



UNIVERSIDAD DE
COSTA RICA



UN APORTE AL DEBATE SOBRE FUENTES ALTERNATIVAS DE
ENERGÍA EN COSTA RICA. EL CASO DE LA ENERGÍA SOLAR

JORGE MONGE ZELEDÓN

Setiembre de 2016

Índice de contenido

Introducción.....	1
1. Contexto nacional para el uso de energía solar.....	2
1.1. La conformación del sistema eléctrico nacional.....	3
1.2. Las nuevas energías alternativas variables en Costa Rica.....	6
1.2.1. Energía eólica.....	7
1.2.2. Energía solar.....	9
1.3. Definiciones.....	12
2. Contexto internacional.....	15
2.1. Producción de electricidad a partir de energía solar.....	15
2.2. Costos de producción.....	20
2.3. Políticas de fomento de energía solar, tarifas y subsidios.....	22
2.4 Tecnología y tendencias en el uso de energía solar.....	28
2.5. A modo de conclusión.....	34
3. El debate acerca de la generación eléctrica a partir de la energía solar...	36
3.1. Generación distribuida: ¿servicio público o no?.....	36
3.1.1. ARESEP y la Norma POASEN.....	36
3.1.2. Dictamen de la PGR y Reglamento del MINAE.....	37
3.2. Tarifas: ¿servicio al costo o subsidios cruzados?.....	41
3.3. Perspectivas en el debate.....	44
3.4. Conclusiones.....	48
Referencias bibliográficas.....	56

Introducción

A nivel internacional, el modelo de generación, transmisión y distribución de energía; las tecnologías y fuentes; así como su grado de participación en la matriz energética, impactan directamente en el desempeño económico, ambiental y social de un país. En este marco, en Costa Rica se debate actualmente sobre el potencial de la incorporación de fuentes “alternativas” de energía, buscando un balance entre la visión de país con respecto a sus políticas ambientales de desarrollo sustentable, y su mejor desempeño energético competitivo desde una perspectiva sistémica.

En este contexto, la presente investigación tiene como objetivo analizar las perspectivas de los diferentes actores a nivel nacional y la experiencia internacional para realizar aportes al debate sobre la energía solar en la red eléctrica nacional. Se aborda la energía solar en la red eléctrica del país a diversas escalas, tanto para comercialización como para autoconsumo.

Lo anterior como un aporte al debate nacional, de si se requiere adecuar o no la política energética existente y sus instrumentos¹, donde el país intenta valorar adecuadamente riesgos y oportunidades de desarrollo sistémico nacional, en una perspectiva que balancee sustentabilidad, competitividad y desarrollo humano; es decir, contribuir a hacer posible el evaluar y contestar como “agentes razonables” (Rawls, 2001) en qué medida la energía solar es una solución sustentable, competitiva (sistémica y eficiente) y de desarrollo humano (justa y equitativa), al problema energético nacional.

El presente informe consta de tres capítulos. En el primero de ellos se aborda el contexto nacional para el uso de energías alternativas, incluyendo antecedentes, como la conformación del sistema eléctrico, su organización y abordando brevemente la evolución de la situación de las nuevas energías alternativas más difundidas, es decir la eólica y la solar. El segundo capítulo discute las principales tendencias a nivel internacional en cuanto a la incorporación de energía solar en sistemas eléctricos, en particular se abordan elementos en términos de la generación de electricidad, considerando aspectos de tecnología y de comercio, de igual forma que algunos instrumentos para su promoción y subsidio. Finalmente, el tercer capítulo aborda los principales factores que vienen incidiendo en la actualidad en la generación eléctrica a partir de energía solar en el país, incluyendo regulación y tarifas, así como las posiciones de los actores en el debate de la agenda nacional.

De esta forma, el Observatorio del Desarrollo de la Universidad de Costa Rica procura aportar a un debate en el que resulta de gran importancia que las decisiones que se tomen acerquen las posiciones, balanceando los intereses de desarrollo sustentable y reducción de emisiones, los costos y competitividad de la energía y el beneficio de la población.

¹ Tales como tarifas, reglamentos, subsidios cruzados de la población general a los que tienen capacidad de inversión, entre otros.

1. Contexto nacional para el uso de energía solar

En el ámbito de desarrollo sostenible en general, concepto posicionado por la Comisión Mundial de Ambiente y Desarrollo de las Naciones Unidas en 1987, que asume que existen límites al desarrollo establecidos por el medio ambiente, el estado actual de la tecnología y de la organización social y de la biosfera para asimilar los efectos de la actividad, el país establece en 1990 estrategias que fomentan la conservación y explotación de recursos, orientación de la inversión en tecnología, desarrollo y cambio institucional en armonía con el desarrollo económico e instrumentos de estímulo como el Fondo Nacional de Financiamiento Forestal (FONAFIFO)², siendo el primer país en establecer un impuesto a las emisiones de carbono por medio del impuesto a los combustibles que aporta a dicho fondo de compensación³.

El desarrollo ambiental de Costa Rica le ha permitido posicionarse internacionalmente como un país de vocación “verde”. Dando continuidad a una larga secuencia de acciones en este sentido, se debe destacar la reciente Estrategia Nacional Cambio Climático (ENCC)⁴, que busca el establecimiento de la meta de carbono neutralidad para el 2021 y propone la creación de un mercado de carbono voluntario para contribuir a su logro como alternativa a las negociaciones internacionales (Monge, 2008)⁵. Asimismo, el Estado y diversos actores socioeconómicos han realizado esfuerzos por desarrollar una competitividad más sistémica, con una intencionalidad de incorporación en encadenamientos productivos globales con mayor valor agregado (Monge, 2004).

En este marco de desarrollo sustentable, la reducción de emisiones es una meta que se contrapone, o al menos limita, los precios mínimos de energía al que el país puede aspirar. La importancia del aspecto energético dado su rol fundamental para el sector productivo implica buscar una competitividad más sistémica, incluyendo innovación tecnológica y diferenciación en mercados (como por ejemplo la marca “C neutral” promovida con ese objetivo). La realidad del estado competitivo del sector productivo nacional y las asimetrías existentes a nivel empresarial, además de la legislación de precios de energía al costo, implícitamente generan la necesidad de abordar el reto de cómo se asumirá el pago de los costos de fuentes renovables, sin que esto sea

² El FONAFIFO surge de la creación de fideicomisos para desarrollo de actividades forestales por el sector privado de la ley forestal de 7174 en 1990, ratificándose como fondo en 1991 mediante norma presupuestaria y formalizándose mediante la promulgación de la Ley Forestal 7575 (abril, 1996).

³ La Ley Forestal 7575 de abril de 1996 crea un sistema de compensación ambiental, por medio de la implementación del Programa de Pago por Servicios Ambientales (PSA), que ejecuta el FONAFIFO, el cual recibe el 3,5% del impuesto único (que está determinado por litro según el tipo de combustible) y se destina para que a través del pago de este impuesto se compensen las emisiones generadas por la quema de hidrocarburos.

⁴ La ENCC se establece en el 2007 como un compromiso voluntario del país en ser carbono neutro, es decir, que el balance final de emisiones de carbono equivalente (unidad para medir todos los Gases efecto Invernadero) sea cero, paralelo a las negociaciones internacionales sobre el Cambio Climático en el marco de las Naciones Unidas. La estrategia plantea de esta forma acciones en cuatro ejes: i) Compensación mediante reforestación (como el PSA); ii) Mitigación mediante reducciones y creación de un mercado local de carbono; iii) Tecnología; y iv) Adaptación al cambio climático.

⁵ Para un adecuado recuento de estos esfuerzos ver el tratado de Arpels (2008).

un factor que afecte -mediante su traslado generalizado a la tarifa eléctrica- a los que poseen menor capacidad de pago afectando por ende el desarrollo humano.

Así, el Estado costarricense ha promovido políticas hacia una matriz energética con mayor grado de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (MINAE, 2011) asociado a un modelo institucional de desarrollo alrededor del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Sin embargo, existe un amplio debate alrededor de la situación actual, incluyendo aspectos como la autosuficiencia, la integración del mercado eléctrico regional, y los retos de gobernanza propios del modelo, así como el desarrollo tecnológico, que resultan en la necesidad de adecuación al nuevo contexto internacional y nacional.

Para analizar la incorporación de la energía solar en la red eléctrica en el país y sus perspectivas, es necesario destacar las características particulares de Costa Rica en cuanto a institucionalidad y actores en la distribución e integración en el mercado eléctrico regional. En efecto, un análisis sobre la situación actual de la incorporación de la energía solar en la red eléctrica en el país y sus perspectivas, se destacan las diferencias en los sistemas eléctricos de los países considerados, dadas las características particulares de Costa Rica en cuanto a institucionalidad y actores en la distribución e integración en el mercado eléctrico regional, como lo estudiara el Observatorio del Desarrollo de la Universidad de Costa Rica (OdD) en una investigación previa (Hess, 2011), aspectos que se tratan en los siguientes acápite.

1.1. La conformación del sistema eléctrico nacional

En el contexto de este debate, es importante analizar los antecedentes históricos del sistema, al menos desde mediados del siglo pasado. En efecto, luego de la instauración de la constituyente de 1949, se crea el ICE, como institución autónoma del Estado, mediante Decreto-ley 449, con el propósito de aumentar la cobertura, calidad y razonabilidad de precios del sistema eléctrico nacional. Por lo que el ICE se haría cargo de producir electricidad aprovechando la energía proveniente de recursos disponibles, renovables, en especial los hidroeléctricos⁶. En esa época también, se había creado el Servicio Nacional de Electricidad, en 1941, para la implementación de proyectos, regulación de los servicios, tarifas, así como la asignación de las concesiones de agua que posteriormente, en los años noventa, se transformaría en la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP).

Hay que resaltar que dentro del modelo costarricense le corresponde al ICE llevar adelante los propósitos de su creación mencionados principalmente a través de su actividad de producción, compra y venta de energía eléctrica de forma directa o por medio de empresas distribuidoras, algunas con producción propia. En el caso costarricense sobresalen las empresas municipales o cooperativas de electrificación, para las que, de las cuatro que existen en el país, tres se crearon en enero de 1965, a saber la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (Coopeguanacaste R.L.), fundada el 10 de enero de 1965; la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (Coopelesca R.L.), fundada el 24 de enero de 1965; y la Cooperativa de Electrificación Rural de los Santos (Coopeasantos R.L.), creada el 17 de enero de 1965. Siendo

⁶ Según Fallas y Hernández (Jiménez, 2009)

promovidas a través del modelo de electrificación rural de la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID por sus siglas en inglés) creada por el congreso de los Estados Unidos de América en 1961, donde ese mismo año el entonces presidente John F. Kennedy lanza la Alianza para el Progreso y visita el país en 1963. Como parte de estos esfuerzos, la *National Rural Electric Cooperative Association* de los Estados Unidos de América (NRECA) proveyó asistencia técnica a las nacientes cooperativas de electrificación rural nacionales. Lo anterior con el propósito de alcanzar la cobertura máxima del territorio nacional y donde no existiera región concesionada, el ICE sería el responsable, generalmente regiones alejadas y dispersas donde el criterio de inversión social prevalecía.

Una cuarta cooperativa es la Coopealfaroruz R.L., fundada cinco años más tarde, en 1972. Todas estas cooperativas nacieron con la ayuda financiera y técnica del Departamento de Cooperativas del Banco de Nacional de Costa Rica, del ICE, de la USAID y con la asistencia de NRECA. Una adecuada descripción de este proceso se puede encontrar en (Mack y McNeil, 2013). Por otro lado, en lo que respecta a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), fue constituida por un plazo de 25 años, como una sociedad anónima, al fusionar, mediante la Ley No. 2 del 8 de abril de 1941, la Compañía *The Costa Rica Electric Light and Traction Company, Limited*; la Compañía Nacional de Electricidad y la Compañía Nacional Hidroeléctrica (o Compañía Electriona). Su vigencia fue prorrogada hasta el 2040, mediante la Ley 4197 del 20 de setiembre de 1968; pero posteriormente, la Ley 8660 (Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones) del 13 de agosto del 2008, fija la vigencia de la CNFL hasta el 2017. En 1970 el ICE y la CNFL suscriben un Convenio para la prestación mutua de servicios.

En el caso de la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), constituida a través de la Ley 3300 del 16 de julio de 1964, se establece después de la llamada huelga de pagos que se genera en la región de Cartago del 62 y que lleva a la creación mediante la mencionada ley. Existen modificaciones posteriores a su marco normativo, cabiendo mencionar que también provee servicios de telecomunicaciones y concesión de aguas hasta 60 MW para uso de fuerza hidroeléctrica, entre otros.

Por otro lado, la empresa de servicios públicos de Heredia (ESPH) tiene sus antecedentes en la planta hidroeléctrica de La Joya en 1915 y posteriormente se da la fundación de la junta administradora eléctrica de la municipalidad de Heredia en octubre de 1949. La primera planta construida por ingenieros costarricenses, es decir Federico Gutiérrez y Jorge Manuel Dengo, se construye precisamente en Heredia, entre 1946 y 1951, denominada la planta hidroeléctrica de Carrillos. Posteriormente, dados los procesos legales alrededor del servicio de agua, el gobierno traslada a la administración de este servicio a la junta administradora eléctrica de la municipalidad de Heredia y posteriormente se funda la ESPH en marzo de 1976.

Por medio de legislación (Leyes 7200 del 28 de setiembre de 1990 y 7508 del 9 de mayo de 1995) se establecieron estímulos a la generación privada, a través de tarifas y contratos de compra de largo plazo que estimulaban la inversión y eliminaban el riesgo de producir a mayor costo que el ICE, por medio de contratos de compra de la producción con precios establecidos por períodos de tiempo que garantizaban recuperación de la inversión y beneficio económico sobre la inversión total, ya “que la metodología utilizada en esa época para el cálculo de tarifas, era una forma de incentivar la inversión en el sector de generación” por lo que estos contratos no

preveían mecanismos para promover eficiencia a la baja en los precios de compra contratados. Años después, la Procuraduría aclararía que el “tema tarifario no era un tema contractual” por lo que ARESEP poseía potestades exclusivas y excluyentes en el tema, y que debía realizar actualización tarifaria de forma anual bajo obligación de Ley.

Por esa amplia participación, el ICE se convierte en el actor dominante, al tener el rol de comprador único, dueño de las líneas de transmisión eléctrica y al ser dentro del mercado eléctrico regional (MER)⁷ el único autorizado a nivel nacional para comprar y vender energía, teniendo además el rol de administrador y planificador de corto plazo para las necesidades del sistema eléctrico nacional (SEN) a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE).

Actualmente las tarifas de estos servicios son definidas por la ARESEP con base en el principio de servicio al costo.

Debe tomarse en cuenta también que, según la legislación existente, la rectoría del sector energía recae sobre el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), que debe elaborar el Plan Nacional de Energía (PNE) que oriente las acciones de los actores por medio del Plan de Desarrollo Eléctrico Nacional (PDEN), definiendo a largo plazo la expansión del desarrollo eléctrico de generación, transmisión y distribución eléctrica del ICE y empresas del sector eléctrico. En los años noventa se crea por Ley, la Dirección de Energía dentro del MINAE, para cumplir con la elaboración de los Planes Nacionales de Energía (PNE). Sin embargo, es la Dirección Sectorial de Energía (DSE), funcionando en el MINAE, con la colaboración de personal del ICE, CNFL y RECOPE, la que ha llevado a cabo la elaboración de dichos Planes, hasta el 2016, en que se ha puesto en operación la Dirección de Energía del MINAE.

El ICE emite en el 2014, un **Plan de Expansión de Generación Eléctrica para el periodo 2014-2035** (ICE, 2014), desarrollado con la capacidad de planificación existente en la institución, el que se revisa cada dos años. Las metas de este Plan son incorporadas, en términos de proyectos por fuentes, en el **VII Plan Nacional de Energía** emitido por el MINAE en el 2015 (MINAE, 2015a).

De esta forma se debe de reconocer que el modelo actual de gobernanza y operación del sector se ha conformado sobre un proceso dinámico, en curso todavía, donde las recomendaciones por un lado de Instituciones Financieras Internacionales (IFIs) y propuestas de reformas algunas plasmadas en procesos regionales en curso como el MER y la construcción del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)⁸, donde también el ICE

⁷ El Mercado Eléctrico Regional (MER) comprende los cinco países de Centroamérica y Panamá y se rige por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central suscrito en diciembre de 1996 y dos Protocolos, suscritos el 11 de junio de 1997, en Ciudad de Panamá, y en abril de 2007, en Villahermosa, Tabasco, México, en la Cumbre para el Fortalecimiento del Plan Puebla Panamá. La consolidación del MER e implementación del Tratado Marco y sus dos protocolos se llevó a cabo con préstamos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Mayor descripción se puede encontrar en:

<http://www.proyectomesoamerica.org>

⁸ El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su primer protocolo, ratificados entre los años 1997 y 1998, por los respectivos congresos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, crearon los organismos regionales de operación y regulación del Mercado Eléctrico

participa como parte del Ente Operador Regional (EOR) y Empresa Propietaria de la Red (EPR), si bien debe someterse a reglas y procedimientos definidos en el ámbito regional que modificarán su forma de operar, peajes y disposiciones para expansión de la red que deberán ir a concurso internacional.

Como corolario del contexto descrito, a continuación, se resumen algunas características del modelo del sector costarricense⁹:

- Propiedad pública de las principales empresas (el ICE y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz -CNFL-).
- Participación de empresas públicas municipales y cooperativas en las fases de producción y distribución de la cadena de valor de los servicios eléctricos.
- Participación privada en el segmento de generación eléctrica hasta un 15% de la capacidad instalada a nivel nacional, según ley 7200, y 15% adicional de fuentes renovables, según ley 7508.¹⁰
- El ICE funge como único comprador a los generadores privados.
- La planificación de corto, mediano y largo plazo es realizada por un ente estatal, responsable del suministro eléctrico, el ICE, en el marco del Plan de Nacional de Energía formulado por el MINAE.
- La transmisión y el centro de control de energía es propiedad y está dirigida por el ICE.
- El sistema con precios regulados bajo el principio de servicio al costo (costos más un rédito para cubrir el desarrollo del servicio) está a cargo de ARESEP.

1.2. Las nuevas energías alternativas variables en Costa Rica

Se entiende por energías alternativas, con base en las definiciones de instituciones líderes globalmente, como el *Natural Resources Defense Council* (NRDC) y el *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), como aquellas que no provienen de combustibles fósiles - como petróleo, carbón, gas natural- por lo que no son aun de uso común, caracterizándose por ser amigables con el ambiente, no generando emisión de carbono equivalente al ambiente;

Regional (MER) y su Consejo Director (CDMER): el Ente Operador Regional (EOR) y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), respectivamente y definieron a la Empresa Propietaria de la Red (EPR) para el desarrollo del primer sistema de interconexión regional (infraestructura SIEPAC). Esta se compone de aproximadamente 1.793 kilómetros de líneas de transmisión de 230 kV con previsión en torres para un segundo circuito futuro, las que se conectan a 15 subestaciones de los países de la región, mediante 28 bahías de acceso, y además se incluyen equipos de compensación reactiva.

⁹ Según Jiménez (2009).

¹⁰ El ICE está autorizado para comprar energía eléctrica proveniente de centrales eléctricas de propiedad privada, hasta por un quince por ciento (15%) adicional al límite indicado en el artículo 7 de la Ley 7200, siempre y cuando sea para adquirir energía de origen hidráulico, geotérmico, eólico y de cualquier otra fuente no convencional, en bloques de no más de cincuenta mil kilovatios (50.000 kw) de potencia máxima, según lo adicionado por el artículo 3º de la Ley No. 7508 del 9 de mayo de 1995.

provieniendo usualmente de fuentes renovables, tal como la energía solar, geotérmica, eólica, o biomasa¹¹ (IPCC, 2016).

En el caso de Costa Rica la promoción y uso de energía de fuentes renovables recibe impulso como parte del desarrollo e influencia de las políticas nacionales de cambio climático y conciencia ambiental sobre el impacto de la energía proveniente de fuentes de combustibles fósiles, por lo que las más atractivas desde esta perspectiva son efectivamente la solar y eólica.

Estas energías de fuente solar o eólica, por su naturaleza misma varían según su disponibilidad ya que ésta se ve afectada por el comportamiento estacional anual e intradiario del clima, por lo que se les dice variables. Asimismo, por esta razón se les considera como no despachables, es decir no se puede programar su despacho y uso, si no que este tiene que utilizarse cuando está disponible para que su costo no se incremente por tener que utilizar sistema de almacenamiento como “baterías” que implicaría bajo el estado actual de desarrollo de la tecnología, mayores costos o subsidios que los actuales para su incorporación.

En el VII Plan Nacional de Energía (MINAE, 2015a) se hace referencia a los potenciales de generación de energías alternativas en el país, citando que el potencial de generación eléctrica de la biomasa se estimó en alrededor de 600 MW, según datos de la DSE del 2007. En el caso de la energía solar en el **Plan de Expansión de la generación eléctrica 2014-2035** (ICE, 2014) se indica que el potencial identificado para la fuente solar es de 120 MW.

A continuación, se hace referencia a la capacidad instalada en el país para la generación de estas energías alternativas variables.

1.2.1. Energía eólica

En el caso de energía producida con fuentes eólicas, al igual que la hidroelectricidad, el viento exhibe un patrón estacional con grandes variaciones de un año a otro. Sin embargo, los meses de diciembre a abril tienen en promedio un factor de planta mensual superior al promedio anual (el factor anual es cercano al 40%), comportamiento que es favorable para compensar el período seco de la producción hidroeléctrica. Según este reporte del ICE, para el año 2012 la capacidad instalada para la generación de este tipo de energía se estima en 134.1 MW, con datos de generación de 503.8 GWh (ICE, 2014).

Los parques establecidos en el país al 2012 reportados en la resolución RIE-080-2013 de la ARESEP, poseen capacidad individual no mayor a 20 MW, e incluyen las plantas de Altamira, Campos Azules, Vientos de la Perla, Vientos de Miramar, Tila Wind I, Montes de Oro, Segeléctrica de Costa Rica S.A., Guayabo, Mogote, Los Ángeles, La Esperanza, Montezuma, Vientos del Este y Los Santos, las que poseen un costo de inversión promedio de US\$ 2.461 por kilowatt (WWI, 2013). En el caso de generación superior a 20 MW sobresale el parque de la empresa Eólico Valle Central Sociedad Anónima (EVCSA), constituida mediante convenio entre la CNFL y el Banco Central de Integración Económica (BCIE), con un costo de inversión de US\$ 3.809 por kilowatt y con una rentabilidad que impactó la condición financiera de la

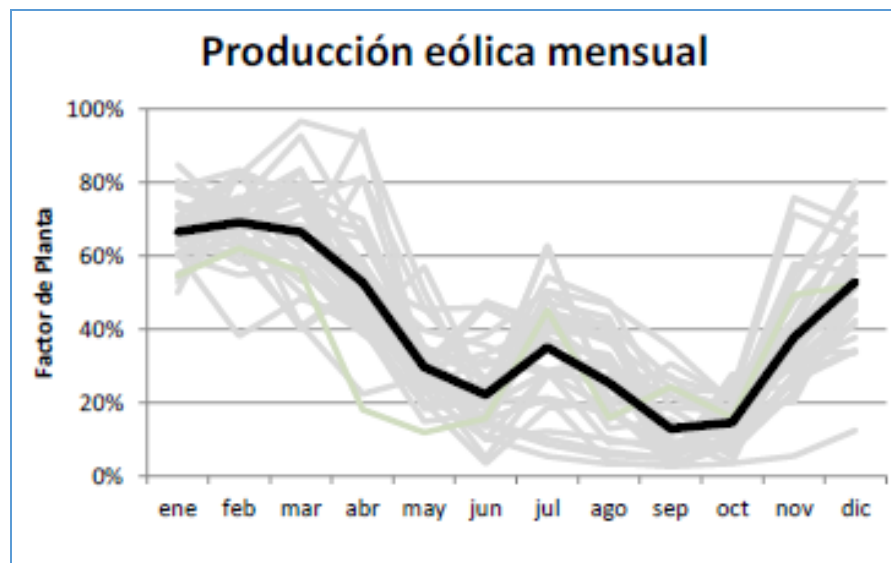
¹¹ Para definiciones, se puede consultar asimismo el glosario de la NRDC (2016)

compañía, por lo que detuvo la implementación de los proyectos de San Buenaventura y Ciruelas, ya que los estudios de factibilidad no establecían una adecuada rentabilidad (WWI, 2013).

Por otro lado, se encuentran plantas de propiedad del ICE, cuyos costos de inversión promedio oscilan entre US\$ 2.772 y US\$ 2.952 por kilowatt, y que incluyen la planta de Tejona, que inició operaciones en el 2002, con una capacidad de 20 MW; la de Tierras Morenas, la tercera de 20 MW, operando desde el 2002; y más recientemente, la planta de Los Santos, de 13 MW, y la de Guanacaste, de 50 MW, a partir del 2009 (ICE, 2014).

Los registros de datos que mantiene el ICE de esas plantas permiten obtener 33 series mensuales del factor de planta. Aunque el registro no es homogéneo, es adecuado para representar la variabilidad de la producción del parque eólico del país (ICE, 2014), recurso que se modela¹² y muestra en el gráfico 1.

Gráfico 1
Factores de planta de producción eólica en Costa Rica, 1996-2014^a



^a Con base en datos mensuales de plantas Tilarán, Tierras Morenas, Guanacaste y Los Santos.
Fuente: ICE (2014).

En ese gráfico se aprecian en gris, los factores de planta mensuales obtenidos del registro de estas cuatro plantas tomadas de referencia, y la línea negra muestra en términos porcentuales, el promedio de las series; observándose que se tiene factores de planta promedio con máximos que oscilan entre 55% y 65% en los meses de diciembre a marzo; mientras que los mínimos son

¹² Como todos los recursos, las plantas eólicas se modelan con SDDP como fuentes renovables de generación no despachable (GND).

cercanos a 15% de capacidad en setiembre y octubre; lo que muestra lo estacional de esta energía.

Al contrastarse con la experiencia internacional, la tecnología eólica, como se verá más adelante, tiene un costo de generación más bajo en general que la solar. La experiencia para la CNFL donde el costo de la producción supera el precio promedio al que vende la energía, y casi duplica el precio promedio de compra a su proveedor principal, el ICE, ha puesto en la arena pública la discusión y elementos de financiamiento de proyectos de energías alternativas con recursos públicos o que impliquen subsidios cruzados implícitos, en especial en las tarifas asociadas a factores de racionalidad de costos de proyectos.

1.2.2. Energía solar

En el caso de energía solar (denominada también energía fotovoltaica), se resume a continuación en el Cuadro 1 una cronología de los hechos relevantes más recientes en la materia en Costa Rica desde en año 2010 hasta enero del 2016.

Cuadro 1
Cronología de hitos con respecto a la energía fotovoltaica en Costa Rica, 2010- enero 2016

25-10-2010: Inicio del Plan Piloto de Generación Distribuida ICE.
15-04-2011: Directriz 14-MINAE. Publicada en Alcance N° 22 a La Gaceta N° 74. Dirigida a los integrantes del subsector electricidad para incentivar el desarrollo de Sistemas de Generación de Electricidad con fuentes renovables de energía en pequeña escala para el Autoconsumo.
08-04-2014: Norma “Planificación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional” (POASEN), aprobada por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). Publicada en Alcance Digital N°12 La Gaceta N°69 del 8 de abril de 2014. Regula la planeación, operación y acceso al SEN y en su capítulo XII trata lo relativo a GD Generación a pequeña escala para autoconsumo.
06-02-2015: Cierre de recepción de solicitudes de participación al Plan Piloto de Generación Distribuida del ICE.
15-05-2015: MINAE sostiene que la generación distribuida para autoconsumo, conocida con neteo sencillo, no es servicio público, por lo tanto, no requiere de permiso para su desarrollo. Realiza consulta a la Procuraduría General de la Republica (PGR).
19-05-2015: Metodología Tarifa Pago de excedentes. Publicada en La Gaceta N°95 del 19 de mayo de 2015. Tarifas fijadas mediante resolución RIE-054-2015.
05-06-2015: Metodología Tarifa de Acceso. Publicada en La Gaceta N°105 del 5 de junio de 2015. Tarifas fijadas mediante resolución RIE-058-2015.
05-06-2015: Metodología Tarifa de Interconexión. Publicada en La Gaceta N°105 del 5 de junio de 2015. Tarifas fijadas mediante resolución RIE-059-2015.
25-06-2015: Dictamen de la Procuraduría General de la República (PGR), número C-165-2015 del 25 de junio de 2015. Concluye que la generación distribuida conocida como neteo sencillo, no es servicio público, y que para ello el usuario/generador debe acordar con la empresa distribuidora llevar a cabo dicha actividad. Asimismo, hace la distinción entre la actividad de generación y la de distribución de electricidad, importante porque si bien el neteo sencillo sería una actividad privada, a la hora de

interactuar con la red de distribución, debe cumplir con las normas técnicas de calidad y además pagar las tarifas por ese servicio público (distribución). En cuanto a la generación distribuida conocida como venta de excedentes, la PGR señaló que sí es un servicio público y que solo podía desarrollarse a la luz de la Ley 7200, limitando esta actividad a la venta de energía solo al Grupo ICE y obligándolas a pasar por un proceso de licitación de venta de energía, lo cual hace esta opción inviable.

14-09-2015: Publicación del Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables. Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla, del MINAE, La Gaceta N°196 del 8 de octubre de 2015.

23-01-2016: Actualización de la norma POASEN publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016. Mediante resolución RJD-030-2016 modifica todo su capítulo XII donde establece dos Modalidades de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables interconectadas a la red. Siendo estas la “Neta sencilla y Neta completa (venta de excedentes)”. Definida esta como: *“La actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, utilizando el modelo contractual de medición neta completa (venta de excedentes), es servicio público y se regirá por lo establecido en la Ley 7200, la Ley 7593 y sus reformas; así como las normas y reglamentos técnicos, metodologías tarifarias y tarifas fijadas para tales efectos por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Asimismo, en lo que le sea aplicable, se regirá por lo establecido para tales efectos por el Ministerio de Ambiente y Energía.”*

El VII Plan Nacional de Energía (MINAE, 2015a) menciona que la energía solar se ha venido desarrollando con la instalación de paneles fotovoltaicos a través de diferentes mecanismos, siendo el desarrollo de mayor trayectoria la electrificación en zonas aisladas realizado por el ICE y Coopeguanacaste R.L. La instalación de centrales solares conectadas a la red se ha dado más recientemente, y la generación distribuida es la que ha estimulado la instalación de paneles interconectados a la red por los consumidores; alcanzándose según dicho Plan, una capacidad instalada de 8,4 MW (Muñoz, 2015), lo cual correspondería a un máximo de 2 MW de generación, calculando con base en los factores de planta usuales, según la *Energy Information Administration* (EIA) del *U.S. Department of Energy* (DOE) (EIA, 2016).

Más específicamente, en el 2012 se inaugura un parque solar en Miravalles, con base en una donación del gobierno japonés de US\$ 10 millones y una capacidad de generación instalada de 1MW, convirtiéndose en la de mayor tamaño en Centroamérica, con una capacidad de generación de 1 MW.

El Plan Piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo del ICE, se establece el 25 de octubre del 2010, con el objetivo de *“analizar las nuevas tecnologías de generación a pequeña escala y su efecto en las redes de distribución, con el propósito de diseñar posteriormente programas de desarrollo de la generación distribuida usando fuentes renovables y establecer los ajustes adecuados al sistema eléctrico y al marco tarifario y regulatorio”* (ICE, 2014) estimulando la instalación de sistemas conectados a la red, para autoconsumo y de fuentes renovables (solar, eólica, biomasa e hídrica).

El plan piloto se realizaría inicialmente por un período de 2 años y una meta de 5 MW, de los cuales 1 MW para proyectos residenciales. Sin embargo, fue extendido en octubre del 2012 por tres años, aumentando la meta a 10 MW. En el 2010, año de inicio del plan piloto, solamente se incorporó un cliente; no obstante, en el 2011 se conectaron 23 nuevos proyectos que sumaban

98,29 kW; mientras que, en el tercer año, 2012, se incrementaron a 42 nuevos proyectos por 226,11 kW; y en los años de la extensión, del 2013 al 2014, se incorporaron nuevos proyectos para un total de 410 proyectos por un total de 6.758,85 kW a partir de energía solar a lo largo del período de ejecución del plan (ICE, 2015). Lo anterior se resume en el Cuadro 2, que muestra la potencia solicitada y las solicitudes aceptadas por tipo de tecnología.

Cuadro 2
Resultados del Plan Piloto de generación distribuida de autoconsumo del ICE¹

Tecnología	Solicitudes aceptadas	Potencia solicitada (kW)
Total	416	11.273,7
Solar	410	6.758,9
Solar y eólica	2	5,4
Biomasa	1	4.500,0
Eólica	1	2,0
Hidro	2	7,5

¹ Solicitudes de proyectos aceptadas según tecnología y potencia total respectiva, 2010-2014.

Fuente: ICE (2015).

Se puede observar en el cuadro anterior, que las demandas y potencia promedio, con excepción de la biomasa (planta piloto Pelón de la Bajura), no fueron tan altas para las demás energías alternativas.

Aunque no hay una evaluación oficial al cierre del proyecto –en la que los datos técnicos y financieros generados sobre costos del plan, contratos y su proyección de funcionamiento y monitoreo según la nueva normativa, son evaluados adecuadamente por las instancias competentes; algunos resultados intermedios publicados (ICE, 2012) señalan lo siguiente:

- *La generación distribuida a pequeña escala no tiene impacto significativo sobre las redes de distribución y tiende a mejorar los niveles de tensión en la red eléctrica adjunta.*
- *La afectación de las perturbaciones a la red eléctrica de baja y media tensión de pequeños sistemas de generación distribuida a base de fuente solar fotovoltaica, eólica y biomasa es mínima y casi despreciable.*
- *Fluctuaciones, huecos (sags), elevaciones (swells) y niveles de tensión no tienen mayor impacto en la red eléctrica a raíz de proyectos de generación distribuida a pequeña escala.*

Esta misma fuente (ICE, 2012) emite algunas observaciones:

- *Conforme se incrementa y se concentra la generación distribuida en una zona específica (según el ICE, aún no se da en el caso Costa Rica), por ejemplo, una urbanización grande de casas y edificios, se debe evaluar mediante mediciones en el sitio las variables que pueden distorsionar la señal eléctrica de la red de distribución. Con mayor frecuencia se debe analizar el contenido de las armónicas de la energía solar fotovoltaica y el aporte de los inversores en la generación de armónicas, para que no superen el nivel máximo permitido por las normas establecidas.*
- *Es importante estudiar las perturbaciones que pueden afectar al sistema eléctrico nacional debido a los proyectos de generación distribuida y así poder brindar soluciones.*

En el 2015, como se menciona en el cuadro 1, se dan tres hechos que inciden de forma importante en el contexto de la utilización de energía solar en generación distribuida, siendo el primero la Norma POASEN de la ARESEP, que define a la generación distribuida como servicio público; lo que es elevado a consulta por el MINAE a la Procuraduría General de la República (PGR), la que emite un dictamen al respecto, propiciando que el MINAE emita el “*Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables. Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla*”, publicado el 14 de setiembre del 2015; que regula todos los sistemas a partir de esa fecha.

El Transitorio III de este Reglamento señala que todos los abonados que instalaron un sistema de generación para autoconsumo con fuentes renovables, previo a la entrada en vigencia del mismo, tendrán un plazo máximo de tres meses para solicitar a la empresa distribuidora la interconexión a la red eléctrica, sujetos al análisis correspondiente. Asimismo, el Reglamento permite en el Transitorio IV, que los contratos suscritos para la participación en algún plan piloto de generación distribuida u otro mecanismo similar, quedan vigentes en su totalidad, hasta la modificación o renovación de éstos, es decir tendrán ese beneficio por 15 años plazo establecido dentro del plan piloto.

1.3. Definiciones

Conviene en este punto, abordar términos que se utilizarán frecuentemente en el texto. Así, no existe una definición consensuada para “*generación distribuida*” (Gómez, 2008), si no que sus definiciones provienen de organismos internacionales, como la *International Energy Agency* (IEA), las Naciones Unidas, así como de agencias gubernamentales y ONG. Por ejemplo, la IEA (2014) define la **Generación Distribuida** (GD) como “*unidades que generan energía eléctrica en la red eléctrica de baja tensión o dentro de las compañías eléctricas locales de distribución*” y no hace referencia –como si lo hacen otras definiciones- a valores específicos de generación.

Una de las definiciones de mayor aceptación o consenso, es la de Ackerman (2000), que considera la definición de **Generación Distribuida** “*como una fuente de generación de energía eléctrica conectada directamente a la red eléctrica de distribución o en la red eléctrica de baja tensión*”, inclusiva en cuanto a varios factores:

- Propósito: la GD se concibe como una fuente de potencia eléctrica activa.
- Ubicación: sistemas situados en la red de distribución y/o en la red de baja tensión
- Tamaño: en función de la potencia nominal, se clasifican en escala micro GD (1-5 kW), pequeña GD (hasta 5MW), mediana GD (hasta 50 MW) y gran GD (hasta 300 MW).

Es decir, se plantea la definición de GD en términos de conexión y localización, sin poner límites a la tecnología o capacidad de la aplicación potencial de la GD. Así, no importaría si fuese generación a gran o menor escala; si proviniese de fuentes renovables o no; o si su aplicación fuese para autoconsumo, generación con medición neta sencilla o neteo simple, definiciones que se retoman a continuación, según la definición oficial del MINAE para Costa Rica.

El **VII Plan Nacional de Energía** (MINAE, 2015a) aborda las fuentes de generación distribuidas dentro de la red y establece **generación neta sencilla** como la generación de electricidad para autoconsumo sin venta de excedentes y por otro lado, define la **generación neta compuesta** como la generación de electricidad para autoconsumo con venta de excedentes.

Por otro lado, el “*Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables. Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla*” (MINAE, 2015b) provee **otras definiciones**, algunas de las cuales se presentan a continuación:

Capacidad instalada: *la suma de las potencias nominales de los generadores instalados dentro de las instalaciones eléctricas del abonado.*

Distribución y comercialización: *actividad que tiene por objeto el trasiego y venta de electricidad para satisfacer la demanda eléctrica de terceros o en un punto de interconexión distinto del sitio de donde se genera la electricidad. Esta actividad incluye la medición, lectura, facturación, cobro de energía entregada y otras actividades relacionadas.*

Fuentes de energía renovable: *fuentes de energía que están sujetas a un proceso de reposición natural y que están disponibles en el medio ambiente inmediato, tales como: la energía del sol, el viento, la biomasa, el agua, las mareas y olas, y los gradientes de calor natural.*

Generación distribuida para autoconsumo: *la alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de depósito y devolución de energía.¹³*

Productor-consumidor: *toda persona física o jurídica que produce electricidad con fuentes renovables para ser aprovechada exclusivamente por él, en el mismo sitio*

¹³ Resaltado es propio, no del texto original.

donde se genera, con el único propósito de suplir parcial o totalmente sus necesidades de energía eléctrica.

Las anteriores definiciones del Plan (MINAE, 2015a) y del Reglamento (2015b) redefinen el marco de generación distribuida en el país, como se discutirá más adelante. En ese contexto, se deben analizar los principales factores de la generación eléctrica a nivel internacional, los cuales serán considerados posteriormente para el caso específico nacional.

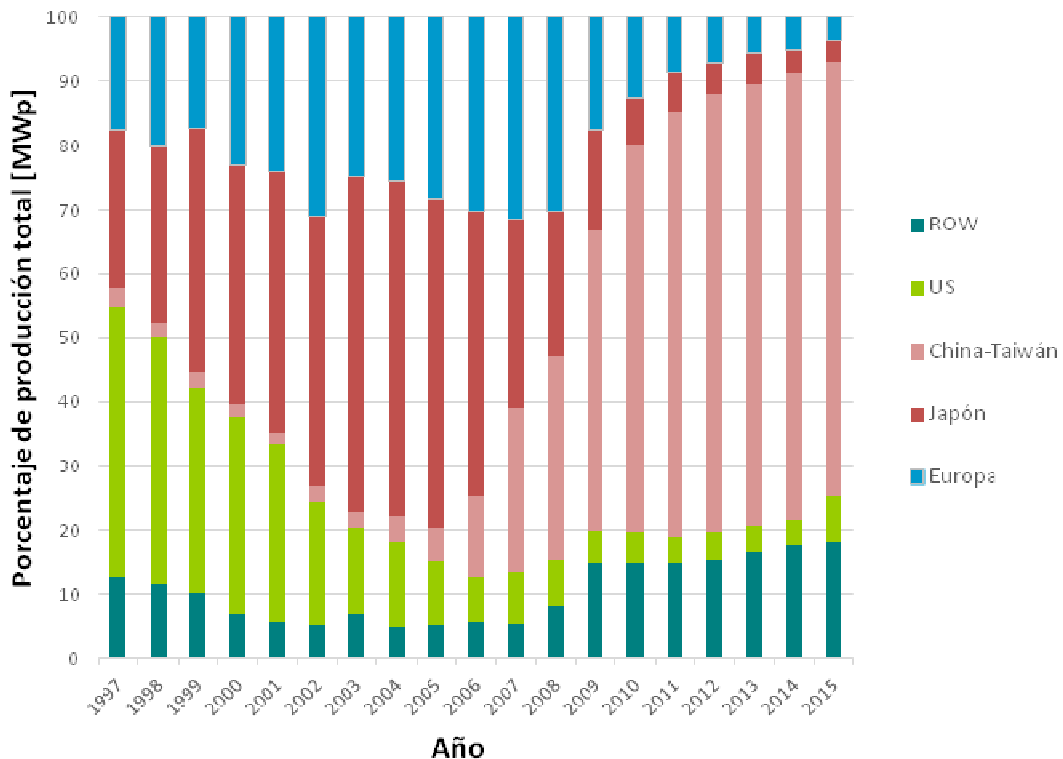
2. Contexto internacional

El presente capítulo trata sobre el contexto global de utilización de energía solar, incluyendo las principales experiencias internacionales, los mayores productores de la misma, los costos, las políticas de fomento incluyendo las tarifas y subsidios utilizados, así como las tecnologías de producción solar y las tendencias actuales, resaltando las conclusiones más relevantes para el caso costarricense.

2.1. Producción de electricidad a partir de energía solar

La producción de paneles solares en su periodo inicial, estaba liderada por los Estados Unidos (41%), seguida por Japón (24%) y Europa (18%), siguiendo luego con un porcentaje bastante menor China y Taiwán (3%), mientras el resto del mundo producía un 14% del total de la producción en 1997 (gráfico 2), según un estudio del *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems* (Fraunhofer ISE, 2016).

Gráfico 2
Porcentajes de producción global (en MW¹) de paneles solares entre 1997 y 2015

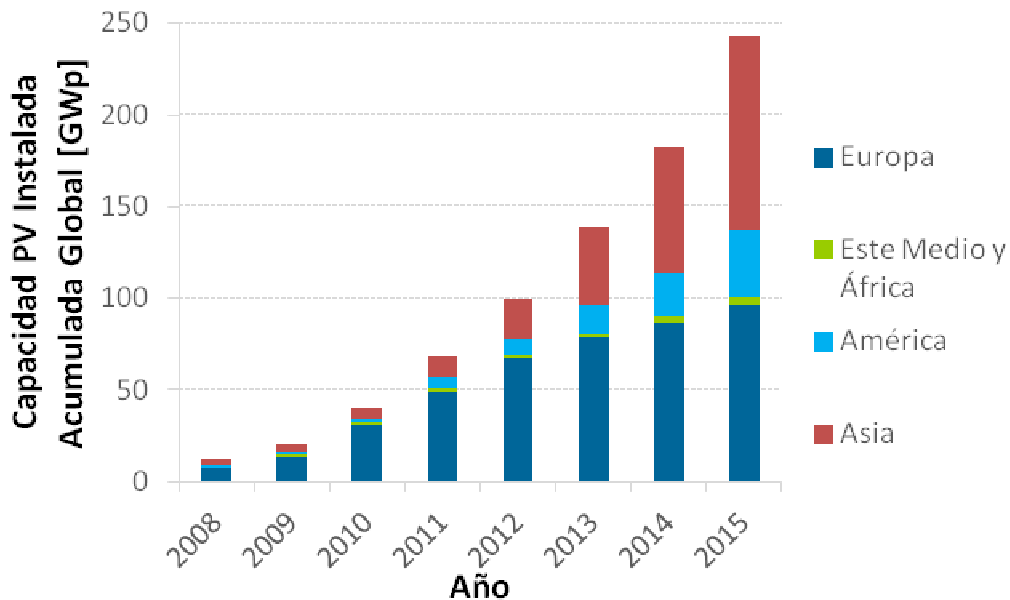


¹ Mega-watts producidos.
Fuente: Fraunhofer ISE (2016).

Como se puede observar, la producción en Europa y Japón son las de mayor crecimiento hasta el 2002, donde Europa alcanza un máximo de 26% y Japón la sobrepasa ligeramente, alcanzando un 31%. Entre el 2002 y el 2004 Japón es el único país de notable crecimiento, año en el que sobrepasa el 40% de la producción global. Posteriormente la producción de Europa vuelve a incrementarse hasta el 2007, en que China y Taiwán aceleran su crecimiento, iniciado a mediados de los 2000, siendo desde el 2009 claramente los mayores productores de energía solar, alcanzando un 69% en el 2014.

Si se tiene en cuenta la capacidad instalada de paneles solares a nivel global, el siguiente gráfico 3 muestra la evolución del 2008 al 2015.

Gráfico 3
Capacidad instalada (en GW¹) de paneles solares por regiones (2005-2015)

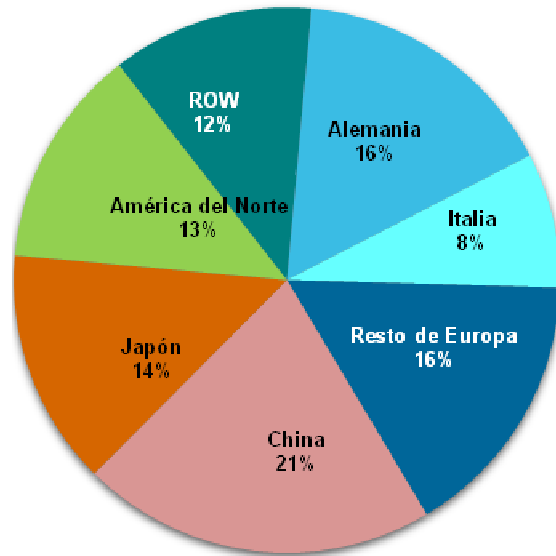


¹ Giga-watts
Fuente: Fraunhofer ISE (2016).

Como se aprecia en el gráfico, Europa tenía la mayor parte de la capacidad instalada global en el 2008, seguida por Asia, donde ambas no llegaban a los 20 GW, capacidad total global alcanzada en el 2009. A partir del 2010 se duplica esta capacidad, llegando a los 40 GW. En el 2012, Europa sigue siendo líder con 70 GW instalados, alcanzando Asia los 20 GW. A partir de ese momento, este último continente tiene un mayor crecimiento proporcional triplicando su capacidad instalada a 64 GW, mientras que Europa tiene un menor crecimiento, pero sigue predominando con una capacidad instalada de 84 GW, dentro de la capacidad global total de 183 GW.

Si se tiene en cuenta los países y regiones con mayor capacidad instalada, el siguiente gráfico 4 presenta los resultados de un estudio basados en instalaciones globales totales, incluyendo sistemas no conectados a la red.

Gráfico 4
Capacidad instalada acumulativa de paneles solares por regiones, 2015



Para el final del 2015 las instalaciones totales acumuladas alcanzaron un valor de 242 GWp

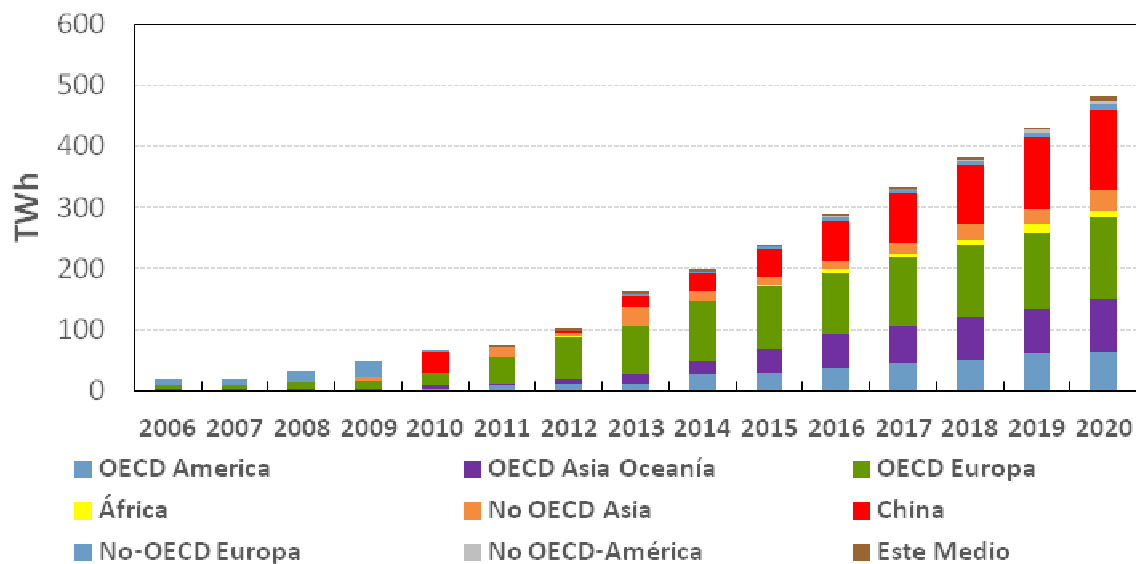
Todos los porcentajes son relativos a la instalación global instalada, incluyendo sistemas tipo "off grid"

Fuente: Fraunhofer ISE (2016).

En el 2014, Alemania era el país con mayor capacidad instalada (37 GW) con respecto a la capacidad global, teniendo 1,5 millones de sistemas fotovoltaicos instalados. En el 2015 la nueva capacidad instalada en Alemania fue cercana a 1 GW, que es una reducción significativa comparada a los 1,9 GW instalados en el 2014 (Fraunhofer ISE, 2016). Japón con 24 GW e Italia con 18 GW de capacidad instalada hasta el 2014 son de forma individual los países que más aportan, seguidos por China y Taiwán con 33 GW.

En cuanto a la generación de electricidad a partir de la capacidad instalada de energía solar, un reporte de la IEA (2014) aborda la evolución de esta generación en el periodo 2006-2014 así como hace una proyección al 2020, lo que se resume en el gráfico 5.

Gráfico 5
Generación de electricidad (en TWh¹) a partir de energía solar por regiones (2006-2014) y su proyección al 2020.

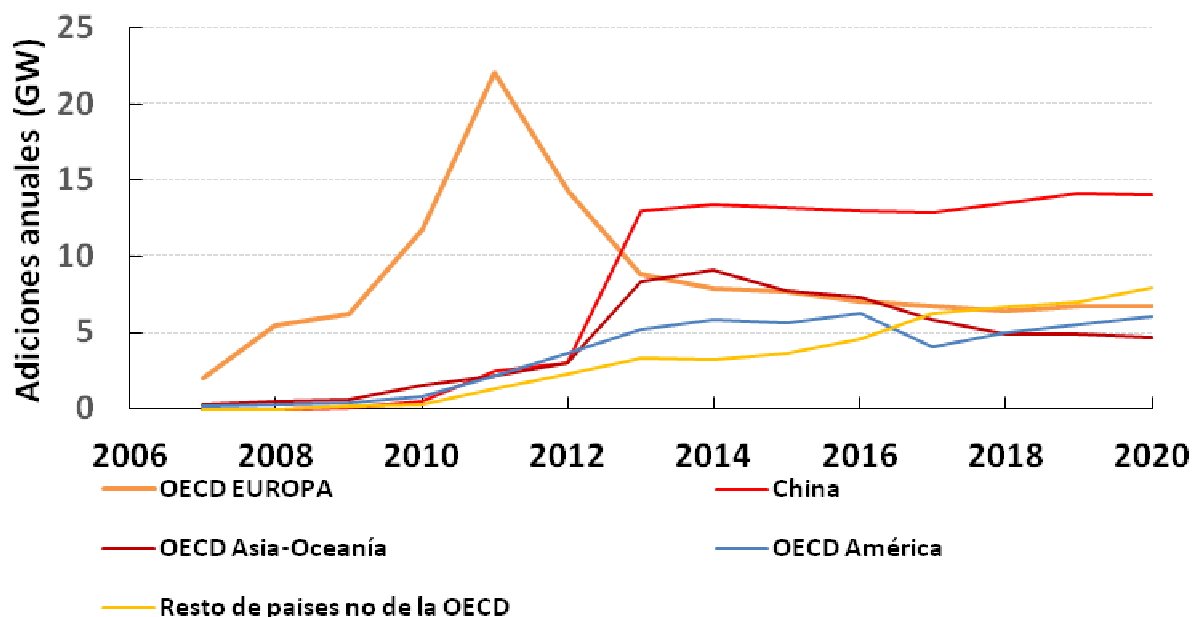


¹Tera-watts/hora

Fuente: IEA (2014).

Se puede observar que en el 2012 se alcanzan los 100TWh de generación de electricidad a partir de energía solar, siendo los países europeos miembros de la Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo (OCDE) los mayores generadores. Al 2014 se alcanzan casi los 200TWh, apreciándose el crecimiento de generación en China y los países asiáticos miembros de la OCDE, al aumentar su capacidad instalada como se vio en el gráfico 5 anterior. Sin embargo, la proyección prevé un estancamiento de este crecimiento, lo que se ilustra mejor con el gráfico 6 de adiciones de capacidad anuales al 2014 así como su proyección al 2020 que se presenta a continuación.

Gráfico 6
Adiciones de capacidad anual (en GW¹) solar fotovoltaica por región (2007-2014) y proyectadas al 2020



¹ Giga-watts
 Fuente: IEA (2014).

Efectivamente se puede observar una mayor adición anual de capacidad de los países europeos miembros de la OCDE hasta el 2011, para luego disminuir progresivamente hasta ser superada por China en el 2012. Este último país acelera el crecimiento de su adición anual al 2013, siendo su incremento de 13 GW, manteniendo este mismo nivel en el 2014, proyectando estabilidad de crecimiento para llegar a su meta de 70 GW en el 2017 y según la introducción reciente de instrumentos de *feed-in-tariff*, como se abordará en la sección 2.3.

Por otro lado, en cuanto a la diferenciación de la generación de autoconsumo con la de gran escala, se considera que a nivel global en el 2013 estaban instalados 38,5 GW en sistemas residenciales -en los techos de los hogares- con una capacidad menor individual a 20 kW -según la definición de Bloomberg- dirigidos al autoconsumo, pudiendo o no estar conectados a la red para proveer cualquier exceso generado. Alemania era el país con la mayor instalación de 8,7 GW, seguida por Japón con 7,9 GW, mientras que Italia se ubicaba en el tercer lugar con 3,4 GW, seguida de Australia con 3,1 y EUA con 2,5 GW (Sontakke, 2015). El total de capacidad instalada para autoconsumo indica un 27,7% con respecto a los 139 GW reportados globalmente para el 2013.

Si bien se aprecia una proyección creciente de utilización de energía solar, se deben tener en cuenta el costo de producción asociado y los factores que lo influyen, lo que se aborda a continuación.

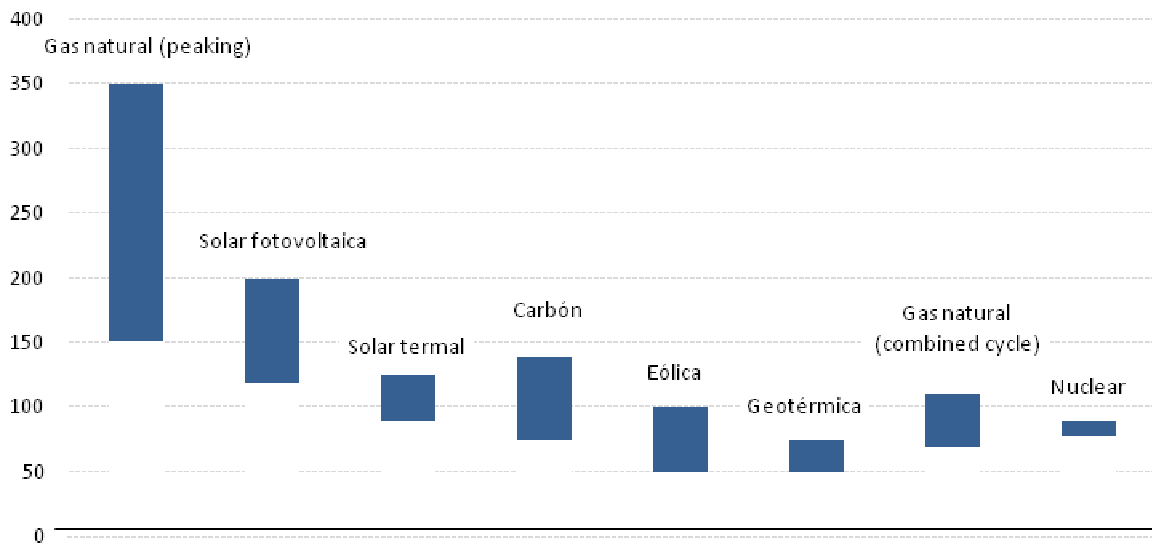
2.2. Costos de producción

Con respecto a costos de producción de electricidad a partir de fuentes de energía alternativas, la comparación de energías de distinta tecnología a nivel global se da por medio de la metodología de costo nivelado de energía (LCOE por sus siglas en inglés), que consiste en que las valoraciones económicas de tecnologías alternativas se apoyen en comparaciones con base en sus costos de producción por unidad de electricidad suministrada, en término de los ciclos de vida esperados para cada tecnología (Kost, 2013). En este sentido, el estándar de métrica utilizado para medir el costo de ciclo de vida de la tecnología es el “*el radio de gastos del total del tiempo de vida versus los outputs totales expresados en términos del valor equivalente presente*” según la IEA y la Nuclear Energy Agency (NEA) (IEA & NEA, 2015)

El gráfico 7 a continuación presenta los costos nivelados de energía incluyendo capital, combustible y costos operativos -pero sin incluir potenciales subsidios implicados en las políticas de fomento diferenciadas de países, los cuales se abordarán en la siguiente sección- para poder tener un proxy de comparación de los costos por tecnología.

Gráfico 7
Costos nivelados de energía (sin incluir subsidios) por fuente

El costo nivelado de electricidad según fuente -abarcando todos los costos (capital, combustible, operativos, etc) sin subsidios- en dólares por megawatt-hora. Cifras a nivel mundial

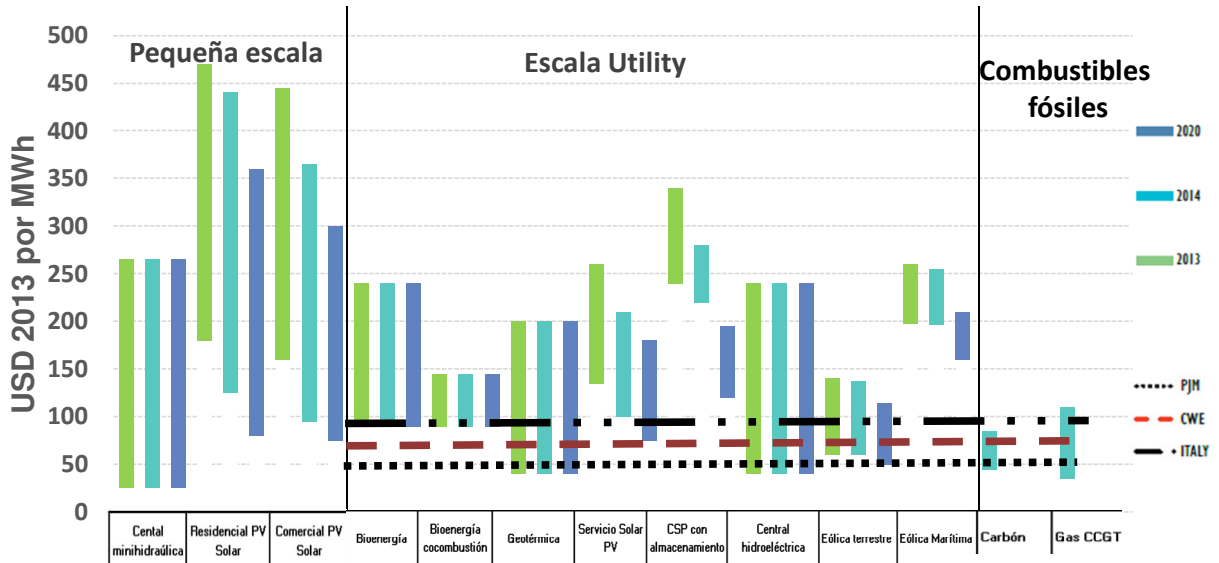


Fuente: Goldman-Sachs citado en Denning (2010)

Como se aprecia en este gráfico, la energía a partir del gas natural es la que presenta los costos más altos si no se toma en cuenta los subsidios, seguida de la energía fotovoltaica que presenta costos altos relativos a otras fuentes renovables, como eólica y geotérmica.

Por otro lado, el gráfico 8 a continuación, muestra estos costos nivelados sin subsidios con una proyección al 2020 (IEA y NEA, 2015).

Gráfico 8
Costos nivelados de electricidad (sin incluir subsidios) por fuente, 2013-2014
y proyección al 2020



Fuente: IEA y NEA (2015) con base en precios de Bloomberg LP (01-junio-2014) y proyecciones al 2020 de IEA (2014).

Como se puede apreciar, aún con la disminución de costos con el tiempo, los proyectos de pequeña escala fotovoltaica residenciales y comerciales siguen teniendo un costo más elevado comparativo.

Un estudio del *Robert Schuman Centre for Advanced Studies (RSCAS)* del *European University Institute* (Joskow, 2011) concluye, con respecto a la utilización de la métrica de “costos nivelados” de distintas energías (LCOE) en función de su ciclo de vida, que es fundamental para comparar los costos de producción de las tecnologías de fuentes intermitentes y las tecnologías de generación de despacho; tener en cuenta en dichos LCOE los distintos factores de influencia, tales como el nivel de producción y valor de una electricidad a la hora en que se produce, así como los precios de venta de la electricidad primaria que varían según la localización.

El estudio de Joskow (2011) menciona que en efecto se deberían tomar en cuenta en los LCOE todos los valores económicos, tales como subsidios directos (i.e. créditos de impuestos, créditos de energía renovable, garantías de préstamos) e indirectos (i.e. compra de energía renovable obligatoria), de las que gozan generalmente las fuentes intermitentes; de forma a que los consumidores deberían conocer cuántos impuestos están pagando para subsidiar la incorporación de estas tecnologías en el sistema. Insiste en la importancia del manejo de costos transparente

asociados a las distintas cohortes y tipos de tecnología para evitar el problema de fijación tecnológica y promover mayor desarrollo tecnológico y competitivo que redunde en menores costos a los consumidores por pago de subsidios a tecnologías de empresas.

Un estudio del *Massachusetts Institute of Technology* (MIT, 2011) discute que en el caso de la energía solar, al requerir energía de respaldo –por ser una fuente de energía intermitente o inestable- tiene asociados mayores costos dado el necesario análisis de datos y valores, el porcentaje de energía variable incorporado y el comportamiento de circuitos para valorar el punto que será idóneo para un determinado circuito eléctrico en términos de un funcionamiento eficiente, se ha encontrado que más allá de dicho punto, los beneficios decrecen y los costos incrementan por falta de efectividad.

Dados los altos costos de producción de energía solar sin subsidios y/o sin considerar los efectos en términos de costo-beneficio en la red de distribución, se aborda en la siguiente sección los mecanismos de política utilizados para la promoción del uso de tecnología fotovoltaica y su impacto en el sistema eléctrico. Algunos países dentro de sus políticas de desarrollo tecnológico-industrial consideran programas de financiamiento para superar estas barreras promoviendo desarrollo de tecnologías que en algún momento lleguen a hacer rentable el almacenamiento sin embargo su disponibilidad a nivel comercial para uso en red se encuentra todavía en la zona baja inicial de la curva de desarrollo de tecnología.

2.3. Políticas de fomento de energía solar, tarifas y subsidios

Con el fin de promover la introducción, desarrollo y utilización de tecnologías con base en energía solar para la generación de electricidad –dado el alto costo de producción comparativamente a las tecnologías establecidas en el mercado- los gobiernos han utilizado diferentes instrumentos de política, tales como cuotas de cumplimiento de portafolios de energías renovables y promoción de biocombustibles, mandatos de mezclas dentro de los combustibles, así como el denominado mecanismo "*Feed in Tariff*". El informe 2010-2014 "10 Years of Renewable Energy" del *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (REN 21, 2015) reporta la tendencia creciente de países que utilizan estos instrumentos, habiéndose incrementado de 48 países en el 2004, a 144 países en el 2013 y a 164 países a finales del 2014.

El instrumento *Feed in Tariff* (FIT) que se ha reportado como uno de los más utilizados en los países que han logrado mayor penetración de energía solar fotovoltaica dentro de la red eléctrica, los que se abordaron en la sección 2.1, consiste en establecer una tarifa mediante regulación y garantizar a generadores privados –mediante contratos de largo plazo y al costo- la recepción de la energía que introduzcan a la red¹⁴.

Diferentes estudios internacionales, como el de la organización *Semiconductors Equipment and Materials International* (SEMI, 2009), la *International Solar Energy Society* (Ise, 2008), la *European Photovoltaic Industries Association* (Osborn, 2005) y la *Solar Alliance* (2009),

¹⁴ Bajo un esquema similar funciona el plan piloto del ICE y los contratos por tiempo establecido (15 años) según se citó previamente.

postulan que buenas prácticas para establecer FIT como instrumento eficaz para promover el uso de energía solar, deben tener en cuenta factores como la diferenciación de tecnología, requerimientos de interconexión y compras justos; el uso de precios fijos y pagos de largo plazo; así como el basarse en costos y tener una reducción predecible de incentivos en el tiempo.

Los estudios mencionados aluden que el objetivo de la política FIT en energía solar es proveer viabilidad financiera dentro del mercado, ya que al tener asociadas tecnologías emergentes, el costo de investigación, desarrollo y manufactura del equipamiento, aunados a su relativamente baja capacidad y eficiencia de producción de la energía eléctrica, hace estas tecnologías más costosas que las tecnologías ya establecidas dentro de los sistemas y redes de energía eléctrica, es decir sus precios son bastante más altos que el precio al que se vende la energía eléctrica proveniente de fuentes fósiles.

La mayoría de los factores de buenas prácticas mencionados han sido incorporados por los países en sus políticas FIT, sin embargo, los anteriores estudios argumentan que son de particular importancia las tarifas de generación basadas en costos, al ser un factor que reduce el riesgo para industrias y desarrolladores de tecnología y aumentan la certeza de ingresos, reduciendo a su vez los costos financieros y atrayendo mayor cantidad de inversores.

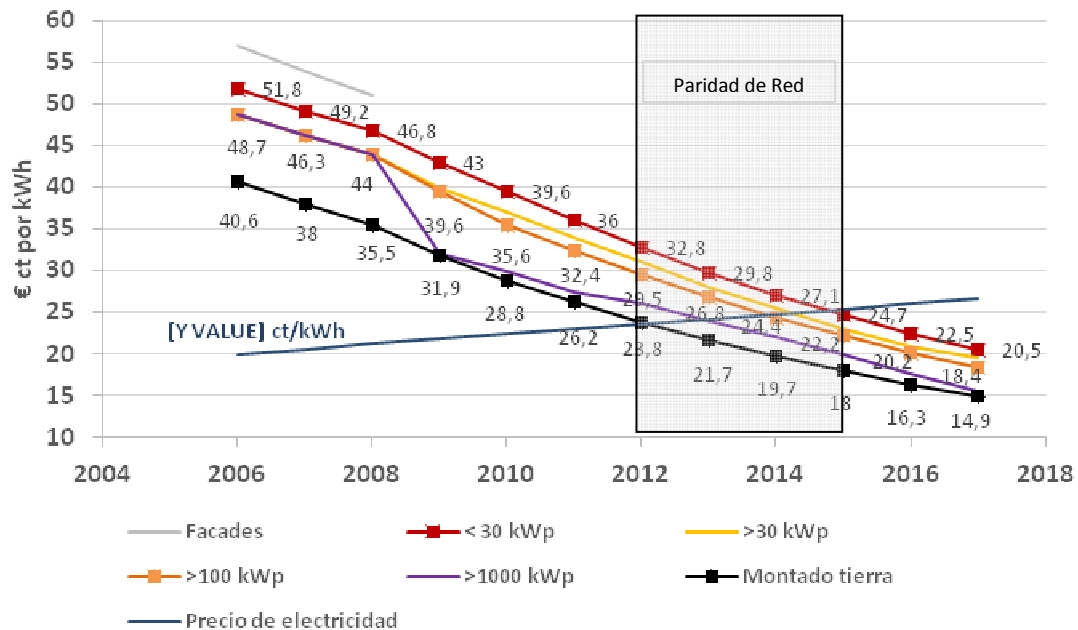
En efecto, la mayoría de países europeos utilizan este sistema; donde la excepción fue Alemania al inicio de los noventa, que basaba los pagos en tarifa eléctrica, lo que fue insuficiente para promover la inversión en energía fotovoltaica (PV por sus siglas en inglés), por lo que se modificó el mecanismo de incentivos al final de la década con el desarrollo de esquemas basados en costo, cuyos resultados conllevaron a aplicar esta metodología a nivel nacional a partir del 2000 (Frondele, 2009a).

Por otro lado, los anteriores estudios argumentan que para las tarifas de largo plazo como incentivo financiero, en vista que las PV o FV¹⁵ son tecnologías con ciclos de vida largos de 25-30 años, se deben utilizar ciclos de pago largos, ya que tienen la ventaja que los costos de generación de sistemas fotovoltaicos pueden ser amortizados sobre un periodo más grande de años, lo que permite a su vez *feed-in tariff* más bajas y acelerar el valor del sistema fotovoltaico conforme crece el precio de la electricidad aunque en la práctica aumente la presión financiera en las compañías distribuidoras.

Así, el ejemplo más notable de seguimiento de tarifas tipo *feed-in*, es el de la industria solar alemana, donde la tasa de decrecimiento de las tarifas, según la *German Solar Industry Association (Bundesverband solar wirtschaft)*, logrará paridad de red o “*grid parity*” -es decir, la situación en la que el costo de generar electricidad con una tecnología, en este caso la solar fotovoltaica, es el mismo que el precio de venta de la electricidad por parte de la red- entre el 2012 y 2015 (gráfico 9).

¹⁵ Fotovoltaica (FV) o PV por sus siglas en inglés.

Gráfico 9
Tarifas *feed-in* para Energía Fotovoltaica (PV) en Alemania proyectadas para 2006-2017



Fuente: Fraunhofer ISE (2016).

La zona sombreada dentro del gráfico indica el periodo de la mencionada paridad para las diferentes capacidades de generación entre los 23,8 y los 24,7 € cents/kWh; argumentando la SEMI (2009) que estos decrecimientos programados en el tiempo son más transparentes y predecibles que los basados en la capacidad o en las revisiones frecuentes de reguladores.

En la argumentación de incentivos, es importante la experiencia de Alemania considerando que con base en ella se ha generado conocimiento y existen datos disponibles que permiten valorar los costos asociados a la introducción de esta tecnología en su mercado.

En el reporte “*Economic impacts from the promotion of renewable energies: The German experience*” (Fronedel, 2009a) si bien se parte de que las energías renovables dentro del portafolio alemán confieren un doble dividendo en el sentido de la protección ambiental y prosperidad económica, se sostiene que esta aseveración no se llega a demostrar. Este reporte argumenta que el principal mecanismo FIT para apoyar energías renovables en Alemania se da a través de tarifas fijas, que impone altos costos sin ningún impacto positivo en la reducción de emisiones, creación de empleo, seguridad energética o innovación tecnológica.

Se argumenta que la coexistencia en el caso alemán de la ley de fuentes de energía renovable (EEG por sus siglas en alemán) y el esquema de comercialización de emisiones de la Unión Europea (ETS por sus siglas en inglés), si bien ha incrementado el uso de tecnologías de energía

renovable, no ha implicado ninguna reducción adicional de emisiones más allá de las que se hubieran alcanzado con sólo el ETS.

Por otro lado, el argumento que en el caso alemán el uso de energías renovables promueve la seguridad energética se contrarresta con el hecho que la dependencia de combustible importado de Rusia ha incrementado en Alemania como necesidad del respaldo necesario para la incorporación de energías renovables de fuente variable dentro de la red. Por último, argumenta este reporte que el sistema de tarifas FIT para energías renovables, mitiga y reduce la competencia entre productores de estas energías y la tecnología asociada, generando un efecto de fijación tecnológica, producto del ejercicio que se genera con ausencia de incentivos efectivos para la innovación tecnológica (Fron del, 2009a y 2009b).

Es importante destacar también que Fron del (2009a y 2009b) menciona que diferentes estudios empíricos han consistentemente demostrado que con el FIT el balance de empleo neto es cero o negativo en el largo plazo, una consecuencia de los altos costos de oportunidad que soporta el uso de energía renovable. De hecho, afirma que cualquier trabajo creado mediante subsidios del gobierno al lado del uso de energía renovable posiblemente desaparezcan una vez que este apoyo no esté presente, dejando beneficios solamente para el sector exportador que posiblemente podrá seguir haciendo uso de soportes similares en otros países.

Estos reportes sustentan que más allá del ejemplo exitoso como suele ser considerada Alemania en esta área, más bien se debería evaluar la experiencia como una historia de cautela sobre una política ambiental y energética masiva que carece de todos los beneficios económicos y ambientales que promueve. Hace además un fuerte llamado para que en la formulación de política se cuestione la lógica de apoyar fuentes de energía que no podrán competir en el mercado en ausencia de la asistencia del gobierno.

Fron del (2009a y 2009b) presenta resultados de la aplicación de subsidios con tarifas FIT en Alemania, partiendo de reconocer que cualquier evaluación de los costos netos reales inducidos por subvenciones o por subsidiar tecnologías de producción energética renovable, requieren información en el volumen de “energía eléctrica verde” generada, la tarifa FIT específica para cada tecnología o cohorte de tecnología, así como los precios de energía eléctrica convencional en el mercado con el costo neto específico de kWh calculado a partir de considerar la diferencia entre la tarifa FIT de una tecnología específica y los precios de mercado en el punto de intercambio de la energía eléctrica.

Para lo anterior, se basa en cálculos que realiza a partir de un estudio del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU) de Alemania, que contiene datos observados de producción de electricidad por energía eólica y energía solar para los años 2000-2008, así como en cálculos que efectúa a partir de las previsiones de futuro crecimiento de la capacidad al 2010 de un estudio de Sarasin (2007), para calcular el costo neto de la promoción de energía fotovoltaica en Alemania.

El cuadro 3 presenta el costo neto por cohorte de tecnología fotovoltaica, en el periodo 2000-2010, cuyo costo cumulativo anual, presentado en la última fila, se utilizará, como se verá más adelante, en los cálculos mencionados.

Cuadro 3
Costo neto en centavos de euro 2007/kWh por cohorte de PV, 2000-2010

Cohorte	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
2000	55,13										
2001	53,99	53,99									
2002	52,87	52,87	50,08								
2003	51,78	51,78	49,04	46,44							
2004	50,70	50,70	48,02	45,47	50,66						
2005	48,19	48,19	45,56	43,06	48,15	52,26					
2006	47,04	47,04	44,46	42,01	47,00	51,03	48,24				
2007	45,91	45,91	43,38	40,98	45,87	49,82	47,09	44,50			
2008	44,79	44,79	42,31	39,96	44,75	48,62	45,95	43,41	41,00		
2009	43,69	43,69	41,26	38,95	43,65	47,45	44,82	42,34	39,98	36,38	
2010	42,61	42,61	40,22	37,96	42,57	46,29	43,72	41,27	38,96	35,43	32,19
2011	41,52	41,52	39,18	36,97	41,48	45,13	42,61	40,21	37,94	34,49	31,31
2012	40,45	40,45	38,16	35,98	40,41	43,99	41,52	39,17	36,94	33,56	30,44
2013	39,39	39,39	37,15	35,01	39,36	42,86	40,44	38,14	35,95	32,63	29,58
2014	38,35	38,35	36,15	34,06	38,31	41,75	39,37	37,12	34,98	31,72	28,73
2015	37,32	37,32	35,16	33,11	37,28	40,65	38,32	36,11	34,01	30,82	27,88
2016	36,34	36,34	34,23	32,22	36,31	39,61	37,33	35,16	33,34	30,22	27,34
2017	35,38	35,38	33,31	31,34	35,35	38,59	36,35	34,23	32,45	29,38	26,56
2018	34,44	34,44	32,40	30,47	34,40	37,58	35,39	33,55	31,58	28,57	25,80
2019	33,50	33,50	31,51	29,62	33,47	36,59	34,43	32,65	30,71	27,76	25,05
2020		32,58	30,63	28,77	32,55	35,61	33,50	31,76	29,85	26,96	24,30
2021			29,81	27,99	31,70	34,69	32,62	30,88	29,01	26,18	23,57
2022				27,22	30,85	33,79	31,76	30,05	28,23	25,45	22,89
2023					30,02	32,90	30,91	29,25	27,46	24,73	22,22
2024						32,03	30,08	28,45	26,70	24,02	21,57
2025							29,26	27,68	25,95	23,34	20,93
2026								26,90	25,21	22,65	20,28
2027									24,50	21,98	19,66
2028										21,32	19,05
2029											18,45
Bn											
kWh	0,064	0,052	0,072	0,125	0,244	0,725	0,938	1,280	1,310	1,600	1,880
Bn €	0,559	0,442	0,563	0,897	1,913	6,027	7,164	8,969	8,409	9,032	9,296

¹ Billones € 2007.

Fuente: Frondel (2009b).

El costo neto específico (en centavos de € 2007/kWh) mostrado en la tabla anterior es calculado sustrayendo los precios de mercado de electricidad actuales (al 2008) o esperados (2009-2010) provenientes de tarifas FIT. Cabe remarcar que, si bien las tarifas son fijadas para cada cohorte de módulos solares instalados para un periodo de 20 años, los precios de mercado varían, por lo que los costos netos/kWh variarán acorde con ellos.

El costo neto acumulado inducido por una cohorte individual, que se reporta (en billones de € 2007) en la última fila del cuadro anterior, resulta de multiplicar la sumatoria de los valores del costo neto real/kWh para la cohorte y la electricidad solar producida por cada cohorte, mostrada en la penúltima fila. El costo neto acumulado para cada cohorte se utiliza para calcular el costo neto acumulado nominal que se muestra en el cuadro 4 siguiente.

Cuadro 4
Costo neto de promoción de tecnología fotovoltaica para cohortes de tecnología entre 2000 y 2010

Cohorte	Incremento anual Mi kWh	Costo neto específico nominal		Costo neto acumulado	
		1er año €cents/kWh	año €cents/kWh	nominal Billones €	real Billones € 2007
2000	64	47,99	42,49	0,581	0,559
2001	52	47,94	42,15	0,469	0,442
2002	72	45,36	39,33	0,609	0,563
2003	125	42,90	36,63	0,989	0,897
2004	244	47,74	41,21	2,152	1,913
2005	725	50,23	44,85	6,919	6,027
2006	938	47,30	41,78	8,385	7,164
2007	1.280	44,50	38,86	10,705	8,969
2008	1.310	41,82	36,05	10,282	8,446
Costo total de instalaciones pasadas:				41,091	34,943
2009	1.600	37,85	31,96	11,269	9,032
2010	1.880	34,16	28,15	11,837	9,296
Costo total final al año 2010				64,197	53,272

Fuente: Columna 1: 2000-2008: BMU (2009), 2009-2010: Sarasin (2007);
Columnas 2,3: Diferencias entre tarifas FIT y precios de mercado para los años 1 y 20; Columna 4: cifras nominales de Columna 5 utilizando una tasa de inflación de 2%; Columna 5: última fila del Cuadro 3. (Fronedel, 2009b).

El costo neto nominal presentado en la columna cuatro, se calcula a partir de la columna cinco (que corresponde a la última fila del cuadro 3), utilizando una tasa de inflación del 2%, que es ligeramente menor que la que se había tenido en los diez años anteriores. Como se observa en el cuadro 4 anterior, al sumar la columna final se tiene un costo total para las cohortes de tecnología del 2000 al 2008 de 35 billones de € 2007 y al llevar estos a valor nominal se tiene un monto de 41 billones de € de costo total. Las instalaciones de PV del 2009-2010 aumentarían en 18.3 billones de € 2007 el costo real. La adición de las dos cifras daría un costo de 53,3 billones de € 2007 que llevados a valor nominal serían 64,2 billones de € de costo total. Mientras que este mismo ejercicio realizado para la generación eólica da un valor nominal de 21,1 billones de € (Fronedel, 2009b).

Si se considera la producción de energía con subsidio por 20 años, ya que estos empiezan a ser retirados en Alemania en el 2010, el subsidio a los fotovoltaicos en el caso alemán es extremadamente elevado si se compara con el subsidio al eólico, ya que con los costos descritos la producción solar de electricidad será mucho más pequeña, es decir de 96 billones de kWh mientras que para el mismo periodo para la eólica será de 835 billones de kWh. Es decir, una producción casi nueve veces mayor con una tercera parte del costo.

Por otro lado, en el caso de los EUA se ha tomado una decisión política de apoyar el desarrollo de las tecnologías e industrias asociadas y además se apoya con políticas comerciales y de cooperación, creando programas e incentivos tanto a nivel federal como estatal, dando como resultado según la Base de Datos DSIRE (*Database of State Incentives for Renewables and Efficiency*) de su Departamento de Energía (DOE), la existencia de 400 programas funcionando y proveyendo incentivos financieros para fuentes de energía renovable.

El estudio de Frondel (2009b) señala que la valoración de promover fuentes de energía que no pueden competir en el mercado sin asistencia del gobierno debería hacerse efectivamente a nivel global, con el fin de proveer transparencia y contar con datos de calidad que sirvan de soporte para la adecuación de regulación que contribuya a la innovación tecnológica, debiéndose garantizar el monitoreo de estos programas de incentivos, en términos de costos y “*outputs*” para evaluar su impacto dentro de plazos establecidos, lo que se dificulta dada la gran diversidad de datos y la dificultad de comparación de los mismos; siendo la mencionada innovación tecnológica otro factor importante para la evaluación del uso de energía solar, como se aborda en la siguiente sección.

2.4 Tecnología y tendencias en el uso de energía solar

En el caso de las tecnologías de generación de electricidad a partir de energía solar, existen diferencias en el grado de madurez de las mismas, es decir que ha alcanzado un cierto nivel de desarrollo y de utilización en el mercado, como se resume en el cuadro 5 a continuación.

Cuadro 5
Estado de las Tecnologías fotovoltaicas en el mercado (2013)

Generación de tecnología	Descripción	Tipo de Tecnología	Eficiencia de celda máxima (alcanzada en 2014)	Mejor eficiencia de panel industrial (Alcanzada en 2012)	Porcentaje del mercado (2013)
1ª Silicón cristalino¹	Tecnología Madura, producida industrialmente por al menos 20 años	c-Si Mono	25,0%	20,5%	Aproximadamente 90%
		c-Si Multi	20,8%		
2ª Películas delgadas²	Recientemente entrando en producción a escala industrial	CdTe	21,5%	12,1%	Aproximadamente 10%
		CIS/CIGS	21,7%	14,5%	

Tipo de tecnología: ¹Crystalline Silicon (c-Si), ²Cadmium Telluride (CdTe), Copper Indium Gallium Selenide (CIGS).

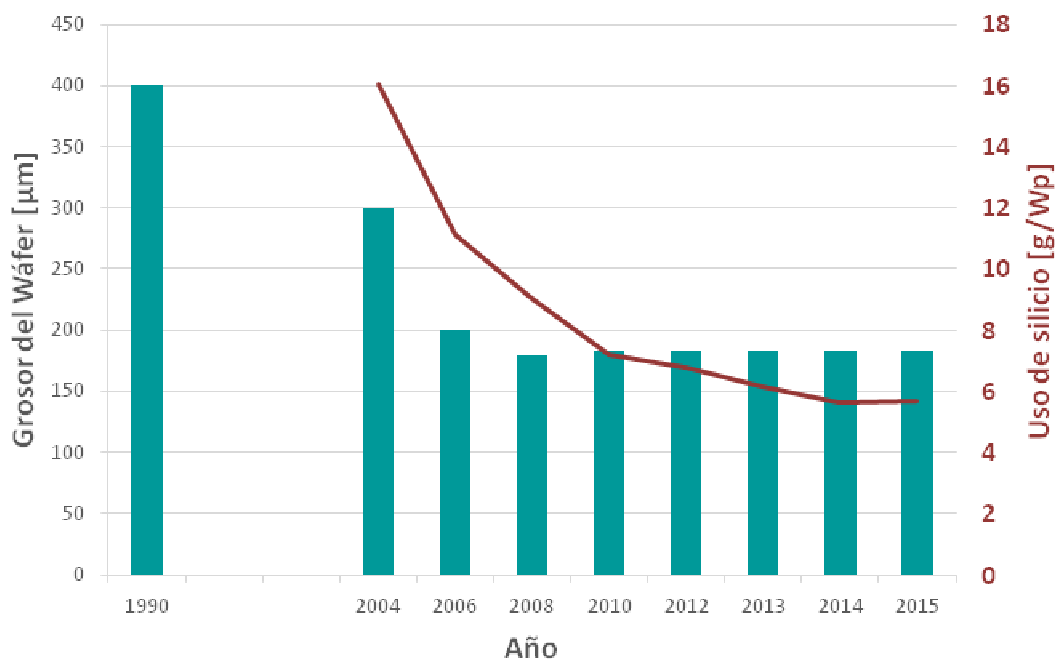
Fuente: Schwartzfeger (2015).

Como se aprecia en el cuadro, las tecnologías de primera generación han sido producidas industrialmente y comercializadas al menos desde inicios de los noventa, corresponden a material de silicón cristalino, y se subdividen a su vez en dos tipos, monocristalina (c-Si Mono) y multicristalina (c-Si Multi). Comparativamente, se ha logrado mayor eficiencia productiva con esta última, llegando a 25% de eficiencia a nivel de laboratorio. Ambos tipos de tecnología poseen una eficiencia a nivel de panel industrial del 20,5% y constituyen el 90% de los paneles comercializados.

Mientras que las tecnologías de segunda generación están constituidas por material de películas metálicas delgadas, tal como Teluro de Cadmio (CdTe) y Selenuro de Cobre, Indio, y Galio (CIS/CIGS); habiendo alcanzado eficiencias de casi 22% en el laboratorio y de 12,1% y 14,5% respectivamente a escala industrial; constituyendo ambas tecnologías un 10% del mercado de paneles solares.

En cuanto a la tecnología cristalina de primera generación que representa el 90% del mercado. El gráfico 10 muestra la evolución del grosor del wafer (μm) y del uso de silicón (g/Wp), lo que ha tenido influencia en el costo de la misma.

Gráfico 10
Desarrollo de celdas solares c-Si: Grosor del Wafer (μm)¹ y Uso del silicón (g/Wp)²



¹ micrómetros; ² gramos/watt

Fuente: Fraunhofer ISE (2016): datos hasta el 2012: EU PV Technology Platform Strategic Research Agenda. Datos después del 2012: c-Si Roadmap ITRPV.

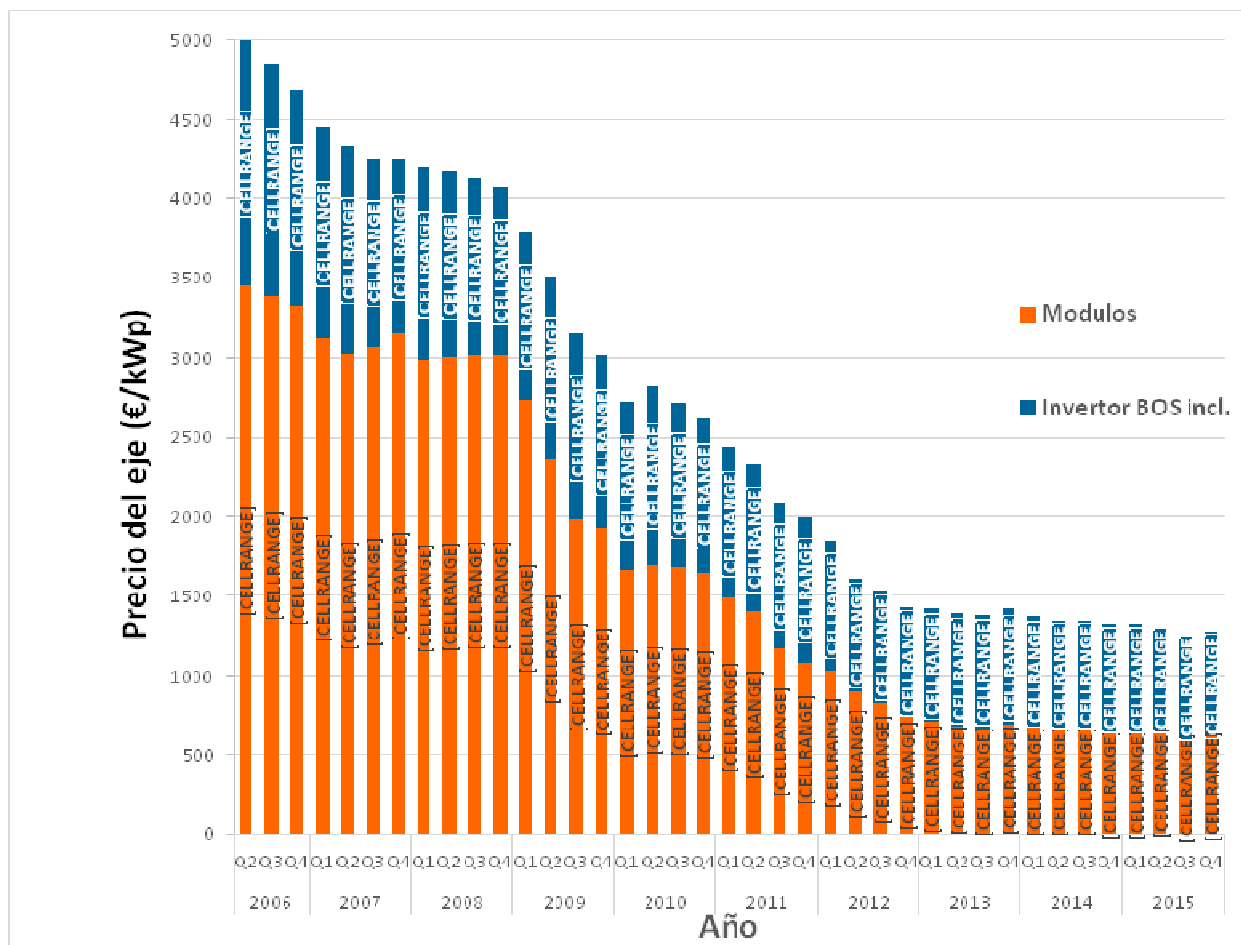
En efecto, se puede observar que el grosor del wafer de silicón ha disminuido desde el 2004 gracias al avance tecnológico, lo que hace más eficiente la capacidad productiva, como se observa en la disminución de la cantidad de uso de material de silicón en g/W producido, con la reducción de costo implicado en la producción de paneles solares.

Por otro lado, adicionalmente al costo de estas tecnologías de celdas o módulos solares, se debe considerar el montaje, operación y servicios o componentes del balance del sistema (BOS por sus siglas en inglés). Un elemento importante del BOS es el inversor, que convierte la energía PV directa en alternada para su utilización en la red o fuera de ella.

La tecnología del inversor ha disminuido en costo en los últimos diez años, pasando de 1 €/Wp en 1990 a casi 0,10 €/Wp en el 2014, donde la eficiencia y densidad de poder han incrementado significativamente, habiendo sido los principales factores para esto el desarrollo de semiconductores y nuevas topologías de circuitos; así como se han vuelto “inteligentes” al ofrecer monitoreo avanzado y servir como interfaz de comunicación que ayuda a mejorar la disposición y el desempeño de sistemas fotovoltaicos (Fraunhofer ISE, 2015).

El gráfico 11 presenta la relación entre los costos de los módulos solares y los costos BOS incluyendo inversores en Alemania.

Gráfico 11
Precio promedio de sistemas fotovoltaicos entre 10-100 kW en Alemania.
2006-2015



Fuente: Fraunhofer ISE (2016).

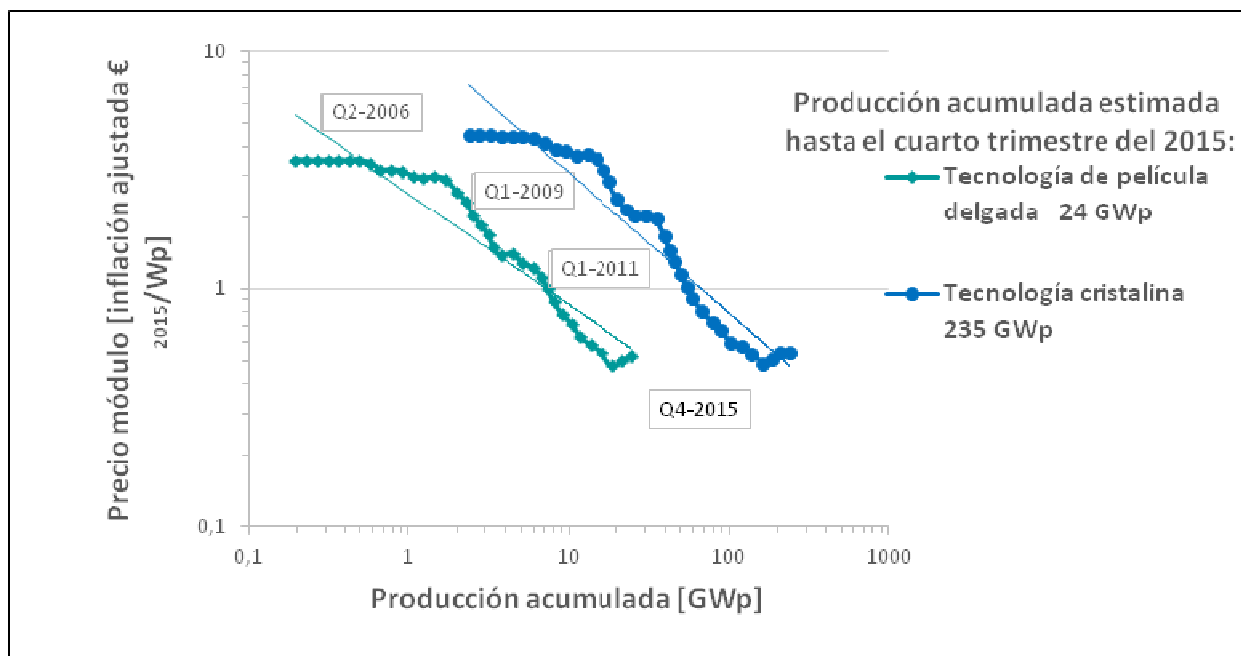
Se aprecia en el gráfico 11 anterior, que la composición de los costos de los módulos en los sistemas fotovoltaicos en el 2006 era de 70% del costo total con respecto a los costos BOS - incluyendo los inversores- que constituían el 30% de dicho costo total. El porcentaje del costo del módulo decrece llegando a la paridad con el costo del BOS a inicios del 2013, es decir ambos con un 50% del costo total, para llegar en el 2015 a una relación inversa, con solo un 42% del costo total correspondiendo al módulo solar, mientras que un 58% corresponde al BOS. En valores globales, el costo total del equipo ha disminuido de 5.000 €/kWp en el 2006 a 1.300 €/kWp a inicios del 2015.

Este mismo estudio desagrega el costo promedio de diferentes sistemas fotovoltaicos para el 2014, mostrando que el inversor posee un 25,3% del costo del BOS, de forma que al resto del

BOS (sin el inversor) le corresponde un 74,7% del costo. Es decir, los costos del montaje, operación y servicios constituyen el triple con respecto al costo del inversor.

En complemento a los datos anteriores, el gráfico 12 muestra la curva del precio de aprendizaje por tecnología de módulos solares.

Gráfico 12
Curva de precio de aprendizaje por tecnología. Producción acumulada al 2015.



Fuente: Fraunhofer ISE (2016): Datos 2006-2010: Navigant Consulting, EUPD, pv/Xchange. Datos 2011-2015: IHS.

El nivel de aprendizaje (LR) está relacionado al nivel de progreso (PR) de la tecnología, calculándose de la relación entre la experiencia acumulada de producción (eje X) y el precio de las unidades producidas (eje Y). Cuanto mayor es la producción, es decir la experiencia acumulada con la misma, el precio del producto (tecnología) disminuye, implicando un mayor nivel de LR. En efecto, como se aprecia en el gráfico anterior, la producción acumulada de la tecnología de primera generación (cristalina) de 167 GW es mayor que la de segunda generación (película delgada) que es de 21 GW; correspondiendo efectivamente a un mayor LR (28,2) para la primera con respecto a la segunda (LR=25,2).

Lo anterior es importante porque la curva de aprendizaje por tecnología y por país fabricante de equipamiento va a ser diferente e influye en el precio en el mercado y la competencia de estos productos en el mismo. Por otro lado, lo anterior se aplica también a los inversores, donde en 1995 un inversor de 700 Watts de capacidad pesaba 17,5 Kg, dando una razón de 25 Kg/kW; mientras que en el 2005 un inversor de 6 kW pesaba 63 Kg, con una razón de 10,5 Kg/kW y en

el 2014 un inversor de 25 kW pesaba 61 Kg, para una razón de 2,4 Kg/kW. Es decir, la razón Kg/kW disminuyó 10 veces con un aumento de 36 veces en la capacidad del inversor.

Finalmente, cabe remarcar que, en el caso de tecnologías maduras de generación de electricidad a partir de energía solar, que se han desarrollado en un mercado y se han licenciado para su producción en otro país, una vez que el país al que se le otorga la licencia logra un aprendizaje en términos de producción y reduce costos, se han generado tensiones por la competencia entre la industria localizada en un país y el otro, como es el caso de Estados Unidos y China.

En este sentido, un estudio sobre el conflicto comercial entre estos dos países, realizado por el MIT (2013) describe que los EUA, además de instrumentos de políticas, utiliza acuerdos comerciales -como instrumentos de penetración de mercados y de reducción de costos de producción- asociados a una estrategia que refuerza internamente el apoyo al desarrollo de nuevas tecnologías PV con mayor promesa de capacidad productiva –i.e. tecnologías de película delgada- utilizando una mayor inversión de recursos de investigación y desarrollo tecnológico.

Por otro lado, China utilizando la compra y licenciamiento de tecnologías fotovoltaicas que ya estaban más establecidas en términos de sus capacidades de generación, a países como EUA, ha logrado eficiencias productivas y reducción de costos cercanos al 30%. Esto ha generado presión de industrias manufactureras al gobierno de EUA por la competencia que estas reducciones han significado, lo que ha llevado finalmente a los EUA a establecer políticas para proteger su mercado interno con instrumentos como barreras técnicas al comercio del orden del 30%.

Así, una de las tendencias que se refuerza en países desarrollados, como es el caso de los EUA, es que internamente como parte de su política energética desarrollan procesos de promoción de innovación tecnológica de productos; de forma que con base en tecnología e incentivos a su investigación, desarrollo e innovación, promueven nuevas tecnologías mientras realizan un “*phase out*” de las tecnologías maduras, incluyendo mecanismos de cooperación y asistencia en mercados menos desarrollados (MIT, 2011).

Por otro lado, en el caso de países con economías en desarrollo acelerado relativo, tal como China, donde el incremento anual ha sido de dos dígitos, se encuentra la tendencia a realizar estudios de tecnologías prometedoras que conlleven a balancear la demanda creciente de energía (NAS, 2010).

Por último, la tendencia en países como el Reino Unido, según su *Department of Energy and Climate Change* (DECC) (2012) y Alemania (Fulton, 2012; Wirth, 2015), es que se ha incrementado la discusión sobre cambios en la política existente, en la normativa vigente, en las tarifas, y en aspectos de eficiencia alrededor de esa energía y el beneficio –o no- de su participación en la respectiva red eléctrica, debido al alto costo de programas como el FIT. Así, en el caso de Alemania, sobre la que se argumenta que ha fallado en desarrollar los incentivos de mercado para una introducción costo efectiva de la energía fotovoltaica; este país ha iniciado la comercialización de tecnología en su estado de desarrollo actual, para generación de energía solar fuera de sus fronteras -con asistencia internacional estructurada- con el fin de financiar su recambio tecnológico (Wirth, 2015).

Estas tendencias y lo discutido en los acápite de este capítulo se abordan en la siguiente sección, en función de su relevancia para el caso costarricense.

2.5. A modo de conclusión

Como hemos visto, los países han utilizado diversos esquemas de incentivos en sus políticas de desarrollo científico tecnológico, industrial y comercial alrededor de la producción de electricidad a partir de energía solar. En el caso de Costa Rica, la evolución del entorno global, tal como la integración de acuerdos de mercados regulados por convenios, la evolución tecnológica, la economía y sus bases asociadas a la sustentabilidad del planeta, así como la composición de la matriz energética y los costos de los proyectos de generación, le plantean retos desde el punto de vista de una política energética integral, entendiendo ésta como un reto para articular sustentabilidad (Sen, 1999), competitividad sistémica y desarrollo humano.

En este contexto, es importante para el país, tener en cuenta lo mencionado por el *Informe de la International Energy Agency* (IEA, 2014), en el análisis de mercado de energía renovable y proyecciones para el 2020, que hace énfasis en los diferentes marcos de mercado en que compiten las tecnologías, o la recuperación de costos fijos de redes. En efecto, las condiciones de mercado en las que operan las energías renovables pueden tener un impacto significativo en su factibilidad financiera pero además las políticas e instrumentos y tarifas asociadas que se establezcan afectarán la recuperación de los costos de fijos de la red, lo que requerirá inversión para su actualización y mejoramiento hacia sistemas más inteligentes, con mayor incorporación de tecnologías de información y comunicación para su mejor gestión y administración.

Como se ha discutido, el acceso a datos actualizados por tecnología sin incluir subsidios es de gran importancia no solo para compañías asesoras en inversión (i.e. *Goldman and Sachs, Bloomberg*) que en este caso los necesitan por su relación con el valor de las acciones en el mercado futuro, ya que dependiendo del tipo de tecnología, compañía, contratos e incentivos estatales existentes o probables en el mercado meta, se define el riesgo de inversión. Si no que, en países pequeños como el nuestro y más tomadores que desarrolladores de tecnología, se requiere mayor rigurosidad con los datos así como compartir y disponer de datos de calidad para abordar políticas energéticas informadas, con base en una adecuada prospección y valoración de nuestros recursos.

Asimismo, el país deber tener en cuenta las condiciones de mercado internacional a la baja en el costo de energía a partir de combustibles fósiles (NAS, 2010), que competirán en un sistema cada vez mas interconectado a nivel regional. Requiriendose en el caso nacional una clara valoración del costo benéfico de los diversos proyectos, y del adecuado uso de instrumentos de mercado para la promoción de tecnologías y sistemas renovables.

Algunos aspectos con respecto a lo abordado, que deben tomarse en cuenta en el país, son:

- En lo que respecta a la generación eléctrica a partir de energía solar, como se ha visto, esta se ha realizado otorgando fuertes subsidios, donde la situación no es sostenible, y

necesita ser modificada, por el alto costo económico implicado, buscándose alternativas y mejores prácticas ante esta situación.

- Desde el punto de vista de la industria (productora de equipos fotovoltaicos), se requiere hacer predecible la reducción de incentivos y la generación de condiciones comerciales basadas en costos. Asimismo, se requiere de una mejor métrica de los costos de producción de energía según tecnologías y los factores que la influyen para lograr comparabilidad.
- Asimismo, es conveniente cuantificar adecuadamente tanto el aporte en beneficios de las tecnologías renovables, así como internalizar los costos de los impactos ambientales asociados a las emisiones de carbono equivalente que impactan en el cambio climático.
- Las condiciones de mercado (tamaño, participación, tipo) que son propias de cada país, son factores importantes que afectan la factibilidad financiera y las proyecciones del uso de la energía solar. Lo anterior se ve magnificado con las tendencias de integración económica regional.
- Por último, la información sobre los costos, incluyendo pago de respaldo y servicios auxiliares, debe proveerse de forma transparente a los consumidores, para que, de decidirse por subsidios dentro de las tarifas, debería hacerse conocer al público el monto que están pagando para subsidiar la incorporación de estas tecnologías renovables en el sistema.

Todo lo anterior refuerza la necesidad de hacer accesible los datos de calidad reales existentes a nivel nacional y promover la discusión con fines de desarrollo país, escuchando la perspectiva de los diversos actores, pero sobre todo una clara visión del estado en cuanto a la definición del valor público y la justa protección de los ciudadanos en términos de sus capacidades económicas.

3. El debate acerca de la generación eléctrica a partir de la energía solar

En la actualidad, en el caso de la energía solar en Costa Rica, como se ha explicado, han generado una amplia discusión sobre lo referente a los tarifas y beneficios para el sistema eléctrico nacional, es decir la conveniencia con respecto al costo de implementación de la generación y uso de energía eléctrica a partir de esta fuente de energía renovable.

En este contexto, se abordan en esta sección los principales factores que vienen incidiendo en la actualidad en la generación eléctrica de este tipo, incluyendo regulación y tarifas, así como las posiciones de los actores, procurando aportar a un debate, en el que resulta de gran importancia que las decisiones que se tomen acerquen las posiciones, balanceando los intereses de desarrollo sustentable y reducción de emisiones, los costos y competitividad de la energía y el beneficio de la población.

3.1. Generación distribuida: ¿servicio público o no?

3.1.1. ARESEP y la Norma POASEN

Como se ha señalado, la ARESEP publica en abril del 2014 la norma técnica POASEN (AR-NT-POASEN), la que regula en su capítulo XII la Generación Distribuida y establece las tarifas de acceso e interconexión a la red. En esta norma, la ARESEP considera la generación distribuida a pequeña escala para autoconsumo como un servicio público. Diversas posiciones de actores se suscitaron en el país con respecto a la norma y al alcance de la misma, durante este periodo, como se aborda a continuación.

Por un lado, las cooperativas de electrificación y las distribuidoras de energía que conforman la Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones (CEDET) discreparon de esta norma técnica principalmente en: i) lo referente a la generación distribuida como servicio público; ii) la obligación de estas empresas de comprar los excedentes; y iii) la forma como se determinan las tarifas de acceso e interconexión a la red.

Por otro lado, la Asociación Costarricense de Energía Solar (ACESOLAR), que es una organización privada sin fines de lucro creada en el año 2012, con la finalidad de promover la energía solar en Costa Rica como alternativa a las fuentes fósiles; y de la cual forman parte personas y empresas relacionadas con la generación eléctrica, vendedores de equipo para la generación, e investigadores, entre otros; objetó dos asuntos relacionados con esta norma en lo referente a la generación distribuida para autoconsumo: i) la forma como sería calculada la tarifa de acceso e interconexión a la red; y ii) la necesidad de una concesión para la interconexión de generadores para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovables -la cual proponían fuera sustituida por un permiso otorgado por el MINAE.

Cabe señalar que la CETET considera que la figura del neteo sencillo es una actividad privada, por lo tanto, no regulada por ARESEP. En cuanto a las tarifas consideró que éstas debían reflejar

los costos asociados al desarrollo y respaldo de esa actividad, con el fin de que los usuarios que no optaran por esta opción, no terminaran subsidiando a los que sí la tomaban.

Por su parte ACESOLAR insistió en no estar de acuerdo principalmente con la forma de calcular la tarifa de acceso e interconexión, debido a que considera que las tarifas de acceso eran muy altas lo cual desincentiva el uso de este tipo de generación y además consideró que la metodología no incluía los ahorros que la generación distribuida le genera a las empresas distribuidoras y que por lo tanto incentivaba la ineficiencia de dichas empresas, planteando no cobrar esa tarifa hasta tanto la penetración de este tipo de generación no supere el 5%.

Asimismo, consideró que no era necesaria una concesión para llevar a cabo la actividad, sino que bastaba con un permiso del MINAE, lo cual suponía un trámite más expedito y la sujeción a otro tipo de obligaciones como el pago a la CCSS, impuestos, entre otros.

Por último, el MINAE sostiene que esta generación distribuida con neteo sencillo no es un servicio público, como lo establece la norma POASEN, por lo que realiza una consulta para dirimir al respecto, a la Procuraduría General de la Republica.

3.1.2. Dictamen de la Procuraduría General de la Republica y Reglamento del MINAE

La Procuraduría General de la Republica (PGR), ante la consulta del MINAE, emite el dictamen número C-165-2015 del 25 de junio de 2015, en el que concluye que la generación distribuida conocida como neteo sencillo, no es servicio público sin embargo supedita al usuario generador a llegar a un acuerdo con la empresa distribuidora que provee el servicio público. Asimismo, hace la distinción entre la actividad de generación y la de distribución de electricidad, importante porque si bien el neteo sencillo sería una actividad privada, a la hora de interactuar con la red de distribución, debe cumplir con las normas técnicas de calidad y además pagar las tarifas por ese servicio público (distribución). En cuanto a la generación distribuida conocida como venta de excedentes, la PGR señaló que, si es un servicio público y que solo podía desarrollarse a la luz de la Ley 7200, limitando esta actividad a la venta de energía solo al Grupo ICE y obligándolas a pasar por un proceso de licitación de venta de energía, lo cual hace esta opción inviable. Es decir, no se requieren concesiones del MINAE para neteo simple.

El MINAE, en cuyo ámbito queda la reglamentación, a partir del dictamen de la procuraduría, elabora el *Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables. Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla*, publicado en setiembre del 2015. En este Reglamento, se considera la generación distribuida para autoconsumo de interés público para promover la generación de electricidad asociada a fuentes de energía renovable y contribución a la meta país de carbono neutralidad. Este reglamento utiliza el concepto de que la red de distribución eléctrica funciona "*como un depósito...de energía*" haciendo la analogía a "baterías químicas como sistemas de almacenamiento de energía" y obligando a la devolución de la energía entregada.

Asimismo, el Reglamento del MINAE considera en cuanto a distribución y comercialización, que, si bien se reconoce a las compañías de distribución comercialización ciertas actividades del costo del

proceso, se las menciona como otras actividades relacionadas, donde debe suponerse que entran todas aquellas para el adecuado funcionamiento y entrega de la energía en términos de calidad o parámetros de desempeño de la red que sirve para tal efecto.

Por otro lado, el Reglamento del MINAE, justifica el interés público en fuentes renovables de energía y la meta de emisiones de gases efecto invernadero (carbono equivalente) y define como política de incentivo específica, sistemas de generación distribuida para autoconsumo, con potencias iguales o menores a 500 kVA, que utilicen como fuente de energía tecnologías fotovoltaicas; al exceptuarlas del licenciamiento ambiental que debe otorgar la SETENA. Sin embargo, para fuentes hídricas éstas deberán contar con una concesión de aprovechamiento de aguas y uso de fuerza hidráulica (ley No 8723) sin importar el tamaño o capacidad.

En cuanto a la relación productor-consumidor, como se deriva de la definición de su artículo 13, presentada anteriormente, el Reglamento diferencia a los que tienen su sistema de generación interconectado y con un contrato de interconexión a la red de distribución y prohíbe la distribución y comercialización de la energía que produzca.

Asimismo, asigna responsabilidades al Productor-consumidor interconectado, tales como:

- *Previo a instalar el sistema de generación distribuida para autoconsumo deberá obtener la autorización por parte de la empresa distribuidora para su instalación.*
- *Instalar únicamente equipos que cumplan las especificaciones técnicas, constructivas y operativas contempladas en las normas técnicas.*
- *Hacer una correcta disposición final de los residuos de los sistemas de generación y almacenamiento de la energía, en concordancia con la Ley N° 8839, Ley para la Gestión Integral de Residuos y Reglamento N° 37567-S-MINAET-H, Reglamento General a la Ley para la Gestión Integral de Residuos.*

En cuanto al almacenamiento y retiro de energía, el Reglamento establece el límite del 49% de la energía total generada, la cual podrá ser consumida dentro de un periodo anual mediante su Artículo 34 sobre “**Autorización para almacenamiento y retiro de energía**” donde el “*productor-consumidor podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del cuarenta y nueve por ciento (49%) de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual. La energía total producida y la energía no consumida serán contabilizadas de forma mensual por un período de un año dentro del proceso de facturación, siendo su fecha anual de corte un acuerdo de las partes dentro del contrato de interconexión*”.

Lo anterior deja a este contrato entre partes a la empresa distribuidora las consideraciones “*necesarias para resguardar la confiabilidad y seguridad operativa de su red de distribución eléctrica, así como la continuidad y calidad del suministro eléctrico*”, y las tarifas de acceso e interconexión a la red, así como los “*cargos por potencia, actividades de gestión administrativa y técnica y cualquier otro cargo aplicable*” a las que establezca la ARESEP.

Por último, el Reglamento ahonda en que la “*Medición neta sencilla*” (o *neteo simple*) es aquella modalidad que “*permite que se deposite en la red de distribución la energía no consumida en forma mensual, para hacer uso de ella durante un ciclo anual, en forma de consumo diferido*”

donde la compañía distribuidora tendrá que revisar los parámetros de desempeño técnico a nivel de circuito específico para poder definir la capacidad máxima de los sistemas conectados a este. Establece un techo de un 15% de la demanda máxima anual del circuito bajo condiciones normales de operación, techo definido en la práctica internacional como se vio en la sección anterior, sin considerar los circuitos de respaldo y medida a la salida de la subestación.

La energía total producida y la energía no consumida serán contabilizadas de forma mensual por un período de un año dentro del proceso de facturación, siendo su fecha anual de corte un acuerdo de las partes dentro del contrato de interconexión”; lo anterior con base en la responsabilidad definida con base en la POASEN y el reglamento de MINAE, siendo responsabilidad de la empresa distribuidora¹⁶ responsable según el Artículo 10º-Estudio técnico de capacidad máxima para interconexión de sistemas. Así, la empresa distribuidora tiene la obligación de realizar los estudios técnicos para determinar la capacidad máxima de potencia que se puede agregar a cada circuito. Donde, el estudio técnico base debe incluir, al menos, los siguientes criterios: *Sobrefrecuencia y baja frecuencia, Sobrecorriente y sobretensiones, Flujo de potencia, Fluctuaciones de voltaje, Corto circuito, Coordinación de protección, Verificación de la puesta a tierra, Estabilidad transitoria, y Límites de parpadeo y distorsión armónica.*

A todo lo anterior, ACESOLAR y CEDET insisten, como se ha mencionado en el acápite anterior, en que el neteo simple no es un servicio público y que las tarifas deben estimular el uso de la energía solar. Según CEDET, la tarifa de acceso debería estar en función de la energía que el usuario inyecta en la red para retirarla luego, lo que se conoce como neteo. A esto, como se ha mencionado la figura de concesión por considerársele como servicio público, en el marco de lo regulado, se modifica con el dictamen mencionado de la PGR¹⁷ de junio del 2015, en que ya no será concesión, sino que solo se deberá contar con una autorización bajo la reglamentación que el MINAE establezca para generación a pequeña escala para autoconsumo

La implicaciones para los generadores privados y empresas distribuidoras, incluyendo el ICE, en cuanto a los requisitos del Reglamento en cumplimiento de la norma, atañen lo establecido en el procedimiento para la puesta en servicio de generación distribuida, es decir que la generación debe darse a partir de fuentes de energía renovables, que la red de distribución debe contar con las condiciones técnicas para la integración del generador distribuido, que el interesado debe cumplir condiciones técnicas y comerciales que establezca la norma POASEN y la empresa distribuidora, que la capacidad del transformador de la red debe ser al menos un 10% superior a la capacidad del mini generador y se debe firmar el contrato de conexión con la empresa distribuidora.

Asimismo, según ARESEP, los estudios técnicos para lo anterior deben ser realizados por la empresa distribuidora considerando que la operación de los generadores no interfiera con la seguridad, continuidad y calidad del suministro eléctrico. Para lo que se toma en consideración, por un lado el crecimiento de demanda, y por otro lado, la cargabilidad del circuito y la

¹⁶ Empresa distribuidora: es el titular de una concesión de servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, encargada del planeamiento, construcción, operación y mantenimiento de la red, así como el trasiego y venta de electricidad.

¹⁷ Así lo definió la Procuraduría General de la República (PGR, 2015) mediante el Dictamen C-165-2015 del 25 de junio de 2015, tras consulta del MINAE.

naturaleza del recurso energético; además de establecer elementos específicos en cuanto a que la capacidad del generador no debe superar el 50% de la capacidad operativa de los conductores existentes, que la potencia nominal de los generadores no debe exceder el 15% de la demanda máxima anual del alimentador y para micro generación superior a 50 kVA se debe contar con un transformador de uso exclusivo.

ACESOLAR (2015), para enmarcar su posición, menciona un estudio en el marco de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) (Solano, 2015), en doce países de América Latina y el Caribe, donde siete de ellos adoptaron la Generación Distribuida con base en el mecanismo de la Medición Neta. Según este estudio, este mecanismo es el que más promueve la participación de generadores distribuidos ya que por lo general implica una mejor inversión para ellos. Señala asimismo que los otros cinco países han implementado la Facturación Neta, y que en el caso de Estados Unidos se pueden encontrar ambos mecanismos según el estado. Además, se indica, casi todos los países cuentan con legislaciones que permiten el pago por excedentes; siendo lo que sí varía, la fórmula o metodología de cómo se calcula la tarifa a la cual se pagan esos excedentes.

El estudio señala que otra diferencia importante en cuanto a cómo se regula la Generación Distribuida en estos países es la diferenciación entre los tipos de generadores, indicando que en la mayoría de los casos existen estipulaciones distintas según el tamaño del sistema que instale el Generador Distribuido, y que una forma utilizada comúnmente es la que se hace entre generadores residenciales y comerciales, donde los sistemas residenciales o pequeños pueden variar desde aquellos menores de 10 kW y hasta menores de 30 kW; los comerciales o medianos pueden ser de hasta 2 MW en algunos casos.

Por último, se señala que en general, en la mayoría de los países no se necesita una concesión o permiso más allá del contrato de interconexión que se establece con la empresa distribuidora. Los casos de Brasil y Jamaica son los únicos que sí necesitan de un permiso de otra entidad gubernamental.

Otro estudio referido a la medición y tarificación eléctrica en el caso de Chile (DICTUC, 2012) menciona que la medición neta es un esquema de medición y tarificación diseñada para medir y valorizar los excedentes netos a la red provenientes de sistemas de generación distribuida de muy pequeña escala, típicamente instalaciones domiciliarias. Donde, según ellos, el término medición neta proviene de la utilización de un medidor de consumo eléctrico convencional para medir la cantidad de energía neta consumida o inyectada a la red. Señalan que al instalar un sistema de generación local e inyectar a través del empalme de una casa, los flujos de corriente dejan de ser unidireccionales, pudiendo ir hacia o desde la red de distribución, dependiendo del tamaño relativo entre el consumo y la cantidad de electricidad generada por el sistema de generación distribuida. El estudio agrega, que de esta forma existen horas del día en que se inyecta electricidad a la red y otras en que se consume desde ella; y que el medidor registra estas inyecciones y consumos descontando o agregando consumo según corresponda, por lo que la cantidad medida al final del periodo de facturación corresponde a una cantidad neta de energía, razón por la cual se habla de “medición neta”.

Cabe mencionar que, como se indica en este estudio, la medición neta es un concepto que existe ya desde hace muchos años en el mundo desarrollado. En Estados Unidos; con la promulgación la “*Public Utility Regulatory Policies Act*” (PURPA, 1978), la discusión sobre mecanismos de medición y valorización de inyecciones para generadores distribuidos fue un tema recurrente en los regulados de los diversos estados de este país. En efecto, como se indica (DICTUC, 2012) esta ley estableció el derecho a interconexión de sistemas de generación (frecuentemente renovables y de cogeneración) a las redes de distribución, siendo necesarios esquemas tarifarios que incluyeran estas inyecciones en el cálculo y aplicación de las tarifas, y de allí que en algunos estados las iniciativas de medición neta están presentes desde hace más de 30 años. Finaliza señalando que las iniciativas de medición neta y las diferentes regulaciones existentes en Estados Unidos han funcionado de forma dinámica, ya que han identificado las necesidades de los sistemas particulares, variando las regulaciones conforme fuera necesario; así, casos emblemáticos son Oregón, California, Colorado y Texas (éste último como un mal ejemplo), entre muchos otros. Se debe remarcar, que sólo tres estados actualmente no poseen sistemas de medición neta en Estados Unidos.

Por último, desde la perspectiva de las empresas distribuidoras, los estudios técnicos de la normativa y el Reglamento, demandan capacidades internas para realizar estos estudios y obtener los parámetros técnicos adecuados, lo que a su vez implica costos que no están dispuestas a asumir, y que tendrían que trasladar al contrato del interesado o implicarían un aumento de tarifas al consumidor, a no ser que el gobierno decida hacer explícito por su parte el pago de subsidios.

3.2. Tarifas: ¿Servicio al costo o subsidios cruzados?

En Costa Rica, en los noventa¹⁸, para una mayoría de economistas el precio de los servicios públicos, deben mostrar el verdadero costo económico, de forma específica la electricidad debería ajustarse en su precio de forma periódica, con base en las variaciones de los insumos o equipos necesarios para producirla, con lo cual se evitaría el problema de tener que aprobar o desaprobatar tarifas con aumentos significativos que tienen menor viabilidad de lograrse, lo cual ha llevado a los rezagos tarifarios que afectan las finanzas y capacidad de inversión de las empresas.

Luego de la emisión de la norma POASEN, la ARESEP que por ley debe fijar las tarifas con base en el principio de servicio al costo, definió entre mayo y junio del 2015 las metodologías tarifarias de acceso, interconexión y pago de excedentes, y estableció tres tipos de tarifas para generadores a pequeña escala para autoconsumo que se integren al Sistema Eléctrico Nacional (SEN):

- Tarifas de acceso a la red de distribución (Resolución RIE-058-2015)
- Tarifas de interconexión según el tipo de medidor (Resolución RIE-059-2015)
- Tarifas de venta de excedentes (Resolución RIE-054-2015)

¹⁸ Según Harberg (Jiménez, 2009)

La tarifa de acceso, estableció ARESEP “*será aplicable a los kWh consumidos por el generador, provenientes de su generación propia. Para los kWh consumidos provenientes de la red de distribución se les aplicará la tarifa establecida en los pliegos tarifarios vigentes de cada empresa, que ya incluyen los costos fijos correspondientes al acceso a la respectiva red de distribución*”.

Continua asimismo que “*si el consumo de un mes específico es igual a cero, el costo por acceso se calculará con base en el promedio de la energía consumida en los últimos 6 meses, independientemente del origen de la energía consumida (generación propia autoconsumida o suplida por la empresa distribuidora)*” y que “*en el caso de aquellas tarifas que tengan cargo por energía y potencia y límite inferior de consumo, este límite debe entenderse como el calculado a partir del consumo total, independientemente del origen de la energía consumida (generación propia autoconsumida o suplida por la empresa distribuidora)*”.

La tarifa de interconexión es aplicable a todas las empresas distribuidoras según el tipo de medidor, es decir dependiendo si este es monofásico, trifásico sencillo, o trifásico con registro. Asimismo, explica ARESEP que “*el cargo por interconexión es el costo que todas las empresas distribuidoras de energía eléctrica le cobrarán al interesado por interconectar y operar un generador (dejar operando o en funcionamiento) de conformidad con la norma técnica AR-NT-POASEN y otras normas promulgadas por la Autoridad Reguladora*”. Y que “*los costos indicados incluyen las inspecciones básicas establecidas en el procedimiento para la interconexión de micro y mini generadores a la red de distribución eléctrica. Inspecciones adicionales tendrán un costo igual al costo fijo del servicio.*”

Estas tarifas de interconexión se fijaron en 48.687 colones para medidor monofásico, 542.004 colones para medidor trifásico sencillo y 1.286.240 colones para medidor trifásico con registro. Al respecto, estipula asimismo la ARESEP, que “*en el caso de usuarios que requieran medidor monofásico que cuente con lectura remota, la empresa distribuidora podrá cobrar un monto adicional de hasta ₡ 335.638, siempre que sea técnicamente justificado y se incluya este concepto en el respectivo contrato*”.

Por último, las tarifas de venta de excedentes contemplan “*el costo ponderado de compras de electricidad al ICE y a su propio sistema de generación*”, donde esta tarifa “*sería la que pagaría la empresa distribuidora a cada usuario por cada kWh de excedente que inyecte al sistema*”.

Las diferentes tarifas establecidas en el 2015, se resumen en el cuadro 6 a continuación.

Cuadro 6
Tarifas de acceso y de venta de excedentes según compañía distribuidora
(en colones/kWh)

Compañía distribuidora	Tarifa de acceso 2015 ^a	Tarifa de venta de excedentes 2015 ^b	Tarifa de acceso 2016 ^c	Tarifa de venta de excedentes 2016 ^d
ICE	28,44	58,10	28,30	56,92
CNFL	17,92	59,71	18,00	58,28
JASEC	14,68	58,47	14,60	57,01
ESPH	8,48	58,66	11,60	57,31
Coopelesca	9,50	53,76	29,40	49,84
Coopeguanacaste	15,98	54,78	21,30	52,81
Coopesantos	27,13	55,74	29,70	57,97
Coopealfaroruz	17,96	53,73	28,60	52,33

Fuente: ARESEP, Resoluciones: ^aRIE-058-2015, ^bRIE-059-2015, ^cRIE-036-2016 y ^dRIE 54-2015.

Desde la perspectiva de los empresarios de venta y montaje de sistemas solares nacionales de ACESOLAR, con estas tarifas de acceso y manteniendo el criterio del pico de demanda, se les afecta directamente el periodo de repago de la inversión, aumentándolo entre 40% a 80%.

Esto, argumentan, les reduce el mercado al sector residencial de alto consumo, en donde el costo oscila entre 120 y 130 colones por kilowatt-hora más tarifa de acceso, cuando en realidad el costo es de 100 colones kilovatio/hora; donde en estos casos el periodo de recuperación de la inversión va a encontrarse en un periodo aproximado de 10 años, que como se dijo es el que los bancos están dispuestos a financiar; sin embargo para un sector residencial de menos 200 kW de consumo, con un costo de 80 colones el kilovatio-hora, el periodo de pago va a desplazarse a los 15 o 16 años, no siendo ya atractivo para los bancos. Donde, por otro lado, estas tarifas hacen que la viabilidad de repago se mantenga solamente en el caso del ICE y la CNFL, considerando un tiempo de financiamiento de 10 años que es lo que usualmente los bancos están dispuestos a financiar.

Cabe remarcar, que, a raíz de la resolución de la PGR, ARESEP debe estimar nuevamente estas tarifas de acceso, interconexión y venta de excedentes, estando en el proceso de revisión de la metodología de cálculo, quedando pendiente su finalización y consulta a través de audiencia pública.

Posteriormente a todo este desarrollo y como corolario al mismo proceso la ARESEP realiza una actualización de la norma POASEN publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016 con base en su resolución RJD-030-2016, modificando todo su capítulo XII sobre generación distribuida para autoconsumo estableciendo dos Modalidades de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables interconectadas a la red.

Siendo estas la “Neta sencilla y Neta completa (venta de excedentes)”, esta última definida en su artículo 126 como: “La actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, utilizando el modelo contractual de medición neta completa (venta de excedentes), es servicio público y se regirá por lo establecido en la Ley 7200, la Ley 7593 y sus reformas; así como las normas y reglamentos técnicos, metodologías tarifarias y tarifas fijadas para tales efectos por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Asimismo, en lo que le sea aplicable, se regirá por lo establecido para tales efectos por el Ministerio de Ambiente y Energía.”

Mientras en su artículo 127 simplifica lo relativo a la relación una empresa distribuidora y los productores consumidores con un sistema de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, interconectado a la red de distribución para los que establece utilizarán “el modelo contractual de medición neta sencilla, se regirán por el contrato de interconexión establecido por el MINAE, respetando para ello la regulación establecida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en lo relativo a sus competencias”.

Todo lo anterior muestra como se ha dado parte de esta evolución de perspectivas y posiciones de instituciones y actores socioeconómicos sobre el tema y será de esperar que la dinámica y contexto continuaran esta relación dinámica y jalonada en algunos momentos por la maduración de las tecnologías y esquemas financieros asociados a las visiones de desarrollo.

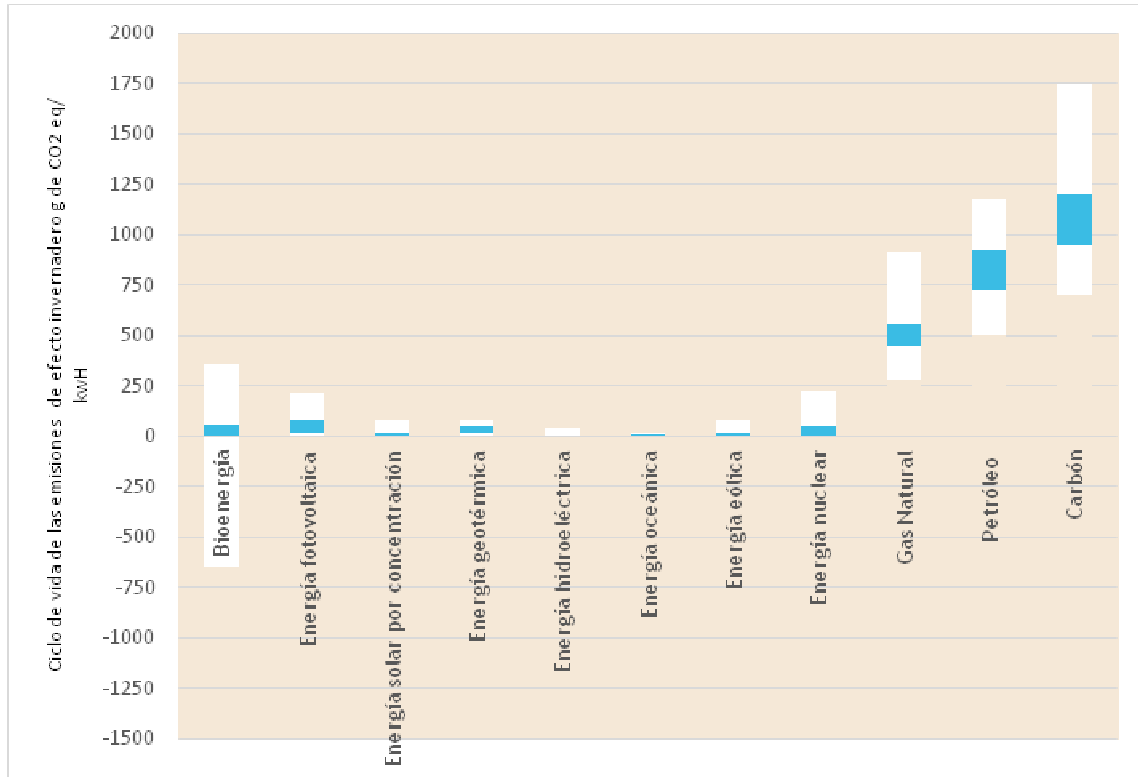
3.3. Perspectivas en el debate

Como se ha abordado en el presente documento, existen diversas posiciones en cuanto a la conveniencia del uso de energía solar para generación distribuida de electricidad en el país. Más allá de los factores técnicos y tipo de tecnología, se encuentra la discusión de la contribución de esta energía a las políticas de desarrollo sustentable del país, por otro lado, los costos de generación, en función de la madurez de la tecnología, costos de funcionamiento, así como los costos de autoabastecimiento para los usuarios finales de la red, y la decisión de la existencia o no de subsidios; en suma, el potencial real y la conveniencia de la generación de electricidad a partir de energía solar en Costa Rica.

En efecto, en este debate en el país, por un lado, la promoción del uso de energías renovables como fuente de generación eléctrica, se da como parte de las políticas ambientales de desarrollo sostenible, específicamente la política de carbono neutralidad, dado que en el ámbito de las externalidades ambientales del uso de estas energías con respecto a la emisión de gases de efecto invernadero (GEI por sus siglas en inglés) medidos en términos de carbono-equivalente, el análisis del ciclo de vida de la producción de electricidad indica que las emisiones GEI resultantes de las tecnologías de energía renovable son, por lo general, bastante menores que las ocasionadas por los combustibles fósiles, como se muestra en el gráfico 13 que compara las emisiones por tipo de tecnología (IPCC, 2011).

Gráfico 13

Emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo de un ciclo de vida (g CO₂ eq/kWh)



Fuente: IPCC (2011).

Como se puede observar en el gráfico 13, el impacto ambiental de la energía solar en cuanto a emisiones GEI es menor con respecto a las fuentes energéticas de recursos no renovables. En efecto, los valores de las medianas para el conjunto de las energías renovables, incluyendo la solar, están situados entre 4 y 46 de g de CO₂ eq/kWh, mientras que los combustibles de origen fósil están comprendidos entre 469 y 1.001 g de CO₂ eq/kWh. La utilización de energía solar, por ende, contribuye a la política ambiental de Costa Rica.

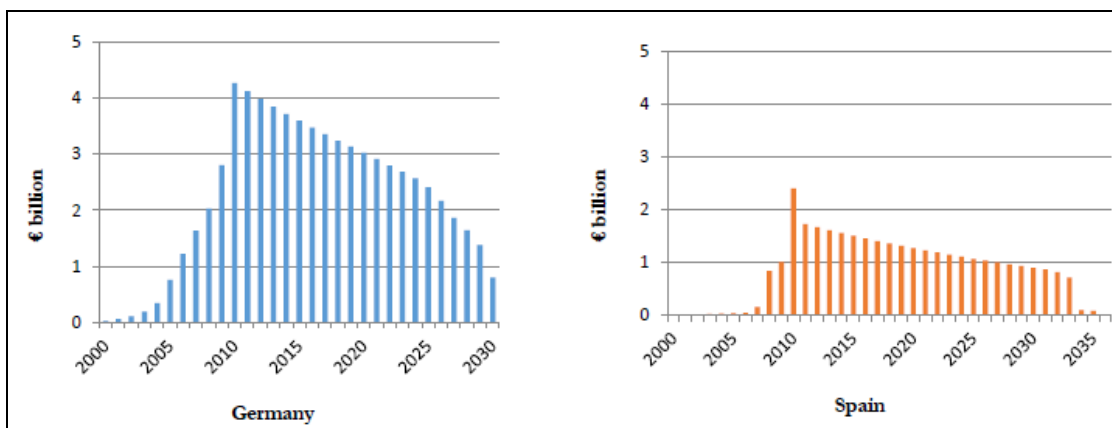
Por otro lado, en cuanto a los costos de generación y funcionamiento en generación distribuida a partir de energía solar, se ha discutido ampliamente en el capítulo anterior, las posiciones de los actores ante la reciente normativa POASEN del ARESEP, que consideraba la generación distribuida como servicio público; el posterior dictamen de la Procuraduría General de la República, que difiere de esa posición; y finalmente el Reglamento del MINAE, en cuyo ámbito recae la regulación luego del dictamen de la PGR.

Es importante en el contexto de estas discusiones en cuanto a definiciones, costos, facturación y tarifas relacionadas, y la decisión de proveer subsidios o no, que se requiere de una valoración de forma objetiva de los costos y beneficios asociados, poseer datos adecuados y de calidad en que sustentar el análisis costo-beneficio. A nivel nacional no se tiene acceso a los datos en detalle de desempeño económico y costos de empresas que han llevado proyectos de cierta magnitud en

incorporación de energía fotovoltaica a la red, que permitan con una metodología común (por ej. LCOE) realizar una comparación entre energías.

Ante esta carencia de datos, es importante volver la atención a lo que nos enfrentamos de no hacer estas adecuadas valoraciones. Para la discusión clave sobre subsidios, centrada en cuanto a costo-eficiencia, se puede tomar como referencia el Gasto Estimado de Subsidios Anual expresados en euros del 2010 y descontados, a una tasa real de descuento del 3,5%, en el caso de España y Alemania, como muestra (gráfico 14) un estudio de Bridle (2012) para la Global Subsidies Initiative (GSI) del International Institute for Sustainable Development (IISD).

Gráfico 14
Alemania y España: Gasto estimado de subsidios anual (euros 2010)



Fuente: Bridle (2012).

La caída del gasto en España que se observa del 2010 al 2011, se debe a los altos niveles de radiación solar promedio durante el 2010 y el asumir la proyección de estos durante la vida de la política (tarifa FIT), sin considerar los recortes a los subsidios que se dieran posteriormente. Por otro lado, datos de la Comisión Europea del 2010 (Bridle, 2012), que se indican en el cuadro 7, muestran comparativamente indicadores para Alemania y España.

Cuadro 7
Alemania y España: Indicadores clave del costo financiero del costo de subsidios en energía solar en su tiempo de vida

Indicador clave	Alemania	España
Monto total de recursos para apoyo a PV solar instalados durante 2000–2010 (€ billones, valores descontados)	70,2	32,3
TWh totales de electricidad generada (25 años)	292,8	122,8
Costo total por kWh (€/kWh)	0,24	0,26
Promedio de rendimiento solar anual (kWh/kWp/año)	950	1.300

Fuente: Bridle (2012).

Como se puede apreciar en el cuadro 7, si bien Alemania gastó más del doble que España en subsidios (70,2 contra 32,3 billones de euros), en términos de costo-efectividad su política tuvo un mejor desempeño considerando la “radiación solar productiva promedio” en cada país.

Es decir, una valoración objetiva de la conveniencia o decisión sobre subsidios, debe reconocer los retos que significa desarrollar un estudio de costo-beneficio riguroso en la implementación de una política de energía renovable. Además, que no se debe tomar como evidente que los costos de subsidios (Tarifa *FIT in*) para promover la implementación de tecnologías de energía renovables (solar) vale los beneficios. En el caso del estudio (Bridle, 2012) tanto con sensibilidades altas y bajas muestran que los costos están por encima del rango de beneficios económicos y ambientales cuantificables aun cuando se utiliza una sobrestimación de los beneficios y una subestimación de los costos.

En este contexto, el ICE (2014) remarca que “*en un futuro se espera contar con un potencial interesante de otras fuentes no convencionales*” dentro del sistema eléctrico nacional, ya que “*la participación de “la energía generada a partir del recurso solar será marginal y los modelos en uso todavía no modelan en detalle estas fuentes”* así como “*los costos y barreras tecnológicas actuales limitan la consideración*” de esta fuente a gran escala con una participación más significativa en términos porcentuales del total generado en el SEN (participación que al 2014 es menor al 0,01%). Por otro lado, la consideración de la energía solar en términos de generador-productor a pequeña escala requiere considerar los costos fijos y de operación de la red incluyendo el de las fuentes de respaldo, ya que encarece la tarifa de todos los que no posean la capacidad de invertir y usar el autoconsumo.

Es decir, cabe valorar como conclusión que se requiere una evidencia base más fuerte para entender y reclamar como deseables los beneficios alcanzados con estos subsidios. En el caso costarricense, este tipo de aprendizajes se desprenden del plan piloto del ICE y su cierre para los proyectos solares, haciendo la salvedad que los proyectos de biomasa requieren un capítulo aparte por su potencial de generación y articulación agro productiva¹⁹.

3.4. Conclusiones

Los costos de generación, transmisión, distribución y respaldo de energía de calidad son altos sin los subsidios, estos se justificarían en el marco de una política ambiental que reconozca su aporte a la adaptación, mitigación y desarrollo de tecnología dentro de una estrategia nacional que actúe ante el cambio climático. Además, tendrán un peso de importancia cada vez mayor si el número de productores consumidores que continúan usando servicios de la red se convierten en desertores distribuidos de la red, lo cual genera y aumenta costos que se trasladan al resto. Es cierto que proveen beneficios de aporte de energía a la red -siempre y cuando esta energía sea de calidad- sin embargo, debe realizarse una adecuada cuantificación de costo-beneficio.

Si bien se reconoce la necesidad de poner un techo, al menos un máximo porcentaje de incorporación (15%) dentro de los circuitos, en espera de tener datos de calidad y estudios técnicos sobre los parámetros de desempeño de la red eléctrica, serán las empresas distribuidoras las que enfrentarán estos retos y tendrán que definir los costos asociados a la devolución de la energía en un ciclo anual en el marco de los convenios que realicen con los prosumidores.

En suma, aunado al interés de sectores que promueven energía verde como parte del modelo, o utilizan este como argumento de apertura, y la posición de regulación al costo que por ley debe seguir la ARESEP -debe fijar tarifas al costo, considerando la estabilidad financiera de las instituciones, empresas públicas y privadas dentro de la cadena productiva de energía-, teniendo en cuenta el argumento que las tarifas no deberían tener subsidios y que de existir, estos deberían darse como parte de una política claramente formulada; se deberían estimar rigurosamente los costos y los beneficios buscados con los mismos -para que en el proceso no se den subsidios cruzados de los que menos tienen a los que mayor capacidad de inversión poseen- si los costos de los mismos se trasladaran al sistema por medio de tarifas generales indiferenciadas.

Los subsidios son una decisión de política pública que debe quedar claramente establecida y con base en cálculos con estudios costo-beneficio riguroso y soportado en una adecuada contabilidad regulatoria actualmente en proceso de desarrollo y mejora. Dicho de otra forma, son una decisión de política pública, donde el impacto y sus costes vis a vis los beneficios ambientales, económicos y sociales deben estar bajo una clara ***definición y métrica del valor público de la política*** y consecuente transparencia ante la ciudadanía.

A continuación, se listan algunos hitos a guisa de conclusiones, así como reflexiones finales, prospectiva y decisiones pendientes:

¹⁹ Monge (2013).

- 1) *Retos desde el punto de vista de una política energética integral, entendiendo ésta como un reto para articular sustentabilidad (Sen, 1999), competitividad sistémica y desarrollo humano.*

Los principales retos surgen de la aplicación del concepto de competitividad sistémica, es decir aquella que no se basa en mano de obra barata, sobreexplotación de recursos naturales o propicia mini-devaluaciones. Esta línea de desarrollo humano debería tener tarifas bajas para el sector productivo y sus encadenamientos no podrían estar basados en una tarifa que distribuye costos a todos los ciudadanos, especialmente a los que menos tienen. La importancia del balance del uso de energías renovables desde la sustentabilidad, conlleva el soporte a su capacidad de desarrollo y que este sea sustentable. Lo anterior implica un cambio de visión de sostenibilidad a sustentabilidad. Entendiendo sostenibilidad como la definición tradicional, con la cual no hay modificación de patrones de consumo si no que solo trata de prolongar los accesos y beneficios para generaciones futuras; mientras que sustentabilidad es una relación directa con la capacidad biótica que existe en el medio, para que el desarrollo y los patrones de consumo asociados no atenten esa capacidad que es limitada.

- 2) *Diferentes marcos de mercado en que compiten las tecnologías y la recuperación de costos fijos de redes asociados.*

El criterio de competitividad dentro de una política pública define los costos de energía que se manifiestan en las tarifas de pago definidas para cada tipo de usuario. Las tecnologías compiten en distintos mercados nacionales (CR, USA, EU, etc.) en los cuales existen políticas implícitas para promoción y uso e incorporación de fuentes de energía renovables. En una visión integral, se debe tener en cuenta la diferenciación por calidad y el aporte a la sustentabilidad. En el caso costarricense la institucionalidad construida (desde la ley de creación del ICE) hacia energías renovables, tiene un costo si bien provee valor agregado al país. Además, la creciente apertura y globalización de mercados con la consiguiente incorporación de criterios de desempeño y competitividad, implican para el país esfuerzos adicionales por competir con diferenciación del producto y no solamente con bajo costo; donde los consumidores estén dispuestos a pagar un mayor precio por energía proveniente de fuentes renovables. Es así que surge la idea en el país de la diferenciación por carbono neutralidad que no todos los países podrían realizar. En suma, es importante reconocer los distintos tipos de mercados en que las tecnologías operan y la asociación a políticas comerciales, de desarrollo industrial, de competitividad y productividad en cada país; puesto que la recuperación de costos va asociada a la tarifa que pagan los usuarios e implica en algunos casos el incremento de los costos fijos -de funcionamiento de redes de transmisión de energía- y de las tarifas fijas, para garantizar la recuperación de la inversión.

- 3) *Factibilidad financiera de la energía solar asociada a políticas, instrumentos y tarifas que afectan la recuperación de los costos de fijos de la red*

La dependencia de la factibilidad financiera de los proyectos basados en energías renovables con políticas e instrumentos asociados a subsidios o beneficios, afecta directamente a los distribuidores o consumidores sin capacidad de generación, por ende, a la recuperación de los costos fijos de la red. Se debe diferenciar entre decisiones del uso de instrumentos para mejorar la factibilidad financiera de proyectos de desarrollo tecnológico (para desarrolladores y fabricantes de paneles fotovoltaicos y sistemas de soporte operativo) con la de proyectos de comercialización e instalación de equipos de generación fotovoltaica (venta y comercio de paneles y equipos). En lugar de proveer subsidios a grupos de interés comercial con capacidad de influencia mediática, apostar por una clara definición de la métrica del valor público asociada a la política pública y sus instrumentos (tarifas, compra obligada, subsidios, etc.) de valoración de costo-beneficio de proyectos. Esto, bajo metodologías de energía y tecnologías asociadas costo-equivalentes y transparentes. Es decir, si se puede lograr el desarrollo sustentable equitativo bajo una adecuada métrica del valor público (Sen y Klisberg, 2007), subordinando los intereses de grupos y colocando primero a la gente.

- 4) *Las condiciones de mercado (tamaño, participación, tipo) que son propias de cada país, son factores importantes que afectan la factibilidad financiera y las proyecciones del uso de la energía solar.*

En el caso costarricense, la disponibilidad de recursos hidráulicos, geotérmicos y de biomasa ha impulsado el desarrollo de mercados regulados con especificidades propias de un modelo energético nacional, dando prioridad a la explotación racional de estos recursos sin copiar modelos de países desarrolladores con políticas comerciales en proceso de “*phase out*” de tecnologías con curvas de desempeño limitadas de desarrollo futuro, como la fotovoltaica. Esto requiere pensar las estrategias del país con criterios de sustentabilidad y desarrollo integral, con mayor apoyo en el conocimiento y experiencia en la gestión tecnológica nacional desarrollada hasta ahora y no en fundamentalismos que atenten contra la preservación y aprovechamiento racional de los recursos nacionales dentro de una visión integral de desarrollo sustentable y equitativo.

- 5) *Inversión requerida para la actualización y mejoramiento de la tecnología hacia sistemas más inteligentes, con mayor incorporación de tecnologías de información y comunicación para una mejor gestión y administración.*

Los desafíos conexos a la recuperación de los costos fijos y los de la red, se dan en un momento en que la incorporación de nuevas tecnologías con fuentes variables requiere de inversión al menos para su actualización, dado el desarrollo de la infraestructura establecida en generación, distribución y por el crecimiento sociodemográfico, que implica un incremento de demanda energética. Aún más, al ser lo deseable el mejoramiento de la red y el funcionamiento de forma inteligente (*smart grid*) se necesita una mayor incorporación de tecnología de información y comunicación dentro de la red, que mejore la capacidad para la

toma de decisiones y gestión eficiente de la red y el monitoreo de circuitos (Sperling, 2015). Así como para la adecuada incorporación de fuentes de energía renovable distribuidas en la red se requiere una mejor administración de la misma, esto requiere inversión y mejoramiento de la red de distribución y sus sistemas de gestión.

- 6) *El acceso a datos actualizados por tecnología sin incluir subsidios es de gran importancia para compañías asesoras en inversión e instituciones financieras.*

Existe una clara necesidad de información actualizada y de calidad sobre costos de funcionamiento por tecnología. Las compañías de inversión elaboran instrumentos de análisis sobre el desempeño de tecnologías, subsidios y marco de política existentes, fundamental para recomendar o no inversión en los mercados desarrollados. En el caso nacional, aparte de los esfuerzos que se realizan para el desarrollo de una buena contabilidad regulatoria en el área, se requiere construir una cultura de compartir información para contribuir a la toma de decisiones con base en evidencia y alimentar esta con procesos de valoración metodológica científica y técnica alineada con una adecuada métrica del valor público.

- 7) *Al ser un país comprador más que desarrollador de tecnología, se requiere mayor rigurosidad con los datos.*

En países como el nuestro en que somos más tomadores o compradores de tecnología que desarrolladores de la misma -a excepción de generación hidráulica y geotérmica- no existe experiencia ni capacidades asociadas en la planificación, uso y adecuada utilización de estas fuentes. Si bien no construimos las turbinas, si existe capacidad de evaluación tecnológica para este tipo de proyectos. En nuevas fuentes de energía hemos realizado programas piloto que han generado datos que pueden utilizar las instituciones que han participado en su desarrollo; desprendiéndose cautela en los planes de expansión actuales en el caso de la energía solar ante el reconocimiento explícito de la falta de madurez de la tecnología.

- 8) *Compartir y disponer de datos de calidad para abordar políticas energéticas informadas.*

El reto de formular políticas energéticas con base en evidencia significa mejorar la capacidad de evaluación y prospectiva tecnológica con un adecuado seguimiento al desempeño, costos, funcionamiento y subsidios asociados a cada tecnología, para decidir como país tomador de tecnología qué capacidades es necesario desarrollar en el país y qué datos de calidad -además del uso de los generados por programas piloto- se requieren para abordar el reto de políticas energéticas informadas donde prevalezcan los criterios técnicos y no sólo la agenda de grupos.

Ignorar lo anterior y copiar esquemas de países desarrollados y desarrolladores es favorecer agendas comerciales sin estudios rigurosos bajo justificaciones espurias en lugar de trabajar hacia la eliminación de beneficios y traslado de costos a la gente, es decir por el objetivo del desarrollo sustentable y equitativo.

- 9) *Hacer accesible los datos de calidad reales existentes a nivel nacional y promover la discusión al respecto.*

Paralelamente a lo anterior, se requiere un mayor empoderamiento y apropiación de la ciudadanía en general para una mayor participación en la discusión, tanto de la regulación económica de los servicios públicos, como de la política pública y de los objetivos que esta sustenta; asociados al costo-beneficio de los instrumentos de valor público. Lo cual requiere a su vez una nueva cultura regulatoria en función de la gente y el rescate de la discusión de la política pública de los espacios donde solo los grupos con poder de incidencia participan.

- 10) *El país deber tener en cuenta las condiciones de mercado internacional a la baja en el costo de energía a partir de combustibles fósiles.*

Se debe tener en cuenta el comportamiento del mercado internacional en especial el de las energías provenientes de fuentes fósiles y el surgimiento de tecnologías que limpiarán el desempeño de las de combustión de carbón. El líder mundial en la tecnología de plantas que producen energía a partir de carbón sin emisiones de carbono es China, cuya escala es enorme y tiene como socios estratégicos a compañías norteamericanas dentro de su cadena productiva. Estas podrán tomar las tecnologías cuando estén más maduras y establecidas y desarrollar mercados foráneos. Es decir, la reducción de costos y el proceso de innovación está siendo pagados en un mercado, que permitirá luego su desarrollo externo, teniendo implicaciones en cómo se desarrollarán las tecnologías en otros mercados.

- 11) *Sistema cada vez más interconectado a nivel regional.*

El mercado eléctrico centroamericano, en el que el ICE es un ente operador de la red, conlleva un proceso de internacionalización en la región en términos de proyectos, lo que pone retos en el balance de la perspectiva de sustentabilidad, competitividad y desarrollo humano previamente mencionados, por cuanto la energía más barata continúa siendo la generada a partir de combustibles fósiles si no se interiorizan los costos ambientales, por ejemplo, a través de un impuesto a las emisiones. De hecho, al momento las compras históricas dentro de este mercado mejoran la competitividad en términos de costo de energía, pero deterioran la diferenciación de “país verde” o “carbono neutro” como meta país futura.

- 12) *Las tendencias de integración económica regional y las oportunidades y amenazas asociadas.*

Si bien el ICE, como se mencionó previamente, participa dentro del MER y el SIEPAC, donde además es parte del EOR y de la EPR, la aceptación de protocolos de integración económica regional y de mercados específicos de energía, lo hace someterse crecientemente a reglas y procedimientos regionales que limitan paulatinamente su capacidad de autodeterminación y seguimiento del mandato nacional sobre energía renovable. Viéndose

obligado probablemente por criterios de razonabilidad de precios y variabilidad climática a una cada vez mayor compra regional de energía en un escenario extremo, o de participación dentro de negocios regionales como los que ya está empezando realizar en países de la región maximizando su “*know how*” y conocimiento tecnológico de gestión de proyectos.

13) Necesidad de una clara valoración del costo-beneficio de los diversos proyectos, y del adecuado uso de instrumentos de mercado para la promoción de tecnologías y sistemas renovables.

Todo lo mencionado anteriormente muestra la importancia de realizar una adecuada valoración de alternativas y proyectos considerando el costo - beneficio e impacto desde el balance de las perspectivas de sustentabilidad, competitividad sistémica y desarrollo humano. Es decir, se plantea que abordar este reto nacional requiere articular capacidades institucionales existentes, conocimiento, así como integrar visiones para el adecuado balance que se explicita energéticamente a largo plazo. Esto requiere la valoración de los recursos energéticos (en términos de calidad, disponibilidad, sustentabilidad, valores de equidad y dignidad), así como de las limitantes de explotación actual existentes en tecnologías con mayor potencial que la solar, como la geotérmica y la biomasa (en términos legales, sociales, sustentables y valor público); la primera más desde la perspectiva de visión país y la segunda por la necesidad de apertura y modificación de modelos institucionales que requieren de actualización. Ejemplo de lo anterior son las discusiones actuales al respecto de la primera en el congreso nacional. Finalmente, en estos temas no solo su ubicación en la agenda es importante, sino que la secuencia de abordaje en la discusión nacional es fundamental.

14) Una clara visión y definición del valor público y protección justa de los ciudadanos en términos de sus capacidades económicas

Lo mencionado anteriormente refuerza la necesidad de construir una clara visión y definición del valor público que requiere balancear las tres perspectivas mencionadas de competitividad, sustentabilidad y desarrollo humano. El marco analítico de valor público (Moore, 2013) implica cierta dirección para el desarrollo, implementación e impacto de política pública según este balance de perspectivas, lo que requiere de un incremento de la autoridad. En ese sentido, el triángulo estratégico de valor público que es la relación entre legitimidad y soporte de su visión define en la política, la capacidad operacional requerida para llevar a cabo la misma ayudando por un lado a movilizar y construir esta legitimidad y la capacidad operativa requerida. De forma que la contabilidad del valor público construya, integre y valide a su vez la estrategia establecida. Esta implementación en el ámbito del presente trabajo significa reconocer y aprender de algunos instrumentos de política descritos de otras latitudes, de los cuales se derivan lecciones para mejorar la definición y métrica adecuada de valor público. Lo anterior implica necesariamente repensar los conceptos de desarrollo poniendo a la gente en el centro con criterios de sustentabilidad y equidad. Esto requiere modificar o adecuar los modelos institucionales y organizacionales con mayor apoyo en tomas de decisiones basadas en la ciencia y evidencia acorde con los valores como sociedad.

15) El alto costo económico de los fuertes subsidios otorgados, crea una situación insostenible, que necesita ser modificada, con la búsqueda de alternativas y mejores prácticas.

Es fundamental reconocer que los mercados se han desarrollado con base en fuertes subsidios, donde los instrumentos de soporte para la valoración de datos y el costo nivelado de energía, requieren mejoras y especificidades según el tipo de tecnología, la vida útil y los otros factores técnicos mencionados. Este ámbito refuerza la necesidad nacional de desarrollar seriamente las áreas de prospectiva y valoración tecnológica institucionales acordes a la generación de evidencia e insumos que apoyen la toma de decisiones de política informada en los distintos entornos del Estado. Lo anterior, desde la parte rectora, la parte de visión de esquema regulatorio, la parte de contabilidad regulatoria, desde los distintos datos de los actores involucrados en el sistema, y desde la calidad de información y observación para una mejora continua de las decisiones de política pública.

16) Desde el punto de vista de la industria, se requiere hacer predecible la reducción de incentivos y la generación de condiciones comerciales basadas en costos.

Si bien desde el punto de vista la industria, sobre todo en los países desarrollados, se requiere hacer predecible los retornos de inversión en especial los asociados con investigación y desarrollo e innovación tecnológica; la madurez y desempeño de estas tecnologías debe ser parte de una clara decisión política dependiendo del mercado. En el caso de mercados desarrollados existen políticas, instrumentos e institucionalidad que fomentan el desarrollo industrial y tecnológico y se complementan además con políticas comerciales. En países como el nuestro, tomador de tecnología lo que estamos haciendo más bien es un subsidio a esos países desarrolladores. Por lo que, como medida correctiva, las labores mencionadas previamente de monitoreo, evaluación y prospectiva tecnológica se deberían acoplar y complementar con el monitoreo del entorno comercial y desarrollo que afectará el desempeño y costo y la posible incorporación de tecnologías a la matriz energética nacional.

17) Se requiere de una mejor métrica de los costos de producción de energía según tecnologías y factores que las influyeran para lograr comparabilidad.

Lo primordial de la necesidad de contar con costos de producción de energía según tipo de tecnología y en especial de metodologías que permitan su comparación, ha sido resaltado durante la realización de este trabajo. En el ámbito nacional se requiere de un trabajo articulado entre algunas áreas de ciencias básicas, ingeniería y economía para la adecuada definición de la política y su administración pública, por ejemplo, el desarrollo de programas interinstitucionales para mejorar el desarrollo y monitoreo de información y generación de conocimiento para la toma las decisiones (a las que el OdD a través del presente trabajo, como pequeño aporte, espera hacer un llamado, al explicitar su necesidad).

18) Es conveniente cuantificar adecuadamente tanto el aporte en beneficios de las tecnologías renovables, así como internalizar los costos de los impactos ambientales asociados a las emisiones de carbono equivalente que impactan en el cambio climático.

Si bien la señal más clara de mercado sería crear un impuesto a las emisiones, hasta tanto eso suceda, las políticas y acuerdos internacionales alrededor del cambio climático tratarán de influir en el sistema económico. De decidirse a nivel nacional por subsidios dentro de las tarifas, debería darse a conocer a la población el monto que está pagando para subsidiar la incorporación de estas tecnologías renovables o los montos de subsidios cruzados a otros sectores como elementos de competitividad espuria. Solamente empoderando a la ciudadanía como un todo para una mayor participación y transparencia en la asignación de costos y tarifas, se puede avanzar en la discusión como agentes razonables alrededor de estos temas.

Finalmente, si como país apostamos a la diferenciación ambiental, se requerirían las políticas e instrumentos para adecuar nuestra competitividad, desarrollo y capacidades, acorde con esa visión. Y que lo anterior no implique trasladar los costos de este proceso a los ciudadanos por medio de tarifas que estarían afectando su desarrollo humano.

Referencias bibliográficas

- ACESOLAR (2015). *Panorama de la Regulación Generación Distribuida*. Asociación Costarricense de Energía Solar, San José, Costa Rica.
- Ackermann, T.; Andersen, G.; Soder, L. (2000). *Distributed generation: a definition*. Electric Power Systems Research, vol. 57, pp. 195-204.
- Arpels, Marisa (2008). *Using Climate Policies and Carbon Markets to Save Tropical Forests: The Case of Costa Rica*, Massachusetts Institute of Technology. Massachusetts, USA.
- BMU (2009) *Erneuerbare Energien im Jahr 2008*, Federal Ministry for the Environment (BMU) Nature Conservation and Nuclear Safety, Berlin, Germany. En Frondel, M.; Ritter, N.; Vance, C. (2009). *Economic impacts from the promotion of renewable energies: The German experience*, Ruhr Economic Papers # 156, RWI. Essen, Germany.
- Bridle, R.; Beaton C. (2012). *Assessing the Cost-Effectiveness of Renewable Energy Deployment Subsidies: Solar PV in Germany and Spain*. Global Subsidies Initiative (GSI), The International Institute for Sustainable Development (IISD), March 2012. Geneva, Switzerland.
- DECC (2012). *Feed-In-Tariffs Scheme. Consultation and Comprehensive Phase 2AL: Solar PV Cost Control*. Department of Energy and Climate Change (DECC). United Kingdom.
- Denning, L. (2010). *Power Investing*. The Wall Street Journal, September 13, p. R4
- DICTUC (2012). *Revisión de la estructura tarifaria para clientes regulados y de flexibilidad tarifaria” informe*. Dirección de Investigación Ciencia y Tecnología de la Universidad de Chile (DICTUC), Santiago, Chile.
- EIA (2016). *Electric Power Monthly with Data for November 2015*. U.S. Energy Information Administration (EIA). U.S. Department of Energy (DOE), Washington D.C., USA.
- Fulton, M.; Capalino, R. (2012). *The German Feed-In-Tariff: Recent Policy Changes*. Deutsche Bank Group. Berlin, Germany.
- Fraunhofer ISE (2015). *Current and Future Cost of Photovoltaics Report. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility Scales PV Systems*. Study on behalf of Agora Energiewende. Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems. Freiburg. Germany.
- Fraunhofer ISE (2016). *Photovoltaics Report*. Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems with the support of PSE AG. Freiburg, Germany.
- FrondeL, M.; Ritter, N.; Vance, C. (2009a). *Economic impacts from the promotion of renewable energies: The German experience*. Final Report, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Essen, Germany. October 2009.

Fronzel, M.; Ritter, N.; Vance, C. (2009b). *Economic impacts from the promotion of renewable energies: The German experience*, Ruhr Economic Papers # 156, RWI. Essen, Germany.

Gómez, M. (2008). *Sistema de generación eléctrica con pila de combustible de óxido sólido alimentado con residuos forestales y su optimización mediante algoritmos basados en nubes de partículas*. Tesis Doctoral, UNED, España.

Hess, H. (2011). *Alternativas energéticas para Costa Rica*. Observatorio del Desarrollo, Universidad de Costa Rica. San José, Costa Rica.

ICE (2012). *Plan Piloto. Generación distribuida para Autoconsumo. Informe*. Gerencia de Electricidad. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). San José, Costa Rica.

ICE (2014). *Plan de expansión de la generación eléctrica período 2014-2035*. Centro Nacional de Planificación Eléctrica. Proceso de Expansión Integrada. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Abril de 2014. San José, Costa Rica.

ICE (2015). *Resumen Ejecutivo. Informe Plan Piloto. Generación distribuida para Autoconsumo*. Gerencia de Electricidad. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). San José, Costa Rica.

IEA (2014). *Renewable Energy. Medium Term Market Report 2014. Market Analysis and Forecast to 2020*. International Energy Agency (IEA). Paris Cedex, France.

IEA y NEA (2015). *Projected Costs of Generating Electricity*. International Energy Agency (IEA) & Nuclear Energy Agency (NEA), Organization for Economic Co-operation and Development (OECD) IEA Publications, Paris, France.

IPCC (2011). *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigations. Summary for Policy Makers and Technical Summary*. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Changes (SRREN). Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido y Nueva York, Estados Unidos de América.

IPCC (2016). https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srex/SREX-Annex_Glossary.pdf. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Accesado el 10 de enero de 2016.

Jiménez, R. (2009). *Análisis del proceso de formulación de políticas para la reforma del sector eléctrico y su potencial incidencia en el marco institucional y la producción con fuentes renovables*. Tesis Doctoral, Sistema de Estudios de Postgrado de la Universidad de Costa Rica, Ciudad Universitaria Rodrigo Facio, Costa Rica.

Joskow, P. L. (2011). *Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies*. *EUI Working Paper*. Robert Schuman Centre for Advanced Studies (RSCAS). European University Institute. Badia Fiesolana, Florence, Italy.

- Kost, C.; Mayer, J.; Thomsen, J.; Hartmann, N.; Senkpiel, C.; Philipps, S.; Schlegl, T. (2013). *Levelized Cost of Electricity. Renewable Energy Technologies. Study*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Ssystems (Fraunhofer ISE). Freiburg, Germany.
- Mack, S.; McNeil, F. (2013). *Seventy Years of United States - Costa Rica Development Cooperation: Costa Rica and U.S. Economic Assistance 1942-2012*. San José, Costa Rica.
- MINAE (2011). *VI Plan de Energía 2012-2030*. Dirección Sectorial de Energía (DSE), Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET), San José, Costa Rica.
- MINAE (2015a). *VII Plan de Energía 2015-2030*. Dirección Sectorial de Energía (DSE). Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), San José, Costa Rica.
- MINAE (2015b). *Reglamento: Generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables Modelo de contratación medición neta sencilla*, colocado en la web del MINAE con fecha de 21 de agosto de 2015, www.minae.go.cr. San José, Costa Rica.
- MIT (2011). *The Future of the Electric Grid. An Interdisciplinary MIT Study*. Massachusetts Institute of Technology (MIT), Cambridge, Massachusetts, USA.
- MIT (2013). *A Duel in the sun, The solar photovoltaics technology conflict between China and the United States*, Massachusetts Institute of Technology (MIT), Cambridge, Massachusetts, USA.
- Monge, J. (2004). *Intel-driven enterprise linkages in Costa Rica* en Rasiah, R. et al, *Foreign Firms, Technological Capabilities and Economic Performance. Evidence from Africa, Asia and Latin America*. United Nations University. Edward Elgar Press Inc., London, United Kingdom.
- Monge, J. (2008). *ENCC-Modelo de Gestión. Mercado de Carbono: Un Instrumento Económico para la C-Neutralidad de Costa Rica*. MINAE, San José, Costa Rica.
- Monge, J. (2013). *Sistemas de Biomosas*. Escuela de Ingeniería Agrícola, para la Revista de la Facultad de Ingeniería, en proceso de publicación. UCR, San José, Costa Rica.
- Moore, M. (2013). *Recognizing Public Value*. Harvard University Press, Cambridge, Massachusetts, USA.
- Muñoz, B. (2015). *Cantidad total de paneles instalados* [en línea] En:<amolina@dse.go.cr> lunes 20 de julio de 2015 <BMunoz@ice.go.cr> [consulta: 20 de julio de 2015]. En MINAE (2015). *VII Plan de Energía 2015-2030*. Dirección Sectorial de Energía (DSE). Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), San José, Costa Rica.
- NAS (2010). *Electricity from Renewable Sources: Status, Prospects and Impediments*. National Academy of Sciences (NAS). National Academy of Engineering, National Research Council. National Academies Press. Washington D.C., USA.

NDRC (2016). <http://www.nrdc.org/reference/glossary/a.asp>. **Glosario**, Natural Resources Defense Council (NRDC). New York City, USA. Accesado el 10 de enero de 2016.

Olz, S. (2008). *Deploying renewables: Principles for effective policies*. International Energy Agency, Paris, France.

Solano, M. (2015). *Estado actual de energía solar fotovoltaica en Latinoamérica y el Caribe*. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), disponible en: <http://bit.ly/1O5XJ1V>

Osborn, D.E.; Atken, D.W.; Maycock, P.D. (2005). *Government policies to stimulate sustainable development of the PV industry: Lessons learned from Japan, Germany and California*". Proceedings of the International Solar Energy Society, Solar World Congress, Orlando, Florida, USA.

Rawls, J. (2001). *The Law of Peoples: with The Idea of Public Reason Revisited*. Harvard University Press. Cambridge, Massachusetts, USA.

PGR (2015). *Dictamen C-165-2015* del 25 de junio de 2015, Procuraduría General de la República (PGR), San José, Costa Rica.

PURPA (1978). *Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)*, Legislación aprobada por el Congreso de Estados Unidos el 9 de noviembre de 1978.

REN 21 (2015). *Renewables 2015. Global Status Report. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21)*. Reporting on Renewables: ten years of excellence, Paris, France.

Sarasin (2007) Bank Sarasin & Cie AG, *Nachhaltigkeitsstudie: Solarenergie 2007*, Der Höhenflug der Solarindustrie hält an, November 2007, Basel, Switzerland.

Schwartfeger, L.; Miller, A. (2015). *Environmental Aspects of Photovoltaic Solar Power: The New Zealand Context*. Electricity Engineers Association (EEA) Conference, Wellington, New Zealand, 24-26 Junio 2015.

SEMI (2009). *Advancing a Sustainable Solar Future. SEMI PV Group Policy Principles and Recommended Best Practices for Solar Feed-in Tariffs*. Semiconductor Equipment and Materials International (SEMI). San Jose, California, USA.

Sen, A. (1999). *Desarrollo y libertad*. Editorial Planeta. Barcelona, España.

Sen, A.; Klisberg, B. (2007). *Primero la gente. una mirada desde la ética del desarrollo a los principales problemas del mundo globalizado*. Grupo Planeta (GBS), Barcelona, España.

Solar Alliance (2009). *Policy recommendations: Feed-in-Tariffs*. Washington, DC: disponible en: www.solaralliance.org/editor/upload/files/PR5-Feed-In-Tariffs9-09.pdf

Sontakke, M. (2015). “*German roof tops dominate global photovoltaic capacity*”, Feb 2 2015, <http://marketrealist.com/2015/02/german-rooftops-domniate-global-photovoltaic-capacity/> Accesado el 07 de abril de 2016 a las 21.22 horas.

Sperling, D. (2015). *Systems integration of PV aiming at a 100 % renewable electricity supply for Costa Rica*. Tesis de Maestría. Technical University of Munich (TUM), Munich, Germany.

Wirth, H. (2015). *Recent Facts about Photovoltaics in Germany*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (Fraunhofer ISE). Freiburg, Germany.

WWI (2013). *La Ruta hacia el Futuro para la Energía Renovable en Centroamérica*. Dolezal, A.; Majano, A.; Ochs, A.; Palencia, R. World Watch Institute (WWI). Agosto 2013. Washington D.C., USA.