último, todas aquellas plantas que entraron a funcionar en o después del 2015 (Tilawind, Orosí, Vientos del Este, Mogote, Campos Azules, Altamira, Vientos de la Perla, Vientos de Miramar) emplean turbinas tipo 5 o 6.

Si bien el país ha avanzado paulatinamente en la tecnología empleada, también es posible observar que los proyectos desarrollados en el país no siempre emplean la tecnología más reciente disponible. Por tanto, es posible que no se estén utilizando los mejores equipos, que podría implicar menor generación, mayores costos y en general menor eficiencia en comparación al caso de si se estuviera empleando la tecnología más moderna.

### **2.2.5. Costos de la generación eólica**

En el gráfico 14 se aprecia por un lado el costo nivelado de energía (CNE) cinco proyectos de energía eólica costarricenses desarrollados entre 2011 y 2017 según la auditoría realizada en el 2016 por la CGR. Por otro lado, este muestra el máximo, el mínimo y el promedio internacional de los CNE a nivel internacional en 2010 y en 2016 según IRENA, en el cual se observa que en promedio el CNE a nivel mundial de los proyectos eólicos en 2010 fue de 7,1 c\$/kWh, y de 5,6 \$/kWh en 2016. Adicional al gráfico, es interesante mencionar que en lugares con excelentes recursos y baja estructura de costos los CNE de generación eólica fueron hasta de 5,0 \$/kWh entre 2013 y 2014 (IRENA, 2015a).

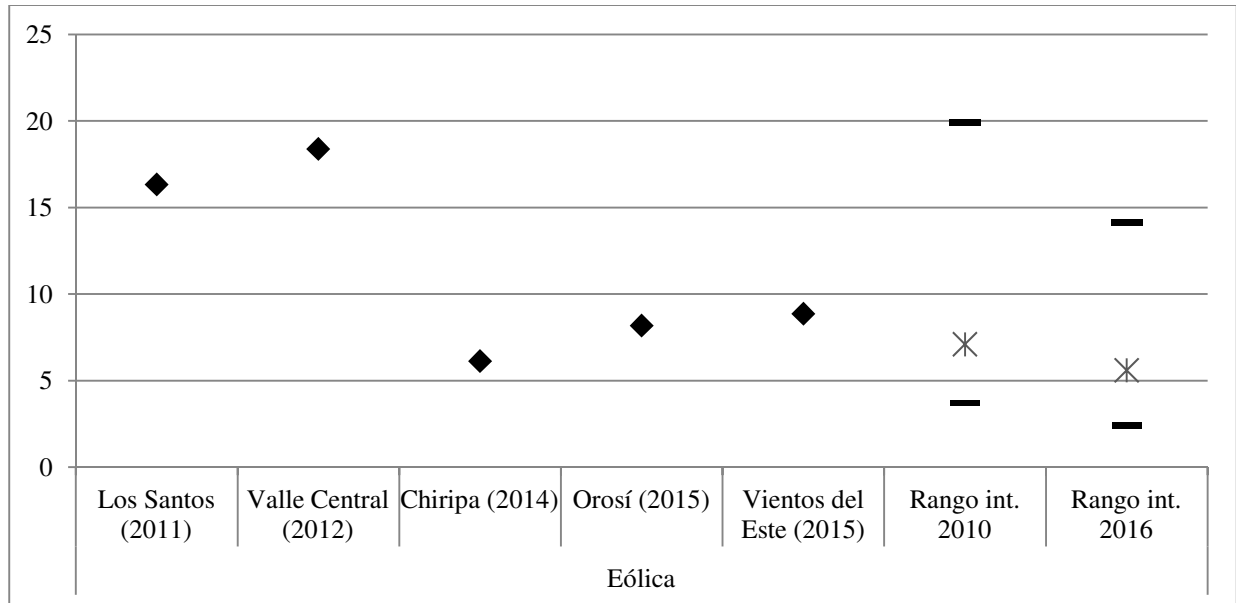
Como se señaló anteriormente Chiripa es la única planta eólica, de las que fueron tomadas en cuenta en la auditoría de la CGR del 2016, con un CNE (de 6,1 c\$/kWh) inferior al promedio observado a nivel mundial en 2010, aunque superior al promedio de 2016. Por otro lado, las plantas Orosí y Vientos del Este presentaron CNE de 8,2 y 8,9 c\$/kWh respectivamente, los cuales superan el CNE promedio del 2016 en entre 3 y 3,3 c\$/kWh. Sin embargo son las plantas Los Santos (propiedad de Coopesantos) con un CNE de 16,3 c\$/kWh y Valle Central (propiedad de la CNFL) con un CNE de 18,4 c\$/kWh, las presentan costos que más que duplican el promedio del 2016. En efecto, como se mencionó anteriormente, sus costos son de 2,3 y de 2,6 veces dicho promedio. Al comparar estos costos con la tarifa de referencia<sup>15</sup> promedio de 7,1 centavos de dólar calculada por la CGR para setiembre de 2015, vemos que a excepción de la planta de Chiripa, todas las plantas presentan CNE por kWh mayores a la tarifa promedio que reciben por kWh las distribuidoras eléctricas en Costa Rica.

---

<sup>15</sup> La tarifa de referencia se define como el “promedio ponderado de las tarifas para el servicio de generación que presta el ICE a las distribuidoras (incluyendo ICE distribución), aplicables a los periodos de punta, valle y nocturno, vigentes a setiembre de 2015” (CGR, 2016).



**Gráfico 14**  
**Costo nivelado de energía eólica: rangos internacionales y por proyecto 2010 -2016**  
 -centavos de dólar por kWh-



Fuente: IRENA (2017) y CGR (2016).

Los dos proyectos eólicos con mayores costos, Los Santos y Valle Central, son catalogados por el estudio de la Contraloría General de la República (2016) como poco competitivos. Respecto al caso de la planta Valle Central, como se mencionó anteriormente, es una planta de la CNFL que se caracteriza por ser poco rentable económicamente y que no contribuye a la disminución de la tarifa cobrada por la compañía, reflejo de un mal proceso de concepción y desarrollo de la obra. Por otra parte, si bien es claro que la planta Los Santos posee costos sumamente elevados, no se han encontrado estudios que analicen si esto impacta la rentabilidad económica del proyecto de la Cooperativa Coopesantos R.L.

En conclusión, el estudio de la CGR del 2016 refleja que los proyectos eólicos analizados en su mayoría son obras con un CNE alto en comparación al promedio mundial y a la tarifa media por kWh que reciben las distribuidoras en el país

### 2.2.6. Política pública en torno a la generación eólica

La energía eólica es uno de los ejes centrales dentro de la planificación eléctrica en Costa Rica y es uno de los cuatro tipos de tecnologías renovables tomadas en cuenta en el **Plan de Expansión de la Generación 2016-2035** desarrollado por el ICE (2017b). Como se mencionó previamente, de los proyectos de generación eólica en el plan catalogados como “fijos” todos están en funcionamiento o prontos a iniciar (CENCE, 2017a; ICE, 2017b). Además este plan espera que se dé una adición de 370MW eólicos en los próximos años (ICE, 2017b).

Por otro lado, en el **Plan estratégico para la promoción y desarrollo de fuentes de energía renovables no convencionales 2016-2035** (ICE, 2015c), se trazan las hojas de ruta de expansión de la energía eólica terrestre y de la energía eólica marina (la última aún no desarrollada en el país). En la hoja de ruta para el desarrollo eólico terrestre se plasma los planes de expansión de este tipo de generación. Según esa hoja, en el 2010 el ICE reafirmó su compromiso con la expansión de la generación eólica terrestre gracias a la adquisición e instalación de torres de medición del recurso eólico (la mayoría ubicadas en Guanacaste) así como la compra de software para realizar estudios de disposición de los aerogeneradores sobre los terrenos de los potenciales parques eólicos. Esta inversión vino a colaborar con la mejor medición e identificación de recursos potenciales para la expansión de la generación. La hoja traza las acciones alrededor de la generación eólica entre 2016 y 2035, y sus puntos más importantes se exponen en el cuadro 14.

**Cuadro 14**  
**Hoja de ruta para la expansión eólica terrestre en Costa Rica**

2016	Desarrollar herramientas para mejorar la planificación y la gestión del recurso eólico terrestre, y así optimizar el desarrollo de la energía eólica. Énfasis en mejorar las fases de pre-inversión e inversión, procurando encadenamiento de los diversos departamentos involucrados.
2016 y 2017	Realizar estudios sobre el potencial expansión de la penetración eólica en el SEN, tomando en cuenta las limitaciones que posee esta expansión dada la necesidad de respaldo.
2016-2020	Cerrar brechas y desarrollar capacidades para implementar proyectos eólico terrestres lo cual incluye: -La capacitación de personal en el tema eólico -La adquisición de programas para pronósticos -La superación de la brecha en transmisión eléctrica (mejorar la transmisión entre la zona norte donde se da la mayor generación eólica a la zona central donde se encuentra el principal centro de carga nacional).
2016 - 2025	Desarrollar capacidad instalada comercial por parte del ICE y empresas privadas. En el Plan de Expansión de la Generación 2014-2035 se definió que se instalarían a partir de 2016 una serie de proyectos, los cuales para el 2017 ya se encuentran en su totalidad instalados y funcionando o prontos a entrar en funcionamiento comercial en 2017: Orosí, Campos Azules, Altamira, Mogote, Vientos del Este, Vientos de la Perla, Vientos de Miramar. Por tanto cualquier otro desarrollo será adicional a lo definido en los planes publicados.
2016-2035	Medición y evaluación del recurso eólico terrestre (optimización de la red de medición y sistemas de predicción de viento). Esto es algo que se realizará de manera continua.

Fuente: ICE (2015c).

Esta hoja de expansión de la energía eólica terrestre plantea empezar promoviendo la mejora en el planeamiento y gestión de los proyectos, sobre todo en la optimización de los procesos, lo cual era objetivo a cumplir durante el 2016. Otro eje importante contenido en esta hoja es el estudio sobre el potencial de expansión real de la penetración eólica, ya que se enfatiza que a la hora de

planificar la expansión de la generación eólica no solo se debe analizar la capacidad del país para ampliar la generación, si no que por su naturaleza intermitente, el análisis debe de ir necesariamente acompañado de la búsqueda de un respaldo. En el **Plan de Expansión de la Generación 2016-2035** se recomienda que este respaldo sea brindado por la Planta Hidroeléctrica Diquís (ICE, 2017b), que se encuentra en etapa de consulta a comunidades indígenas.

Además, la hoja de ruta propone que durante el periodo comprendido entre 2016 y 2020 se desarrollen ciertas capacidades para la generación eólica terrestre y se cierren una serie de brechas identificadas. Las capacidades citadas por desarrollar están ligadas con la parte de capacitación del personal y adquisición de programas que permitan hacer pronósticos relacionados con el estado del tiempo. También se plantea como objetivo lidiar con el problema de transmisión que enfrenta la generación eólica. Como se ha apuntado anteriormente, la mayor parte de la capacidad instalada y potencial eólico del país se encuentra en la parte noroeste del país, no obstante la red de transmisión de esa zona hacia la parte central, donde se encuentra el principal centro de carga nacional, no cuenta con la capacidad para transmitir energía de nuevos proyectos. Por lo tanto, es necesaria la ampliación de las redes de transmisión que conectan el centro del país con las zonas donde se encuentra el grueso del potencial de generación eólico (ICE, 2015c).

Luego, se propone la expansión de la capacidad instalada comercial en el periodo entre 2016 y 2025. Dado que todos los proyectos “fijos” contemplados en el **Plan de Expansión de la Generación 2014-2035** para el 2017 ya están instalados, la adición de nuevos proyectos se hará en el caso de que se desarrollen algunos no presentados como fijos en dicho documento, viniendo a participar como parte de los proyectos genéricos. Por último se propone que de manera continua, a lo largo del periodo de implementación del **Plan estratégico para la promoción y desarrollo de fuentes de energía renovables no convencionales 2016-2035**, se realice una constante medición y evaluación del recurso eólico terrestre a la vez que se mejoran los mecanismos para hacerlo (ICE, 2015c).

Adicionalmente en este plan estratégico se plasma la hoja de ruta para el desarrollo del eólico marino. Esta fuente de energía aún no ha sido empleada para la generación eléctrica comercial, y cuenta con limitada investigación al respecto. Dado esto, la explotación de este recurso para la generación de electricidad en el futuro dependerá de cuánta de la investigación que se propone realizar en los próximos años se pueda hacer realmente. La hoja de ruta para el desarrollo del eólico marino se puede apreciar en el cuadro 15.

**Cuadro 15**  
**Hoja de ruta para el desarrollo eólico marino en Costa Rica**

2016	Estudio de potenciales del recurso: optimización de mapas eólicos, determinación de potenciales y zonificación del recurso.
2016-2020	Desarrollo de capacidades: asesoría, capacitación y seguimiento tecnológico en el tema.
2016-2035	Monitoreo del recurso eólico marino. Se plantea la necesidad de iniciar una red de medición del recurso eólico marino.
2022	Determinación de los efectos de la energía eólica marina en el SEN con estudios de penetración.
2025-2026	Evaluación y adecuación del marco normativo.
Después del 2025	Confección de un proyecto piloto de baja escala (menos de 2 MW).
Después del 2027	Investigación aplicada en temas relacionados a energía eólica marina para generación eléctrica.
Después del 2027	Desarrollo de infraestructura y logística portuaria.
Después del 2030	Desarrollo comercial de la fuente (si las condiciones técnicas, económicas y los requerimientos del Plan de Expansión así lo indicaran).

Fuente: ICE (2015c).

La ruta comienza por proponer que en 2016 se hiciese un análisis del potencial eólico marino, empleando principalmente información ya existente como los mapas de CIGEFI del 2009. De estos mapas se identifica preliminarmente un importante potencial de viento en el Pacífico Norte del país, sobre todo en la zona de Bahía Salinas y en la Península de Santa Elena. Posteriormente, la ruta propone que se capacite personal sobre el tema en el periodo comprendido entre 2016 y el 2020. También, se plantea realizar un monitoreo constante del recurso marino a lo largo del periodo de vigencia del plan, entre 2016 y 2035. Para el 2022 se espera poder determinar los impactos que tendrá sobre el SEN la penetración de la energía eólica marina. Luego, entre 2025 y 2026 la hoja planea que se empiece a dar la evaluación del marco normativo con relación a la generación eólica marina, para poder realizar las adecuaciones correspondientes. A partir del 2025 se llevaría a cabo el primer proyecto piloto, el cual sería a baja escala (menos de 2MW de capacidad). Después del 2027 se haría investigación aplicada sobre la generación eólica marina, se desarrollaría la infraestructura y logística portuaria; y después de 2030 se podría llegar al objetivo de desarrollar comercialmente la fuente.

### 3. Oportunidades y retos para la generación de energía eólica en Costa Rica

En los capítulos anteriores se ha analizado con detenimiento el estado y las oportunidades de la energía eólica en Costa Rica y el mundo, para proceder en este capítulo a resaltar las oportunidades y plantear los retos para el país.

La mayoría de los países del mundo muestran un especial interés por incrementar la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, como complemento a la originada en combustibles fósiles. Según la *U.S. Energy Information Administration* (EIA), en el año 2012 solamente el 21,9% de la generación neta de electricidad del mundo provino de fuentes renovables (16,9% hidroeléctrica, 2,4% eólica, 0,5% solar, 0,3% geotérmica y 1,8% de otras fuentes), mientras que la proveniente de combustibles fósiles representó un 67,2% y la nuclear un 10,9% (EIA, 2016c).

Si bien el interés en esta fuente de energía se hace especialmente evidente a partir de mediados de la primera década de este siglo, en los años más recientes adquiere especial importancia. Según la *International Renewable Energy Agency* (IRENA), entre el año 2005 y el 2012 la generación neta de energía eólica a nivel mundial pasó de 100.000 GWh a poco más de 500.000 GWh, y dos años después, en el 2014, superó los 700.000 GWh (IRENA, 2016).

Según la EIA (2016c), para el año 2040 se prevé que la generación neta de electricidad a partir de fuentes renovables aumentará a 29,1%, con una reducción en la participación de la generación a partir de combustibles fósiles, a 58,5%, y un pequeño incremento de la nuclear a 12,4%. Para ese año se estima que el 6,7% de la generación neta de electricidad del mundo será eólica.

A nivel internacional, el crecimiento esperado en la generación eólica está asociado con una reducción en los costos de generación. Como se ha indicado, según las estimaciones de expertos recopiladas por Wiser et al. (2016), el CNE de las tecnologías generación eólica en altamar y en tierra firme descenderá, en comparación al 2014, entre 24% y 30% para el 2030, y entre un 35% y 41% para el 2050. Otros estudios coinciden que los costos de la energía eólica continuarán descendiendo (IRENA, 2012; IEA, 2016a; GWEC, 2016b).

Aunque Costa Rica destaca a nivel mundial porque la mayor parte de la generación eléctrica se realiza a partir de fuentes renovables, principalmente hidroeléctrica, no escapa a esa tendencia planetaria. Tanto el **Plan Nacional de Energía 2015-2030** (MINAE, 2015), como el **Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2016-2035** (ICE, 2017b), y en particular el **Plan estratégico para la promoción y desarrollo de fuentes de energía renovables no convencionales 2016-2035** (ICE, 2015c), hacen referencia a la expansión de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables.

La generación eólica con fines comerciales inició en Costa Rica (y en Latinoamérica) en 1996, con la entrada en operación de la empresa privada Plantas Eólicas S.A., con una capacidad de 20 MW. Para el 2016, según información del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE, 2017b), generaron energía eólica dos entidades públicas (el ICE y la CNFL), una cooperativa (Coopesantos R.L.), y once proyectos privados, que suman en total una capacidad instalada de 319 kW, los cuales representan un 9,2% de la capacidad instalada total de generación eléctrica.

En ese mismo año, la generación eólica fue de 1.147 GWh, lo que representó un 10,6% de la generación eléctrica del país en ese año.

Sin embargo, aunque el ICE (2017b, 48-49) estima que el potencial eólico en tierra firme para Costa Rica, con un factor de planta superior al 30%, alcanza los 2.400 MW de capacidad, lo que representa una energía anual de 6.700 GWh, lo cierto es que en el mismo documento (**Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2016-2035**) únicamente plantea cinco proyectos privados cada uno con una capacidad instalada de 20 kW cuyo inicio de operaciones estaba previsto para el 2016 (y que efectivamente entraron en operación como se comprueba en: CENCE, 2017a), más varios proyectos privados "candidatos" para entrar en operación en el 2020 con una potencia total de 70 kW. No se prevén nuevos proyectos hasta después del 2030.

Se reconoce entonces el potencial de la generación eólica en el país, pero no se puede dejar de hacer referencia a la conveniencia o no de seguir expandiendo este tipo de energía no firme o intermitente. A lo largo del presente documento se han expuesto los múltiples beneficios de la generación eólica; no obstante, también se ha señalado que uno de sus principales retos es su intermitencia, es decir, que su disponibilidad no está garantizada durante todo el día o durante todo el año, dependiendo completamente de las condiciones naturales y el estado del tiempo. A este tipo de fuentes se les llama también energías renovables variables (ERV).

Dada su no firmeza, aumentar la penetración en un sistema eléctrico de las ERV -como la energía eólica y solar- necesita de un respaldo que actúe en aquellos momentos donde las condiciones naturales no permitan que estas generen electricidad y así asegurándose de que el servicio eléctrico no sea interrumpido.

En este sentido, en la hoja de ruta de expansión de la energía eólica terrestre (ICE, 2015c) se enfatiza que a la hora de planificar la expansión de la generación eólica no solo se debe de analizar la capacidad del país para ampliar la generación, si no que por su naturaleza intermitente, el análisis debe de ir necesariamente acompañado de la búsqueda de un respaldo. En el **Plan de Expansión de la Generación 2016-2035** se recomienda que este respaldo sea brindado por la Planta Hidroeléctrica Diquís (ICE, 2017b), que se encuentra en etapa de consulta a comunidades indígenas, pero cuya realización parece cada vez más difícil.

Complementariamente, el estudio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) publicado en febrero del 2017 y titulado **Estudio de red Costa Rica: Análisis de opciones para manejar una mayor incorporación de energías renovables variables** fue elaborado con el propósito de *“confirmar que se podrían añadir algunas instalaciones adicionales de ERV (aquí eólica y solar) a las nuevas capacidades de generación previstas que serán instaladas hasta el año 2018, y que el sistema de transmisión de Costa Rica está técnicamente bien equipado para absorber las altas cuotas de generación de ERVs propuestas en los escenarios de mayor integración (escenarios propuestos por los autores del documento) para 2024”* (BID; 2017a: 5). Para alcanzar esto se compararon siete diferentes escenarios que contemplan distintos niveles de crecimiento de la capacidad de ERV en los próximos años, que son los siguientes:

-Capacidades 2015: capacidades instaladas a 2015

-2018 Base: ERV existentes más proyectos firmes con encargo al año 2016

- 2018 ERV de Referencia: desarrollo más probable de ERV en base a proyectos firmes más las solicitudes de conexión existentes
- 2018 ERV de Avanzada: aumento máximo de ERV viable para el 2018 según propuesta del ICE
- 2024 Base: ERV existentes más proyectos firmes con encargo a 2018
- 2024 ERV de Referencia: base 2018 más aumento moderado de ERV según el ICE
- 2024 ERV de Avanzada: Base 2018 más ERV adicional para suplir el aumento neto de la demanda 2018-2024, según el consorcio a cargo del documento

Entre estos, el escenario más relevante en el análisis es el de “2024 ERV de Avanzada”, que evalúa la factibilidad de suplir el aumento en la demanda de electricidad entre 2018 y 2024 exclusivamente con expansiones de la capacidad eólica y solar. En general, el documento destaca la calidad de los recursos de ERV disponibles en el país gracias a las excelentes fuentes de viento en Guanacaste y otras zonas montañosas del país, así como al importante potencial de generación solar, el cual ha sido relativamente poco explotado.

Por otra parte, este estudio indica que el país no enfrenta graves problemas técnicos que limiten la mayor integración de ERV en el sistema siempre y cuando haya una correcta interacción entre la energía hidroeléctrica y las ERV. En efecto, el SEN puede lidiar con una importante penetración de ERV sin comprometer la seguridad operativa, es decir que cuenta con las condiciones para que esta entrada no ponga en peligro la continuidad y calidad del suministro de energía eléctrica. Además, según los escenarios planteados por el BID, no es necesario un refuerzo adicional de la red de suministro.

No obstante, el documento realiza una serie de recomendaciones técnicas para optimizar la incorporación de mayor proporción de ERV al SEN. Para empezar, este sugiere distribuir las instalaciones de ERV por todo el territorio –no concentrándolas en Guanacaste- para cargar menos la red y reducir los requerimientos mínimos de reservas operativas. También, recomienda que la expansión de la oferta de ERV no se centre únicamente en la energía eólica y que incorpore ampliamente la energía solar a pequeña y gran escala, dado que esta última puede complementarse de buena manera con el almacenamiento de alta capacidad hidroeléctrico de regulación diaria. Luego, con el objetivo de reducir al mínimo la generación por medio de combustibles fósiles a través de la expansión de las ERV, se indica que dicha expansión debería darse al punto de suplir la demanda que no puede cubrir la generación hidroeléctrica y geotérmica durante la época seca. Así mismo, durante la época lluviosa se debería de usar mayoritariamente la energía proveniente de la generación hidroeléctrica. Después, este propone que se le permita al operador limitar la potencia a la generación, ya sea de ERV o hidroeléctrica, según criterios previamente definidos. Por último recomienda que el código de la red sea actualizado, que se desarrolle un método más avanzado para determinar la demanda por reservas en función de la carga y las fluctuaciones de ERV, que se fijen requisitos más bajos de reservas para evitar costos innecesarios, entre otras recomendaciones técnicas ampliamente desarrolladas en el documento

Si bien según el BID se cuenta con la capacidad técnica, este también apunta que el reto más grande al que se enfrenta el país para una mayor integración de las ERV es de tipo económico. Implementar el escenario 2024 ERV de Avanzada -en vez del escenario 2024 ERV de Referencia- prácticamente duplica el costo total. Según el análisis de sensibilidad, en condiciones hidrológicas promedio, los costos del escenario de referencia se igualarían con el de avanzada solo en el caso de que se dupliquen los costos del diesel y bunker y que se dé una reducción en el costo de la instalación de las ERV de un 50%. No obstante, en caso de enfrentar condiciones hidrológicas muy secas, solo se necesitaría que se dé una de las dos situaciones mencionadas para que se igualen los costos.

En síntesis, el país cuenta con las condiciones técnicas para una mayor penetración de energías renovables variables o no firmes hasta el punto de cubrir el aumento neto en la demanda de electricidad entre 2018 y 2024, no obstante llevarlo a cabo tendría un alto costo económico. En este contexto, la decisión depende de si además de la buena disposición, el país podrá contar con los recursos para financiar una expansión de las ERV -y en particular de la eólica- de la magnitud mencionada.

### **¿Privado o público?**

Un último asunto al que conviene hacer referencia es si la expansión de la capacidad de generación eólica debe hacerse por medio de actores públicos, privados, o mediante una combinación de ambos.

Como se expuso anteriormente en el presente documento, la primera planta de generación eólica fue desarrollada con capital privado. Si bien el ICE pretendía poner en marcha la primera a principios de los noventa, barreras financieras y decisiones políticas priorizaron otras obras postergando su realización. Luego de esto, se han sumado una serie de desarrollos eólicos tanto privados como públicos que han convertido a esta fuente en la tercera más importante en el país en cuanto a generación. Actualmente, de las 14 plantas eólicas con actividad comercial en Costa Rica, dos son públicas (una propiedad del ICE y otra de la CNFL), otra es de una cooperativa (Coopesantos R.L) y las demás 11 pertenecen a empresas privadas.

Algo que caracteriza a los desarrollos públicos de generación eólica es que son, por mucho, aquellos con mayores costos. Al examinar el estudio de la Contraloría General de la República sobre los costos nivelados de la energía (CNE) de varios proyectos de generación eléctrica, los proyectos eólicos privados tienen un costo cercano- e incluso inferior en el caso de la planta Chiripa- a los costos promedios observados a nivel mundial, mientras que los costos de los dos proyectos públicos incluidos en este estudio más que duplican el promedio mundial (IRENA, 2017; CGR, 2016). Estos desarrollos públicos son la planta Valle Central de la CNFL y la planta Los Santos de Coopesantos R.L.

Vale recordar que según la CGR (2015), la planta Valle Central se caracteriza por presentar procesos deficientes en su etapa de desarrollo, y producir con costos poco competitivos. Adicionalmente, otro proyecto eólico de la misma compañía, llamado San Buenaventura, se encuentra actualmente paralizado ya que la CNFL no ha encontrado una oferta de desarrollo que



cumpla con sus especificaciones y que sea concreta y rentable. A febrero del 2015, la compañía ya había gastado alrededor de US\$ 1,6 millones en obras y otros gastos relacionados con el parque San Buenaventura pero en 2017 este proyecto continua estancado (Fornaguera, 2015b). Por tanto, las plantas Valle Central y San Buenaventura son evidencia de las dificultades enfrentadas por CNFL en el desarrollo de plantas eólicas rentables. Además esta compañía también tuvo problemas en el desarrollo de la planta hidroeléctrica Balsa Inferior, el proyecto con el CNE más elevado entre los analizados en el estudio de la CGR de 2016 (CGR, 2016). Por otra parte, si bien no se cuenta con estudios financieros como el de la CGR para la planta de Los Santos, sí es claro que esta produce electricidad a un costo elevado con respecto a las demás plantas en Costa Rica y en el mundo.

En general, el sector público ha tenido dificultades en relación con la energía eólica. El ICE tomó más tiempo del pensado en arrancar con la planta eólica Tejona y este además ha señalado una serie de barreras que enfrenta para el desarrollo de la energía eólica (ICE, 2015c), la CNFL ha sido fuertemente cuestionada por la situación financiera de sus proyectos eólicos Valle Central y San Buenaventura, y la planta Los Santos de Coopesantos R.L. opera con costos muy elevados, lo cual nos indica que en general el sector público no ha tenido las mejores experiencias en la generación de energía eólica.

Las costosas incursiones del sector público en la generación eólica sugieren entonces que es preferible que este tipo de desarrollos se deje en manos del sector privado. Este último ha demostrado, como se ve en los resultados del estudio de la CGR del 2016, que puede desarrollar proyectos de generación con CNE similares al promedio internacional (CGR, 2016). Entonces el sector público podría actuar como ente facilitador de inversiones privados eólicas a través de incentivos o mecanismo de apoyo. A su vez, el sector público podría aprovechar y concentrarse en emplear su mayor capacidad financiera en proyectos de gran envergadura, que difícilmente podrían ser llevados a cabo por entes no públicos (como el desarrollo de proyectos geotérmicos o hidroeléctricos), dejando aquellos que pueden desarrollador creando menor capacidad a los desarrolladores privados.

## Referencias bibliográficas

- ACAN-EFE (2016). **Panamá inicia construcción de la primera planta de gas natural de Centroamérica.** Colón, Panamá: Agencia EFE en Centroamérica (ACAN-EFE). Artículo publicado en el Diario El Financiero el 27 de mayo de 2016. Disponible en: [http://www.elfinancierocr.com/negocios/Economia-ambiente-hermanados-natural-Centroamerica\\_0\\_964703522.html](http://www.elfinancierocr.com/negocios/Economia-ambiente-hermanados-natural-Centroamerica_0_964703522.html)
- Banco Mundial (2017). **World Development Indicators.** Washington D.C.: World Bank Group. Disponible en: <http://databank.worldbank.org/data/reports.aspx?source=world-development-indicators#>
- BID (2017). **Estudio de Red Costa Rica. Análisis de opciones para manejar una mayor incorporación de energías renovables variables.** Washington D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Disponible en: <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=EZSHARE-307127374-5>
- BID (2016). **Documento de Cooperación Técnica. Actualización de la Estrategia de Introducción del Gas Natural en Centroamérica.** Washington D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Disponible en: <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=38578135>
- Bloomberg (2016). **New Energy Outlook 2016.** Nueva York: Bloomberg New Energy Finance. Disponible en: <https://www.bloomberg.com/company/new-energy-outlook/>
- Bonilla, Javier (2015). **Energía Eólica en Costa Rica.** San José: Ponencia presentada en el Foro Iberoamericano de Energías Renovables no Convencionales, 17 y 18 de setiembre del 2015, en San José, Costa Rica. Disponible en: <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/12a7d75f-c615-4587-b3c4d6d89ee2bc1d/Eolico+JavierBonilla+ForoER.pdf?MOD=AJPERES>
- Bosque, Diego (2016). **Tribunal definirá futuro de exploración petrolera en enero.** San José: Artículo publicado en el Diario La Nación el 16 de diciembre de 2016. Disponible en: [http://www.nacion.com/nacional/Tribunal-definira-futuro-exploracion-petrolera\\_0\\_1603839633.html](http://www.nacion.com/nacional/Tribunal-definira-futuro-exploracion-petrolera_0_1603839633.html)
- Cambronero, Natasha (2017). **Sala IV deja en suspenso decreto de José María Figueres sobre exploración petrolera.** San José: Artículo publicado en el Diario La Nación el 27 de enero de 2017. Disponible en: [http://www.nacion.com/nacional/politica/Sala-IV-Figueres-exploracion-petrolera\\_0\\_1612238816.html](http://www.nacion.com/nacional/politica/Sala-IV-Figueres-exploracion-petrolera_0_1612238816.html)

- Cambronero, Natasha y Oviedo, Esteban (2016). **Resucita decreto que permitiría pactar exploración petrolera en Costa Rica**. San José: Artículo publicado en el Diario La Nación el 14 de diciembre de 2016. Disponible en:  
[http://www.nacion.com/nacional/politica/Resucita-decreto-permitiria-exploracion-petrolera\\_0\\_1603439707.html](http://www.nacion.com/nacional/politica/Resucita-decreto-permitiria-exploracion-petrolera_0_1603439707.html)
- CENCE (2017a). **Informe mensual abril 2017**. San José: Sistemas de Información Especializados, Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Disponible en:  
[https://appcenter.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivoMes.jsf?init=tr&categoria=3&codigoTipoArchivo=3007&fecha\\_inic=ante](https://appcenter.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivoMes.jsf?init=tr&categoria=3&codigoTipoArchivo=3007&fecha_inic=ante)
- CENCE (2017b). **Informe anual 2016**. San José: Sistemas de Información Especializados, Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Disponible en:  
<https://appcenter.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3008>
- CENCE (2017c). **Producción bruta, demanda de energía y capacidad instalada en placa**. Sistemas de Información Especializados, Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).
- CEPAL (2015). **Energía en Centroamérica: Reflexiones para la Transición Hacia Economías Bajas en Carbono**. México D.F.: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) para el Estado de la Región. Disponible en:  
[http://www.estadonacion.or.cr/files/biblioteca\\_virtual/otras\\_publicaciones/energia\\_ca.pdf](http://www.estadonacion.or.cr/files/biblioteca_virtual/otras_publicaciones/energia_ca.pdf)
- CEPAL (2004). **Estrategia para el fomento de las fuentes renovables de energía en América Central**. México D.F.: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Disponible en:  
[http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/25671/1/LCmexL620\\_es.pdf](http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/25671/1/LCmexL620_es.pdf)
- CGR (2016). **Informe de la Auditoría Operativa Acerca de la Eficacia y Eficiencia en la Asignación de Fuentes de Energía para la Generación Eléctrica**. San José: División de Fiscalización Operativa y Evaluativa, Área de Fiscalización de Servicios Ambientales y de Energía de la Contraloría General de la República (CGR). Disponible en:  
[https://cgrfiles.cgr.go.cr/publico/docs\\_cgr/2017/SIGYD\\_D\\_2017000696.pdf](https://cgrfiles.cgr.go.cr/publico/docs_cgr/2017/SIGYD_D_2017000696.pdf)
- CGR (2015). **Informe de la Auditoría de Carácter Especial acerca del Desarrollo y Operación del Parque Eólico Valle Central de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.** San José: División de Fiscalización Operativa y Evaluativa, Área de Fiscalización de Servicios Ambientales y de Energía de la Contraloría General de la República (CGR). Disponible en:  
[https://cgrfiles.cgr.go.cr/publico/docs\\_cgr/2015/SIGYD\\_D\\_2015013009.pdf](https://cgrfiles.cgr.go.cr/publico/docs_cgr/2015/SIGYD_D_2015013009.pdf)

- CNFL (2017). **¿Quiénes somos?** San José: Página web de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz. Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). Disponible en: <https://www.cnfl.go.cr/index.php/perfil-cnfl/quienes-somos#historia>
- Coopesantos (2017). **Proyecto Hidroeléctrico.** San José: Página web de la Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L, (Coopesantos R.L.). Disponible en: <http://www.coopesantos.com/contenido/pagina/proyecto-hidroel%C3%A9ctrico-2.html>
- Cruz, María Fernanda (2015). **Gobierno da primer paso hacia importación de gas natural, que está fuera del monopolio de RECOPE.** San José: Artículo publicado en el Diario El Financiero el 4 de octubre de 2015. Disponible en: [http://www.elfinancierocr.com/economia-y-politica/gas\\_natural-plan\\_nacional\\_de\\_energia-irene\\_canas-cepal-minae\\_0\\_821917822.html](http://www.elfinancierocr.com/economia-y-politica/gas_natural-plan_nacional_de_energia-irene_canas-cepal-minae_0_821917822.html)
- De la Cruz, Vladimir (2004). **Las luchas sociales en Costa Rica, 1870-1930.** San José: Editorial de la Universidad de Costa Rica (EUNED). Disponible en: [https://books.google.co.cr/books?id=kZMn4rSRb20C&pg=PA160&lpg=PA160&dq=electricidad+1930+costa+rica&source=bl&ots=uJx65eLzjC&sig=TBvw36NBsz8BjD5zftPqb24r63g&hl=es419&sa=X&redir\\_esc=y#v=onepage&q=electricidad%201930%20costa%20rica&f=false](https://books.google.co.cr/books?id=kZMn4rSRb20C&pg=PA160&lpg=PA160&dq=electricidad+1930+costa+rica&source=bl&ots=uJx65eLzjC&sig=TBvw36NBsz8BjD5zftPqb24r63g&hl=es419&sa=X&redir_esc=y#v=onepage&q=electricidad%201930%20costa%20rica&f=false)
- Díaz, Natalia (2017). **Petróleo y gas natural nacionales.** San José: Artículo de opinión publicado en el Diario La Nación el 11 de enero de 2017. Disponible en: [http://www.nacion.com/opinion/foros/Petroleo-gas-natural-nacionales\\_0\\_1609039087.html](http://www.nacion.com/opinion/foros/Petroleo-gas-natural-nacionales_0_1609039087.html)
- Díaz, Ronald (2006). **El Desarrollo de los Proyectos de Energía Eólica en Costa Rica (1979-2005).** México D.F: Ponencia presentada en el I Congreso Iberoamericano de Ciencia, Tecnología, Sociedad e Innovación CTS+I, 19 y 23 de junio del 2015, en México D.F., México. Disponible en: <http://oei.es/memoriasctsi/seccuno07.htm>
- Departamento de Energía de los Estados Unidos (2016). **Advantages and Challenges of Wind Energy.** Washington D.C.: Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable, Departamento de Energía de los Estados Unidos. Disponible en: <http://energy.gov/eere/wind/advantages-and-challenges-wind-energy>
- Dobles, Roberto (2017). **Limitaciones de la Energía Firme del Sistema Eléctrico Nacional.** San José: Artículo de opinión publicado en el Diario La República el 9 de mayo del 2017. Disponible en: <https://www.larepublica.net/noticia/limitaciones-de-la-energia-firme-del-sistema-electrico-nacional>
- EIA (2016a). **International Energy Outlook 2016.** Washington D.C.: U.S. Energy Information Administration (EIA). Disponible en: [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2016).pdf)



- Gipe, Paul (2006). **Renewable Electricity Generation Policy Mechanisms**. California, Estados Unidos: Organización Wind Works. Disponible en:  
[http://www.wind-works.org/cms/uploads/media/EECA\\_Renewable\\_Energy\\_Policy\\_Mechanism\\_Ver\\_06.pdf](http://www.wind-works.org/cms/uploads/media/EECA_Renewable_Energy_Policy_Mechanism_Ver_06.pdf)
- GWEC (2016a). **Global Wind Report. Annual Market Update 2015**. Bruselas, Bélgica: Global Wind Energy Council (GWEC). Disponible en:  
[http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015-Report\\_April-2016\\_19\\_04.pdf](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015-Report_April-2016_19_04.pdf)
- GWEC (2016b). **Global Wind Energy Outlook 2016**. Brussels, Belgium: Global Wind Energy Council (GWEC). Disponible en:  
<http://www.gwec.net/publications/global-wind-energy-outlook/global-wind-energy-outlook-2016/>
- Hess, Hermann (2014). **Análisis del Sector y las Tarifas Eléctricas en Costa Rica**. San José: Academia de Centroamérica, Serie Análisis 4.
- Hidalgo, Alejandro; Barrantes, Luis Ángel; Rivas, José Luis (2013). **Potencial Eólico de Costa Rica**. San José: Departamento de Proceso de Expansión Integrada, Centro Nacional de Planificación Eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).
- ICE (2017a). **Generación Distribuida**. Página web del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Disponible en:  
[http://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/electricidad/proyectos-energeticos/Generacion\\_Distribuida#.WTGfpWjyu70](http://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/electricidad/proyectos-energeticos/Generacion_Distribuida#.WTGfpWjyu70)
- ICE (2017b). **Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2016-2035**. San José: Departamento de Proceso de Expansión Integrada, Centro Nacional de Planificación Eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Disponible en:  
<https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/beb21101-9c67-4acf-964e-c7a00f682040/PEG+2016-2035.pdf?MOD=AJPERES&CVID=IPcDy1N&CVID=IPcDy1N&CVID=IPcDy1N>
- ICE (2015a). **Plan de Expansión de la Transmisión 2015-2025**. San José: Departamento de Proceso de Expansión Integrada, Centro Nacional de Planificación Eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Disponible en:  
<https://www.kolbi.cr/wps/wcm/connect/abfc4f8f-49e7-4936-b0a6-66a8c0f23f5f/Plan%2Bde%2BExpansio%CC%81n%2Bde%2Bla%2BTransmisio%CC%81n%2B2015-2025%2Bnov2015.pdf?MOD=AJPERES&CVID=I96A.oh>
- ICE (2015b). **Costa Rica: Matriz eléctrica. Un modelo sostenible, único en el mundo**. San José: Dirección de Comunicación e Identidad Corporativa del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Disponible en:  
[http://gobierno.cr/wp-content/uploads/2015/06/matriz\\_folleto\\_ICE.pdf](http://gobierno.cr/wp-content/uploads/2015/06/matriz_folleto_ICE.pdf)

- ICE (2015c). **Plan estratégico para la promoción y desarrollo de fuentes de energía renovables no convencionales 2016-2035**. San José: Área de Planificación y Desarrollo, Gerencia de Electricidad Eléctrico del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).
- ICE (2014). **Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2014-2035**. San José: Departamento de Proceso de Expansión Integrada, Centro Nacional de Planificación Eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Disponible en: <https://grupoice.com/wps/wcm/connect/19ae6b97-af0b-4505-aeb5-2e93266182d7/FolletoLineasdeTransmisionyCamposElectromagneticos.pdf?MOD=AJPERES>
- ICE (2011). **Líneas de Transmisión y Campos Electromagnéticos**. San José: Centro de Servicio Gestión Ambiental, Unidad Estratégica de Negocios de Proyectos y Servicios Asociados (UEN PySA) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).
- ICE (2005a). **Informe Finalización de Obra Proyecto Eólico Tejona**. San José: Unidad Estratégica de Negocios de Proyectos y Servicios Asociados (UEN PySA) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).
- ICE (2005b). **Plantas del ICE. Especificaciones Técnicas n°2**. Museo Histórico y Tecnológico del Grupo ICE del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Colección Patrimonio y Futuro n°13.
- ICE (1991). **Evaluación del Potencial Geotérmico de Costa Rica**. San José: Departamento de Recursos Geotérmicos del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).
- ICE (s.f). **Fuentes Renovables de Energía: una alternativa para generar electricidad**. San José: Unidad Estratégica de Negocios de Servicio al Cliente (UEN Servicio al Cliente) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) Disponible en: <http://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/e027a034-5b68-4beb-8cd4-ad55622d28db/Guia+Renovables.pdf?MOD=AJPERES&CVID=11DRUYH>
- ICE y Electrowatt (1984). **Non Conventional Energy Sources. Volume 1. Wind Energy**. San José: Departamento de Estudios Especiales y Departamento de Estudios Básicos del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y Electrowatt Engineering Services Ltd.
- IEA (2017). **Frequently Asked Questions: What is the difference between electricity generation capacity and electricity generation?** Paris: Página web de la International Energy Agency (IEA). Disponible en: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=101&t=3>

- IEA (2016a). **Next Generation Wind and Solar Power**. Paris: International Energy Agency (IEA). Disponible en:  
<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/NextGenerationWindandSolarPower.pdf>
- IEA (2016b). **Energy and Air Pollution. World Energy Outlook Special Report**. Paris: International Energy Agency (IEA). Disponible en:  
<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WorldEnergyOutlookSpecialReport2016EnergyandAirPollution.pdf>
- IEA (2015). **Renewable Energy Medium-Term Market Report 2015**. Paris: International Energy Agency (IEA). Disponible en:  
<https://www.iea.org/Textbase/npsum/MTrenew2015sum.pdf>
- IEA (2013). **Technology Roadmap: Wind Energy**. Paris: International Energy Agency (IEA). Disponible en:  
[https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind\\_2013\\_Roadmap.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf)
- IEA (2012). **IEA Statistics: Renewables Information**. Paris: International Energy Agency (IEA). Disponible en:  
<http://www.iea.org/media/training/presentations/statisticsmarch/renewablesinformation.pdf>
- IRENA (2017). **IRENA Data & Statistics**. Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos: International Renewable Energy Agency (IRENA). Disponible en:  
<http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=3&subTopic=1057>
- IRENA (2016). **Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics July 2016**. Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos: International Renewable Energy Agency (IRENA). Disponible en:  
<http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=54>
- IRENA (2015a). **Renewable Power Generation Costs in 2014**. Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos: International Renewable Energy Agency (IRENA). Disponible en:  
[https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_RE\\_Power\\_Costs\\_2014\\_report.pdf](https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf)
- IRENA, (2015b). **Energías Renovables en América Latina 2015: Sumario de Políticas**. Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos: International Renewable Energy Agency (IRENA). Disponible en:  
[http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_RE\\_Latin\\_America\\_Policies\\_2015\\_ES.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Latin_America_Policies_2015_ES.pdf)



- IRENA (2012). **Wind Power. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series.** Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos: International Renewable Energy Agency (IRENA). Disponible en:  
[https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re\\_technologies\\_cost\\_analysis-wind\\_power.pdf](https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-wind_power.pdf)
- IRENA y IEA (2016). **Wind Power. Technology Brief.** Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos: International Renewable Energy Agency (IRENA). Disponible en:  
[http://www.iea-etsap.org/Energy\\_Technologies/Energy\\_Supply.asp](http://www.iea-etsap.org/Energy_Technologies/Energy_Supply.asp)
- IRENA y GWEC (2012). **30 years of Policies for Wind Energy. Lessons from 12 Wind Energy Markets.** Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos: International Renewable Energy Agency (IRENA). Disponible en:  
[https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_GWEC\\_WindReport\\_Full.pdf](https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_GWEC_WindReport_Full.pdf)
- Jiménez, Roberto (2010). **Sector eléctrico de Costa Rica: Aplicación del Análisis Estructural para Definir Variables Claves de una Reforma Neoclásica.** San José: Cuadernos de Investigación Universidad Estatal a Distancia (UNED). Vol. 2. Disponible en:  
<http://investiga.uned.ac.cr/revistas/index.php/cuadernos/article/view/158/50>
- Kukreja, Rinkesh (2016). **Advantages of Fossil Fuels.** Blog: Conserve Energy Future (CEF). Disponible en:  
[http://www.conserve-energy-future.com/Advantages\\_FossilFuels.php](http://www.conserve-energy-future.com/Advantages_FossilFuels.php)
- Laporte, Sadí (1980). **Análisis preliminar del viento en Costa Rica.** San José, Costa Rica: Departamento de Estudios Básicos, Dirección de Planificación Eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).
- Laporte, Sadí (1979). **Energía eólica en Fuentes de Energía No Convencionales.** San José, Costa Rica: Departamento de Estudios Especiales, Dirección de Planificación Eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).
- Lantz, Eric; Hand, Mauren; Wiser, Ryan (2012). **The Past and Future Cost of Wind.** Washington, D.C: National Renewable Energy Laboratory (NREL). Disponible en:  
<http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54526.pdf>
- Mars, Amanda (2017). **Trump resucita dos polémicos oleoductos frenados por Obama.** Nueva York: Artículo publicado en el Diario El País el 24 de enero de 2017. Disponible en:  
[http://internacional.elpais.com/internacional/2017/01/24/actualidad/1485273185\\_448772.html](http://internacional.elpais.com/internacional/2017/01/24/actualidad/1485273185_448772.html)

- Martínez, Jan (2017). **Trump retira a EE UU del Acuerdo de París contra el cambio climático.** Washington: Artículo publicado en el Diario El País el 2 de junio de 2017. Disponible en:  
[http://internacional.elpais.com/internacional/2017/06/01/estados\\_unidos/1496342881\\_527287.html](http://internacional.elpais.com/internacional/2017/06/01/estados_unidos/1496342881_527287.html)
- Meyers, Bracken (2017). **Types of Wind Turbines.** Blog: Centurion Energy. Disponible en:  
<http://centurionenergy.net/types-of-wind-turbines>
- MINAE (2017). **Historia.** San José: Página web del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE). Disponible en: <http://www.minae.go.cr/index.php/es/2012-06-08-20-19-22/quienes-somos>
- MINAE (2015). **VII Plan Nacional de Energía 2015-2030.** San José: Dirección Sectorial de Energía (DSE) del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE). Disponible en:  
<http://www.minae.go.cr/recursos/2015/pdf/VII-PNE.pdf>
- Moomaw, William; Yamba, Francis; Kamimoto, Masayuki; Maurice, Lourdes; Nyboer, John; Urama, Kevin; Weir, Tony (2011). **Introduction. IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation.** Cambridge y New York: Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC). Disponible en:  
[http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN\\_Full\\_Report.pdf](http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf)
- Óskarsdóttir, Margrét (2014). **A General Description and Comparison of Horizontal Axis Wind Turbines and Vertical Axis Wind Turbines.** Reykjavik, Islandia: Tesis presentada en cumplimiento parcial de de los requisitos del Máster en Ingeniería Mecánica de la Facultad de Ingeniería y Ciencias Naturales de la Universidad de Islandia. Disponible en:  
[http://skemman.is/stream/get/1946/19859/45642/1/Margr%C3%A9t\\_%C3%93sk\\_%C3%93skarsd%C3%B3ttir.pdf](http://skemman.is/stream/get/1946/19859/45642/1/Margr%C3%A9t_%C3%93sk_%C3%93skarsd%C3%B3ttir.pdf)
- RECOPE (2012). **RECOPE propone estrategia para el uso del Gas Natural en Costa Rica.** San José: Boletín número 50 del 25 de setiembre del 2012, Departamento de Comunicación de la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE). Disponible en:  
<https://www.recope.go.cr/wp-content/uploads/2012/11/Boletin-No-55-del-25-de-setiembre-del-2012-gas-natural.docx>
- REN21 (2016). **Renewables 2016. Global Status Report.** Paris: Renewable Energy Policy Network for the 21<sup>st</sup> Century (REN21). Disponible en:  
[http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR\\_2016\\_Full\\_Report.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report.pdf)
- Saad, Magedi Moh y Asmuin, Norzelawati (2014). **Comparison of Horizontal Axis Wind Turbines and Vertical Axis Wind Turbines.** Johor, Malaysia: IOSR Journal of Engineering (IOSRJEN). Vol. 04, Núm. 08. Disponible en:  
[http://www.iosrjen.org/Papers/vol4\\_issue8%20\(part-2\)/E04822730.pdf](http://www.iosrjen.org/Papers/vol4_issue8%20(part-2)/E04822730.pdf)

- Sancho, Sebastián (2000). **Aprovechamiento de Fuentes No Convencionales de Energía**. San José: Centro Nacional de Planificación Eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).
- Sandoval, José Fulvio y Li, Federico (2015). **El Modelo de Regulación Tarifaria para el Servicio de Electricidad y el Costo de la Energía Eléctrica en Costa Rica**. San José: Revista Nacional de Administración de la Universidad Estatal a Distancia (UNED). Vol. 6, Núm. 2. Disponible en:  
[http://investiga.uned.ac.cr/revistas/index.php/rna/article/view/822/pdf\\_12](http://investiga.uned.ac.cr/revistas/index.php/rna/article/view/822/pdf_12)
- Sawyer, Steven y Lockhart, Eric (2016). **Global Wind Energy Outlook 2016**. Bruselas, Bélgica: Transcripción del seminario web organizado por Clean Energy Solutions Center en alianza con el Global Wind Energy Council (GWEC), 16 de diciembre del 2016. Disponible en:  
[https://cleanenergysolutions.org/sites/default/files/documents/2016-12-15 transcript.pdf](https://cleanenergysolutions.org/sites/default/files/documents/2016-12-15%20transcript.pdf)
- Serrano-González, Javier y Lacal-Aránzaga, Roberto (2016). **Technological Evolution of Onshore Wind turbines—a Market-Based Analysis**. Petten, Holanda: Revista Wind Energy. Vol. 19, Núm. 12. Disponible en:  
<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/we.1974/pdf>
- SNC Lavalin y Enerchem Tek (2012). **Perspectivas sobre el potencial uso del gas natural en Costa Rica**. San José: Estudio por SNC Lavalin y Enerchem Tek para la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE). Disponible en: [https://www.recope.go.cr/wp-content/uploads/2012/09/SNC-Lavalin\\_Perspectivas\\_sobre\\_-uso\\_-de\\_-LNGen\\_CR.pdf](https://www.recope.go.cr/wp-content/uploads/2012/09/SNC-Lavalin_Perspectivas_sobre_-uso_-de_-LNGen_CR.pdf)
- Stacy, Tom y Taylor, George (2015). **The Levelized Cost of Electricity from Existing Generation Resources**. Washington, DC: Institute for Energy Research (IER). Disponible en:  
[http://instituteforenergyresearch.org/wp-content/uploads/2015/06/ier\\_lcoe\\_2015.pdf](http://instituteforenergyresearch.org/wp-content/uploads/2015/06/ier_lcoe_2015.pdf)
- The Wind Power (2017). **The Wind Power Database**. Tournefeuille, Francia: Base de datos de The Wind Power: Wind Energy Market Intelligence. Disponible en:  
[http://www.thewindpower.net/country\\_windfarms\\_es\\_29\\_costa-rica.php](http://www.thewindpower.net/country_windfarms_es_29_costa-rica.php)
- Vargas, Leiner (2009). **Generación eléctrica privada en Costa Rica**. San José: Revista Ambientico. N°187. Disponible en:  
[https://www.researchgate.net/publication/304794432\\_Generacion\\_electrica\\_privada\\_en\\_Costa\\_Rica](https://www.researchgate.net/publication/304794432_Generacion_electrica_privada_en_Costa_Rica)
- WEC (2013a). **World Energy Trilemma: 2013 Energy Sustainability Index**. Londres: World Energy Council (WEC). Disponible en:  
<https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/2013-Energy-Sustainability-Index-VOL-2.pdf>

WEC (2013b). **World Energy Perspective: Cost of Energy Technologies**. Londres: World Energy Council (WEC). Disponible en:  
[https://www.worldenergy.org/wpcontent/uploads/2013/09/WEC\\_J1143\\_CostofTECHNOLOGIES\\_021013\\_WEB\\_Final.pdf](https://www.worldenergy.org/wpcontent/uploads/2013/09/WEC_J1143_CostofTECHNOLOGIES_021013_WEB_Final.pdf)

Wiser, Ryan; Jenni, Karen; Seel, Joachim; Baker, Erin; Hand, Maureen; Launtz, Eric y Smith, Aaron (2016). **Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers: The Views of the World's Leading Experts**. Paris: International Energy Agency (IEA). Disponible en:  
<https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-1005717.pdf>

WWEA (2006). **Wind Energy: Technology and Planning**. Alemania: World Wind Energy Association (WWEA). Disponible en:  
[http://www.wwindea.org/technology/ch01/en/1\\_2.html](http://www.wwindea.org/technology/ch01/en/1_2.html)  
<http://www.wwindea.org/technology/ch01/estructura-en.htm>

Yepez, Ariel (2016). **Gas natural en Centroamérica y el Caribe: Nuevos desarrollos y oportunidades**. Blog: Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Disponible en:  
[https://blogs.iadb.org/energia\\_es/2016/12/02/2061/](https://blogs.iadb.org/energia_es/2016/12/02/2061/)

#### **Leyes:**

Decreto 26750 (1998). **Decreto que reglamenta la realización de Estudios de Impacto Ambiental para los Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos**. República de Costa Rica. Publicada en el Diario Oficial La Gaceta el 17 de marzo del 1998.

Decreto 36693 (2011). **Decreto que declara la moratoria nacional a la explotación petrolera**. República de Costa Rica. Publicada en el Diario Oficial La Gaceta el 19 de agosto del 2011.

Decreto 37413 (2012). **Decreto que declara de interés público las actividades de importación, uso y distribución del gas natural licuado**. República de Costa Rica. Publicada en el Diario Oficial La Gaceta el 11 de septiembre del 2012.

Decreto 38537 (2014). **Decreto que reforma el artículo 1° del decreto ejecutivo 36693 que extiende la moratoria nacional a la explotación petrolera**. República de Costa Rica. Publicada en el Diario Oficial La Gaceta el 25 de agosto del 2014.

Ley 449 (1949). **Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)**. República de Costa Rica. Colección de leyes y decretos. Año 1949. Semestre 1. Tomo 1. Página 257.

Ley 7200 (1990). **Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela**. República de Costa Rica. Publicada en el Diario Oficial La Gaceta el 28 de septiembre de 1990.

Ley 7508 (1995). **Reformas de la Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela 7200**. República de Costa Rica. Publicada en el Diario Oficial La Gaceta el 9 de mayo de 1995.

Ley 7554 (1995). **Ley Orgánica del Ambiente**. República de Costa Rica. Publicada en el Diario Oficial La Gaceta el 13 de noviembre de 1995.

Opinión Jurídica OJ-017-2014 (2014). **Pronunciamiento respecto a la consulta si el gas natural está comprendido dentro del monopolio administrado por la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE)**. República de Costa Rica. Publicado en el Boletín 16 de la Procuraduría General de la República el 7 de marzo del 2017.

## Apéndice

### Aspectos técnicos sobre la generación de energía eólica

En este Apéndice se presentan los principales aspectos técnicos sobre la generación de energía eólica, como son los componentes de las turbinas, las diferentes tecnologías según localización, escala y tipo de turbina.

#### A.1. Componentes de una turbina de generación eólica

Una típica turbina de viento moderna se compone de diversas partes. Las **aspas** son los componentes de las turbinas de viento encargados de capturar la energía del viento, energía que es posteriormente transformada en energía rotacional por el **rotor**. Si bien existen varias conformaciones posibles, las turbinas modernas generalmente cuentan con tres aspas y rotores horizontales. La mayoría de las aspas son fabricadas con plásticos reforzados con fibra de vidrio o con fibra de carbón, y poseen una forma aerodinámica (WWEA, 2006; IRENA y IEA, 2016).

La energía rotacional proveniente del rotor se transfiere a través del cubo del rotor hacia la **caja de engranaje**. Esta caja se encarga de transformar la baja velocidad rotacional proveniente de las aspas a una alta velocidad rotacional, lo que sirve luego de insumo para el generador. En algunas turbinas de las más nuevas este componente no es necesario (WWEA, 2006; IRENA y IEA, 2016).

El **generador** es el componente responsable, como su nombre lo dice, de generar la electricidad. El eje rotacional a alta velocidad conectado a la caja de engranaje fuerza la rotación eje del generador, convirtiendo la energía rotacional en energía eléctrica. Para las turbinas de viento se pueden emplear dos tipos de generadores. Primero se encuentran los de inducción o asíncronos que necesitan de alguna potencia de excitación de la red para funcionar, y también están los generadores síncronos que pueden funcionar en aislamiento (WWEA, 2006; IRENA y IEA, 2016).

La **góndola** es la estructura principal de la turbina y es donde se encuentran elementos como el eje del rotor, el freno del rotor, la caja de engranaje y el generador. Esta cuenta con un sistema de guiñada que es el responsable de rotar la góndola para alinear la turbina de viento con la dirección del viento. Generalmente esta se confecciona a base de fibra de vidrio (WWEA, 2006; IRENA y IEA, 2016).

La **torre** es la encargada sostener y elevar las aspas del rotor, el cubo del rotor y la góndola con sus componentes. Las torres son comúnmente estructuras cónicas y tubulares hechas de acero. Sin embargo, también se construyen torres de concreto, o de otros materiales. La altura de las torres está en función de las características del lugar y depende de las condiciones en la velocidad del viento y del diámetro del rotor. Muchas torres de gran tamaño cuentan con escaleras incorporadas, e incluso elevadores, que permiten el acceso a la góndola (WWEA, 2006; IRENA y IEA, 2016).

Las turbinas así mismo cuentan con un **sistema de control** que desempeña varias funciones. Primero controla las turbinas al manejar la velocidad de rotación y la dirección del sistema de guiñada, segundo se encarga de monitorear y recolectar datos operacionales, y tercero tiene la función de mantener informados de la actividad a los operadores de la turbina (IRENA y IEA, 2016).

Por último, el **transformador** se encuentra generalmente a nivel del suelo y se encarga de transformar la electricidad proveniente del generador para que cuente con el voltaje necesario (IRENA y IEA, 2016).

## A.2. Tipos de tecnologías según localización

Actualmente, las turbinas de viento se pueden instalar ya sea en tierra firme o en altamar. La mayor diferencia entre estos dos tipos de turbinas son sus cimientos. Una turbina en **tierra firme** se sostiene en cimientos de concreto sobre la tierra; mientras que una turbina en **altamar** tiene sus cimientos ya sea en el agua (turbina flotante) o en el fondo del mar (turbina con un fondo fijo).

Además las turbinas en altamar, por tener costos de capital y de mantenimiento significativamente mayores, y por tanto una menor participación de mercado en relación con las turbinas en tierra firme. Sin embargo, el uso de turbinas en altamar es cada vez mayor, sobre todo en Europa, gracias a los apoyos gubernamentales surgidos de la idea de que el viento en altamar es más rápido y más estable (IRENA y IEA, 2016). Además, países asiáticos también cuentan con turbinas en altamar, como es el caso de China, Japón y Corea de Sur. Además, Estados Unidos se encuentra las primeras etapas de desarrollo de este tipo de turbinas. La región de Latinoamérica no cuenta por el momento con turbinas en altamar (GWEC, 2016a).

## A.3 Tipos de tecnologías según escala

La generación de energía eólica se puede dar a diferentes escalas, donde cada escala cuenta con tipos diferentes de turbinas para lograrlo, que son los siguientes:

Las turbinas a **escala de servicio público** tienen generalmente tres aspas, un diámetro de entre 80 y 100 metros, una capacidad de entre 500 y 3.000 kW y suelen formar parte de un parque eólico conformado por entre 15 y 150 turbinas conectadas a una red de distribución pública (IRENA, 2012).

Las turbinas a **escala intermedia**, que cuentan con entre 100 kW y 250 kW de capacidad, consiguen proveer de electricidad a un pueblo o a un conglomerado de empresas, y pueden estar conectados o no a la red de distribución pública (IRENA, 2012), y donde la electricidad no utilizada es en ocasiones vendida al distribuidor público (Saad y Asmuin, 2014).

En los últimos años se ha expandido el interés por las **turbinas a pequeña escala**, lo que ha llevado a la creación de diseños innovadores a esta escala, que si bien solo significa una pequeña proporción de la generación eólica, es un segmento de mercado que está creciendo rápidamente. Las pequeñas turbinas son generalmente consideradas aquellas con capacidades de generación menores a las 100 kW, y que se emplean para generar electricidad destinada a unidades como hogares, fincas, refugios o faros localizados en zonas remotas o desconectadas de la red. Al compararlas con las turbinas a escala de servicio público, aquellas de pequeña escala tienen generalmente mayores costos de capital y alcanzan menores factores de capacidad; pero son capaces de suplir cantidades importantes de demanda de electricidad insatisfechas, y tienen el potencial de ofrecer beneficios económicos y sociales en la esfera local sobre todo cuando son utilizados fuera de la red (IRENA, 2012).

#### **A.4. Tipos de tecnologías según tipo de turbina**

Una turbina de viento pueden ser de dos tipos: de eje vertical o de eje horizontal. Por un lado, las turbinas a **eje vertical** presentan varias ventajas. Primero, en comparación con aquellas con eje horizontal, estas se caracterizan por necesitar menor velocidad de viento para funcionar, por lo que pueden construirse más cercanas a la superficie de la tierra permitiendo que se posicione parte del equipo pesado (e.g. el generador) más abajo, facilitando su control y mantenimiento y causando menor impacto visual. Además, estas turbinas no necesitan un mecanismo de guiñada (que puede ser sumamente caro) ya que tienen la ventaja de poder aprovechar el viento proveniente de todas direcciones. Adicionalmente, estas pueden tolerar ambientes bruscos, y no necesitan ser apagadas en casos de viento muy fuerte. Estas permiten también que los equipos estén colocados a poca distancia unos de los otros dentro de un parque eólico, aprovechando mejor el espacio. Por último, se caracterizan por producir relativamente menos ruido (Saad y Asmuin, 2014; Óskarsdóttir, 2014).

Sin embargo, las turbinas a eje vertical también presentan desventajas. Al estar posicionadas más cerca de la superficie de la tierra, donde la fuerza del viento es menor, para una misma fuerza del viento y una misma área se produce una menor cantidad de electricidad que las de eje horizontal. Así mismo, las turbinas con ejes verticales no funcionan apropiadamente en lugares que presentan numerosas ráfagas cortas con vientos a gran velocidad, son propensas a tener problemas de estabilidad dinámica (Saad y Asmuin, 2014; Óskarsdóttir, 2014) y son menos eficientes en transformar la energía del viento en energía mecánica (IRENA y IEA, 2016). Estas turbinas en general no poseen cuotas de mercado significativas (IRENA, 2012) y usualmente tienen pequeñas capacidades de generación (IRENA y IEA, 2016).

En una turbina con **eje horizontal** las aspas del rotor se encuentren conectadas a un eje horizontal. Estas turbinas pueden tener ya sea un rotor a favor del viento o uno en contra de este (Óskarsdóttir, 2014). Las turbinas de eje horizontal presentan como ventaja su alta capacidad de generación de energía eléctrica, además de su elevada eficiencia debido a la posición de sus aspas que las hace recibir más energía para la rotación. También, estas cuentan con capacidad variable de hélice de paso y con altura suficiente que les permiten capturar grandes cantidades de energía (Saad y Asmuin, 2014; Óskarsdóttir, 2014). Actualmente, la mayoría de las turbinas

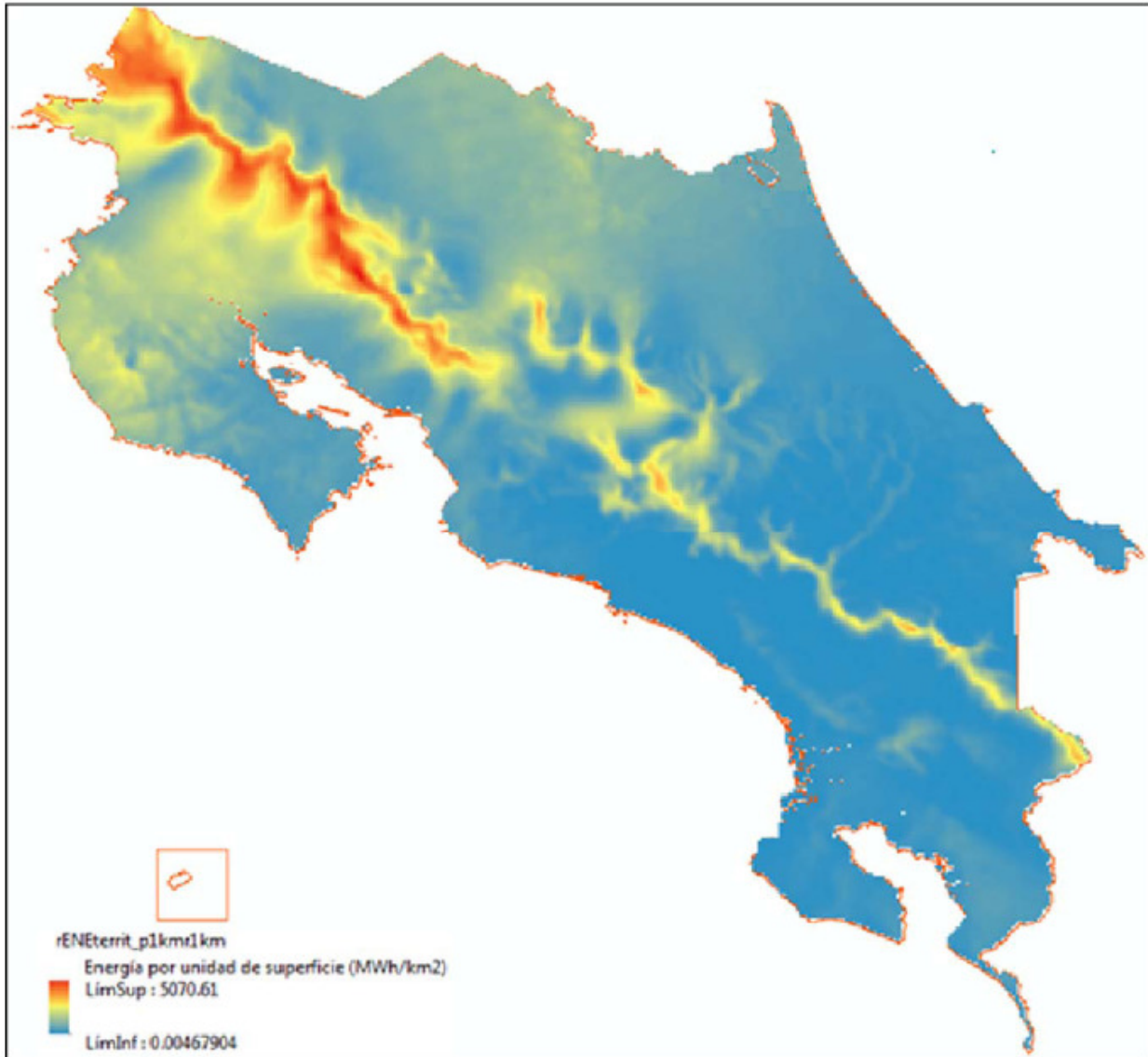


modernas empleadas a escala de servicio público poseen una turbina de eje horizontal (IRENA, 2012).

Entre las desventajas de las turbinas con ejes horizontales están que estas turbinas necesitan de torres sumamente grandes para sostener las pesadas aspas, la caja de engranaje y el generador. Además, subir estos componentes a altas alturas sobre la torre puede significar un reto a la hora de la instalación. Adicionalmente, su gran tamaño hace que se obstruya la vista en grandes áreas, en detrimento del paisaje natural que en ocasiones lleva a la oposición pública. También, estas necesitan de mecanismo adicionales de guiñada y de frenado para girar las aspas hacia el viento o parar completamente sus giros ante vientos muy fuertes (Meyers, 2017).

**Conclusiones y recomendaciones???**

**Anexo**  
**Mapa de energía potencial por unidad de área de terreno**



Fuente: Hidalgo et al. (2013).