

SERIE PONENCIAS



MINISTERIO
DE ECONOMÍA, INDUSTRIA
Y COMPETITIVIDAD

Ciemat

Centro de Investigaciones
Energéticas Medioambientales
y Tecnológicas

PERSPECTIVAS DE SUSTENTABILIDAD EN MÉXICO



RED SUMAS Σ^+

"Sustentabilidad energética,
Medioambiente y Sociedad"

S E R I E P O N E N C I A S



MINISTERIO
DE ECONOMÍA, INDUSTRIA
Y COMPETITIVIDAD

Ciemat

Centro de Investigaciones
Energéticas, Medioambientales
y Tecnológicas

Es propiedad:

EDITORIAL CIEMAT
Avda. Complutense, 40
28040-MADRID
2017

Catálogo general de publicaciones oficiales
<http://www.060.es>

Depósito Legal: M-35586-2017
ISBN: 978-84-7834-791-9
NIPO: 058-17-067-9

El CIEMAT no comparte necesariamente las opiniones y juicios expuestos en este documento,
cuya responsabilidad corresponde únicamente a los autores.

S E R I E P O N E N C I A S

PERSPECTIVAS DE SUSTENTABILIDAD EN MÉXICO



RED SUMAS Σ^+

"Sustentabilidad energética,
Medioambiente y Sociedad"



MINISTERIO
DE ECONOMÍA, INDUSTRIA
Y COMPETITIVIDAD

Ciemat

Centro de Investigaciones
Energéticas, Medioambientales
y Tecnológicas

EDITORES (por orden alfabético)

Helena Cabal, Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), España

Efraín Gómez-Arias, CONACYT-División de Ciencias de la Tierra, Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada y Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica (CeMIE-Geo), México

Antonio Rodríguez Martínez, Centro de Investigación en Ingeniería y Ciencias Aplicadas (CIICA), Universidad Autónoma del Estado de Morelos México

AUTORES (por orden alfabético)

Nagamani Balagurusamy, Laboratorio de Biorremediación, Facultad de Ciencias Biológicas, Universidad Autónoma de Coahuila, Torreón, Coahuila, México

Adrián Botello Mares, El Colegio de Chihuahua, México

Helena Cabal, Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), España

Natàlia Caldés, Centro de investigaciones energéticas, medioambientales y tecnológicas (CIEMAT), España

Julio Cárabe, Centro de investigaciones energéticas, medioambientales y tecnológicas (CIEMAT), España

Esmeralda Cervantes Rendón, El Colegio de Chihuahua, México

Luis Ernesto Cervera Gómez, El Colegio de Chihuahua, México

Pablo René Díaz Herrera, Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INNEL), México

Gonzalo Escribano, Director del Programa de Energía y Cambio Climático del Real Instituto Elcano y Profesor titular de Economía Aplicada, UNED, España

Juan Manuel Fernández Morales, Tecnológico de Estudios Superiores de Cuautitlán Izcalli, México

Rosa Laura Patricia Edith Franco González, Tecnológico de Estudios Superiores de Cuautitlán Izcalli, México

Luis Fabián Fuentes Cortés, Escuela de Ingeniería y Ciencias, Tecnológico de Monterrey, México

Suresh Kumar Gadi, Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Universidad Autónoma de Coahuila, México

Efraín Gómez-Arias, CONACYT-División de Ciencias de la Tierra, Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada y Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica (CeMIE-Geo), México

Antonio González-Fernández, División de Ciencias de la Tierra, Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada y Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica (CeMIE-Geo), México

Inty Omar Hernández De Lira, Laboratorio de Biorremediación, Facultad de Ciencias Biológicas, Universidad Autónoma de Coahuila, México

Ariel Macaspac Hernández, Käte Hamburger Center for Global Cooperation Research, University of Duisburg-Essen, Alemania

Carmen Lago, Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), España

Yolanda Lechón, Centro de investigaciones energéticas, medioambientales y tecnológicas (CIEMAT), España

Adriana López Villanueva, Laboratorio de Biorremediación, Facultad de Ciencias Biológicas, Universidad Autónoma de Coahuila, México

Gabriela Montano Armendáriz, Estudiante de Doctorado de El Colegio de Chihuahua, México

Lilia E. Montañez Hernández, Laboratorio de Biorremediación, Facultad de Ciencias Biológicas, Universidad Autónoma de Coahuila, México

Elvia María Palacios Lozano, Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INNEL), México

María Vita Peralta Martínez, Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INNEL), México

Jordán Pérez Sánchez, Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INNEL), México

Dr. José María Ponce Ortega, Facultad de Ingeniería Química. Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, México

Ana Prades, Centro de Investigación Socio-Técnica/CIEMAT, España

Ana Pueyo, Institute of Development Studies, Reino Unido

Antonio Rodríguez Martínez, Centro de Investigación en Ingeniería y Ciencias Aplicadas (CIICA), Universidad Autónoma del Estado de Morelos, México

Cely Celene Ronquillo Chávez, Universidad Autónoma de Ciudad Juárez, México

Edgar Roberto Sandoval García, Tecnológico de Estudios Superiores de Cuautitlán Izcalli, México

Baltazar Solano Rodríguez, UCL Energy Institute, University College London, Reino Unido

Rodolfo Antonio Tejada Guevara, Estudiante de Doctorado de El Colegio de Chihuahua, México

Alan Martín Zavala Guzmán, Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INNEL), México

REVISORES (por orden alfabético)

Helena Cabal, Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), España

Natàlia Caldés, Centro de investigaciones energéticas, medioambientales y tecnológicas (CIEMAT), España

Julio Cárabe, Centro de investigaciones energéticas, medioambientales y tecnológicas (CIEMAT), España

Esmeralda Cervantes Rendón, El Colegio de Chihuahua, México

Luis Ernesto Cervera Gómez, El Colegio de Chihuahua, México

Gonzalo Escribano, Director del Programa de Energía y Cambio Climático del Real Instituto Elcano y Profesor titular de Economía Aplicada, UNED, España

Luis Fabián Fuentes Cortés, Escuela de Ingeniería y Ciencias, Tecnológico de Monterrey, México

Inty Omar Hernández De Lira, Laboratorio de Biorremediación, Facultad de Ciencias Biológicas, Universidad Autónoma de Coahuila, México

Gabriela Hernández Luna, Centro de Investigación en Ingeniería y Ciencias Aplicadas (CIICAp), Universidad Autónoma del Estado de Morelos, México

Ariel Macaspac Hernández, Käte Hamburger Center for Global Cooperation Research, University of Duisburg-Essen, Alemania

Carmen Lago, Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), España

Ana Pueyo, Institute of Development Studies, Reino Unido

Antonio Rodríguez Martínez, Centro de Investigación en Ingeniería y Ciencias Aplicadas (CIICAp), Universidad Autónoma del Estado de Morelos, México

Edgar Roberto Sandoval García, Tecnológico de Estudios Superiores de Cuautitlán Izcalli, México

Alan Martín Zavala Guzmán, Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INNEL), México

Contenido

Prólogo	3
PERSPECTIVAS DEL DESARROLLO DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN MÉXICO	5
ANÁLISIS DEL COSTO NIVELADO DE ENERGÍA PARA DIVERSAS FUENTES RENOVABLES AL AÑO 2030 Y 2050. UN PARÁMETRO CLAVE EN LA TOMA DE DECISIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN	19
CAMBIO CLIMÁTICO. FACTORES CLAVE Y ESTRATEGIAS DE MITIGACIÓN EN AGRICULTURA. EXPERIENCIA CON CULTIVOS ENERGÉTICOS	31
IMPACTO DE POLÍTICAS CLIMÁTICAS GLOBALES Y NACIONALES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO.....	47
Diagnóstico del recurso solar y el desarrollo económico y social del Valle de Juárez, Chihuahua	59
AVANCES, RETOS Y PERSPECTIVAS DE BIOENERGÍA EN MÉXICO.....	69
UNA APROXIMACIÓN A LA GEOPOLÍTICA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	83
FACILITAR LA TRANSFORMACIÓN DE LA ECONOMÍA BAJA EN EMISIONES DE CARBONO EN MÉXICO – EL USO DE TIPOS IDEALES COMO ‘MODELOS TEÓRICOS’	93
LABORATORIO DE CAPTURA DE CO ₂ DEL INEEL	109
LA ACEPTABILIDAD SOCIAL DE LAS TECNOLOGÍAS ENERGÉTICAS	119
LA GEOTERMIA COMO ENERGÍA RENOVABLE Y SUSTENTABLE EN MÉXICO	135
TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DEL CO ₂ : DISEÑO, BARRERAS Y PRECURSORES.....	153
INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY COOPERATION: POLICIES, CHALLENGES AND OPPORTUNITIES RESULTS FROM THE BETTER PROJECT	169
EXTERNALIDADES MEDIOAMBIENTALES Y SOCIOECONÓMICAS DE LA GENERACIÓN ENERGÉTICA	185
GREEN INVESTMENT DIAGNOSTICS	199
ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: DE LA SUBVENCIÓN AL AUTOCONSUMO.....	217

Prólogo

México es el primer país en desarrollo que se ha comprometido a tomar acciones de mitigación y adaptación contra el cambio climático. En la 21ª Conferencia de las Partes (COP 21) celebrada en París en diciembre de 2015, México se sumó al Acuerdo resultante presentando sus Contribuciones Previstas y Determinadas. Con anterioridad, México ya había adoptado nuevas políticas ambientales con la promulgación de leyes como la Ley General de Cambio Climático (LGCC) en 2012 y la aprobación del Estatuto Orgánico del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) en 2013, además de la constitución de organismos como la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático (CICC) y el Consejo de Cambio Climático (C3) en ese mismo año. Otros instrumentos específicos para el cumplimiento de la LGCC fueron puestos en marcha como la Estrategia Nacional de Cambio Climático, Visión 10-20-40 y el Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018 (PECC 2014-2018).

El marco político para facilitar el desarrollo sustentable de México parece establecido, así como objetivos claros y vías para alcanzarlos. Son muchos los temas contemplados en el amplio concepto de sustentabilidad energética. En este libro hemos seleccionado algunos de ellos que presentamos gracias a la contribución de investigadores de Universidades y Centros de Investigación de México e Internacionales. La mayoría de estos trabajos, fueron presentados en forma de conferencias durante el II Encuentro de la Red Temática de “Sustentabilidad Energética, Medio Ambiente y Sociedad (Red SUMAS)”, celebrado en septiembre de 2017 en el Centro de Investigación en Ingeniería y Ciencias Aplicadas (CIICAp) de la Universidad Autónoma del Estado de Morelos (UAEM).

Ponemos a disposición del lector una serie de artículos con temáticas de índole variada que van desde recursos naturales, energías renovables, las tecnologías limpias, sus costes directos y externos, distribución, barreras y oportunidades hasta la aceptabilidad social, la geopolítica y política climática, economía y mecanismos de cooperación.

Esperamos que estas lecturas contribuyan al debate y progreso hacia un desarrollo sustentable y mejora del bienestar de nuestra sociedad.

Helena Cabal Cuesta
Efraín Gómez Arias
Antonio Rodríguez Martínez

PERSPECTIVAS DEL DESARROLLO DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN MÉXICO

Luis Fabián Fuentes Cortés ^a, José María Ponce Ortega ^b

^a Tecnológico de Monterrey, Escuela de Ingeniería y Ciencias. *E-mail*: luis_f.fuentes@itesm.mx

^b Facultad de Ingeniería Química. Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.

Resumen

La producción de energía en forma distribuida, con sistemas de producción en pequeña y mediana escala, utilizando combustibles convencionales o biocombustibles (cogeneración) o fuentes renovables en el lugar de consumo, ha mostrado considerables ventajas en términos ambientales y económicos respecto a los esquemas centralizados. En este trabajo se realiza un análisis de los factores técnicos, económicos, ambientales, sociales y políticos que influyen en el diseño, implementación y operación de sistemas de generación distribuida en México. Este análisis no solo considera los obstáculos asociados con el desarrollo de este tipo de sistemas, también considera las ventajas que el contexto mexicano proporciona para el desarrollo de este tipo de sistemas.

1. Introducción

Actualmente, en México, se han desarrollado políticas encaminadas a reducir los costos económicos y el impacto ambiental asociados a la generación de energía eléctrica. Esta preocupación ha sido motivada, por un lado, por los cambios constantes en el mercado energético, particularmente en el precio de combustibles como petróleo y gas natural. Más del 82 % de la generación de energía eléctrica en México se realiza utilizando combustibles fósiles (Alexandri Rionda et al., 2015). Por otro lado, esta condición tecnológica ocasiona problemas ambientales asociados a la quema de combustibles, tales como la generación de gases de efecto invernadero, explotación de cuerpos de agua y problemas de uso de suelo (González, 2013).

Las políticas implementadas en los últimos años, a través de la creación de normativas e incentivos para el desarrollo tecnológico, apuntan en dos direcciones: la transición energética hacia un sistema con mayor participación de las fuentes de energía limpia, incluyendo el potencial de generación con fuentes renovables y mejorar la eficiencia de los sistemas de generación actuales. La generación basada en fuentes renovables, especialmente geotérmicas, solares y eólicas, ha tenido un desarrollo importante, aunque no definitivo, en los últimos años. Actualmente, alrededor del 13 % del total de la generación de energía eléctrica se realiza con tecnologías basadas en energía renovable. En el aspecto de eficiencia, en los últimos años, por medio de renovación de las plantas existentes y mejoras en aspectos de recuperación y cogeneración energética se ha podido incrementar la eficiencia de las termoeléctricas en más de un 9 % (SENER-AIE, 2011).

Una de las estrategias propuestas, particularmente por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), es la implementación de esquemas de generación distribuida (GD). Este esquema de producción de energía eléctrica implica el uso de plantas de micro, pequeña y mediana escala para la generación en el lugar de consumo o un sitio próximo al consumidor final. Debido a las escalas de producción, el sistema se vuelve altamente flexible y es posible utilizar diferentes tecnologías como unidades de cogeneración (CHP), solares, eólicas, hidráulicas, mareomotrices y geotermia de baja entalpía o sistemas híbridos que acoplen diferentes tecnologías acorde a las necesidades del usuario y la disponibilidad de recursos energéticos presentes en el área.

Pese a las ventajas que conlleva la implementación de esquemas de generación distribuida respecto a la generación centralizada, existen una serie de factores que deben tomarse en cuenta para que este tipo de sistemas alcancen un pleno desarrollo. En este trabajo se abordan los aspectos más relevantes de tipo técnico, económico, ambiental y social que pueden detonar o, en su caso frenar, el desarrollo de esquemas de generación distribuida en México. En la primera parte se realiza un diagnóstico de los problemas asociados al esquema centralizado con el que se opera actualmente. Después, se abordan los factores técnicos que influyen en la implementación de los sistemas distribuidos, particularmente los asociados a la selección de tecnologías e interacción con múltiples proveedores de energía. Posteriormente, se presenta un análisis de los impactos ambientales que se deben tomar en cuenta, y finalmente se abordan los aspectos socio-económicos relacionados con este tipo de sistemas.

2. Problemas de la generación centralizada

La ubicación de las primeras centrales de generación de energía fue determinada por la disposición de recursos. Las posibilidades de abastecimiento o caídas de agua, recursos geotérmicos, yacimientos de combustible o zonas con potenciales solares o eólicos han determinado históricamente la geolocalización de las grandes centrales de producción de energía (Sioshansi, 2014; Polo Encinas et al., 1979; Corona Esquivel et al., 2006; CFE, 2015). En nuestros días, la mayor parte de la producción energética se realiza en grandes instalaciones centralizadas, en las cuales diversas fuentes de energía primaria son transformadas en energía eléctrica para su transporte a largas distancias. Esto obliga a dotar al sistema de una compleja infraestructura para hacer llegar la energía al consumidor final. El esquema actual de generación en México es altamente centralizado. Aún los esquemas de generación basados en fuentes renovables, por medio de grandes parques eólicos, como Eurus en Oaxaca, las centrales de generación solar, Aura en Baja California Sur o Los Santos en Chihuahua, las hidroeléctricas, Infiernillo en Michoacán o Chicoasén en Chiapas, al ser grandes centros de generación energética alejados de los consumidores son considerados dentro de la generación centralizada (GC) y por lo tanto tienen problemáticas similares a los sistemas basados en termoeléctricas (Ayres et al., 2007).

El transporte, desde la central de generación hasta las subestaciones de distribución, se lleva a cabo a través de líneas de cableado de alta tensión. La red de distribución envía la energía a los centros de transformación donde se regula el voltaje de acuerdo a las necesidades del consumidor final. A medida que las redes son más extensas, los costos de capital, mantenimiento y operación aumentan. El costo asociado a la planta física del sistema no es el único problema. En México, estas pérdidas asociadas al transporte de energía alcanzan hasta el 17 % sobre la producción total. Se considera que reducir estas pérdidas en los próximos años a un 9.5 %, lo cual implicaría un ahorro de hasta 13,000 MDP anuales (CFE, 2015). Por lo tanto las pérdidas se traducen en costos económicos, no sólo por el costo de la energía perdida, sino por que implican un incremento en la generación para suplir las pérdidas, lo cual conlleva un aumento en el consumo de combustible y horas de operación de la planta (Jiménez et al., 2014).

La distancia entre el consumidor final y la planta de generación también añade problemas en la calidad del suministro. Evitar fenómenos de caída de tensión, *flicker* o caída del suministro, se vuelve más complicado a medida que crece el sistema. Los problemas de calidad eléctrica pueden provocar el funcionamiento incorrecto de procesos y equipos o llegar a la interrupción de los mismos. Y las consecuencias de esto varían desde el costo excesivo de la energía hasta el cese completo del funcionamiento del sector industrial. De acuerdo a estudios de Banxico y la Secretaría de Economía, en México, el 54 % de la industria sufre problemas de suministro relacionados con una baja calidad de energía, lo cual las obliga a adquirir equipos adicionales, desde reguladores hasta plantas de generación auxiliares, para mantener un suministro estable (Martínez Chombo, 2009).

El desarrollo de estos sistemas con grandes plantas ha traído problemas de impacto ambiental. En el caso de las termoeléctricas, el uso de combustible fósil conlleva la generación de emisiones. A esto hay que agregar la baja eficiencia de las tecnologías utilizadas. Las plantas basadas en ciclos Rankine, que utilizan como combustible combustóleo, diésel o gas natural, tienen eficiencias promedio del 34.5 %, con aplicaciones de recuperación de calor o recalentamiento la eficiencia se puede mejorar hasta niveles de 45 %. Las plantas de ciclo combinado ofrecen una mejora en la eficiencia, alcanzando hasta un 55 %. Estas bajas eficiencias implican, además de un incremento en el costo de combustible, una mayor generación de emisiones, las cuales dependen del combustible empleado, la antigüedad del equipo y la falta de mantenimiento. Es común que en las zonas cercanas a centrales de generación de energía eléctrica operadas con combustibles fósiles se presenten casos de riesgo, afectación o contingencia ambiental a causa de la contaminación ocasionada por las emisiones producto de la quema de dichos combustibles. Tal es el caso, en México, de las zonas urbanas cercanas a las centrales de Salamanca Guanajuato o Tula Hidalgo (CEPAL, 2011). Aún las instalaciones centralizadas que operan con fuentes renovables debido al dimensionamiento del sistema, tienen problemas de impacto ambiental, derivados de la construcción de represas (Tchkhaidze y Ortiz, 1995), contaminación con lubricantes y

generación de ruido (Jara, 2011), uso de suelo o cambios en las condiciones de temperatura local (Pasqualino, 2015).

Si bien, la generación de energía centralizada tiene múltiples inconvenientes de tipo técnico, económico y social, actualmente es el esquema preponderante, y aunque cada vez se desarrollan nuevas tecnologías con tendencia hacia sistemas descentralizados, esta transferencia ha sido paulatina y será un proceso de largo plazo. Factores económicos y de disposición de recursos y tecnología hacen complicado el simple abandono de las plantas utilizadas actualmente. Debido a lo anterior, los esfuerzos de desarrollo e investigación en las grandes centrales eléctricas, están orientados a lograr plantas centralizadas más eficientes, uso de biocombustibles, mitigación de impacto ambiental, reducción de emisiones, redes de distribución inteligentes y materiales y sistemas menos vulnerables que permitan incrementar la calidad del suministro eléctrico (Armas et al., 2004).

3. Aspectos tecnológicos

La generación distribuida (GD) se define como el desarrollo de pequeñas fuentes de generación ubicadas *in situ*, es decir, en la cercanía del centro de consumo utilizando esquemas de micro, pequeña o mediana escala, acorde a las necesidades del consumidor final. El esquema de generación distribuida puede darse en dos modalidades: mediante sistemas aislados en sitios remotos, donde aún no hay acceso al servicio convencional, y con sistemas interconectados a la red eléctrica, donde ésta se encuentra ya disponible. La GD a pequeña escala suele estar conectada a la carga del usuario y únicamente vende el excedente de generación después del consumo propio. Esto último implica que la migración tecnológica de sistemas GC a GD pasa por una fase colaborativa donde ambos tipos de sistemas interactúan como proveedores mutuos para satisfacer las necesidades energéticas de diferentes usuarios.

La GD resuelve varios de los problemas inherentes al esquema de GC. Debido a la proximidad con el centro de consumo, elimina las pérdidas eléctricas, las altas inversiones, costo de mantenimiento y el impacto ambiental asociado con la extensión de redes de distribución y transmisión. El dimensionamiento de las plantas ofrece ventajas de flexibilidad operativa, integración tecnológica, en la cual pueden utilizarse simultáneamente fuentes de energía basadas en combustibles fósiles, biocombustibles o renovables (Huacuz Villamar, 1999). Un beneficio claro de esta flexibilidad operativa es el servicio a usuarios de energía eléctrica que se encuentran alejados geográficamente de otras redes o que por consideraciones técnicas resulta inviable conectarlos a la red. En estos casos, es necesaria la implementación de un sistema individual de generación y suministro energético. A este esquema de operación también se le conoce como operación en isla. Debido a su naturaleza, al encontrarse aislados del resto de redes, proveedores o usuarios externos a los cuales vender los excedentes de producción o sin posibilidad de comprar los recursos energéticos faltantes, este tipo de sistemas son dependientes del uso de almacenamiento de energía ya sea térmica, por medio de tanques con aislamiento, o eléctrica, por medio de baterías (Bajpai y Dash, 2012).

La interacción de sistemas GD con sistemas GC ha dado origen a los conceptos de micro-red y red inteligente. El concepto de micro-red (*microgrid*) se ha definido como un sistema de red eléctrica integrada que utiliza fuentes de energía distribuida y sistemas de almacenamiento para satisfacer la demanda local. Normalmente, la micro-red opera interconectada a la red de la compañía eléctrica local, pero tiene la capacidad de autoabastecerse y operar en forma aislada de ser necesario. (Velázquez et al., 2010). La red eléctrica inteligente (*Smart grid*) es una forma de gestión eficiente de la electricidad que utiliza la tecnología informática para optimizar la producción y la distribución de electricidad con el fin de equilibrar mejor la oferta y la demanda entre productores y consumidores. El término red inteligente, en un contexto de mercado abierto con múltiples proveedores de servicios de energía, se asocia a menudo con el concepto de medidores inteligentes capaces de ofrecer una facturación detallada por franjas horarias, lo que permitiría a los consumidores no sólo elegir las mejores tarifas de entre las diferentes empresas eléctricas, sino también discernir entre las horas de consumo, lo que a su vez permitiría un mejor uso de la red. Este sistema también permite mapear con más precisión el consumo y anticipar las necesidades futuras (Hernández, 2010).

En forma convencional, las centrales o unidades de generación producen un sólo servicio a la vez, es decir, generan individualmente potencia o calor. Esta forma de generación resulta poco eficiente comparada con los esquemas multi-producto donde se obtienen varios servicios en forma simultánea a partir de una única fuente de energía (ver Figura 1). Los esquemas más utilizados actualmente en GD incluyen sistemas de cogeneración, trigeneración y poligeneración.

La cogeneración es la producción simultánea de dos o más tipos de energía, normalmente electricidad y calor. Los sistemas de producción combinada de energía eléctrica y calor (CHP) se han convertido en el núcleo tecnológico de los esquemas de generación distribuida. La mayoría de las tecnologías CHP consisten en un sistema de generación de energía eléctrica donde el calor residual es recuperado mediante intercambiadores de calor integrados en el mismo equipo. En la actualidad, las tecnologías más desarrolladas son los motores de combustión interna (ICE), micro-turbinas (MT), celdas de combustible (FC) y motores Stirling (SE). Cada una de estas tecnologías representa diferentes niveles de eficiencia, costo de capital, operación y mantenimiento, por lo cual la selección no se puede realizar en forma trivial. El hecho de que estas tecnologías operen utilizando gas natural, diésel o biocombustibles los dota de cierta autonomía e independencia de la disponibilidad de fuentes renovables (Onovwiona y Ugursal, 2006). La combinación de la cogeneración con un sistema de producción de frío, por absorción o adsorción, da lugar a la trigeneración. Los ciclos de absorción y de adsorción son procesos en los que se puede obtener frío a partir de una fuente de calor y son los más utilizados en instalaciones de trigeneración, aunque también pueden utilizarse ciclos convencionales de refrigeración por compresión. Este calor puede ser el calor residual del motor primario o provenir directamente de la transformación de la energía primaria. La poligeneración se define como la producción conjunta de dos o más servicios

energéticos y productos manufacturados, realizada de forma simultánea y buscando aprovechar al máximo el potencial termodinámico de los recursos consumidos. En los esquemas de poligeneración se encuentran incluidos los sistemas de cogeneración, trigeneración y las variantes donde se producen en forma adicional servicios como desalación y tratamiento de agua, generación de biocombustibles y otros servicios (Serra et al., 2007).

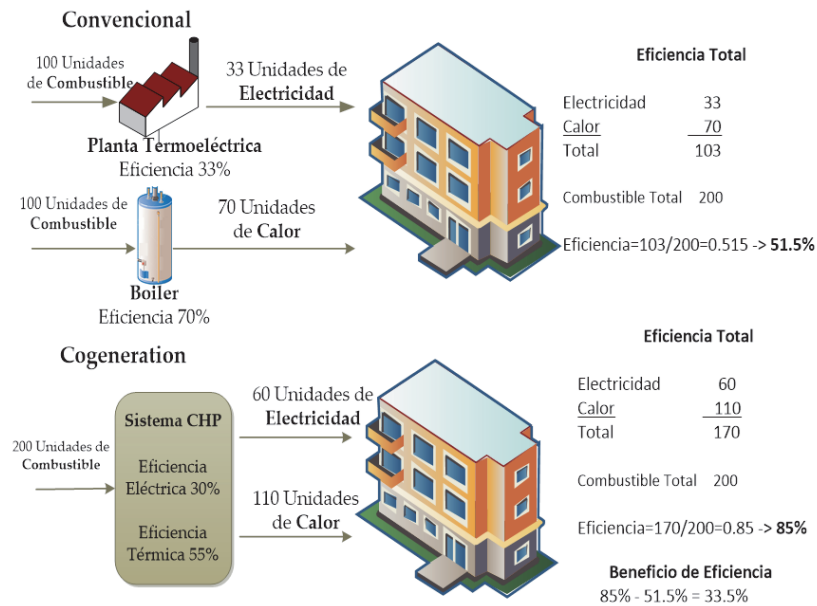


Figura 1. Comparación de eficiencia entre un sistema de generación centralizada y un sistema de generación distribuida basado en tecnologías CHP necesarios (Fuentes Cortés et al., 2015a)

Cuando las condiciones de potencial eólico o solar son favorables, así como la presencia de recursos geotérmicos o hídricos lo permite es posible el uso de sistemas basados en estas fuentes de energía, en ocasiones como unidad central de generación o como sistema auxiliar de la unidad CHP. El uso de calentadores solares para suplir las necesidades de agua caliente se ha popularizado, sobre todo en viviendas de interés social (Rosas Flores et al., 2016). Sin embargo, en varios casos estas tecnologías se han implementado sin un análisis previo que permita saber si las condiciones y recursos presentes así como el dimensionamiento de los equipos son suficientes para cubrir las demandas de energía. Es aquí donde los modelos matemáticos que consideren las variaciones e incertidumbre asociada a la operación de los sistemas de generación de servicios energéticos se vuelven imprescindibles ya que permiten capturar tendencias y problemáticas asociadas al sistema en las fases previas a la implementación.

El desfase de las demandas de energía y de operación del sistema obliga a utilizar un elemento de almacenamiento que permita sincronizar la operación de la unidad central con el

comportamiento de los usuarios del sistema. De esta manera, en los momentos en que se tenga excedentes de producción de energía, estos se pueden almacenar para utilizarlos en los momentos en que la producción de la unidad central sea insuficiente para cubrir la demanda de energía. Una segunda aplicación de los sistemas de almacenamiento de energía está relacionada con el comportamiento del mercado energético. Cuando existen horarios con precios preferenciales de venta de energía, el excedente producido en momentos con un precio de venta bajo puede ser almacenada para venderse en momentos con un precio más favorable, incrementando los ingresos por venta de energía. Esta última aplicación es más común en mercados abiertos donde la regulación de precios está determinada por las condiciones de oferta y demanda de energía. Una tercera aplicación está asociada a los sistemas en operación en isla, las condiciones de aislamiento de estos sistemas, sin posibilidad de interactuar con otras redes o consumidores para vender sus excedentes de producción u obtener recursos energéticos adicionales en momentos en que hay una demanda de energía que rebasa las capacidades de producción del sistema, obligan a almacenar los excedentes disponibles en todo momento. Existen múltiples tecnologías de almacenamiento de energía. En el almacenamiento eléctrico las más comunes son baterías, aunque también han sido utilizadas las celdas de hidrogeno y los volantes de inercia. Para el almacenamiento térmico existen tanques con o sin aislamiento térmico o sistemas que utilizan sales (Hadjipaschalis et al., 2009; Fu et al., 2012; Del Granado et al., 2016).

Diversos modelos matemáticos han sido presentados para resolver los problemas tecnológicos asociados a los sistemas de generación distribuida. Uno de los más importantes es la selección y dimensionamiento de las tecnologías y la política de operación del sistema, incluyendo los niveles de operación de las unidades de generación y de almacenamiento de energía también son factores que determinan el tipo y tamaño de tecnología necesarios (Fuentes Cortés et al., 2015a). Esta selección está determinada por factores fuera de control del diseñador como el nivel y comportamiento de la demanda energética, los precios de compra-venta de energía en el mercado energético local y las condiciones ambientales, especialmente la temperatura ambiente, por lo cual estas variables se convierten en fuente de incertidumbre al momento de generar el diseño de un sistema GD (Fuentes Cortés et al., 2016a). Por otro lado, el esquema de distribución de combustible en México obliga a la consideración de almacenamiento de gas natural en las cercanías de zonas habitacionales, lo cual genera riesgos de explosión, por lo cual los análisis de riesgo deben ser parte del diseño de las instalaciones de GD (Fuentes Cortés et al., 2015b).

4. Aspectos ambientales

La eficiencia de las unidades CHP para generación centralizada permiten por sí mismas una disminución en el consumo de combustible y por ende en la generación de emisiones. Aun así, el esquema de operación del sistema puede diseñarse a niveles óptimos que permitan reducir los niveles de emisiones e incluso el consumo de agua (Fuentes Cortes et al., 2016b). Además,

permiten el uso de biocombustibles lo cual no solo reduce las emisiones del sistema sino que incentiva el desarrollo de mercados locales de bioenergéticos. De hecho, el uso de biocombustibles, especialmente biogás y biomasa, se ha fortalecido al acoplar un manejo adecuado de residuos sólidos o tratamiento de agua a sistemas CHP ya que se puede ofrecer un servicio energético de valor agregado al usuario final.

Sin embargo, existen limitantes ambientales significativas para la implementación de esquemas de generación distribuida. Para las unidades CHP es sumamente importante la presencia de agua que permita la recuperación de calor. Por lo cual, si se carece de un suministro adecuado de agua y además la demanda de energía térmica no compensa la generación eléctrica las condiciones de operación de este tipo de unidades se verán comprometidas. En estos casos se puede optar por sistemas fotovoltaicos que garanticen la demanda eléctrica. Sin embargo, los esquemas de generación solar, para efectos de generación distribuida, se encuentran condicionados por el espacio disponible en los desarrollos urbanos. En ocasiones, las áreas de uso común y las azoteas no poseen el espacio disponible o adecuado para el emplazamiento de este tipo de tecnologías (Fuentes-Cortés et al., 2016b)

Las unidades CHP producen ruido y vibración, problema que también ha sido asociado a los aerogeneradores, por lo cual su inclusión en zonas urbanas debe realizarse a distancias considerables de unidades habitacionales o emplazarlos en lugares donde las afectaciones estructurales sean mínimas (Keirstead et al., 2012). Por otro lado, las emisiones, aunque son menores que en las termoeléctricas convencionales, son inherentes al consumo de combustibles y se debe buscar el nivel óptimo de operación así como la tecnología adecuada para reducir este problema (Fuentes Cortés et al., 2015a).

La implementación de tecnologías de generación distribuidas puede mitigar en forma significativa el impacto ambiental asociado a la producción de energía eléctrica, sin embargo debe ir acompañada de un conjunto de políticas de planificación urbana adecuadas para la instalación de este tipo de sistemas. Sin embargo, al mismo tiempo es una oportunidad para el desarrollo de sistemas acoplados donde participen sistemas de manejo de residuos sólidos urbanos, agrícolas e industriales, así como plantas de tratamiento de agua produciendo esquemas integrales de producción de servicios energéticos más limpios.

5. Aspectos socio-económicos

La implementación de sistemas de GD genera problemas relacionados con los costos de capital de las tecnologías de generación de pequeña y mediana escala. El mercado energético local y las limitaciones y restricciones que se plantean para el mercado minorista, así como las reglas de interconexión, los esquemas de compra – venta de energía con las redes locales y la infraestructura de distribución de energía disponible son cuestiones que deben tomarse en cuenta al momento de pensar en la migración a esquemas de GD.

En México, los esquemas de GD en este momento están destinados al autoconsumo ya que la venta de energía eléctrica a particulares está, por el momento, acaparada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE). En el actual esquema de interconexión, CFE compra la totalidad de la electricidad generada por la GD a pequeña escala y la descuenta de las facturas de los clientes utilizando una tarifa minorista. En estas condiciones, se produce un impase económico ya que las utilidades generadas no compensan los costos de inversión en el corto plazo (Ibarra Yunes, 2015). Sin embargo, pese a este esquema limitado, en un horizonte de largo plazo los sistemas de generación distribuida tienen un mejor desempeño económico que los sistemas convencionales (Fuentes Cortés et al., 2015).

Desde un punto de vista social, aún existen comunidades sin electrificar, la generación distribuida podría ser un detonante en los índices de desarrollo humano de las comunidades que se encuentran aisladas geográficamente (Padilla, 2016). Por otro lado, los sistemas de GD han dotado de cierta autonomía a las comunidades que han visto en ella la oportunidad de organizarse para cubrir sus necesidades de servicios energéticos (Huacuz, 2000). Por otro lado, el comportamiento de las demandas de los usuarios para acoplarse a la operación de los sistemas descentralizados es aún un campo que debe ser estudiado a profundidad.

En términos de políticas que favorezcan el desarrollo de sistemas GD se han desarrollado medidas fiscales como bonificaciones en el impuesto sobre la renta (ISR), financiamientos a través de las hipotecas verdes de INFONAVIT, apoyos de interconexión de sistemas fotovoltaicos a través de CFE y algunos incentivos de tipo fiscal a nivel estatal y municipal. También se han comenzado a desarrollar políticas con tendencia a participar en los llamados mercados de carbono, ya sea a través de los bonos de carbono, por medio de estímulos asociados a las emisiones evitadas por la migración tecnológica y la creación de impuestos de carbono (SEMARNAT-INECC, 2012). Sin embargo, este tipo de políticas aún están en desarrollo y será solo en el mediano y largo plazo que se puedan establecer medidas integrales que coadyuven a la migración en los sistemas de generación energética.

6. Conclusiones

El diseño e implementación de sistemas de generación distribuida es un problema integral que implica diferentes niveles de complejidad. El primero está determinado por la selección, dimensionamiento y operación de las tecnologías que configuran el sistema. Un segundo nivel implica considerar los aspectos económicos, sociales y ambientales asociados con la operación del sistema. En el contexto mexicano, las limitaciones del mercado energético local juegan un papel clave en el desarrollo de un sistema descentralizado de producción de energía. Sin embargo, estrategias de largo y mediano plazo que involucren la creación de incentivos adecuados, estrategias de planeación urbana acordes a la implementación de estas tecnologías y configuraciones tecnológicas que sean diseñadas de acuerdo con las demandas energéticas y la disponibilidad de recursos locales pueden ser detonantes del desarrollo de sistemas distribuidos. Para determinar en forma específica las condiciones adecuadas para la

implementación de este tipo de tecnologías se utilizan modelos matemáticos como herramientas clave para determinar las variables y elementos de conflicto, desarrollo y operación de los sistemas GD.

Atendiendo a esta complejidad, se han desarrollado esquemas de optimización utilizando modelos no lineales para determinar el dimensionamiento de sistemas de GD acorde a las condiciones de mercado y las variaciones en clima (Fuentes-Cortés et al., 2015b) y determinar los valores de externalidades ambientales (Fuentes-Cortés, 2016b). El hecho de utilizar esquemas no lineales permite capturar variaciones en la eficiencia del sistema y la operación de los sistemas de almacenamiento de energía, las cuales generalmente se omiten en los análisis basados en programación lineal. Modelos de programación mixta entera no lineal han permitido, mediante el uso de variables binarias, la selección óptima de tecnologías (Fuentes-Cortés et al. 2015a). Por otro lado, el impacto de la incertidumbre asociada a la inflación, población flotante, cambios en la demanda energética y cambios climatológicos en sistemas distribuidos ha sido abordadas, utilizando programación estocástica en Fuentes-Cortés et al. 2016a. Finalmente, el uso de técnicas multi-objetivo ha permitido obtener soluciones compensadas entre el costo económico de los sistemas GD, la generación de emisiones y el consumo de agua (Fuentes-Cortés et al. 2016b) así como abordar análisis de riesgo cuantitativo para reducir fatalidades en caso de accidentes asociados al almacenamiento de combustible en unidades habitacionales para la operación de sistemas CHP (Fuentes-Cortés et al., 2015c).

Referencias

- Alexandri Rionda R., Guerrero Gutiérrez L.G., Rodríguez-Bolaños F., Ubaldo Higuera A.A., Ramos Bautista A.L. 2015. Prospectiva del sector eléctrico 2015 – 2029. Secretaría de Energía, Gobierno de México. México.
- Armas M.A., Barroto A. y Costa I. 2004. La generación descentralizada. *Energía y tú* 27. Cuba.
- Ayres R.U., Turton H. y Casten, T. 2007. Energy efficiency, sustainability and economic growth. *Energy*, 32(5), 634-648.
- Bajpai P. y Dash V. 2012. Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16(5), 2926-2939.
- Basrawi F., Yamada T., Nakanishi K. y Naing S. 2011. Effect of ambient temperature on the performance of micro gas turbine with cogeneration system in cold region. *Applied Thermal Engineering* 31(6), 1058-1067.
- CFE. 2015. Informe anual 2015. Comisión Federal de Electricidad.

- CEPAL. 2011. Análisis general de las externalidades ambientales derivadas de la utilización de combustibles fósiles en la industria eléctrica centroamericana. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. México.
- Corona-Esquivel R., Tritlla J., Benavides-Muñoz M.E., Piedad-Sánchez N. y Ferrusquía-Villafranca I. 2006. Geología, estructura y composición de los principales yacimientos de carbón mineral en México. *Boletín de la sociedad Geológica Mexicana*, 58(1), 141-160.
- Del Granado, P. C., Pang, Z., & Wallace, S. W. (2016). Synergy of smart grids and hybrid distributed generation on the value of energy storage. *Applied Energy*, 170, 476-488.
- González C. 2013. Agua y uso eficiente de la energía. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, Gobierno de México. México.
- Hadjipaschalis I., Poullikkas A. y Efthimiou V. 2009. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. *Renewable and sustainable energy reviews*, 13(6), 1513-1522.
- Fu Q., Montoya L.F., Solanki A., Nasiri A., Bhavaraju V., Abdallah T. y David C.Y. 2012. Microgrid generation capacity design with renewables and energy storage addressing power quality and surety. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4), 2019-2027.
- Fuentes-Cortés L.F., Ponce-Ortega J.M., Nápoles-Rivera F., Serna-González M. y El-Halwagi M.M. 2015a. Optimal design of integrated CHP systems for housing complexes. *Energy Conversion and Management*, 99, 252-263.
- Fuentes Cortés L.F., Ávila-Hernández A., Serna-González M. y Ponce-Ortega J.M. 2015b. Optimal design of CHP systems for housing complexes involving weather and electric market variations. *Applied Thermal Engineering*, 90, 895-906.
- Fuentes Cortés L.F., Martinez Gomez J. y Ponce-Ortega J.M. 2015c. Optimal Design of Inherently Safer Domestic Combined Heat and Power Systems. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 4(1), 188-201.
- Fuentes Cortés L.F., Santibañez-Aguilar J.E. y Ponce-Ortega J.M. 2016a. Optimal design of cogeneration systems under uncertainty. *Computers and Chemical Engineering*, 88, 86-102.
- Fuentes Cortés L.F., Dowling A.W., Rubio Maya C., Zavala V. M. y Ponce-Ortega J.M. 2016b. Integrated design and control of multigeneration systems for building complexes. *Energy*, 116, 1403-1416.
- Hernández M. 2010. Inteligencia en la Red Eléctrica. Jornada sobre Redes Eléctricas Inteligentes, Electrificación del Transporte e Integración de Energías Renovables. España.

- Huacuz Villamar J.M. 1999. Generación eléctrica distribuida con energías renovables. Boletín Instituto de Investigaciones Eléctricas. Septiembre – Octubre 1999. IIE. México.
- Huacuz Villamar J.M. 2000. Energías renovables, base para un esquema de generación distribuida. Boletín IIE Julio-Agosto 2000. IIE. México.
- Ibarra Yunez A. 2015. Energy reform in Mexico: Imperfect unbundling in the electricity sector. *Utilities Policy*, 35, 19-27.
- Jara E.C. 2011. Problemática en torno a la construcción de parques eólicos en el istmo de Tehuantepec. *Desarrollo local sostenible* 4 (12), 1-14.
- Jiménez R., Serebrisky T. y Mercado J. 2014. Electricidad pérdida. Banco Interamericano de Desarrollo. Estados Unidos de América.
- Keirstead J., Samsatli N., Shah N. y Weber C. 2012. The impact of CHP (combined heat and power) planning restrictions on the efficiency of urban energy systems. *Energy*, 41(1), 93-103.
- Martínez Chombo E. 2009. Fuentes de sobre-costos y distorsiones en las empresas eléctricas públicas de México. Banco de México – Documentos de Investigación. No. 2009-07. México.
- Onowwiona H.I. y Ugursal V.I. 2006. Residential cogeneration systems: review of the current technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 10(5), 389-431.
- Padilla V. R. 2016. Industria eléctrica en México: tensión entre el Estado y el mercado. *Problemas del Desarrollo*, 47(185), 35-57.
- Pasqualino J., Cabrera C. y Chamorro M.V. 2015. Los impactos ambientales de la implementación de las energías eólica y solar en el Caribe Colombiano. *Prospectiva* 13(1), 68-75.
- Polo Encinas M. 1979. *Energéticos y desarrollo tecnológico*. Editorial Limusa. México.
- Rosas-Flores J. A., Rosas-Flores D. y Zayas J. L. F. (2016). Potential energy saving in urban and rural households of Mexico by use of solar water heaters, using geographical information system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 243-252.
- SEMARNAT-INECC. 2012. México: Quinta Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales – Instituto Nacional de Estudios sobre el Cambio Climático. México 2012.
- SENER-AIE. 2011. Indicadores de eficiencia energética en México. Secretaría de Energía – Agencia Internacional de Energía. Embajada Británica en México. México.

- Serra L., Ramos J., Lozano M. y Ensinas A. 2007. Poligeneración: hacia una utilización sostenible de los recursos naturales. Congreso Internacional sobre Desarrollo, Medio Ambiente y Recursos Naturales 11-13 Julio 2007, Cochabamba, Bolivia Actas del Congreso (Editor: J. Feyen et al.), Vol. III, pp. 1832-1839.
- Sioshansi F.P. 2014. Distributed generation and its implications for the utility industry. Academic Press.
- Tchkaidze K. y Ortiz Flórez R. 1995. Impacto ambiental de la generación de energía eléctrica. Energía y Computación. Vol. IV, No. 2. Segundo Semestre 1995, Edición 10.
- Velázquez Sánchez R., Sarmiento Uruchurtu H.G., Silva Farías J.L., Vidrio López G., Nieva Gómez R. 2010. Introducción al concepto de microrredes. Boletín IIE – Tendencias Tecnológicas Julio-Septiembre 2010. México.

ANÁLISIS DEL COSTO NIVELADO DE ENERGÍA PARA DIVERSAS FUENTES RENOVABLES AL AÑO 2030 Y 2050. UN PARÁMETRO CLAVE EN LA TOMA DE DECISIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN

Edgar Roberto Sandoval García ^a, Rosa Laura Patricia Edith Franco González ^a, Juan Manuel Fernández Morales ^a

^a Tecnológico de Estudios Superiores de Cuautitlán Izcalli. *E-mail*: esandoval@cinvestav.mx

Resumen

Una de las herramientas más utilizadas a nivel internacional para la comparación entre diferentes tecnologías de generación eléctrica a nivel país es el costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés), al tomar en cuenta diferentes parámetros clave como los costos directos e indirectos, el costo nivelado de combustible, tasa de descuento, inversión inicial; considerando el tiempo de instalación y la energía que puede producir dicha tecnología durante su vida técnica.

Con el antecedente de que hasta hace unos años las fuentes renovables de energía no eran una opción competitiva en costos para la generación de electricidad a nivel nacional, este estudio pretende estimar el LCOE de diversas fuentes renovables de energía aplicando la fórmula utilizada por la Agencia Internacional de Energía para la elaboración de mapas de ruta tecnológicos. Los resultados demuestran costos de generación altamente competitivos a mediano y largo plazo en México respecto a los costos de fuentes convencionales de energía. En lo sucesivo se requerirá hacer estudios complementarios sobre la capacidad de integrar al sistema eléctrico nacional fuentes de energía intermitentes tomando en cuenta externalidades y la posibilidad de una nueva configuración de la demanda.

1. Costos nivelados de energía

A nivel global una de las herramientas que permiten comparar el desempeño, en términos de costos, de las diferentes tecnologías de generación de electricidad (intermitentes y convencionales) es el costo nivelado de energía (LCOE), al tomar en cuenta por tipo de tecnología los siguientes parámetros: costos directos e indirectos, el costo nivelado de combustible, tasa de descuento, inversión inicial; considerando el tiempo de instalación, ciclo de vida, así como la cantidad de energía que puede producir dicha tecnología durante su vida técnica (AMDEE, 2014).

El cálculo del LCOE involucra diferentes factores que reflejan el estado de desarrollo de un país, ya que involucra el costo asociado a la tecnología, por lo que un país que dentro de sus políticas de desarrollo incluyan a la ciencia y la tecnología como pieza fundamental, podrá tener acceso a mejores costos tecnológicos y si no, dependerá totalmente de lo que marque el mercado internacional.

Si bien diferentes países en desarrollo ofrecen a la economía global bajos costos de mano de obra en el rubro de operación y mantenimiento, por lo general también son países con altos valores de tasa inflacionaria al ser económicamente dependientes. Así mismo, países de alto riesgo tienen que definir altas tasas de descuento en sus proyectos de inversión para poder hacer frente a cualquier variación negativa en el tiempo, creando barreras económicas al flujo de inversión.

En específico para las tecnologías basadas en Fuentes Renovables de Energía (FRE), durante las últimas décadas los costos LCOE han disminuido de manera constante, mostrando una tendencia de estar a la par de los costos de generación en base a tecnologías convencionales en el corto plazo, aún con la competitividad artificial de los combustibles fósiles.

Tal reducción en los costos de generación se debe a la continua innovación tecnológica, tal como el uso de materiales más económicos y de mejor desempeño, menor consumo de materiales, procesos más eficientes de producción, e incremento en la automatización de la producción en masa de componentes (ISE-Fraunhofer, 2013).

Tabla 1. Crecimiento anual promedio de capacidad instalada de algunas FRE a nivel mundial en el período 2008-2013 (REN21, 2014).

Geotérmica	3.2%
Solar FV	55%
Solar CSP	48%
Eólica	21%
Hidroeléctricas	3.7%

Con lo anterior, como premisa en este estudio se hace una estimación de los costos nivelados de generación de energía al año 2030 y 2050 para diferentes tecnologías basadas en fuentes renovables de energía, acorde a las condiciones macro y microeconómicas del país; aplicando la siguiente fórmula, sugerida por diferentes organizaciones¹:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

Dónde:

LCOE= Costo nivelado promedio de generación de electricidad,

¹ Proyectos de investigación que impulsan las fuentes renovables de energía en Europa, por ejemplo: Photovoltaic for Europe (<http://www.pv4.eu/electric-power-calculation/>) o AURES Project (<http://auresproject.eu/ceiling-prices-1>).

- I_t = Gastos de inversión en el año t ,
- M_t = Gastos de operación y mantenimiento en el año t ,
- F_t = Gastos de combustible en el año t ,
- E_t = Generación de electricidad en el año t ,
- r = tasa de descuento,
- n = Vida económica del sistema.

Respecto al costo de inversión inicial y dado que en la actualidad México es totalmente dependiente de las diferentes tecnologías de generación que se diseñan y ensamblan en otros países, se utilizaron costos internacionales de cada tecnología. Y para su proyección a largo plazo se utilizaron los factores de curvas de aprendizaje (LC-1F), los cuales permiten inferir los costos de la tecnología a largo plazo en base a la demanda del mercado y, el avance en ciencia y desarrollo que favorezca el uso de la misma. La fórmula utilizada se describe a continuación (Jamash, T., 2007):

$$C_x = C_0 \left(\frac{P_x}{P_0} \right)^{\frac{\log PR}{\log 2}} \quad (2)$$

Dónde:

PR= Razón de progreso (progress rate), P_x = Capacidad instalada en el año x , P_0 = Capacidad instalada en el año inicial, C_x , C_0 = Inversión en el año dado.

Los datos de razón de progreso (PR) utilizados en este estudio se resumen en la Tabla 2.

Tabla 2. Valores de PR en base a curvas de aprendizaje, varias tecnologías (Jamash, T., 2007 e ISE-Fraunhofer, 2013)

Tecnología	LC-1F	PR (1F)
Carbón supercrítico pulverizado	4.8%	95.2%
Carbón convencional	15.1%	84.9%
Lignito convencional	7.8%	92.2%
Ciclo Combinado de Gas (1990-98)	3.3%	96.7%
Hidroeléctricas convencionales	2.9%	97.1%
Mini-hidroeléctricas	2.8%	97.2%
Nuclear (agua ligera)	53.2%	46.8%

Eólica (tierra adentro)	15.7%	84.3%
Solar Térmico	22.5%	77.5%
Eólico (mar adentro)	8.3%	91.7%
Solar FV (casa habitación)	10.0%	90.0%
Solar FV (granja)	15.0%	85.0%

En cuanto a los gastos de operación y mantenimiento (O&M) tanto fijos (combustibles) como variables (mano de obra), en la mayoría de los casos se tomaron los costos de 2013 por tipo de tecnología que se reportan en el documento editado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2013) conocido como Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico, ajustados por la tasa inflacionaria promedio (4.2%) que ha registrado el país en los últimos diez años.

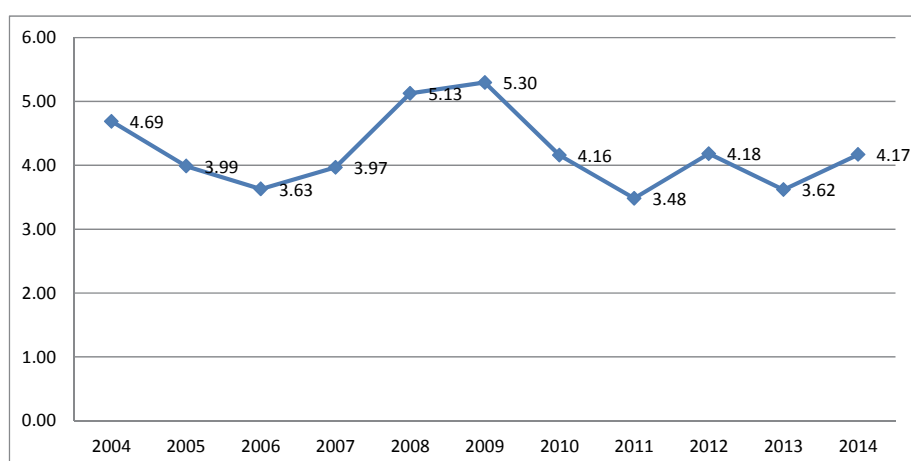


Figura 1. Inflación en % en México 2004-2014 (Banco Mundial y Global-Rates, 2015)

Cabe aclarar que para la obtención de los costos de capital a nivel internacional de 2013 y la proyección de la capacidad a instalar a nivel global al año 2030 y 2050, se utilizaron datos reportados por diversas organizaciones como la IEA y su serie de Mapas de Ruta Tecnológicos para diversas Fuentes Renovables de Energía (IEA, Technology Roadmaps), la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, por sus siglas en inglés), la Red Global en Política Energética Renovable (Renewable for the 21st Century, REN21) y CFE. Así mismo en los casos en el que la proyección no se visualiza hasta el año objetivo (2050), se extrapola el valor disponible en base a la tasa compuesta de crecimiento anual (CAGR, por sus siglas en inglés) de años previos estimada con la fórmula siguiente:

$$CAGR(t_0, t_n) = \left(\frac{V(t_n)}{V(t_0)} \right)^{\frac{1}{t_n - t_0}} - 1 \quad (3)$$

Dónde:

CAGR= Tasa compuesta de crecimiento anual,

V(t_n)= Valor de la inversión al final del período,

V(t₀)= Valor de la inversión al inicio del período,

t_n= Año final del período de inversión,

t₀= Año inicial del período de inversión

2. Cálculo del LCOE para la tecnología Solar Fotovoltaica a 2030 y 2050

De manera global la expansión de la tecnología fotovoltaica ha crecido exponencialmente, pasando de 3.4 GW de capacidad instalada en 2004, a 139 GW en 2013. Y en forma contraria, los costos han reducido en una relación del 20% por cada doble incremento en la capacidad instalada. De hecho estudios de mercado como el de CleanEdge (2014), han proyectado que entre 2020 y 2030 a nivel internacional, el costo total de los paneles fotovoltaicos (incluyendo módulo, componentes del sistema e instalación) se reducirá a una tasa del 7% anual, tendencia contraria a la capacidad de generación instalada que crecerá a tasas de doble dígito, logrando los 715.8 GW de capacidad con un valor de mercado aproximado de \$158.4 mil millones de dólares (los costos en 2013 fueron del orden de US\$2.3 por watt instalado).

Por otro lado, análisis hechos por la IEA (2014), para evaluar el potencial de reducción de costos, estiman que para módulos de silicio cristalino (c-Si) y de película delgada (TF) sus costos se reducirán en base a la masificación de su uso y el avance tecnológico, alcanzando valores entre \$0.3 /W a \$0.4 /W al 2035 respectivamente. Además y dado que se espera una constante reducción en los costos de capital y una mejor relación de desempeño, los costos nivelados de generación se estima se reduzcan en promedio a \$100/MWh al 2025, y gradualmente alcancen los \$60/MWh al 2050.

Tales proyecciones de LCOE se basaron en un costo de capital promedio ponderado (WACC, por sus siglas en inglés) del 8%. Bajo escenarios más optimistas de menor costo de capital tales como los utilizados en Alemania con un WACC= 2.8% o de 4.7% para países con alta irradiación solar, el LCOE de las plantas solares fotovoltaicas podría reducirse en un rango entre 74 a 127 USD/MWh al 2020, lo que permitiría ser una tecnología más competitiva respecto a la tecnología eólica en tierra y el esperado incremento tendencial del LCOE para tecnologías basadas en carbón y gas (ver Tabla 3).

Para regiones con alta irradiación solar (2,000 kWh/m²año), inclusive podría alcanzarse valores de LCOE entre 58 a 87 USD/MWh para granjas solares al 2030.

Para el caso de México, acorde a la información planteada, se parte de que a nivel internacional la capacidad instalada se incrementará de 139 GW a 715.8 GW (CleanEdge,

2014), entre 2013 y 2025, obteniéndose un CAGR= 14.6%. De acuerdo a la tasa acumulada de crecimiento calculada, se estima que a 2030 la capacidad instalada a nivel mundial podría ser del orden de 1,378.2 GW y a 2050 18,941.4 GW.

Tabla 3. Proyección de costos nivelados de generación para tecnologías convencionales al 2050 en base al CAGR estimado en México (dólares/MWh). Elaboración propia con datos de COPAR-SENER 2003 y 2012

Tecnología/Costos (\$/MWh)	Cap. bruta (MW)	2003	2012	CAGR	2050
Termoeléctrica convencional	350	\$57.6	\$142.5	10.5%	\$6,242.0
Carboeléctrica c/desulfurización	350	\$54.0	\$70.6	2.9%	\$210.4
Carboeléctrica Supercrítica c/desulfurización	700	\$55.0	\$84.9	4.8%	\$507.0
Turbo-gas industrial	273.9	\$84.9	\$120.1	3.8%	\$497.4
Ciclo combinado a gas	851.6	\$42.3	\$57.8	3.4%	\$206.6
Nuclear	1400	\$43.2	\$91.6	8.6%	\$2,090.8
Hidroeléctrica convencional	375	\$102.1	\$177.8	6.2%	\$1,778.8

Con dicho valor de capacidad estimada a 2030 y 2050, un costo de tecnología de 2,300 USD/W, 139 GW instalados en 2013 y un PR (1F) de 85%, se calculó el costo de la tecnología al año objetivo, obteniéndose un valor de 1,361 USD/W a 2030 y de 736.1 USD/W a 2050. Así en base a la información obtenida se puede proyectar los costos nivelados de generación en México para la tecnología solar fotovoltaica utilizando la misma capacidad de planta, vida útil y factor de planta que utiliza la CFE (2013) para sus cálculos de proyectos de inversión a largo plazo (60 MW, 25 años y 25%, respectivamente). La tasa de inversión utilizada es del 10%, acorde a la Ley de la Industria Eléctrica (2014)².

Respecto a los costos de operación y mantenimiento, se ajustó el valor de 21 USD/kW-año, que utilizó CFE en 2013, mediante la tasa de inflación anual del 4.2% que ha imperado en el

² La tasa social de descuento a utilizar, acorde al artículo 12 fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica, en las evaluaciones socioeconómicas debe ser del 10% anual en términos reales, y la referencia para el cálculo del valor presente será el primer año de erogaciones. Ambas suposiciones podrán modificarse de acuerdo a lo que determine la SENER. RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432509&fecha=08/04/2016).

país en los últimos años, alcanzando un valor de O&M de 42.3 \$/kW/año a 2030 y 96.2 \$/kW/año al 2050. En la Tabla 4 se muestra el valor de LCOE calculado.

Tabla 4. LCOE calculado para la tecnología solar fotovoltaica en México

Capacidad	Factor de planta	LCOE, CFE-COPAR (r=12%, 2013)	LCOE, 2030 (r=10%)	LCOE, 2050 (r=10%)
60 MW	25%	\$169.7/MWh	\$62.2 /MWh	\$33.7/MWh

3. Costos nivelados de generación eléctrica, otras FRE

Tomando como ejemplo el procedimiento utilizado para obtener el LCOE de la tecnología solar fotovoltaica, en la Tabla 5 se muestran los resultados obtenidos y las referencias utilizadas para la obtención de datos involucrados durante el proceso de cálculo para las tecnologías eólica, geotérmica, biomasa residual, solar térmica y pequeñas hidroeléctricas.

Tabla 5. LCOE estimado para diferentes tecnologías de generación basadas en FRE, a 2030 y 2050 (USD/MWh)

LCOE estimado (r=10%) / Tecnología	Eólica ^A	Geotérmica ^B	Biomasa Residual ^C	Solar Térmica ^D	Pequeñas hidroeléctricas ^E
2012 (CFE-COPAR, r=12%)	73.6	85.9	ND	ND	ND
2030	38.3	43.2	53.6	127.8	67.6
2050	22.6	39.7	62.6	98.7	66.1

- A. RENEWECONOMY (2014). World wind energy capacity to double by 2020. Recuperado de <<http://reneweconomy.com.au/2014/world-wind-energy-capacity-double-2020>>, 8 de Julio 2015. Global Renewable Energy Policy Network (2014). Renewables Global Status Report 2014. Recuperado de <<http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx>>, 8 de Julio 2015.
- B. CFE (2013). Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico. Ciudad de México, CFE Subdirección de Programación, Edición 33. Geothermal Energy Association (N.D.). Geothermal Basics. Recuperado de <http://www.geoenergy.org/geo_basics_plant_cost.aspx#gas_coal>, 10 de Julio 2015. IEA (2011). Technology Roadmap, Geothermal Heat and Power. Recuperado de

- <http://www.geothermiezentrum.de/fileadmin/media/geothermiezentrum/Service/Ddownloads/Geothermal_Roadmap.pdf>, 10 de Julio 2015.
- C. Dando la similitud del tipo de combustión que la tecnología basada en carbón, se considera un valor de PR y un costo de O&M similar a una planta convencional de generación en base a carbón. Considerando 25% de eficiencia de combustión y combustible con 20 GJ/ton. Costo de combustible (2012) = \$25/ton seca - \$60/ ton seca. Costo de combustible ajustado acorde a la tasa de inflación (4.2%) incrementándose de \$42.5/ton seca a \$89.1/ton seca en 2030 y \$202.9/ton seca en 2050, obteniéndose así un costo variable de \$0.016/kWh a 2030 y \$0.037/kWh en 2050. Considerando únicamente las tecnologías de gasificadores fijos y lecho fluidizado a 2012. IRENA (2012). RE Technologies: Cost Analysis Series, Biomass for power generation. Recuperado de <https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-BIOMASS.pdf>, 12 de Julio 2015. CFE (2013). Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico. Ciudad de México, CFE Subdirección de Programación, Edición 33.
- D. Costo de capital para tecnología de espejos parabólicos, con seis horas de almacenamiento. Factor de planta con 6 horas de almacenamiento térmico, IEA (2014). Technology Roadmap: Solar Thermal Electricity. Recuperado de <<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarThermalElectricity>>, 13 de Julio 2015. Global Renewable Energy Policy Network (2014). Renewables Global Status Report 2014. Recuperado de <<http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx>>, 13 de Julio 2015.
- E. Costo de O&M local considerado similar al costo para grandes hidroeléctricas en 2012, Sener (2012). Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026. Recuperado de <http://www.sener.gob.mx/res/pe_y_dt/pub/2012/per_2012-2026.pdf>, 16 de julio 2015. Global Renewable Energy Policy Network (2014). Renewables Global Status Report 2014. Recuperado de <<http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx>>, 16 de Julio 2015. IRENA (2014). RE Technologies Cost Analysis, Hydropower. Recuperado de <http://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-hydropower.pdf>, 17 de Julio 2015. CFE (2013). Costs and benchmarks for formulating investment projects in the electricity sector (COPAR). México, CFE Subdirección de Programación, Edición 33.

4. Conclusiones

El futuro de la participación de las FRE en la generación eléctrica nacional es inevitable. En este estudio se demuestra que una de las principales barreras al impulso de las FRE durante las últimas décadas, el costo nivelado de generación a mediano y largo plazo será altamente competitivo respecto al costo de generación de las tecnologías convencionales, esto debido al continuo avance tecnológico y a el incremento de capacidad instalada a nivel global. El análisis que aquí se presenta ayuda a romper con el paradigma de que las energías renovables no son una opción de bajo costo para la generación de electricidad a nivel nacional.

Esto representa una serie de oportunidades hacia la sostenibilidad del país, ya que promovería el uso de energía con mayor sentido de responsabilidad social y medioambiental. Se requeriría hacer estudios complementarios sobre la capacidad de integrar al sistema eléctrico nacional fuentes de energía intermitentes tomando en cuenta externalidades y la posibilidad de una nueva configuración de la demanda.

Referencias

- Asociación Mexicana de Energía Eólica, AMDEE (2014). ¿Cuál es el costo nivelado de energía de un parque eólico? Recuperado el 10 de Diciembre de 2015, de <http://www.amdee.org/FAQRetrieve.aspx?ID=51371>
- Banco Mundial (2015). Datos estadísticos, México. Recuperado el 18 de Noviembre de 2015, de <http://datos.bancomundial.org/pais/mexico>.
- CFE (2004). Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico. Ciudad de México, CFE Subdirección de Programación.
- CFE (2007). Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico. Ciudad de México, CFE Subdirección de Programación.
- CFE (2011). Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico. Ciudad de México, CFE Subdirección de Programación.
- CFE (2012). Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico. Ciudad de México, CFE Subdirección de Programación.
- CFE (2013). Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico. Ciudad de México, CFE Subdirección de Programación, Edición 33.
- CleanEdge. (2014). Clean Energy Trends 2014. Recuperado el 12 de Mayo de 2013, de <http://cleanedge.com/reports/Clean-Energy-Trends-2014>.
- Global-Rates (2015). Tipos de interés e indicadores económicos internacionales. Recuperado el 12 de Noviembre de 2015, de <http://es.global-rates.com/>.

- IEA (2011). International Energy Agency. Recuperado el 14 de Noviembre de 2014, de Technology Roadmap, Geothermal Heat and Power: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Geothermal_Roadmap.pdf
- IEA (2012). International Energy Agency. Recuperado el 4 de Noviembre de 2014, de Technology Roadmap, Bioenergy for heat and power: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/2012_Bioenergy_Roadmap_2nd_Edition_WEB.pdf
- IEA (2013). International Energy Agency. Recuperado el 5 de Noviembre de 2014, de Technology Roadmap, Wind Energy: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf
- IEA (2014). International Energy Agency. Recuperado el 3 de Noviembre de 2014, de Technology Roadmap, Solar Photovoltaic Energy: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf
- IEA (2014). International Energy Agency. Recuperado el 14 de Noviembre de 2014, de Technology Roadmap, Solar Thermal Electricity: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarThermalElectricity_2014edition.pdf
- IRENA (2012). Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Hydropower. Recuperado el 18 de Diciembre de 2014, de http://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-hydropower.pdf
- IRENA (2012). Renewable energy technologies: cost analysis series. Biomass for power generation. Recuperado el 8 de Septiembre de 2013, de International Renewable Energy Association: www.irena.org
- IRENA (2012). Renewable power generation costs in 2012: An overview. Recuperado el 13 de Junio de 2014, de http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Overview_Renewable%20Power%20Generation%20Costs%20in%202012.pdf
- ISE-Fraunhofer (2013). Levelized cost of electricity renewable energy technologies. Recuperado el 7 de Junio de 2014, de <http://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/study-levelized-cost-of-electricity-renewable-energies.pdf>

Jamasb, T. (2007). Technical change Theory and Learning Curves: Patterns of progress in Electricity Generation Technologies. *The Energy Journal*, Vol. 28, No. 3, pp. 51-71.

REN21 (2014). *Renewables 2014. Global status report*. Recuperado el 14 de Junio de 2014, de <http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx>

CAMBIO CLIMÁTICO. FACTORES CLAVE Y ESTRATEGIAS DE MITIGACIÓN EN AGRICULTURA. EXPERIENCIA CON CULTIVOS ENERGÉTICOS

Carmen Lago

Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, CIEMAT, España

E-mail: carmen.lago@ciemat.es

Resumen

El cambio climático ha generado una gran preocupación en la sociedad actual, y por ello, desde la firma del Protocolo de Kyoto se intenta reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Los sectores energéticos y del transporte, consumidores habituales de combustibles fósiles, contribuyen en una elevada proporción al incremento de estas emisiones. La Unión Europea y, por tanto, España, han tratado de fomentar las energías renovables, cuya contribución al cambio climático es mucho menor. Los cultivos energéticos pueden ser utilizados para la producción de biocarburantes en el sector del transporte, mientras que la biomasa sólida puede utilizarse para la producción de calor, electricidad y refrigeración. La bioenergía consumida en la Unión Europea debe garantizar que cumple unos criterios de sostenibilidad, entre los que se encuentran el ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a lo largo de todo su ciclo de vida en comparación con los combustibles fósiles a los que sustituyen.

Numerosas estrategias pueden ayudar a reducir las emisiones GEI procedentes de los cultivos energéticos. Las emisiones de N₂O, producidas como consecuencia de la fertilización nitrogenada, contribuyen a los impactos ambientales de una manera muy notable. Por ello, es necesario adoptar mejoras en su gestión para su reducción en campo: tipo de fertilizante, momento de aplicación, rotación cultivos, inhibidores, etc. Igualmente es conveniente aplicar metodologías de cálculo adaptadas a las condiciones analizadas.

Otro de los aspectos clave en los cultivos energéticos son las emisiones asociadas al cambio de uso indirecto de la tierra (iLUC), cuando un terreno previamente usado para producir alimentos se deriva para producción de biocarburantes, pudiendo cultivarse la cantidad de alimentos detraída, en cualquier otra parte del mundo.

La incorporación de técnicas de conservación agrícolas como mínimo laboreo, no laboreo y fertilización orgánica, contribuyen también a la mitigación al cambio climático gracias al secuestro de carbono en el suelo y a la disminución de las emisiones GEI. Análogamente la introducción del riego solar evita las emisiones GEI asociadas al consumo de electricidad o de combustible fósil usados tradicionalmente en los sistemas de regadío convencionales, contribuyendo a la mitigación del cambio climático.

1. Cambio Climático

El cambio climático es, sin lugar a dudas, uno de los principales problemas medioambientales en la sociedad moderna actual. Décadas de consumo masivo de combustibles fósiles han influido en la dinámica de los gases en la atmósfera debido a los incrementos continuos de las emisiones, provocando un crecimiento exponencial de los gases de efecto invernadero (GEI) reteniendo la pérdida de calor natural e incrementando la temperatura del planeta. Desde la revolución industrial la concentración de dióxido de carbono (CO₂) atmosférico ha pasado de 280 a 401.03 ppm en 2015 y a 440ppm en 2016 (Mauna Loa- Earth System Research Laboratory)

El efecto invernadero natural se produce gracias a la acción del CO₂, el metano (CH₄), los óxidos de nitrógeno (NOx: NO y N₂O) y el vapor de agua que conjuntamente retienen el calor que se desprende de la superficie terrestre tras haber sido calentada por la radiación solar. Sin el efecto invernadero, la temperatura de la Tierra estaría en -19 °C, mientras que la media se sitúa en torno a los 14 °C. (IPCC, 2007).

El CO₂ es el gas de referencia para el cambio climático. El óxido nitroso (N₂O) presenta un valor 265 veces superior al del CO₂, mientras que el metano tiene un potencia de 28 (IPCC, AR5, 2013). Las emisiones totales de N₂O son mucho menores que las de CO₂, pero al tener un potencial de calentamiento global tan elevado, su contribución es muy importante.. Las emisiones GEI se expresan en cantidad de CO₂ equivalentes (CO_{2eq.}) que suman las cantidades de todas las emisiones anteriores expresadas con el correspondiente potencial de calentamiento global. Los compuestos clorofluorocarbonados (CFC), perfluorinados (PFC) y los hexafluoruros de azufre (SF₆) también contribuyen al cambio climático, con potenciales de calentamiento global en general muy elevados, pero con una producción mucho más escasa fundamentalmente ligada a los sectores de refrigeración, plásticos, propelentes, solventes, detergentes, disolventes, etc.

El último informe del IPCC (IPCC, AR5, 2014) muestra la distribución de emisiones por sectores (Figura 1). Atendiendo a las emisiones directas, el sector de la energía es el más emisor (25%) seguido muy de cerca por el sector agrícola y forestal contribuye con un 24% y la industria con un 21%. Las emisiones indirectas (debidas al consumo de electricidad y calor en cada sector) muestra a los sectores de la vivienda y la industria como lo más emisores.

Aunque el sector agrícola y forestal contribuye con un 24% de las emisiones GEI a nivel global, esta contribución cambia notablemente según las diferentes regiones mundiales. Así, en la Unión Europea la contribución del sector agrícola disminuye hasta un 10% (Eurostat Statistics – Figura 2). Las proyecciones indican una cierta estabilización en los denominados países desarrollados, pero un crecimiento continuo en los países en desarrollo al menos hasta 2020 que es el último año analizado.

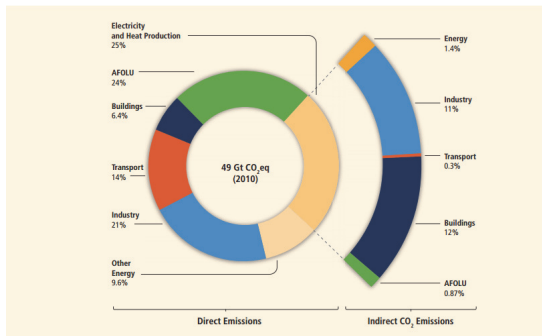


Figura 1. Emisiones mundiales GEI por sectores AR5 IPCC

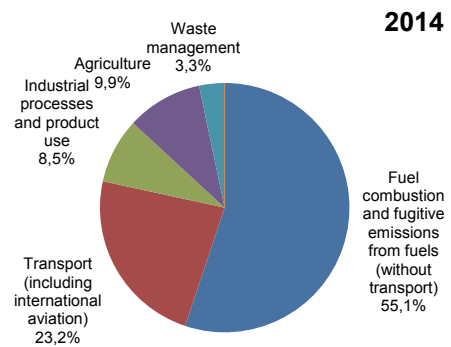


Figura 2. Emisiones GEI por sectores Unión Europea.

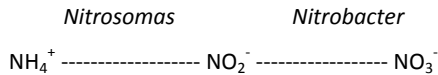
Para tratar de contener y disminuir la contribución humana a los GEIs, se estableció el Protocolo de Kyoto en 1997 con el objetivo de reducir al menos un 5 % las emisiones, dentro del periodo que va de 2008 a 2012, en comparación a las emisiones a 1990. En la actualidad el objetivo es reducir lo suficiente las emisiones de GEI para limitar el aumento de la temperatura global a 2 °C. Las negociaciones continuarán, siendo la primera en producirse la de Marruecos, con la Conference of the Parties - COP 22 (Marakech 7-11 Noviembre 2016), entre cuyos objetivos está ayudar a los países en vías de desarrollo a elaborar programas contra el cambio climático, apoyar proyectos de energías renovables en África y facilitar la transferencia de tecnologías a los países más vulnerables.

La lucha contra el cambio climático se puede realizar mediante la mitigación y la adaptación. La mitigación se basa en acciones encaminadas a reducir las emisiones de GEI: desarrollo de energías renovables, incremento de la eficiencia energética, protección zonas con reservas de carbono, introducción de mejores prácticas agrícolas, uso de transporte sostenible, etc. La adaptación se basa en acciones que minimizan o previenen los impactos del cambio climático: desarrollar cultivos tolerantes a la sequía, uso más eficiente del agua, mejor acondicionamiento de los edificios, elevar el nivel de los diques, etc.

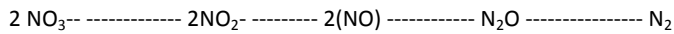
Este artículo se centra en los parámetros relevantes de la fase agrícola de los cultivos energéticos, como son 1) las emisiones de N₂O, 2) el cambio de uso indirecto de la tierra (iLUC en sus siglas en inglés), 3) las estrategias de mitigación de GEI en los cultivos energéticos: agricultura de conservación, fertilización orgánica y 4) el uso de energías renovables fotovoltaicas para el regadío.

2. Emisiones de N₂O de los cultivos

El N₂O se produce en los suelos principalmente debido a la acción de los microorganismos que viven en ellos, mediante procesos complejos de nitrificación, desnitrificación y nitrificación de la desnitrificación. La nitrificación es un proceso de oxidación de amonio a nitrato, en presencia de la acción secuencial de dos bacterias aerobias de los géneros *Nitrosomas* y *Nitrobacter*.



La desnitrificación es el proceso de reducción de nitratos hasta la obtención del nitrógeno molecular en condiciones anaerobias o con baja presencia de oxígeno.



Además, la presencia de O₂ también influye en el proceso, y es dependiente de la concentración de nitratos y del carbono (C) orgánico existente en el suelo. La adicción de nitratos, urea o compuestos de amonio a través de la fertilización provee de nitrógeno (N) al suelo. Este N va a ser aprovechado por las plantas que lo integran en su crecimiento en la formación de sus ácidos nucleicos y en sus propias proteínas. Por lo tanto, parte del N aplicado va a ser capturado por la planta. Otra parte del N se va a volatilizar en forma de NH₃ en los momentos cercanos a su aplicación, pero una porción de éste N volatilizado se convertirá posteriormente en N₂O, denominada entonces emisión indirecta. Otra fracción del N va a lixiviar o a ser arrastrado por la escorrentía en forma de nitratos, que posteriormente generarán también emisiones de N₂O de manera indirecta (Mosier et al, 1998; Estavillo et al, 2002; Nemececk – Kagi, 2007). Pero además, existen factores externos que influyen también en estos procesos, y por lo tanto, en la producción de N₂O, que son principalmente el clima, el tipo de suelo y las prácticas agrícolas (Skiba et al, 1997). El tipo de cultivo, la gestión del fertilizante (tipo, modo y momento de aplicación), los residuos que se dejan en el campo, el arado o no del terreno también influyen en las emisiones de N₂O. (Bowman et al, 2002a y 2002b).

Existen varias metodologías para el cálculo de las emisiones de N₂O de los suelos agrícolas. Puesto que el tema es complejo, muchas han sido las aproximaciones (Crutzen et al, 2008; Nemececk y Kagi, 2007; IPCC, 2006; Stehfest & Bouwman, 2006; Bowman et al, 2002 a y 2002b Audsley et al, 1997, etc). La más utilizada es la del IPCC, donde se considera el factor de emisión del N aplicado es del 1%. Sin embargo, los estudios experimentales en campo en España en clima mediterráneo, muestran unos factores de emisión claramente más bajos en este tipo de clima, cercanos en muchos casos al 0.08% (Aguilera, 2013) para cultivos en seco. Esta diferencia tiene una gran trascendencia en las emisiones agrícolas en España. Es necesaria la investigación en campo para caracterizar los suelos y climas españoles en cuanto a las emisiones de N₂O que permitan avanzar hacia un Tier 2 del IPCC específico para la España Mediterránea.

El CIEMAT ha llevado a cabo varios Análisis de Ciclo de Vida (ACV), para evaluar los impactos ambientales de la producción de cultivos energéticos en España. El ACV es una metodología que permite analizar las cargas ambientales de las diferentes etapas del proceso. Las Figuras 3 a 6 muestran las emisiones de diferentes cultivos para la producción de biocarburantes (Lechón et al, 2011) y de *Brassica carinata* (Lago et al, 2011) para la producción de calor y electricidad por etapas y la distribución de los GEI emitidos. En las gráficas queda claramente reflejada la importancia de las emisiones tanto del N₂O como de la producción del fertilizante.

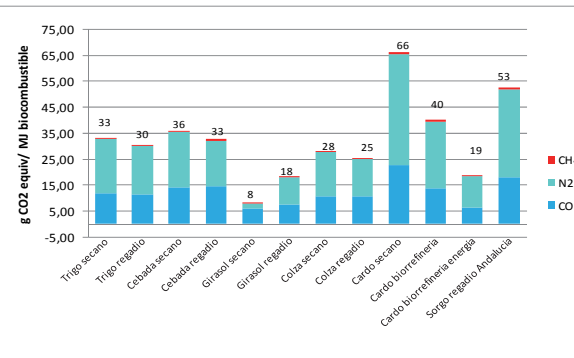
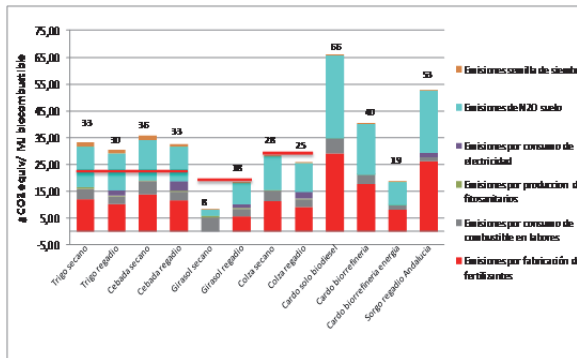


Figura 3. Emisiones cultivos energéticos etapas agrícolas. Figura 4. Distribución emisiones de GEI en cultivos agrícolas.

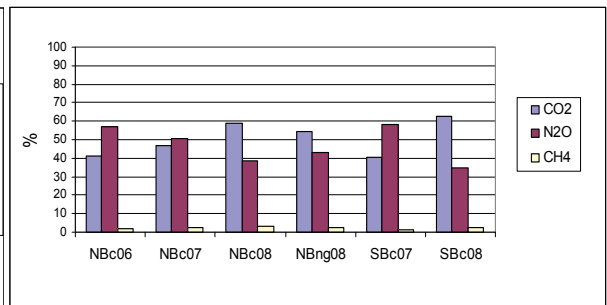
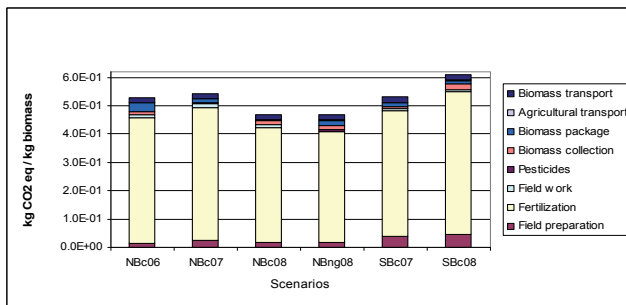


Figura 5. Emisiones del cultivo *B. Carinata* por etapas agrícolas. Figura 6. Distribución emisiones de GEI en *B. Carinata*

La reducción de las emisiones de N₂O en campo jugará un importante papel en la mitigación del cambio climático.

Los avances en investigación servirán a la elaboración de guías de mejores prácticas disponibles para la reducción de las emisiones de N₂O, que deberán contemplar los siguientes aspectos de mejora en las prácticas agrarias: fechas óptimas de siembra y fertilización, tipo de fertilizante, forma de aplicación, etc., atendiendo a la climatología y suelo; niveles óptimos de riego y época de aplicación; rotación de cultivos; uso de inhibidores de N₂O.

3. Cambio de uso indirecto de la tierra (iLUC)

Los biocarburantes se han considerado neutrales con respecto al carbono (C) ya que las emisiones de CO₂ que se producen al quemarse en un automóvil habían sido previamente absorbidas por la planta durante su crecimiento. Sin embargo, la aparición de una fuerte demanda de biocarburantes puede hacer que tierras dedicadas a cultivos alimentarios (para uso humano o animal) se dediquen a biocarburantes. Como la necesidad de cultivos alimentarios no se ve modificada, entonces esta cantidad de tierra va a ser sustituida en cualquier parte del mundo para proveer del cultivo alimentario dejado de producir inicialmente. Las posibles emisiones adicionales de C debidas a los cambios en el uso de la tierra provocados por la expansión de los cultivos energéticos en respuesta al aumento de la demanda de biocombustibles es lo que se denomina iLUC. Estas emisiones son en su mayoría GEIs, por lo tanto relevantes para la categoría de impacto del cambio climático. La DER contempla, como criterio de sostenibilidad, que los biocarburantes consumidos en la UE no puedan proceder de reservas de carbono de los bosques y las turberas.

El iLUC no puede medirse, ya que no se sabe dónde se va a producir el impacto, sólo puede calcularse mediante modelos, que llevan asociada una gran incertidumbre. En la actualidad los diferentes estudios muestran valores de iLUC con rangos tan diferentes entre unos y otros que no existe un consenso científico generalizado sobre el tema. La UE a través de la Directiva 2015/1513 establece a título informativo los factores de iLUC en gCO₂eq/MJ_{biocarburante}, pero no es obligatorio contabilizarlos en el cómputo global de emisiones: 12 gCO₂eq/MJ_{biocarburante} para biocarburantes procedentes de cereales y cultivos ricos en almidón, 11 para los de cultivos ricos en azúcar y 55 para los derivados de oleaginosas.

En CIEMAT, se ha llevado a cabo un estudio sobre el iLUC de los biocarburantes consumidos en España en el año 2011, atendiendo a la materia prima utilizada y el origen de las importaciones. (Garraín et al, 2016). Como puede observarse en las Figuras 7 y 8, los rangos de variación son elevados, excepto para la caña de azúcar y la palma.

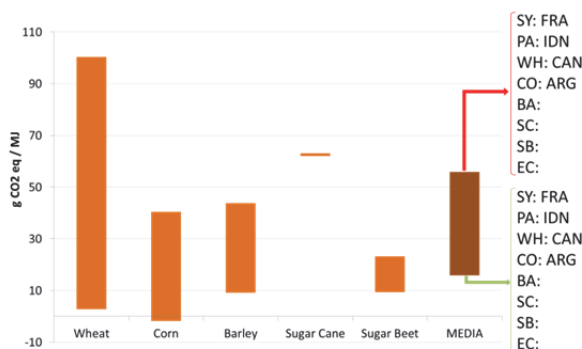


Figura 7. Emisiones GEI debidas a iLUC en el bioetanol.

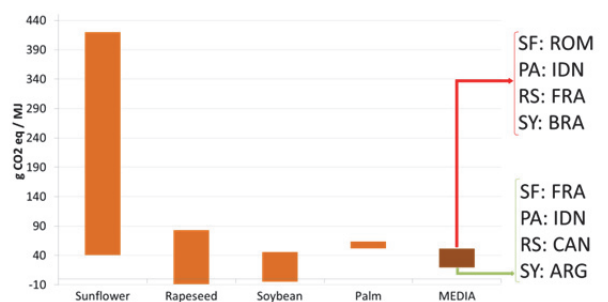


Figura 8. Emisiones GEI debidas a iLUC en el biodiesel español.

A modo de conclusión puede decirse que a nivel científico sigue la controversia sobre las metodologías para cuantificar el iLUC y reducir las incertidumbres.

4. Prácticas agrícolas mejoradas como estrategia de mitigación al cambio climático

La Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO) define la agricultura de conservación como aquella cuyo objetivo es alcanzar una agricultura sostenible y rentable mejorando al tiempo la vida de los agricultores (FAO, 2015). Sus tres principios básicos son:

- 1) Realizar una perturbación mínima del suelo;
- 2) Favorecer la cobertura permanente del suelo;
- 3) Poner en práctica la rotación de cultivos

La Unión Europea fomenta el uso de los biocarburantes obtenidos a partir de cultivos energéticos a través de la Directiva de Energías Renovables de 2009 (DER), cumpliendo unos criterios de sostenibilidad, que en referencia a los GEI, deben verificar unas reducciones de emisiones de al menos el 35% hasta 2017, a partir de este año la reducción debe ser de al menos un 50% y a partir del año 2018 la reducción debe ser como mínimo el 60% en comparación con las emisiones de los combustibles fósiles a los que van a sustituir.

Para ello, la metodología recomendada es un ACV simplificado que contempla únicamente las emisiones que afectan a cambio climático. En el CIEMAT se ha llevado a cabo un ACV de los biocarburantes producidos en España, desagregados a nivel de comarca y según el régimen hídrico (secano y regadío). Estos son los datos agrícolas incluidos en la Calculadora Española de GEI (CALCUGEI V2.0, 2014) que permite analizar los impactos a lo largo de toda la cadena de los biocarburantes. Una vez obtenidos los impactos y calculados los ahorros de emisiones con las prácticas agrícolas convencionales, se analizó la influencia de la agricultura de conservación a través de la perturbación mínima del terreno y del uso la fertilización orgánica.

La metodología usada para calcular la acumulación de carbono en el suelo por vía de mejora agrícola e_{sca} es la del IPCC Tier 1, según recomendaciones de la DER. Para el cálculo del carbono orgánico del suelo se aplica la fórmula siguiente:

$$SOC = SOC_{ST} \times F_{LU} \times F_{MG} \times F_I$$

Siendo SOC = el carbono orgánico en suelo (medido como masa de carbono por hectárea);

SOC_{ST} = el carbono orgánico en suelo de referencia en la capa de humus de 0 a 30 centímetros (medido como masa de carbono por hectárea);

F_{LU} = el factor de uso del suelo que refleja la diferencia del carbono orgánico en suelo asociado con el tipo de uso del suelo en comparación con el carbono orgánico en suelo de referencia;

F_{MG} = el factor de las técnicas de cultivo que refleja la diferencia del carbono orgánico en suelo asociado con la práctica de cultivo de principio en comparación con el carbono orgánico en

suelo de referencia;

F_i = el factor de insumo que refleja la diferencia del carbono orgánico en suelo asociado con varios niveles de insumo de carbono en suelo en comparación con el carbono orgánico en suelo de referencia.

5. Técnicas de no laboreo o mínimo laboreo

En el CIEMAT se ha analizado la influencia de las técnicas de conservación a los cultivos energéticos (Lago et al, 2015b). Aunque no está demostrado que la agricultura de conservación reduzca la productividad, sin embargo, de manera conservadora se consideró una moderada reducción en los dos casos: factor de corrección del 95% para Mínimo Laboreo (ML) y 90% para No Laboreo (NL). De manera análoga, se aplicó un factor de corrección para el regadío, ya que los residuos dejados en campo mejoran la infiltración y disponibilidad de agua para los cultivos, por tanto el ML tiene un requerimiento de agua un 5% menor y el NL un 10%. El sistema de referencia considerado es “laboreo convencional” y “medio” en cuanto a gestión de inputs.

Los siguientes gráficos muestran los ahorros de emisiones al aplicar estas técnicas mejoradas de conservación a los cultivos de trigo, cebada, colza y girasol en condiciones de secano y regadío en las comarcas agrícolas españolas. Como puede observarse la aplicación de la agricultura de conservación en los cultivos energéticos contribuye claramente a la mitigación del cambio climático. En el caso de ML, los ahorros van del 10 al 30% dependiendo del cultivo considerado. En el caso del NL, los ahorros son mayores variando entre el 30 y el 85%. El caso más llamativo es el girasol en secano, que aprovecha el N de las cosechas previas, por lo que no requiere fertilización adicional y por lo tanto incrementa los ahorros entre un 192 y un 499% para ML y NL respectivamente.

La reducción de emisiones se debe al uso menos intensivo de la maquinaria (8-18%) y a la acumulación de C en el suelo (82-92%).

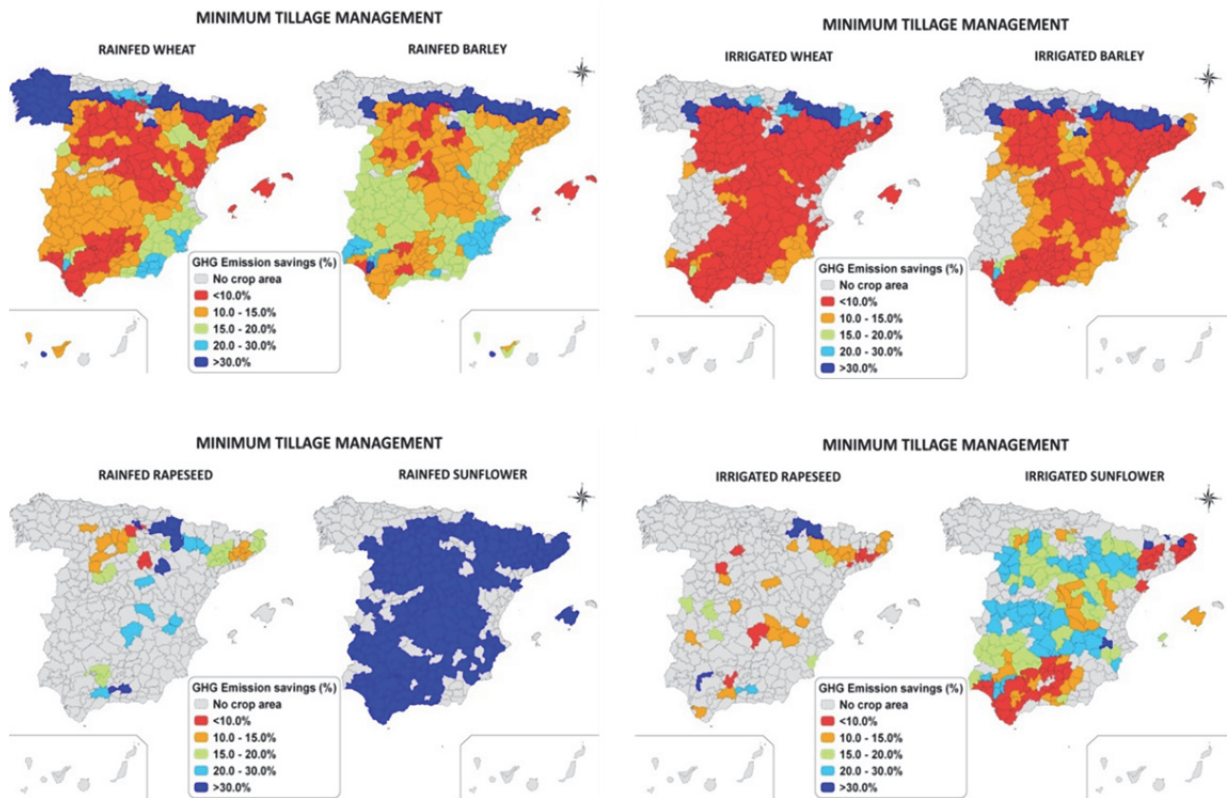


Figura 9. Ahorro emisiones GEI en ML en seco

Figura 10. Ahorro emisiones GEI en ML en regadío

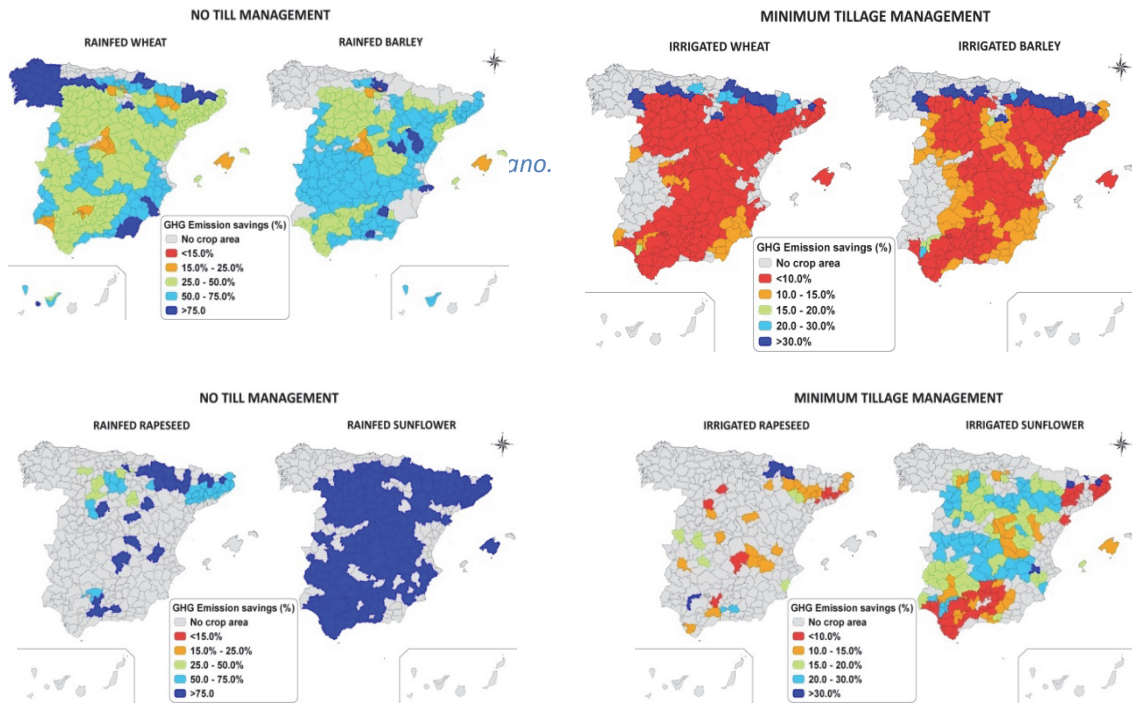


Figura 11. Ahorro emisiones GEI en NL en secano

Figura 12. Ahorro emisiones GEI en NL en regadío

6. Uso de fertilización orgánica

El sistema de referencia considerado es “laboreo convencional” e “inputs altos sin fertilización orgánica”. El escenario actual utiliza la base de datos agrícola incluida en CALCUGEI en donde la fertilización aplicada tiene un componente mineral y otro orgánico (girasol secano no se fertiliza y colza no se fertiliza orgánicamente) cuyos valores van cambiando según prácticas agrícolas comarcales y cultivos. (Lago et al, 2015a).

Los resultados (ver Tabla 1) muestran ahorros de emisiones en todos los casos, aunque solo sea las provenientes de e_{sca} como en el caso de la colza cuya práctica agrícola en España siempre utiliza fertilización mineral y el girasol en secano que no necesita fertilización ya que la planta aprovecha el N residual de la cosecha anterior. Los ahorros de emisiones varían entre los 297 kg CO_{2eq}/ha de la colza en regadío hasta la tonelada por ha en el caso del cultivo del trigo en regadío, cantidades significativas a nivel de la agricultura del país. Los ahorros de emisiones son debidos a: incremento del C en el suelo, reducción emisiones N_2O y a que evitan las emisiones asociadas a la producción de fertilizante mineral.

Tabla 1. Emisiones y ahorros cultivos para biocarburantes en España

	Emisiones		Ahorro de emisiones		
	Kg CO _{2eq} /ha		Escenario actual vs referencia	Por e _{sca}	Total
	Escenario actual	Escenario referencia			
Trigo seco	1254.13	1745.91	491.78	-398.69	890.48
Trigo regadío	2021.23	2748.79	727.56	-334.58	1057.13
Cebada seco	1113.08	1336.04	222.96	-343.47	566.44
Cebada regadío	1864.61	2210.27	345.66	-329.82	675.48
Colza seco	1089.87	1089.87	0.00	-411.44	411.44
Colza regadío	1491.04	1491.04	0.00	-297.44	297.44
Girasol seco	227.81	227.81	0.00	-350.63	350.63
Girasol regadío	979.43	1381.02	401.59	-299.54	701.13

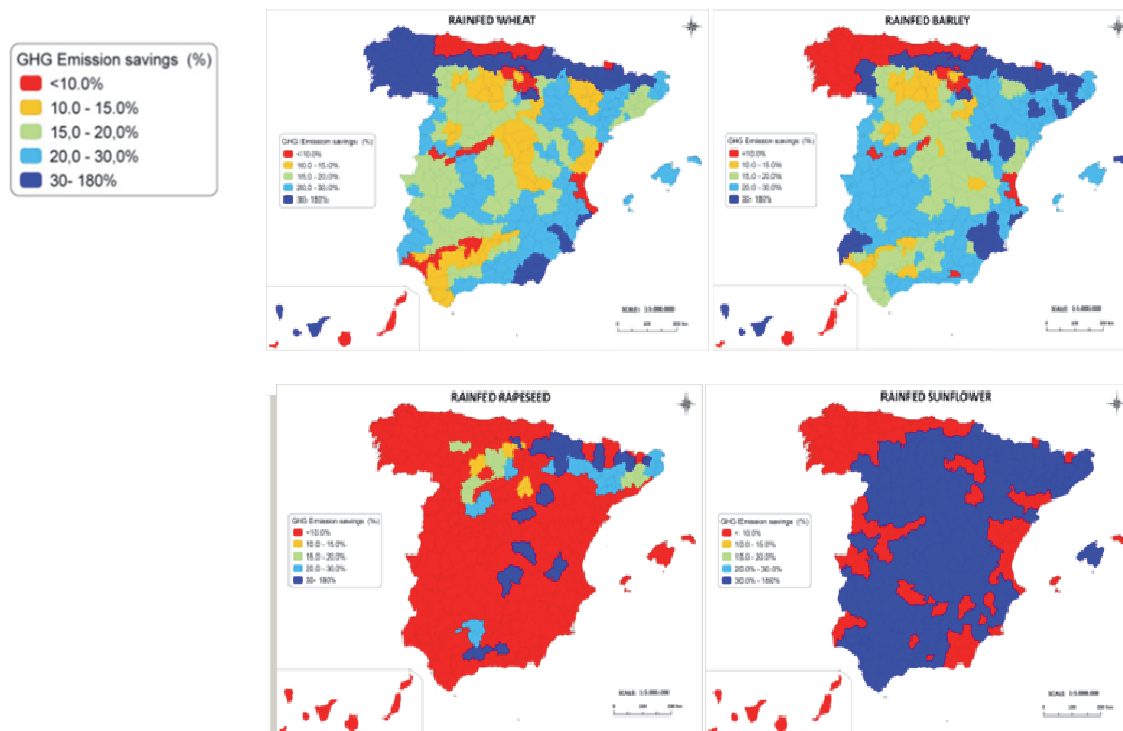


Figura 13. Ahorro emisiones de trigo, cebada, colza y girasol en seco

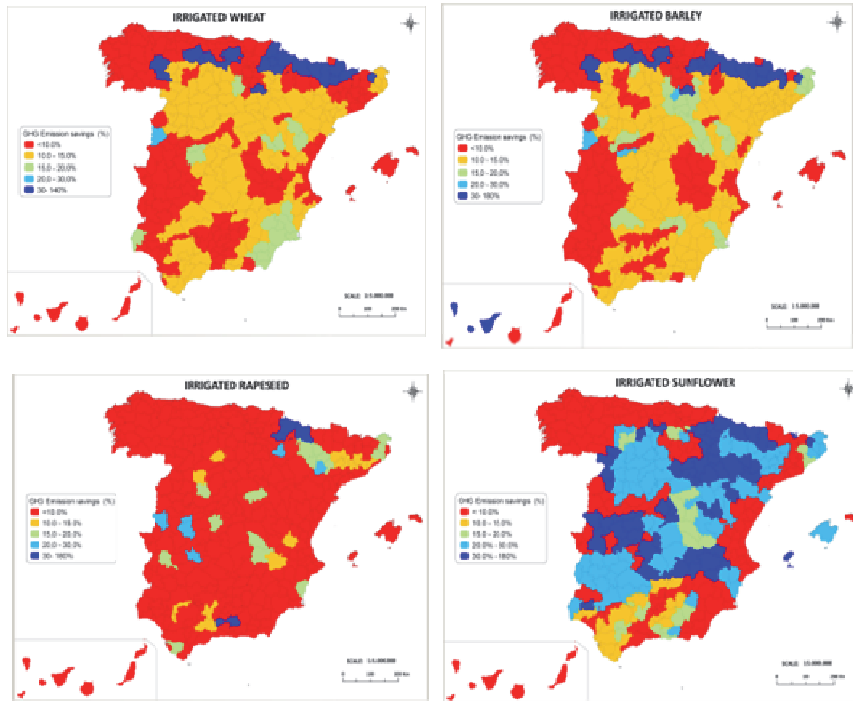


Figura 14. Ahorro emisiones de trigo, cebada, colza y girasol en regadío

Las Figuras 13 y 14 muestran los ahorros de emisiones a nivel comarcal para los regímenes de secano y regadío.

7. Introducción de energías renovables en regadío

El uso de energía solar fotovoltaica (SF) para el regadío contribuye a reducir las emisiones de GEI, ya que la energía solar se produce por la acción del sol sobre el panel fotovoltaico sin generar ninguna emisión durante su etapa de funcionamiento. Gracias a su utilización en la agricultura se pueden suprimir las emisiones relacionadas con el mix eléctrico del país o las derivadas del consumo de diésel de las bombas de riego.

En el CIEMAT hemos realizado un estudio para evaluar los ahorros de emisiones de GEI cuando la energía convencional del riego (en España el riego usa mayoritariamente el mix eléctrico) es sustituida por la SF en el cultivo de sorgo en 10 comarcas del sur de España (Andalucía) (Lago et al, 2016). Para poder comparar a lo largo de todo el ciclo de vida, se han tenido en cuenta las cargas ambientales asociadas a la infraestructura necesaria para el riego solar (producción de los paneles solares, excavación de zanjas, consumo de combustible en maquinaria, etc). El riego se ha diferenciado entre riego superficial y subterráneo. Las emisiones desagregadas entre la infraestructura y las asociadas al riego para los dos tipos de regadío se presentan en la Figura 15. La reducción de emisiones se verifica en todas las comarcas analizadas y en todos

los tipos de agua, llegando al 77% de reducción cuando se usan aguas subterráneas y un 80% cuando se trata de aguas superficiales.

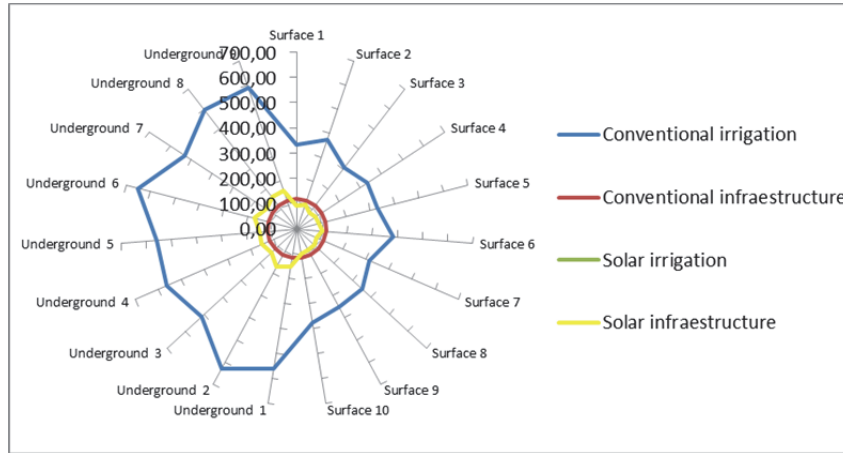


Figura 15. Emisiones GEI de los sistemas de riego (kg CO₂eq/ha)

Considerando las emisiones totales del cultivo del sorgo desagregado por etapas (Figura 16 con regadío convencional y Figura 17 con riego solar), se observa cómo la huella de C se reduce al usar el riego solar, disminuyendo las emisiones a lo largo de todo el ciclo de vida en torno al 14-15% cuando el riego se produce con aguas superficiales y entre el 18-20% cuando se usan aguas subterráneas.

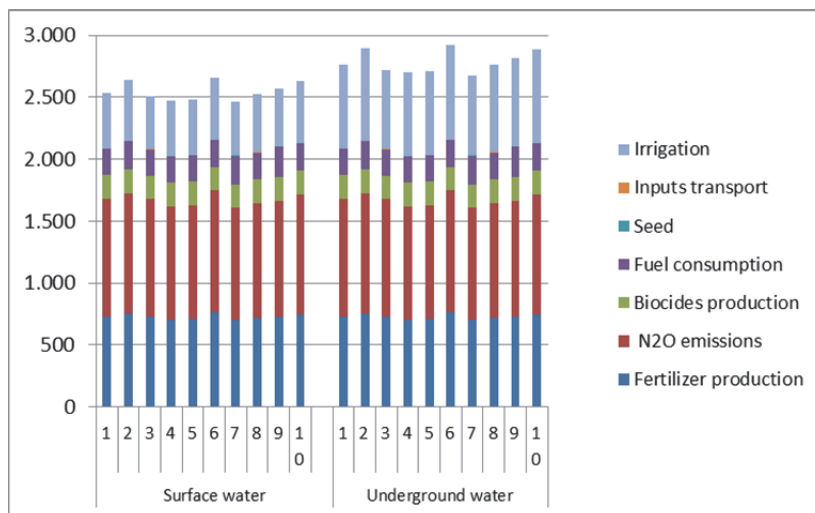


Figura 16. Emisiones cultivo sorgo riego convencional (kg CO₂eq/ha)

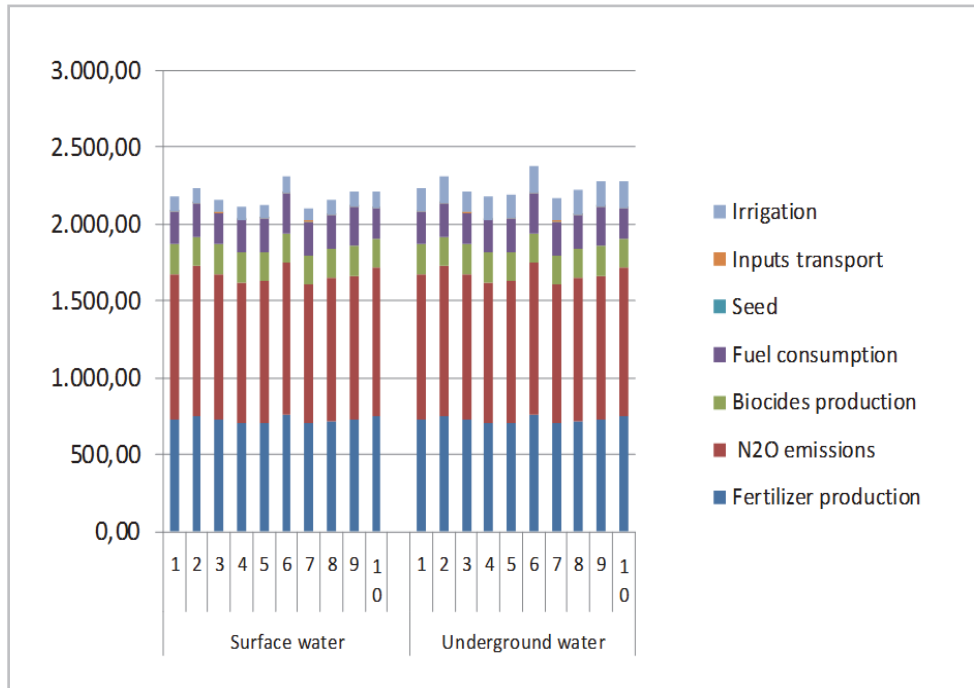


Figura 17. Emisiones cultivo sorgo riego solar

Referencias

- Aguilera, E., Lassaletta, L., Sanz Cobeña, A., Garnier, J. y Vallejo Garcia, A. 2013. The potential of organic fertilizers and water management to reduce N2O emissions in Mediterranean climate cropping systems. A review. "Agriculture Ecosystems & Environment", v. 164; pp. 32-52. ISSN 0167-8809.
- Audsley, E. (Coordinador) 1997. Harmonisation of environmental life cycle assessment for agriculture. Final Report, Concerted Action AIR3-CT94-2028. European Commission, DG VI Agriculture.
- Bowman, A.F., Boumans, L.J.M and Batjes, N.H. 2002a. Emissions of N2O and NO from fertilized fields. Summary of available measurement data. Global Biogeochemical Cycles. Vol 16. NO. 4. 1058.
- Bowman, A.F., Boumans, L.J.M and Batjes, N.H. 2002b. Modeling global annual N2O and NO emissions from fertilized fields. Global Biogeochemical Cycles. Vol 16. NO. 4. 1080.
- CALCUGEI. Calculadora Española de Gases de Efecto Invernadero. Y. Lechón, C. Lago, I. Herrera. 2014. <http://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/bases-de-datosherramientas/calculadora-de-emisiones-de-gases-de-efecto>
- Conference of the Parties (Maraquech). <http://cop22.ma/es/>

- Crutzen, P. J., A. R. Mosier, K. A. Smith, and W. Winiwarter. 2008. N₂O release from agro-biofuel production negates global warming reduction by replacing fossil fuels, *Atmos. Chem. Phys.*, 8(2), 389–395.
- Estavillo, J.M., Merino, Pinto, M., Yamulki, S., Gebauer, G., Sapek, A. y Corré. W. 2002. Short term effect of ploughing a permanent pasture on N₂O production from nitrification and denitrification. *Plant. Soil* 239. pp 253-265.
- FAO, 2015. ¿Qué es la agricultura de conservación?. <http://www.fao.org/ag/ca/es/1a.html>
- IPCC, AR5, 2014: Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp.
- IPCC, AR5, 2013. Myhre, G., D. Shindell, F.-M. Bréon, W. Collins, J. Fuglestedt, J. Huang, D. Koch, J.-F. Lamarque, D. Lee, B. Mendoza, T. Nakajima, A. Robock, G. Stephens, T. Takemura and H. Zhang, 2013: Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. In: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- IPCC, 2007: Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, Pachauri, R.K and Reisinger, A. (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 104 pp
- IPCC, 2006. Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme. <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/>
- Lago C., Herrera I., Blanco M.J. and Lechón Y. Use of PV solar panels for irrigation in Sorghum bicolor cultivation. How can solar energy help to reduce carbon footprint of energy crops?. 24th Biomass Conference and Exhibition. Pages 1479-1484. Amsterdam. 6-9 June 2016.
- Garraín D., de la Rúa C., Lechón Y. Consequential effects of increased biofuel demand in Spain: Global crop area and CO₂ emissions from indirect land use change. *Biomass and Bioenergy*. Volume 85, February 2016, Pages 187–197.
- Lago C., Lechón Y., Herrera I., Sánchez, J. Influence of improved agricultural management practices (no till and minimum tillage) as mitigation strategy over GHG emissions from energy crops in Spain. 23rd Biomass Conference and Exhibition. Vienna. 1-4 June 2015b.

- Lago C., Lechón Y., Herrera I., Sánchez, J. Organic fertilization as mitigation strategy to combat climate change in energy crops over Spanish soils. IV Workshop REMEDIA. Madrid. 23-25 Marzo 2015a.
- Lago C., Santamaría M., Garraín D., Caldés N. and Lechón Y. 2011. Final Results of Brassica Carinata Experience in Spain. Environmental and Economic Performance of Heat Production. 19th European Biomass Conference and Exhibition. Berlin. Germany. 6-10 June. 2011
- Lechón Y, Herrera I., Lago C., Sánchez J., Romero, L. 2011. Evaluación del balance de gases de efecto invernadero en la producción de biocarburantes. Estudios Técnicos PER 2011-2020 nº 7. IDAE-CIEMAT.
- http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e7_GEI_biocarburantes_A_feb_ef7a7.pdf
- Mauna Loa- Earth System Research Laboratory. <https://www.esrl.noaa.gov/gmd/obop/mlo/> Acceso 2016
- Mosier, A.R., Kroeze, C., Nevison, C., Oenema, O., Seitzinger, S., van Cleemput, O., 1998. Closing the global N₂O budget: nitrous oxide emissions through the agricultural nitrogen cycle. *Nutr. Cycl. Agroecosyst.* 52, 225–248.
- Nemecek, T. & Kägi, T. 2007. Life Cycle Inventories of Swiss and European Agricultural Production Systems. Final Report Ecoinvent V2.0 No. 15a. Agroscope Reckenholz-Taenikon Research Station ART, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Zurich and Dübendorf, CH.
- Stehfest, E. & Bouwman, L. 2006. N₂O and NO emission from agricultural fields and soils under natural vegetation: summarizing available measurement data and modelling of global annual emissions. *Nutrient Cycling in Agroecosystems*. Vol. 74. pp. 207.228.
- Skiba, U.; Fowler, D. y Smith K.A. 1997. Nitric oxide emissions from agricultural soils in temperate and tropical climates: sources, controls and mitigation options. *Nutr. Cycl. Agroecosys.* 48, 139-153.

IMPACTO DE POLÍTICAS CLIMÁTICAS GLOBALES Y NACIONALES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO

Baltazar Solano Rodríguez

UCL Energy Institute, University College London, 14 Upper Woburn Place, London, WC1H 0NN, UK. E-mail: b.solano@ucl.ac.uk

Resumen

El análisis en este artículo ilustra el impacto que diversas políticas climáticas a nivel global y nacional podrían tener sobre el sistema eléctrico Mexicano, con especial atención a la generación por gas natural. La modelación de políticas climáticas globales resultó en una variación moderada en los precios de hidrocarburos al 2050. Esta variación es suficiente para que se observen diferencias en los perfiles de inversión de la matriz eléctrica Mexicana en algunos escenarios, aún bajo las mismas políticas climáticas nacionales; sin embargo, los resultados sugieren que la elección de las políticas climáticas a nivel nacional tendrá un efecto considerablemente mayor en los costos, en el grado de descarbonización y en la vulnerabilidad del sistema eléctrico Mexicano. El análisis sugiere que una descarbonización profunda del sector eléctrico probablemente requiera de objetivos de reducción de emisiones GEI al 2050; también se observa que para reducir la intensidad de carbono de la matriz eléctrica será necesario limitar la generación de electricidad por gas natural post-2035.

1. Introducción

México se ha posicionado como un líder entre los países en desarrollo por sus esfuerzos para mitigar el cambio climático a través de ambiciosas políticas que buscan reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Al mismo tiempo, en 2013 se aprobó la Reforma Energética que entre otros objetivos, promueve la producción de hidrocarburos y el uso del gas natural para la producción de electricidad a fin de disminuir los precios de la electricidad a corto plazo. México tiene una tendencia creciente de emisiones que se ha acentuado significativamente en los últimos 25 años a raíz del crecimiento económico y demográfico del país; en particular en los sectores de transporte y generación eléctrica. Para lograr las metas establecidas en la Ley de Cambio Climático (2012) es necesario lograr la descarbonización del sector eléctrico (Veysey et al, 2015); más aún considerando que generalmente se considera más difícil descarbonizar el sector transporte por la importancia de factores no monetarios que influyen en la toma de decisiones de los consumidores (McCollum et al, 2016). En México más del 75% de la generación de electricidad (SIE, 2016) se produce a través de centrales eléctricas de combustibles fósiles, y alrededor del 55% del total se genera en base a gas natural. México prácticamente ha triplicado la cantidad de gas natural importado anualmente entre el 2010 y el 2015 (de 535 a 1416 MMpcd). En el mismo período, la producción nacional de gas natural ha decrecido ligeramente; de 7,020 MMpcd a 6,401 MMpcd (SIE, 2016). Ante la incertidumbre en la capacidad del país para revertir la tendencia a la baja en la producción de hidrocarburos, es

importante analizar el impacto potencial de distintos futuros energéticos globales sobre el sistema eléctrico Mexicano. Es probable que las políticas climáticas afecten el consumo de hidrocarburos (McGlade, 2015), y por lo tanto su precio así como la disponibilidad de otras materias primas energéticas como la biomasa.

El propósito de este artículo es analizar el impacto potencial que diversos escenarios de políticas climáticas globales podrían tener sobre el sistema eléctrico Mexicano, así como las implicaciones que diversas políticas climáticas nacionales podrían tener sobre la descarbonización y diversificación de la matriz eléctrica.

2. Políticas climáticas

Acuerdos de París

La 21ª sesión de la Conferencia de las Partes (COP) tuvo lugar en diciembre de 2015 en París, Francia. La conferencia concluyó con la adopción de un acuerdo para combatir el cambio climático e impulsar medidas e inversiones para un futuro bajo en emisiones de carbono, limitando el cambio climático a menos de 2 grados Celsius y lo más cercano posible a 1.5 grados Celsius. La mayoría de los países desarrollados presentaron un objetivo de emisiones GEI para un año específico en relación a una proyección de referencia; por ejemplo, la Unión Europea se comprometió a lograr una reducción del 40% al 2030 en relación a 1990. Varias regiones en vías de desarrollo presentaron objetivos no condicionados y otros condicionados a la existencia de fondos y tecnología para apoyarlos a combatir el cambio climático. Este artículo considera diferentes futuros globales en base a los compromisos climáticos regionales (por ejemplo, la Ley de Cambio Climático en México) además de los INDCs (Intended Nationally Determined Contributions) no condicionados. Los cálculos muestran una diferencia de aproximadamente 1.1 Gt de emisiones GEI en 2030 entre los compromisos condicionados y no condicionados; en la práctica, es probable que una combinación de ambos objetivos sean alcanzados.

Políticas de cambio climático en México

México es el primer país en vías de desarrollo en promulgar una ley de cambio climático; en 2012 el país se comprometió a cumplir con ambiciosas metas de descarbonización: una reducción del 30% de emisiones GEI al 2020 relativo a una línea base, y para el 2050, una reducción del 50% sujeta a la existencia de fondos internacionales y mecanismos de transferencia de tecnología (Cámara de Diputados, 2012). En la administración de Felipe Calderón se publicó la Ley de Aprovechamiento de Renovables y Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) (Cámara de Diputados, 2013) como apoyo a la implementación de la Ley de Cambio Climático. Se estableció un objetivo de 65% de generación eléctrica a través de hidrocarburos al 2024, 60% para el 2035 y 50% al 2050. En el 2013 el Congreso aprobó la Reforma Energética con el objetivo principal de disminuir los costos de producción (Gobierno de la República, 2013); el segundo objetivo es la

sustentabilidad a través de objetivos de generación de energía limpia. La Ley de Transición Energética (LTE) publicada por el gobierno introdujo dos cambios en relación a la LAERFTE: primeramente, la definición de las tecnologías de energía limpia se modificó para incluir renovables, nuclear, tecnologías de hidrocarburos con almacenamiento y captura de carbono (CCS por sus siglas en inglés) y cogeneración eficiente en base a gas natural (Cámara de Diputados, 2015). En segundo lugar, los objetivos de generación fueron modificados: 25% de energía limpia para el 2018, 30% al 2021 y 35% para el 2024. Los objetivos referentes al 2035 y 2050 fueron eliminados. Adicionalmente, México se comprometió en 2015 a través de los acuerdos de París a una reducción incondicional del 22% de las emisiones GEI en relación a una proyección de referencia al 2030 y a lograr un máximo de emisiones en el 2026 (Gobierno de la Republica, 2015). De acuerdo al gobierno de México, lograr estos objetivos implicaría reducir las emisiones del sector eléctrico al menos un 32%.

3. Metodología y escenarios

Enfoque de modelación

Los modelos globales de sistemas energéticos son utilizados para considerar las implicaciones de políticas y escenarios en la totalidad del sistema de energía. Los modelos nacionales de sistemas energéticos se utilizan para representar en mayor detalle las políticas y los sectores que conforman el sector energético de un país. Este artículo utiliza dos modelos de sistemas energéticos, a nivel global y nacional, interrelacionados indirectamente (*soft-link*): TIAM-UCL (TIMES Integrated Assessment Model UCL) y TIMES MX-UCL (TIMES Mexico UCL). Ambos modelos utilizan la plataforma TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) para la generación de modelos (Loulou et al, 2005). La aplicación de modelos a diferente escala nos permite explorar el impacto de la evolución del sistema energético global en la demanda Mexicana de recursos y en la inversión tecnológica del sector eléctrico. La primera parte de la metodología consistió en modelar diversas políticas climáticas globales utilizando TIAM-UCL, para ver su efecto en el costo y disponibilidad de hidrocarburos. Esto nos permite observar cual es el cambio relativo de los costos marginales de producción bajo diversos escenarios de demanda de hidrocarburos. La segunda parte del análisis consistió en modelar diversas políticas climáticas nacionales en TIMES MX-UCL utilizando los costos de materias primas energéticas provenientes de los escenarios globales modelados con TIAM-UCL.

Escala global: TIAM-UCL

El grupo de investigación de Sistemas Energéticos de University College London (UCL) Energy Institute ha desarrollado el modelo global TIAM-UCL con apoyo de UK Energy Research Centre (UKERC). TIAM es acrónimo de TIMES Integrated Assessment Model, mientras que TIMES lo es de The Integrated MARKAL-EFOM System. TIAM-UCL es un modelo de optimización de costos que investiga la descarbonización global, lo cual nos permite entender mejor los costos y beneficios de diversas trayectorias en la transición a un sistema energético global de bajo carbono. TIAM-UCL es un modelo de 16 regiones; es esencialmente una variante de ETSAP-

TIAM, un modelo energético multi-regional de 15 regiones (Loulou y Labriet, 2008) desarrollado y mantenido por el Programa de Análisis de Sistemas de Tecnologías Energéticas (ETSAP por sus siglas en inglés) de la Agencia Internacional de Energía. Es un modelo de programación lineal de optimización de costos con un enfoque ascendente (bottom-up) y una amplia base de datos de tecnologías. El modelo cubre 42 demandas de servicios energéticos en todos los sectores: agricultura, residencial, comercial, industrial y transporte. El modelo calcula un equilibrio parcial en los mercados globales de energía y emisiones para maximizar el valor presente descontado de superávit global. El modelo contiene explícitamente más de mil tecnologías y decenas de materias primas energéticas en cada región, lógicamente interrelacionadas en un sistema energético de referencia. Cada región en TIAM-UCL tiene su propio sistema energético y puede intercambiar hidrocarburos, productos petrolíferos o biomasa con otras regiones. La demanda de servicios energéticos es exógena y se deriva de indicadores tales como el PIB, población, producción sectorial industrial, etc. La estructura del modelo se discute a detalle en la documentación del modelo (Anandarajah et al, 2011), así como la lista de regiones y los países que cada una incluye. Adicionalmente, TIAM-UCL tiene un módulo climático que permite estimar el incremento global de temperatura en función a las emisiones de gas invernadero. El modelo TIAM-UCL ha sido aplicado en diversos estudios para analizar políticas de energía y cambio climático (<http://www.ucl.ac.uk/energy-models/models/tiam-ucl/tiam-ucl-publications>).

Escala nacional: TIMES MX-UCL

El modelo TIMES MX-UCL fue creado en base al diseño del modelo global TIAM-UCL, por lo que también utiliza la plataforma TIMES. El modelo cubre todo el sector energético Mexicano, desde la extracción de recursos y su transformación hasta la demanda sectorial de servicios energéticos en los sectores: agricultura, industrial, residencial, comercial y transporte. El modelo consiste en dos regiones, una para México y otra para el resto del mundo. Esta última región funciona como una canasta de materia prima con costos y datos de disponibilidad de recursos globales, con el fin de representar la importación y exportación de materia prima energética. Este estudio se enfoca en el sector eléctrico Mexicano. Los potenciales de renovables y las reservas de hidrocarburos están basados en datos nacionales. El modelo contiene información detallada sobre la capacidad instalada, generación, eficiencia, factores de capacidad y el perfil de retiro de plantas existentes en base a la edad de las plantas (Secretaría de Energía, 2015). En base a estos datos, a los costos supuestos para tecnologías y combustibles en el horizonte de estudio, y a las políticas climáticas representadas a través de restricciones, el modelo encuentra el portafolio tecnológico de menor costo para el sistema Mexicano.

Escenarios

Se han explorado 5 regímenes climáticos nacionales al 2050 en combinación con 5 futuros energéticos globales:

Escenarios globales al 2050

- (a) Ausencia de políticas climáticas.
- (b) Compromisos de París al 2030 con proyección al 2050 basada en emisiones GEI per cápita.
- (c) Compromisos de París al 2030 con proyección al 2050 congruente con una ambición resultante en un calentamiento global de 3 grados Celsius.
- (d) Compromisos de París al 2030 con proyección al 2050 congruente con una ambición resultante en un calentamiento global de 2 grados Celsius.
- (e) Calentamiento global limitado a 2 grados Celsius.

Tabla 1. Escenarios climáticos globales modelados en TIAM-UCL

Código del escenario	Descripción
5DS	Sin políticas climáticas
INDC	Compromisos de París + emisiones GHG/cápita post- París
INDC_3DS	INDC + ambición de 3 grados Celsius post- París
INDC_2DS	INDC + ambición de 2 grados Celsius post- París
2DS	2 grados Celsius

Escenarios nacionales al 2050

- (a) Ley de cambio climático + INDC al 2030 con proyección al 2050 basada en emisiones GEI per cápita.
- (b) Ley de cambio climático + INDC al 2030 + portafolio de estándares de energías renovables (40% energía limpia al 2040, 50% al 2050).
- (c) Ley de cambio climático + INDC al 2030 + objetivo de emisiones al 2050 (reducción al 50% en el sector eléctrico).
- (d) Ausencia de políticas climáticas.

Tabla 2. Escenarios climáticos nacionales modelados en TIMES MX-UCL

Código del escenario	Descripción
INDC	Compromisos de París
PEER	Portafolio de estándares de energías renovables
CO2_2050	Objetivo de emisiones al 2050 (reducción al 50% en el sector eléctrico)
REF	Ausencia de políticas climáticas

Estos escenarios nacionales han sido modelados bajo diversos posibles futuros del sistema energético global (Tabla 3).

Tabla 3. Escenarios nacionales modelados bajo distintos escenarios climáticos globales

Código del escenario	Global	5DS	INDC	INDC3DS	INDC2DS	2DS
Nacional						
INDC		INDC_5DS	INDC_INDIC	INDC_INDIC3DS	INDC_INDIC2DS	INDC_2DS
PEER		PEER_5DS	PEER_INDIC	PEER_INDIC3DS	PEER_INDIC2DS	PEER_2DS
CO2_2050		CO2-2050_5DS	CO2-2050_INDIC	CO2-2050_INDIC3DS	CO2-2050_INDIC2DS	CO2-2050_2DS
REF		REF_5DS	REF_INDIC	REF_INDIC3DS	REF_INDIC2DS	REF_2DS

4. Resultados

La modelación de los escenarios globales al 2050 utilizando TIAM-UCL nos permite obtener costos marginales para la materia prima energética, los cuales son calculados endógenamente y capturan la dinámica de producción y consumo de hidrocarburos, biomásas y productos petrolíferos bajo diferentes políticas climáticas. Cabe aclarar que estos valores representan los costos de producción, no los precios al consumidor de la materia prima. Tampoco se capturan factores que afectan los precios como aquellos relacionados a eventos geopolíticos o variaciones climáticas. La Figura 1 muestra como ejemplo la variación del costo marginal de gas natural al 2050, ilustrando una mayor diferencia entre escenarios post-2025 debido a un

mayor consumo de gas natural en los escenarios de descarbonización, al substituir a combustibles de mayor intensidad de carbono.

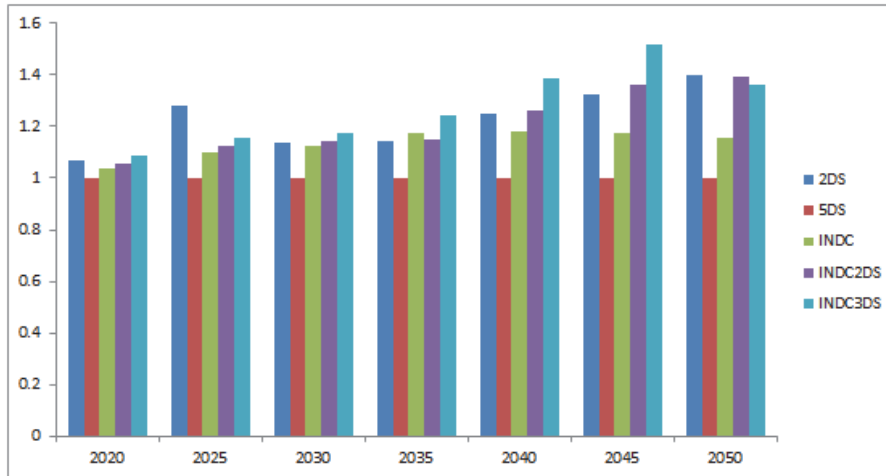


Figura 1. Variación del costo marginal de gas natural bajo escenarios de políticas climáticas globales en relación al escenario SDS

Diversidad de la matriz eléctrica

Los resultados sugieren que la elección de políticas climáticas nacionales post-2030 tiene un impacto mayor en el sector eléctrico al 2050 (a manera ilustrativa, ver la Figura 2 basada en el escenario global INDC3DS) que la variación en los costos de importación de hidrocarburos (los resultados de un escenario de política climática nacional bajo distintos escenarios globales no mostraron variaciones significativas en la composición de la matriz eléctrica). Sin políticas climáticas (REF) la capacidad instalada de centrales eléctricas de gas crecería hasta satisfacer la demanda de electricidad al 2050. Una trayectoria medianamente ambiciosa post-2030 (INDC) podría resultar en un sector eléctrico dominado aún por centrales eléctricas de gas, pero con una importante contribución de renovables al 2050; similarmente, un portafolio mínimo de renovables (sin objetivos de reducción de emisiones al 2050) no limitaría el crecimiento del gas en el sector eléctrico. Los resultados sugieren que un objetivo de emisiones al 2050 (escenario CO2-2050) provocaría una mayor diversificación del sistema eléctrico y una reducción en la generación por centrales eléctricas de gas (parcialmente reemplazadas por gas CCS post-2035).

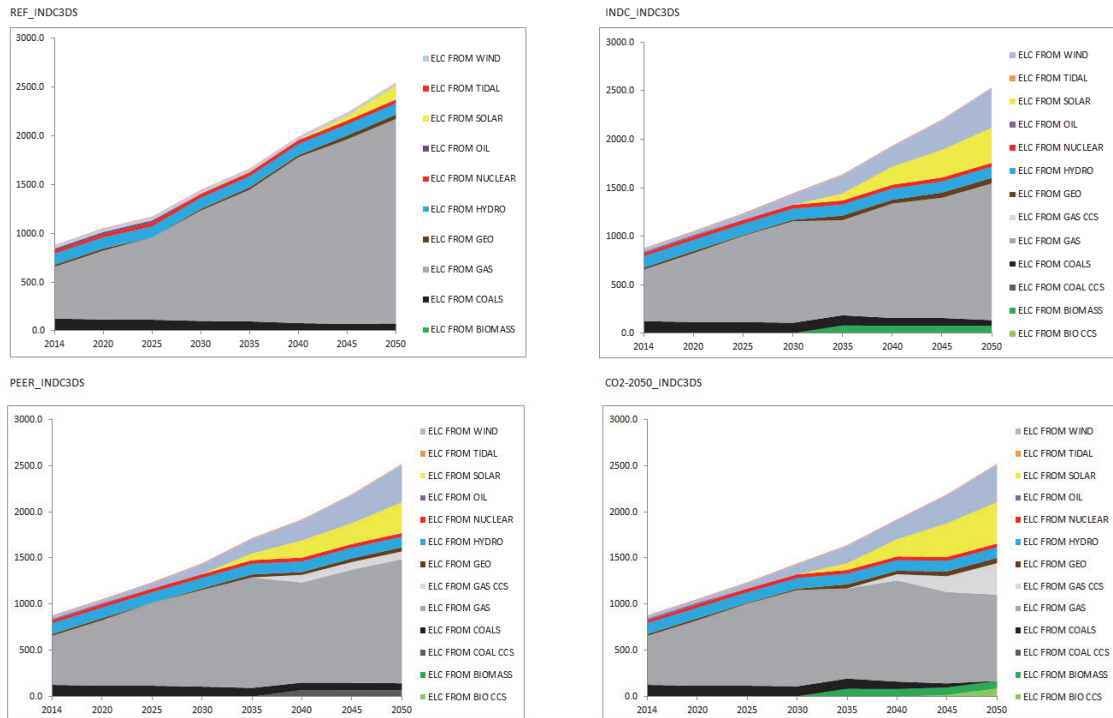


Figura 2. Generación de electricidad (PJ) en México al 2050 bajo diferentes políticas climáticas nacionales (asumiendo un escenario global INDC3DS)

El análisis de todas las combinaciones de escenarios nacionales y globales nos permite observar un rango importante de variación en la generación de electricidad por gas natural post-2030 (más de 1350 PJ) entre los distintos escenarios, dado que algunas políticas climáticas permitirían la instalación de nuevas centrales eléctricas de gas y otras las retirarían gradualmente del sistema (Figura 3). También se observa una variación considerable en el uso de gas natural CCS de alrededor de 500 PJ al 2050. Es notable también la utilización constante de generación solar fotovoltaica post-2030 en todos los escenarios de bajo carbono, conforme la tecnología se vuelve más competitiva económicamente.

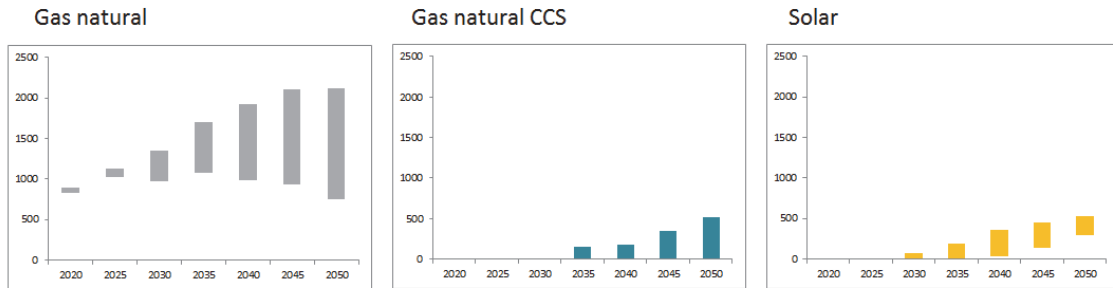


Figura 3. Diferencia entre escenarios en la generación de electricidad (PJ) por gas natural, gas natural CCS y solar

La variación en el consumo de gas para la generación de electricidad varía considerablemente en los diversos escenarios de acuerdo a la ambición de la política climática nacional (Figura 4). El consumo de gas es considerablemente mayor en los escenarios modelados sin políticas climáticas; más de 3500 PJ en el 2050 mientras que los escenarios con políticas climáticas consumen entre 2150 y 2750 PJ. La variación en el costo de las importaciones como resultado de distintas políticas climáticas globales ocasiona diferencias relativamente menores en la utilización de gas; por ejemplo, la diferencia en el consumo de gas entre los escenarios INDC_2DS y INDC_5DS (asumiendo un escenario global opuesto) es de poco más de 200 PJ.

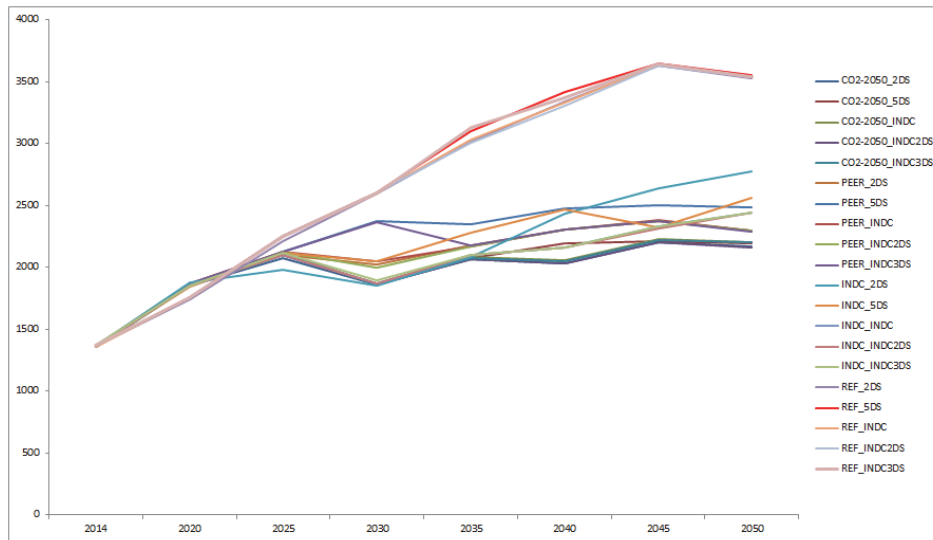


Figura 4. Consumo de gas para generación de electricidad (PJ) bajo diversos escenarios nacionales y globales

Variabilidad en la inversión en nuevas centrales eléctricas

A manera de ilustración es posible observar en la Figura 5 la variabilidad de perfiles de inversión en nuevas centrales eléctricas a gas bajo diversos escenarios nacionales y globales. Se aprecia que en los escenarios sin políticas climáticas nacionales existe una mayor inversión en centrales eléctricas a gas; casi el doble en el 2050 que los escenarios con objetivos de emisiones al mismo año. También se pueden apreciar diferencias en los perfiles de inversión aún entre escenarios con la misma política nacional, pero distinta política global; por ejemplo, en el escenario INDC_2DS se observan diferencias en los tiempos y en el monto invertido en nueva capacidad en comparación con el escenario INDC_5DS (casi 1.5 veces más inversión en el primer escenario en el 2030).

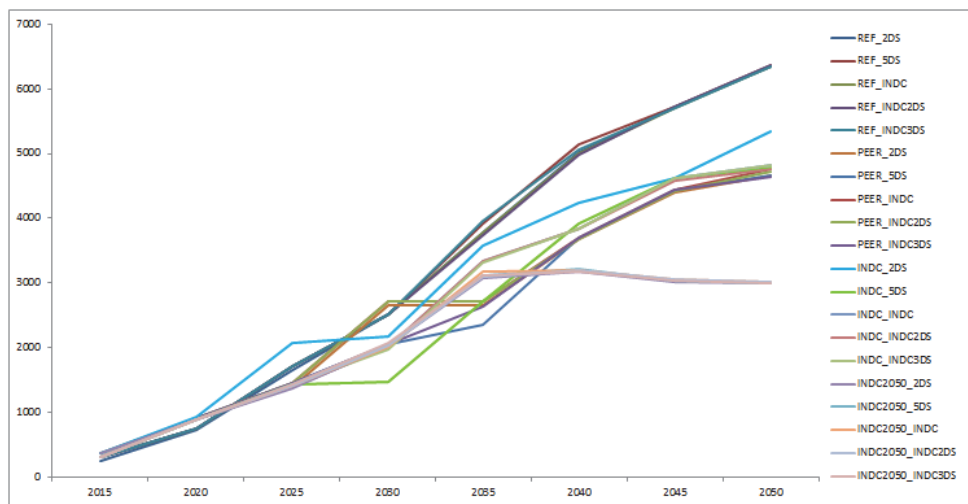


Figura 5. Costos de inversión (M\$USD) en nuevas centrales eléctricas a gas bajo diversas políticas climáticas nacionales y globales

Emisiones de CO₂ del sistema eléctrico

La Figura 6 muestra el rango de variabilidad en las emisiones del sector eléctrico bajo los escenarios nacionales modelados, asumiendo el escenario global INDC3DS como ejemplo para ilustrar la tendencia observada (la variación en emisiones debida a los escenarios globales es insignificante en comparación al impacto de las políticas climáticas nacionales). Al 2050 los escenarios INDC y PEER logran una descarbonización moderada, mientras que el escenario CO2-2050 logra una reducción de emisiones más profunda del sistema eléctrico.

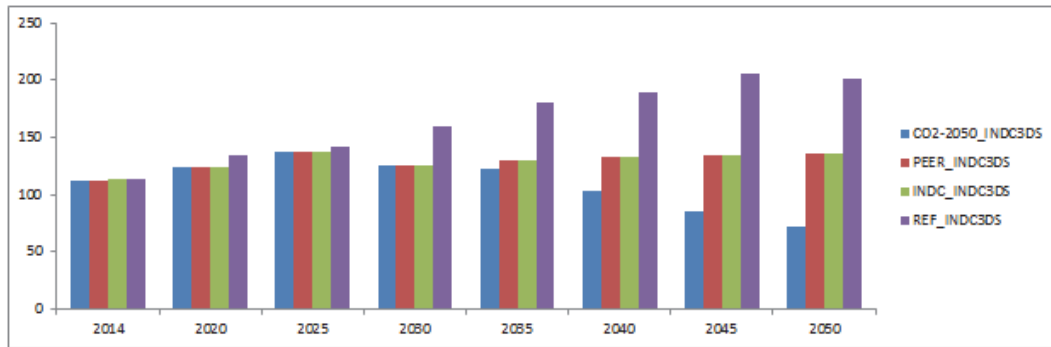


Figura 6. Diferencia en las emisiones de CO₂ del sistema eléctrico (Mt) bajo diversas políticas climáticas nacionales (asumiendo un escenario global INDC3DS)

5. Conclusiones

El modelado de políticas climáticas globales mostró una variación moderada en los precios de hidrocarburos al 2050; esto debido al consumo sostenido que se observa en los escenarios modelados a nivel global. Esta variación es suficiente para que se observen diferencias en los perfiles de inversión en algunos escenarios, aún bajo las mismas políticas climáticas nacionales; sin embargo los resultados sugieren que la elección de las políticas climáticas a nivel nacional tendrá un efecto considerablemente mayor en los costos, en el grado de descarbonización y en la vulnerabilidad (en cuanto a importaciones y diversificación) del sistema eléctrico Mexicano. Una descarbonización profunda del sector eléctrico probablemente requerirá de objetivos de reducción de emisiones GEI al 2050; tal vez de más del 50% si el sector transporte no contribuye lo suficiente a la descarbonización del sistema energético en su totalidad. Los resultados muestran que para reducir la intensidad de carbono del sistema eléctrico de México es necesario limitar la generación de electricidad por gas natural post-2035, por lo cual es importante que la estrategia de crecimiento del sector eléctrico al 2030 no comprometa las metas de descarbonización al 2050 a cambio de un beneficio económico a corto plazo.

Referencias

- Anandarajah, G., Pye, S., and Kesicki, F., 2011. TIAM-UCL Global Model Documentation.
- Cámara de Diputados, 2015. Ley de Transición Energética, pp. 1-36.
- Cámara de Diputados, 2012. Ley General de Cambio Climático, pp. 1-44.
- Cámara de Diputados, 2013. Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAFATERTE).
- Gobierno de la Republica, 2015. Compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático para el periodo 2020-2030, p.21.
- Gobierno de la Republica, 2013. Reforma Energética.

- Loulou, R., Remne, U., Kanudia, A., Lehtila, A., Goldstein, G., 2005. Documentation for the TIMES model – PART I.
- McCollum et al., 2017. The role of consumer preferences and climate policies in shaping the global private vehicle market [submitted].
- McGlade C. and Ekins P., 2015. The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2C, Nature.
- Mike, B. et al., 2014. A Bridge to a Low-Carbon Future? Modelling the Long-Term Global Potential of Natural Gas. Research Report. UK Energy Research Centre (UKERC).
- Secretaría de Energía, 2015. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.
- Veysey, J., Octaviano, C., Calvin, K., Martinez, S. H., Kitous, A., McFarland, J. and van der Zwaan, B., 2016. Pathways to Mexico's climate change mitigation targets: A multi-model analysis. Energy Economics, 56:587–599.

Diagnóstico del recurso solar y el desarrollo económico y social del Valle de Juárez, Chihuahua

Esmeralda Cervantes Rendón¹, Cely Celene Ronquillo Chávez², Gabriela Montano Armendáriz³, Rodolfo Antonio Tejeda Guevara³, Luis Ernesto Cervera Gómez¹ y Adrián Botello Mares¹

¹ El Colegio de Chihuahua. *E-mail*: ecervantes@colech.edu.mx

² Universidad Autónoma de Ciudad Juárez.

³ Estudiante de Doctorado en Investigación de El Colegio de Chihuahua.

Resumen

El Valle de Juárez se encuentra ubicado en el norte del estado de Chihuahua, colinda con el estado de Texas de Estados Unidos, su principal actividad económica es la agropecuaria con la producción de algodón, alfalfa, trigo, avena, cebada y sorgo. En esta región se realizó un diagnóstico económico, social y de evaluación del recurso solar con el fin de identificar los aspectos que pueden ser considerados para la implementación de un sistema fotovoltaico para el bombeo de agua subterránea para riego. En cuanto a la parte económica, se observó una disminución de la superficie cosechada de 14,043.57 hectáreas en el 2003 a 12,144.43 hectáreas en el 2015. Respecto a la venta de energía, el 41.5% es para uso agrícola. En cuestión de desarrollo social, se ha identificado una lucha social constante por diferentes acciones que les han afectado. Finalmente, se comprobó que es una zona con un alto potencial solar, registrando una irradiación promedio para el mes de abril de 2016 para la zona de Praxedis G. Guerrero de 6.89 kWh/m².

1. Introducción

El Valle de Juárez se encuentra ubicado en el estado de Chihuahua, entre la frontera de México y EEUU, al margen del Río Bravo. Está constituido por 3 municipios (Juárez, Guadalupe y Praxedis G. Guerrero) con 23 localidades rurales. La actividad económica dominante en la región es la agropecuaria, destacando la producción de algodón, alfalfa, trigo, avena, cebada y sorgo. Dichas actividades históricamente se han abastecido con los escurrimientos del Río Bravo (COCEF, 2015), entre otras fuentes.

Sus inicios datan a partir de la Guerra entre México y Estados Unidos, suceso en el que se pierde el territorio de Texas, Nuevo México y California y se conforma una nueva frontera cercana a los márgenes del Río Bravo, entonces denominado Río Grande, pactada el 2 de febrero de 1848 con el Tratado de Guadalupe Hidalgo (González, 2002). Uno de los resultados de dicho tratado fue que muchas familias fueron desterradas al lado mexicano resultando nuevas comunidades rurales que dieron lugar a la región hoy conocida como El Valle de Juárez.

Por otro lado, en cuestión del uso de energías renovables, en especial la energía solar fotovoltaica, en México se ha identificado la importancia de su estudio y opciones de aplicación ya que recibe cantidades importantes de radiación solar en todo su territorio, en particular pero no exclusivamente, en los estados del norte y noroeste: Chihuahua, Baja California, Sonora, pero también hay otras partes del territorio (Arancibia-Bulnes et al., 2013), además de que es una fuente limpia, probablemente inagotable y de bajo costo a largo plazo (Chacón et al, 2008).

El objetivo del presente trabajo es identificar la situación económica y social de la agricultura en el Valle de Juárez, y la evaluación del recurso solar de esta región, con el fin de determinar los aspectos que pueden ser considerados para la implementación de un sistema fotovoltaico para el bombeo de agua subterránea para riego.

2. Datos económicos y de consumo eléctrico de la región

Según datos presentados por el Servicio de Información Agroalimentaria y Pesquera (SIAP, 2016), la actividad agrícola en el Valle de Juárez ha logrado llegar a las 14 mil hectáreas en solamente tres años (2003, 2005 y 2009), mientras que en los demás años ha disminuido, reflejándose principalmente este decremento a partir del 2009 hasta el 2012 (Figura 1).

Esto coincide también con un decremento en la población del Valle de Juárez, como en el caso del municipio de Praxedis G. Guerrero que en el 2005 su población total era de 8,514 habitantes y pasó a 4,799 habitantes para el 2010 (INEGI, 2010), periodos en los que se incrementó la violencia relacionada a actividades del crimen organizado, como fueron los homicidios dolosos registrados en el estado de Chihuahua, de 550 en el 2005 a 3,903 en el 2010 (Observatorio Nacional Ciudadano, 2017).

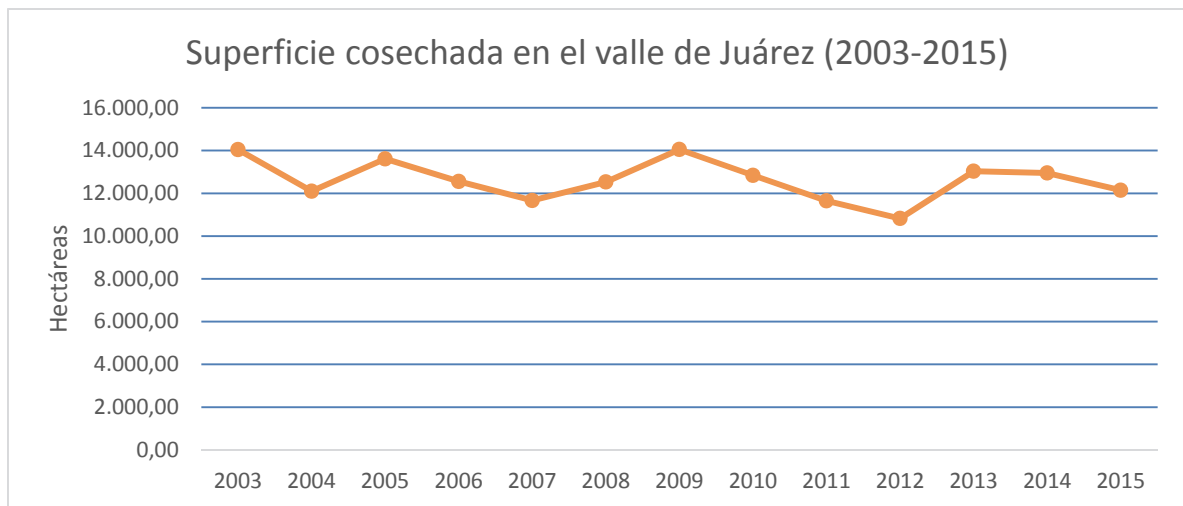


Figura 1. Superficie cosechada en el Valle de Juárez (2003-2015). Fuente: Elaboración propia con información del SIAP (2016)

De acuerdo con la información de cierre del ciclo agrícola del 2015 (SIAP, 2016), los principales cultivos en esta zona fueron el algodón, la alfalfa, el trigo, la nuez y el sorgo forrajero, siendo el algodón el que representó la mayor proporción con respecto a la superficie cosechada total (Figura 2).

Superficie cosechada (2015)
Proporción por cultivos



Figura 2. Proporción de cultivos de la superficie cosechada en el año 2015. Fuente: Elaboración propia con datos del SIAP

El valor de la producción de estos cultivos representó el 88% del valor total de la producción del 2015. El algodón y la nuez fueron los dos cultivos con mayor valor de esta zona (Tabla 1), los cuales tienen un gran comercio a nivel internacional.

Tabla 1. Datos de producción agrícola del Valle de Juárez. Fuente: Elaboración propia con información del SIAP

Cultivo	Producción (Ton)	Valor total de la producción (miles de pesos)	Valor por tonelada (miles de pesos/Ton)
Algodón hueso	17,759.35	\$197,245.82	\$11,106.59
Nuez	1,272.90	\$108,196.50	\$85,000.00
Alfalfa verde	180,003.60	\$85,893.29	\$477.18
Trigo grano	7,811.10	\$23,433.30	\$3,000.00
Sorgo forrajero verde	24,515.92	\$13,238.60	\$540.00

El valor de la producción expresado en términos reales durante el periodo 2003-2015 muestra una tendencia al alza, presentando una tasa media de crecimiento anual del 3.58% (Figura 3).

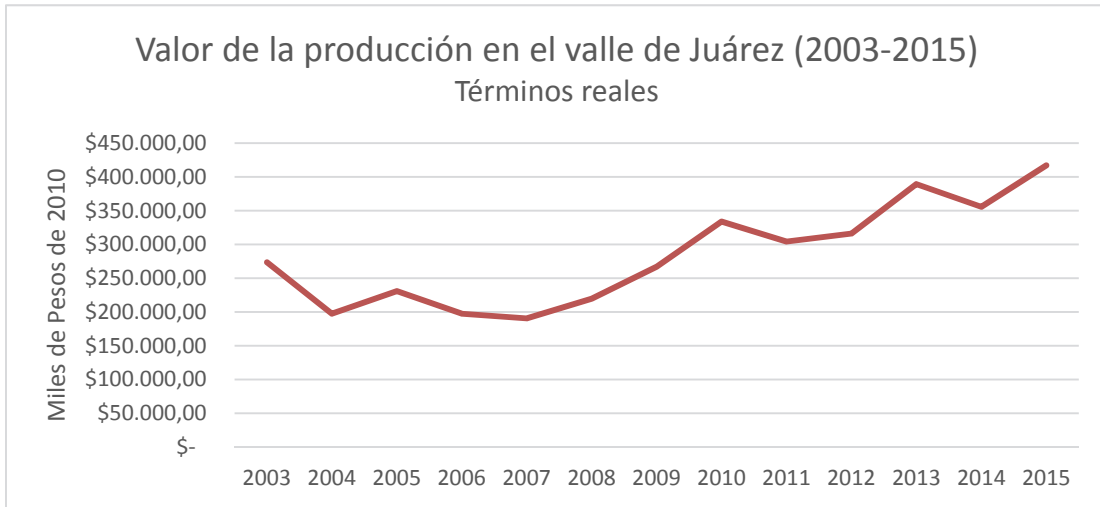


Figura 3. Valor de la producción en el Valle de Juárez (2003-2015). Fuente: Elaboración propia con información del SIAP

Dentro de los municipios que componen el Valle de Juárez, se muestra el tipo de consumo eléctrico de Praxedis G. Guerrero, del que se desprende, que de acuerdo al volumen de venta de energía eléctrica, el 41.5% (2,934 MWh) corresponde al uso agrícola (Tabla 2). Por otro lado, es importante mencionar que de acuerdo al censo de población y vivienda de INEGI (2010) la población del Praxedis contó con un 97.6% de cobertura de acceso a la electricidad ya que, de las 2740 viviendas particulares habitadas, 2672 disponen de luz eléctrica.

Tabla 2. Volumen de ventas de energía eléctrica en MWh, según tipo de servicio al 2014, de Praxedis G. Guerrero: Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (2015)

Total	Doméstico	Alumbrado público	Bombeo de aguas potables y negras	Agrícola	Industrial y de servicio
7,075	1,262	571	65	2,934	2,243

En cuanto a las fuentes de agua para riego en el Valle de Juárez se identificaron principalmente tres: 1) las aguas del Tratado internacional de 1906 entre México y los Estados Unidos de América procedentes del río Bravo; 2) aguas residuales tratadas provenientes de Ciudad Juárez y 3) agua subterránea del Acuífero Valle de Juárez (Bolsón del Hueco).

3. Desarrollo social de la agricultura en el Valle de Juárez

Del algodón, considerado el “oro blanco”, existen diversas descripciones del sembrado en esta región debido a que era considerado de muy alta calidad, ya que se caracterizaba por ser de tonos fuertes en verde y blanco, y a que la longitud de su fibra lo hacía diferente al de otras regiones aunque implicaba un mayor costo de producción y su rendimiento se veía influido por las variaciones climáticas sobre las siembras (Aboites, 2013).

Para 1953 la siembra más fructífera en el Valle de Juárez era precisamente el algodón que para ese momento era considerado el segundo mejor en el mundo después del de Egipto. Pero se generó la celulosa la cual es creada a partir de la borra del algodón y se utilizó para producir fibras sintéticas como el rayón o artisela, fiocco y nylon que después desplazó a la propia fibra del algodón en la industria textil, ya que su aplicación avanzó rápidamente en Estados Unidos y Japón (Aboites, 2013). Dicha modificación en la industria textil repercutió en grandes extensiones de la zona agrícola, el conocido *dumping algodoneo*, en donde las bolsas de valores del mundo se desplomaron súbitamente y con ellas el precio del algodón (El Heraldo de Chihuahua, 4 de abril 1999). En 1993 se llevaban más de 40 años de haber apostado todo en la agricultura a la siembra del algodón, como en cualquier industria teniendo tanto buenas temporadas como complicadas debido a los múltiples factores de la zona como sequías y lo desfavorecido en la distribución del agua compartida entre Estados Unidos y México por medio de los tratados firmados de 1906 y 1944. Además hubo otras complicaciones en ese mismo año (1993) por el efecto de sus productos por el uso de aguas residuales y las altas concentraciones de amoníaco derivada del uso de los fertilizantes y las plantas productoras de hielo que utilizaron altas cantidades de ácido fluorhídrico y ácido sulfúrico para desinfectar el agua (Norte de Ciudad Juárez; 26 de julio de 1993, Diario de Chihuahua, 13 de agosto de 1993). Entre otros eventos que afectaron la zona se vivió el anuncio de la creación de un tiradero Nuclear en Sierra Blanca (Waste Dump) para el cual los pobladores de las localidades del Valle de Juárez y las del lado estadounidense se unieron para evitar su establecimiento que afectaría la salud de los locales, por lo que realizaron manifestaciones en México y EUA y recaudaron firmas con lo que ayudaron a evitar el asentamiento de dicho tiradero nuclear en 1998 (El Diario, 9 de julio de 1998; La Jornada, 31 de julio de 1998; El Heraldo de Chihuahua, 5, 7, 8, 9, 16 y 23 de agosto, 4, 8, 14, 18, 20 de septiembre de 1998). El suceso mencionado mostró la solidaridad y fortaleza de la población para hacer valer sus peticiones como ciudadanos ya que con el triunfo de su petición el 22 de octubre de 1998 mientras esperaban la resolución del Gobierno Estadounidense, en las afueras del Capitolio en Austin, Texas, con matachines danzaron la danza de la victoria, característica de su localidad.

4. Diagnóstico del recurso solar del Valle de Juárez

Las funciones del análisis espacial en un Sistema de Información Geográfica (SIG), para la medición de la radiación solar, otorgan un panorama de la evaluación de este recurso. Los rasgos de la topografía pueden ser estimados por operaciones sistematizadas en los SIG, por

medio de los datos aportados en un Modelo Digital de Elevación (MDE). Por lo que para este trabajo se utilizó una extracción del Continuo de Elevaciones Mexicano (CEM 3.0) de INEGI (2013) para el área de estudio, en formato ráster de banda entrelazada por línea (BIL), con los datos de altitud en metros en una resolución de 15 metros (15m x 15m por píxel). Para nuestro objetivo, se definió el cálculo para un área geográfica completa, el Valle de Juárez, y no información puntual interpolada. Esto por medio de tres pasos (Esri, 2016):

1. El cálculo de una cuenca visual hemisférica que mira hacia arriba basada en la topografía
2. La superposición de la cuenca visual en un mapa solar directo para calcular la radiación directa
3. La superposición de la cuenca visual en un mapa celeste difuso para calcular la radiación difusa

Los parámetros utilizados fueron los siguientes:

- Los valores del MDE relativo al área del acuífero, para los cálculos topográficos.
- Para el cálculo de declinación y posición solar de la zona se ha asignado una latitud media en los 31 grados norte, para el periodo de los días de verano.
- Se ha definido un modelo de difusión uniforme, en la cual la radiación difusa entrante es la misma desde todas las direcciones del cielo.
- La proporción de flujo de radiación difusa se ha establecido por días con condiciones de cielo generalmente claras (30% de días nublados).

Con estos datos se logró obtener un mapa de insolación global en el verano (en kWh/m²) para la región del Valle de Juárez (Figura 4).

Las mayores cantidades de radiación durante los días de verano, en color rojo y amarillo fuerte (insolación alta), se interpretan como áreas de alto potencial de aprovechamiento para la recepción de energía solar por medio de las tecnologías de transformación. Estas áreas se localizan espacialmente en planicies al sur y suroriente del área urbana de Ciudad Juárez, así como en prácticamente toda la zona agrícola contigua al Río Bravo, con mayor notoriedad en el área circundante a las cabeceras municipales de Guadalupe y Praxedis G. Guerrero.

La mayor parte del territorio medido se cubre por una insolación media, en color cyan y amarillo claro, muy visible en las inmediaciones a las Sierras Guadalupe, La Amargosa y El Presidio, principalmente en las planicies que se encuentran rodeadas por ellas. Estas zonas pueden ser factibles para transformación de la energía solar eléctrica o térmica realizando análisis de mayor precisión, como antes se menciona.

Finalmente, la insolación baja, en color azul, son las áreas donde no se tiene la aptitud deseada para la captación de energía solar. Aunque la medición puede ser relativa, al tratarse de un área predominantemente apta, los niveles exactos calculados no alcanzan esas proporciones de aptitud. Estas áreas se encuentran primordialmente al este de las principales elevaciones de

la región, es decir, donde las sombras del atardecer caen hacia ese lado y no se permite una radiación directa tan duradera.

Por otro lado, se llevó a cabo la recopilación de información de tres estaciones de monitoreo de la región de tres instituciones, la Universidad Autónoma de Ciudad Juárez (UACJ), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), en donde se obtuvieron los siguientes datos de irradiación solar acumulada diaria para el mes de abril de 2016 (Tabla 3).

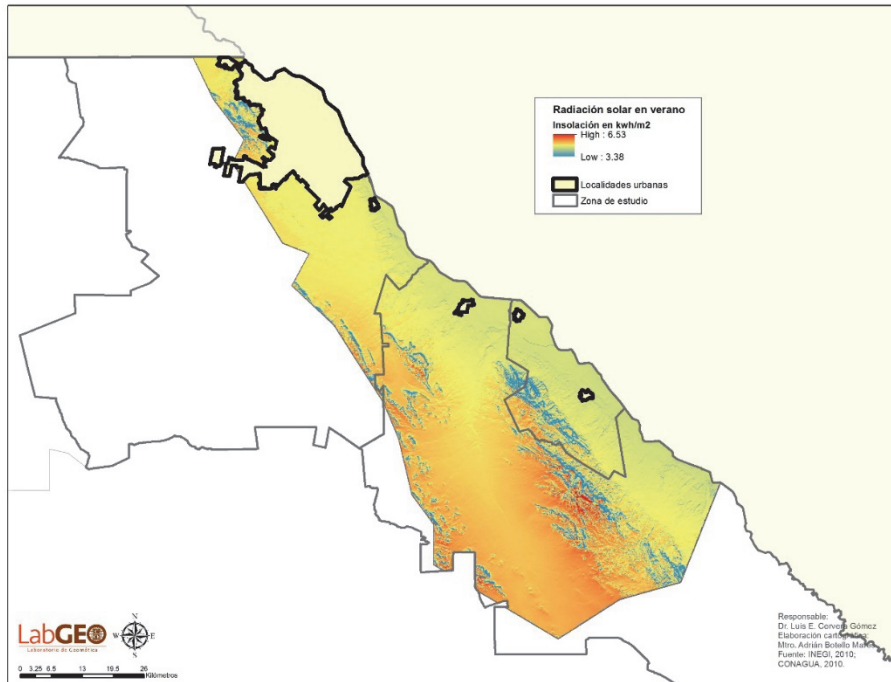


Figura 4. Radiación solar de las zonas rurales del Valle de Juárez. Fuente: Cervera, Luis y Botello, Adrián con datos de INEGI 2010, CONAGUA 2011

La base de datos de la CONAGUA se sincronizó ya que sus horarios no corresponden a los niveles de irradiación por lo que es necesario adecuarlos, razón por la cual se tomó como base los datos de las demás estaciones meteorológicas para ajustar los horarios e irradiancia. Una vez realizados los ajustes a la base de datos se dio inicio al proceso de integración numérica a través de la metodología de integración de la regla trapezoidal de los datos de irradiancia presentados con datos instantáneos tomados cada 10 minutos. Esta información expresada en potencia por unidad de área (W/m^2) al ser integrada en función del tiempo permite obtener la energía por unidad de área en un tiempo determinado, comúnmente en una hora, obteniendo así el valor de energía disponible por metro cuadrado durante un día.

Si se toman los datos de la Tabla 3, se obtiene que el promedio de irradiancia para el mes de abril de 2016 para la zona de Praxedis G. Guerrero fue de 6.89 kWh/m^2 .

Tabla 3. Irradiación acumulada diaria total. Los datos se presentan en unidades de Wh/m², los totales se presentan en kWh/m². Fuente: Elaboración propia con datos de CFE, CONAGUA y UACJ.

Mes	Día	CONAGUA	UACJ	CFE
Abril 2016	1	226.2	225.0	222.00
	2	230.5	225.3	221.90
	3	207.3	201.9	204.88
	4	219.3	213.9	209.41
	5	181.1	172.4	167.70
	6	188.6	165.1	151.44
	7	187.9	193.3	186.31
	8	148.1	139.5	136.66
	9	228.1	221.0	211.45
	10	250.7	238.5	235.11
	11	184.3	236.4	226.49
	12	223.6	232.0	224.90
	13	256.4	247.6	238.66
	14	251.6	243.8	229.32
	15	255.1	249.9	238.79
	16	252.5	249.6	238.21
	17	257.0	252.7	241.41
	18	263.5	255.3	245.85
	19	257.7	244.1	238.14
	20	260.5	249.0	236.18
	21	262.1	253.1	244.65
	22	230.8	243.6	231.12
	23	246.8	233.4	238.99
	24	264.1	255.2	254.44
	25	263.1	260.4	255.03
	26	261.6	260.0	253.93
	27	277.2	264.6	254.69
	28	236.0	233.6	231.82
	29	241.2	240.3	222.65
	30	231.7	227.4	201.99
Total		7.04	6.93	6.69

5. Conclusiones

Después de realizar el presente diagnóstico, se identificó la gran importancia de considerar los factores económicos y sociales cuando se desea implementar un tipo de energía alternativa. En el caso del Valle de Juárez se observó que el comportamiento de la economía en los cambios de superficie cosechada a través del tiempo se ve afectada también por factores sociales, como son el incremento de la violencia, ya que a partir del 2009 al 2012, se identifica este declive, presentando el mayor descenso en el 2012, que fueron los años con más altos índices de violencia en el estado y en esa región. Un factor social interesante identificado es el que esta población se ha organizado por la defensa de diferentes causas, aunque ha sufrido una disminución de su población en los últimos años, por lo que se considera importante realizar un estudio sobre la aceptabilidad de la población para utilizar este tipo de energía.

En cuanto al consumo de energía eléctrica por concepto de bombeo para riego, en Praxedis fue de 2,934 MWh al 2014, si se toma en cuenta el aviso sobre el factor de emisión eléctrico publicado el 23 de junio del 2016 por la SEMARNAT que indica que el factor de emisión para el

cálculo de emisiones indirectas por consumo de electricidad para el periodo 2015, cuando el proveedor sea Comisión Federal de Electricidad, será de 0.458 toneladas de CO₂/MWh, el cual deberá multiplicarse por el consumo eléctrico (en unidades de Mega Watts hora) para obtener la emisión indirecta por consumo de electricidad, se puede deducir que el consumo de energía implica 1,344 Toneladas de emisiones de CO₂ a la atmósfera anualmente.

Mientras que en lo que respecta al recurso solar, se identifica que es una zona con un alto potencial, en especial en el municipio de Praxedis G. Guerrero y parte del municipio de Guadalupe. Sin embargo, en consideración de los factores económicos y sociales se observa necesario el apoyo por otras instancias para realizar este tipo de inversión, pero antes de tomar una decisión de este tipo, se sugiere como una segunda etapa considerar los factores de calidad y disponibilidad de agua, así como realizar un análisis electromecánico del funcionamiento de las bombas y el pozo, con el fin de que la inversión realizada sea sobre equipo e instalaciones eficientes y con ello lograr primero un ahorro en el consumo eléctrico y del agua.

Agradecimientos

Estos resultados son parte del proyecto Análisis para el reemplazo de la energía eléctrica alternativa en sistemas de irrigación en el Valle de Juárez. Proyecto realizado con financiamiento de la Secretaría de Educación Pública-Subsecretaría de Educación Superior-Dirección General de Educación Superior Universitaria. CONVENIO No.: 2016-08-005-065.

Referencias

- Aboites, L., 2013. El Norte entre algodones, población, trabajo agrícola y optimismo en México 1930-1970. El Colegio de México.
- Arancibia-Bulnes, C. A., Peón-Anaya, R., Riveros-Rosas, D., Quiñones, J. J., Cabanillas, R. E., y Estrada, C. A., 2013. Beam solar irradiation assessment for Sonora, Mexico. *Energy Procedia*, 49, 2290–2296. Recuperado de: <http://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.242>
- Chacón Cardona, C. A., Cely, Ó. E., & Guerreo, F., 2008. Diseño y construcción de un medidor de radiación solar. *Revista Tecnura*, 23(12). Recuperado de: <http://tecnura.udistrital.edu.co/ojs/index.php/revista/article/view/257>
- COCEF, 2015. Evaluación del Impacto de la Infraestructura de Saneamiento Básico en Comunidades del Valle de Juárez, Chi. 2013-2014. Recuperado de: http://www.cocef.org/uploads/files/evaluacin_impacto_valle_de_juarez_-_final_-_junio_16_2015_esp..pdfhttp://www.cocef.org/uploads/files/evaluacin_impacto_valle_de_juarez_-_final_-_junio_16_2015_esp.pdf

- Esri, 2016. "Modelar la radiación solar". Recuperado de: <http://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/modeling-solar-radiation.htm>.
- Figuroa, U., Flores, M., Palomo, M., Corral, B., & Flores, J., 2010. Uso de biosólidos estabilizados con cal como fertilizante orgánico en algodónero para el Valle de Juárez, Chihuahua. *Revista ciencia y tecnología de la UACJ*. 8(1): 35-43.
- Garza, V; Fernández, I; Badii-Zabe, M & Quevedo, H., 2008. Parasitosis intestinales asociadas al reusó de las aguas residuales de Cd. Juárez, Chihuahua, en el Valle de Juárez, estudio de casos y controles. *El Colegio de Chihuahua*, p. 4.
- González, M., 2002. Breve Historia de Ciudad Juárez y su región. *El Colegio de la Frontera Norte*.
- INEGI, 2015. Anuario estadístico y geográfico de Chihuahua 2015. Consultado en: http://internet.contenidos.inegi.org.mx/contenidos/productos/prod_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/nueva_estruc/anuarios_2015/702825076191.pdf
- INEGI, 2010. Censo de Población y Vivienda 2010. Consultado en: <http://www.beta.inegi.org.mx/proyectos/ccpv/2010/>
- Observatorio Nacional Ciudadano, 2017. Registro de tendencias por entidad federativa. Consultado en: <http://onc.org.mx/tendencia-por-entidad-federativa/chihuahua/>
- SIAP, 2016. Avances de Siembras y Cosechas. Resumen nacional por estado. Servicio de Información Agroalimentaria y Pesquera. Consultado en: http://infosiap.siap.gob.mx:8080/agricola_siap_gobmx/AvanceNacionalCultivo.do

AVANCES, RETOS Y PERSPECTIVAS DE BIOENERGÍA EN MÉXICO

Inty Omar Hernández De Lira¹, Lilia E. Montañez Hernández¹, Adriana López Villanueva¹, Antonio Rodríguez Martínez², Suresh Kumar Gadi³, Nagamani Balagurusamy^{1*}

¹ Laboratorio de Biorremediación, Facultad de Ciencias Biológicas, Universidad Autónoma de Coahuila, Torreón, Coahuila, México. *E-mail*: bnamamani@uadec.edu.mx

² Centro de Investigación en Ingeniería y Ciencias Aplicadas (CIICAp), Universidad Autónoma del Estado de Morelos, Cuernavaca, México.

³ Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Universidad Autónoma de Coahuila, Torreón, Coahuila, México.

Resumen

El gobierno mexicano ha implementado una serie de reformas en busca de la promoción de energías limpias como la bioenergía, con el objetivo de alcanzar las metas propuestas para el año 2024, donde el 35% de la generación eléctrica provenga de energías limpias.

La bioenergía en México representa el 4.22% del total de la generación de la electricidad en el país, destacando principalmente la tecnología del biogás y la quema de la biomasa directa a través del bagazo de caña de azúcar con 92 GWh y 986 MWh respectivamente. Los estados del país que tienen alto potencial de generación son el Estado de México, Coahuila y Jalisco, por otra parte, los estados con mayor generación eléctrica a partir de bioenergía son Veracruz, Jalisco y Nuevo León, con una suma total de 855 GWh por año. México cuenta con gran potencial para la generación de biocombustibles, sin embargo, es un área que no ha sido explotada satisfactoriamente. Cabe mencionar que el país no cuenta con refinerías para la producción de etanol y actualmente sólo se contabilizan 4 plantas de biodiesel. Los impactos medioambientales producto de la bioenergía en México, son poco estudiados, sin embargo, la aplicación del análisis de ciclo de vida permitirá evaluar las cargas ambientales de esta forma de generación de energía.

1. Introducción

La bioenergía es, sin duda, una de las fuentes de energía renovables con las que fácilmente se puede reducir la dependencia a los combustibles fósiles. Según datos de la Agencia Internacional de Energía (2016), el suministro de energía derivado de biomasa representa, en conjunto más del 72% de la energía primaria global procedente de fuentes renovables. Por otra parte, la bioenergía tiene el potencial de convertirse en un factor importante para alcanzar un sistema energético sostenible, contribuyendo a la diversificación energética y al desarrollo de tecnologías emergentes. Además, apoya a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, a la generación de nuevos empleos y a la reactivación de la economía nacional (Estrada-Gasca & Samperio-Islas, 2010; World Economic Forum, 2013; REN21, 2016).

En ese sentido, México ha reafirmado su compromiso en este proceso de cambio, mediante la promulgación de la Reforma Energética en 2013 y la modificación a los artículos 25, 27 y 28, en los cuales se busca la promoción del uso de las energías alternativas como la bioenergía, en conjunto con la creación de políticas públicas que incentiven la inversión de empresas, el avance científico y tecnológico y la promoción del desarrollo sostenible mediante la generación de energía limpia (Congreso de la Unión, 2013).

Dentro de los sistemas para la generación de energía limpia en México, diversos estudios indican que la biomasa se considera una de las materias primas más prometedoras para la producción de bioenergía en el país, con una contribución del 70.1% (térmica y eléctrica) del total de las energías renovables destacando la generación a partir de biogás y de bagazo de caña de azúcar (Ruiz *et al.*, 2016; Alemán-Nava *et al.*, 2014). Acorde con la Secretaría de Energía (SENER) al cierre del 2015, México generó 1,187.3 GWh por año de electricidad a partir de bioenergía, lo que representó un incremento de 1.056% a lo largo de la década 2005-2015. Sin embargo, esto sólo representa el 4.22 % del total de la energía producida en México a través de fuentes renovables (Huacuz-Villamar, 2015).

El objetivo de este capítulo es ofrecer un panorama general de la situación actual de la bioenergía en México enfocándose en la participación de la generación de electricidad en el país e identificando los estados que más contribuyen a dicha generación. Así mismo, se consideran aquellas tecnologías en desarrollo en el país, como la producción de bioetanol y biodiesel, que se encuentran incluidas dentro de las políticas de planeación y diversificación en la producción de energía en el país. De la misma forma, el potencial de las fuentes para la producción de bioenergía es señalado, localizando aquellos estados con mayor potencial. Los diferentes tipos de biomasa y su potencial de acuerdo a la distancia con la red de transmisión nacional también son tomados en cuenta en este trabajo. Finalmente, se analiza y discute el posible impacto ambiental que la bioenergía puede generar al aumentar su participación en la producción de electricidad.

2. Situación Actual de la Bioenergía en México

Actualmente el uso de las energías renovables es la estrategia más viable para enfrentar los retos de transición energética global, como una forma de contrarrestar los efectos negativos provocados en el medio ambiente, debido a los diferentes procesos industriales y principalmente, a las actividades del sector energético. En México, tras la promulgación de la Reforma Energética se pretende aumentar la participación de empresas públicas y privadas en el mercado de las energías renovables para disminuir la fuerte dependencia hacia los combustibles fósiles. El objetivo de la Reforma es modernizar el sector energético manteniendo una estrategia sólida orientada a fomentar el equilibrio económico y la sostenibilidad. Al término de 2015, la capacidad instalada de energías renovables, representó el 25% de la generación total, equivalentes a 17,140 MW (6.6% mayor respecto a 2014) (SENER 2016a).

En el primer semestre de 2016, México generó 19.68 % de su energía eléctrica total a partir de fuentes limpias. A comparación con el año 2015 en el mismo periodo, la capacidad instalada para la generación de energía a partir de fuentes limpias se incrementó un 6.29%, pero la generación disminuyó en un 10.38%. Debido a una disminución en las precipitaciones pluviales, lo que afectó a las grandes generadoras hidroeléctricas. Además, la planta nuclear de Laguna Verde tuvo un programa de recarga de combustible en los meses de marzo a mayo.

De la capacidad instalada tanto para energías limpias como no renovables, sólo el 1.18% corresponde a la bioenergía conformada por biogás (82.83 MW) y el bagazo de caña (755.18 MW). Ambos generaron 0.69 % de la energía total del país en el primer semestre de 2016 (Figura 1). Los estados con mayor capacidad instalada son Veracruz (281 MW), Jalisco (87.82 MW) y Tabasco (41.7 MW). Por otra parte, los estados que destacan en producción de energía eléctrica a partir de bioenergía son Veracruz, Jalisco y Nuevo León con 537.96, 214.97 y 102.17 GWh a⁻¹ respectivamente (Figura 2).

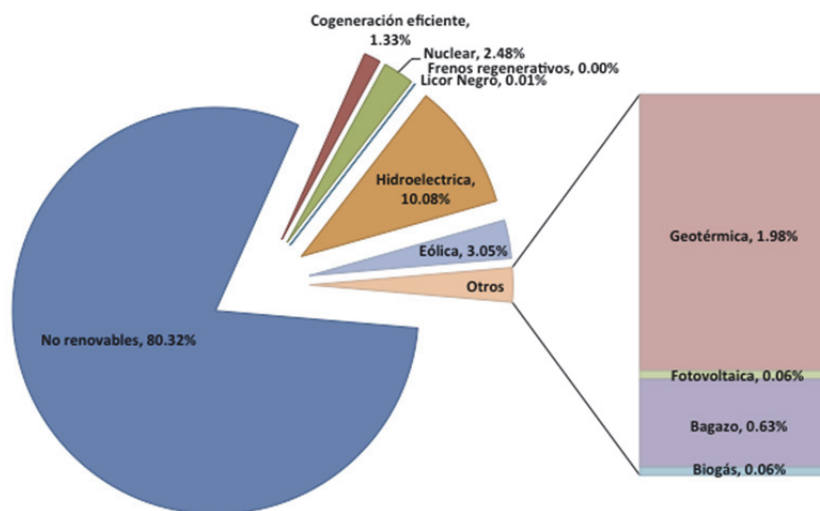


Figura 1. Generación de energía bruta (%) en el primer semestre del 2016 (SENER, 2016b)

Los biocombustibles líquidos, aunque en menor medida que la biomasa sólida, representa una importante fuente de energía a nivel mundial para el uso en sistemas de transporte, sin embargo, su uso y explotación en México no se ha desarrollado exitosamente. Actualmente, no existen bio-refinerías para la generación de etanol en el país, por lo que el único biocombustible producido es el biodiesel (Masera-Cerutti *et al.*, 2011).

Los avances que México ha obtenido al 2016 con respecto a los biocombustibles se enfocan en el diseño de las políticas públicas para promover la producción y el uso de éstos. Se espera que

los biocombustibles puedan contribuir a la generación de electricidad en el país en algunos años.

Actualmente, en México, se estima que el biodiesel puede producirse a partir de aceites vegetales crudos, aceites usados y grasas animales. Sin embargo, en la realidad sólo estos últimos han sido empleados para la obtención de biodiesel.

Montero y colaboradores reportaron en 2015 la existencia de seis plantas industriales para la producción de biodiesel ubicadas en los estados de Chiapas, Michoacán y Nuevo León. Estas plantas fueron diseñadas para procesar aceite de palma, aceite de ricino, aceites vegetales residuales y sebo de animal. Sin embargo, a partir de los aceites de palma y ricino nunca se alcanzó la comercialización de biodiesel. En la actualidad, sólo una de las seis plantas mencionadas continúa en operación (MORECO, ubicada en el estado de Michoacán) (Moreco, 2010). De acuerdo con SENER (SENER, 2016c), a la par con MORECO, existen otras 3 empresas que se dedican a recolectar aceite de cocina para la producción de biodiesel, las cuales se ubican en distintas ciudades, concentrándose en el centro del país. Además, se contó con la apertura de 5 nuevas plantas productoras de biodiesel que en conjunto poseen una capacidad de producción de $4,182 \text{ m}^3 \text{ a}^{-1}$.

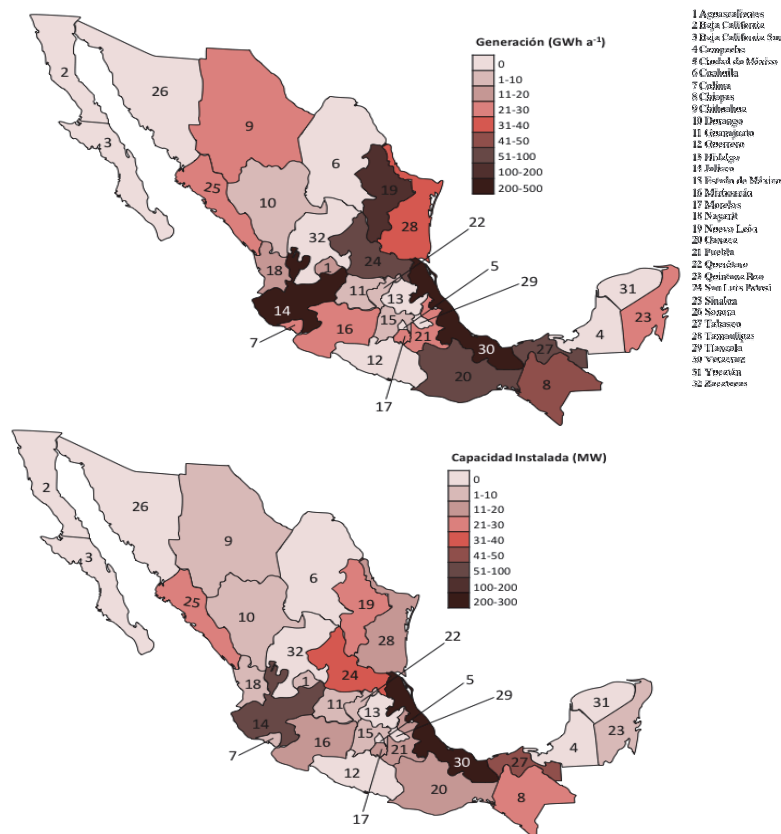


Figura 2. Generación actual y capacidad instalada de energía eléctrica a partir de Bioenergía en México durante 2015. Fuente: SENER, 2015

3. Potencial de la Bioenergía en México

La SENER en México plantea entre los años 2016 y 2030, adicionar 60.8 MW de capacidad de generación a partir de bioenergía, en proyectos de modalidad de pequeño productor (SENERc).

Existen dos instrumentos desarrollados por SENER para estimar el potencial de generación a partir de energías limpias: el Inventario Nacional de las Energías Renovables (INERE, 2017) y el Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias (AZEL, 2017). El INERE es un sistema que proporciona información sobre el potencial de los recursos renovables para producir energías limpias, así como el actual aprovechamiento de recursos para generar electricidad. El AZEL es un atlas que concentra las zonas con alto potencial de generación de energías limpias. El sistema AZEL contempla cuatro escenarios, dependiendo de la cercanía a la Red Nacional de Transmisión (RNT): El escenario uno considera las zonas para la generación de energía sin importar la proximidad a la RNT. El escenario dos contempla las zonas con una distancia máxima de 20 km a la RNT. El escenario tres engloba las zonas más próximas a la RNT. Finalmente, el escenario cuatro comprende las zonas más distanciadas de la RNT (Tabla 1).

De acuerdo a los datos del INERE, el potencial de generación de electricidad por medio de energías renovables puede dividirse en tres niveles: probado, probable y posible. El potencial probado se refiere a aquel que cuenta con estudios suficientes que comprueban la factibilidad de su aprovechamiento. El potencial probable hace mención a aquel que cuenta con estudios que demuestran la presencia de los recursos, pero en el que no existen suficientes datos para garantizar la posibilidad técnica y económica de explotación. Finalmente, el potencial posible se refiere al potencial teórico de los recursos que requieren estudios para probar su factibilidad.

En este aspecto, la biomasa posee un potencial de generación de electricidad probada de 2,396 GWh a⁻¹, una probable de 391 GWh a⁻¹ y una posible de 11,485 GWh a⁻¹.

Con la suma de los datos del potencial en la generación de electricidad probada y probable se elaboró un mapa de México para evaluar los estados con mayor potencial de generación a partir de biomasa (Figura 3). Destacan el Estado de México, Coahuila y Jalisco en capacidad instalable con 146.59, 46.25 y 37.02 MW respectivamente, así mismo son los estados que mayor potencial de generación tienen.

Ríos y Kaltschmitt (2016) calcularon el potencial de generación de electricidad del biogás producido a partir de tres principales grupos de desechos orgánicos: estiércol de ganado (res, puerco y pollo), aguas residuales industriales y desechos en rellenos sanitarios. Para este propósito se contempló el potencial teórico, técnico y económico.

Tabla 1. Potencial de generación eléctrica a partir de bioenergía bajo diferentes escenarios en México.
Fuente: SENER, 2017.

Escenario	Recurso	Potencial (TJ a ⁻¹)	Capacidad instalable (MW)	Potencial de Generación (GWh a ⁻¹)
1	Residuos industriales	15,864.09	192.82	1,352.23
	Residuos forestales	54,070.77	650.64	4,562.85
	Residuos Pecuarios	15,616.03	223.14	1,564.87
	Residuos Urbanos	28,786.16	411.33	2,884.63
	Total	114,337.08	1,477.95	10,364.60
2	Residuos industriales	12,314.96	148.75	1,043.19
	Residuos forestales	51,083.65	614.70	4,310.78
	Residuos Pecuarios	6,665.37	95.24	667.93
	Residuos Urbanos	26,033.60	372.00	2,608.80
	Total	96,097.59	1,230.70	8,630.71
3	Residuos industriales	11,135.35	134.40	942.52
	Residuos forestales	48,741.63	586.51	4,113.14
	Residuos Pecuarios	3,282.33	46.90	328.92
	Residuos Urbanos	23,048.07	329.34	2,309.62
	Total	86,207.39	1,097.16	7,694.21

Los resultados indicaron un potencial teórico de aproximadamente 167.9 TWh a⁻¹, donde el estiércol de ganado mostró la mayor contribución, seguido por aguas residuales industriales y, por último, los desechos en rellenos sanitarios. Según los autores, casi todos los municipios de México poseen las condiciones para la generación de biogás. En cuanto al potencial técnico, éste se estimó cerca de 10.2 TWh a⁻¹. Al igual que en el escenario anterior, el estiércol de ganado mostró el mayor potencial de los tres tipos de desechos orgánicos. Finalmente, el potencial económico se calculó en aproximadamente 6.4 TWh a⁻¹, donde la electricidad generada por el biogás producido por aguas residuales mostró la mayor contribución, seguido por el estiércol de ganado y los desechos en rellenos sanitarios. Además, es de destacar como los potenciales de generación de biogás fluctúan en gran medida en comparación con los datos del SENER.

4. Impacto Ambiental de la Bioenergía en México

Para la medición del impacto ambiental de la bioenergía, así como de otros productos secundarios, se utilizan herramientas como el Análisis de Ciclo de Vida (ACV), basado en la norma ISO 14040 y 14044. Las preocupaciones ambientales en torno a la bioenergía son principalmente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), el efecto en el uso de suelo, en la calidad del aire, la deforestación, la pérdida de la biodiversidad y la disponibilidad y calidad del agua.

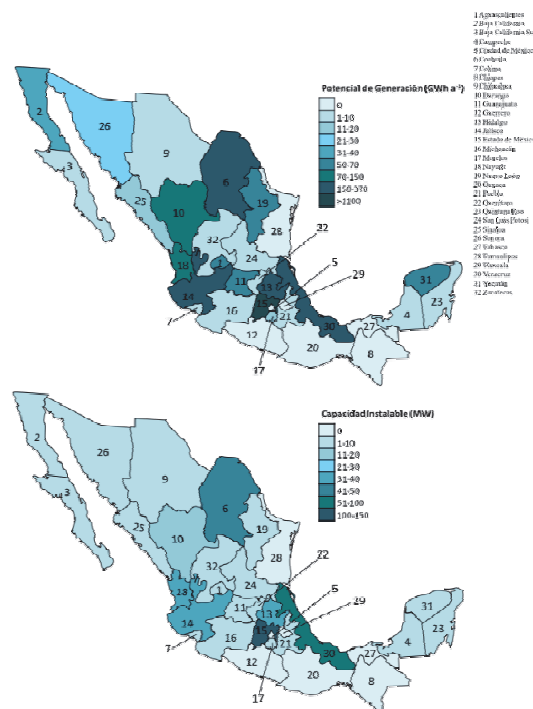


Figura 3. Potencial de generación y capacidad instalable de energía eléctrica a partir de Bioenergía en México. Fuente: SENER, 2015

En estudios realizados en diferentes instituciones, como el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), cuantifican y comparan el impacto ambiental entre el uso de energías renovables con otras fuentes convencionales para producir 1 kWh de energía eléctrica. Existe también un método conocido como “ecopuntos”, el cual evalúa la contribución individual de diferentes compuestos contaminantes, en las categorías que miden el impacto ambiental, como el efecto invernadero, ozono atmosférico, eutrofización, acidificación, metales pesados, sustancias cancerígenas, niebla fotoquímica, radiaciones ionizantes, generación de residuos, agotamiento de los recursos energéticos y residuos radiactivos. La suma de los ecopuntos, representa el impacto total del conjunto de las sustancias emitidas por cada categoría. Cuantos más ecopuntos resulten, implican mayor impacto ambiental generado. Por ejemplo, el uso del petróleo o carbón para generar electricidad, superan los mil ecopuntos, la energía nuclear 372 y el gas natural 267, mientras que otras renovables como la eólica y minihidráulica, aportan 65 y 5 ecopuntos respectivamente (Merino, 2003; García-López & Rivera-Blanco 2007). En la Figura 4, se presenta una gráfica ejemplo del cálculo del total de emisiones de diferentes fuentes por cada GWh generado. Los contaminantes incluyen: CO₂, NO_x, SO₂, Partículas sólidas suspendidas, CO, Hidrocarburos y residuos nucleares (Merino, 2003; García-López & Rivera-Blanco 2007).

En la Tabla 2, se presenta un análisis cualitativo de los efectos generados por el uso de la biomasa para gasificación y combustión comparado con energías convencionales como el gas y el carbón, basándose en el análisis del ciclo de vida. Este análisis, muestra que el impacto de la gasificación y combustión de la biomasa en el aire es muy bajo; en el impacto en el uso del suelo es alto con efectos negativos a largo plazo, mientras que, para la erosión, el efecto es positivo. La contaminación al agua es relativamente baja, al igual que en el efecto del cambio climático, biodiversidad y generación de residuos. En el caso de materiales y catástrofes, su impacto es prácticamente nulo (Pfaffender *et al.*, 2006).

En cuestión de emisiones de CO₂, la biomasa puede considerarse neutral, ya que parte del CO₂, es tomado durante la fotosíntesis, pero también existen gases adicionales como el CH₄ y N₂O, que se producen a lo largo del ciclo de vida de los bioenergéticos, así como de la biomasa generada en las actividades agropecuarias. Aunque en general las emisiones de la producción de bioenergía son menores a las de los combustibles fósiles, aún se requieren de análisis detallados como los ACV para determinar su contribución ambiental neta al corto, mediano y largo plazo (Singh *et al.*, 2013).

4.1 Impacto ambiental de los Bioenergéticos en México

En el caso específico de la bioenergía en México, la estrategia de usar el bioetanol de primera generación en sustitución de la gasolina para la mitigación de gases de efecto invernadero (GEI), ha iniciado un intenso debate. El bioetanol mezclado con la gasolina, tiene diferentes ventajas como el mayor octanaje y su oxidación sustituye compuestos dañinos como el éter metil terbutílico, aunque su valor calorífico es 30% menor que el de la gasolina, implicando un mayor consumo de masa y volumen (García-Bustamante & Masera-Cerutti, 2016). En los resultados de análisis de ciclo de vida se concluye que el uso del bioetanol a partir de azúcares, puede representar una mitigación del 20% hasta el 110%, dependiendo de factores como las prácticas agrícolas o el cambio en el uso de suelo. El uso del bioetanol a partir de la biomasa rica en celulosa y lignocelulosa, pueden contribuir a una mitigación de GEI del 50% al 120%. En

cambio, el bioetanol producido a partir de biomasa rica en almidón puede contribuir con un 80% de mitigación o bien tener efectos negativos en el medio ambiente y contribuir hasta en un 10% a la emisión de GEI. En el caso del biodiesel obtenido de aceites vegetales y grasas, se estima que pueden mitigar de un 20% a un 80% los GEI (Masera-Cerutti *et al.*, 2011).

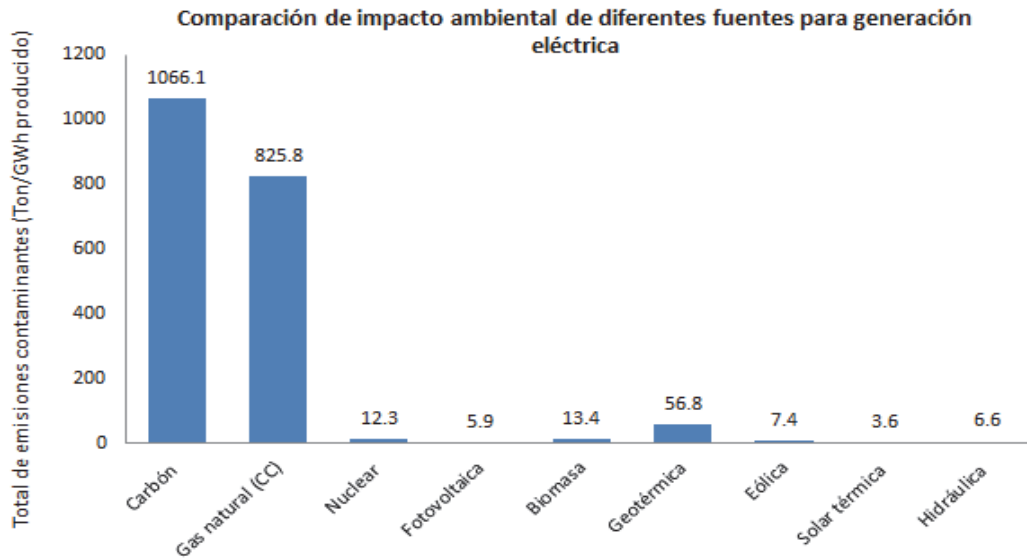


Figura 4. Ejemplo del impacto ambiental proveniente de diferentes fuentes de energía convencional y renovable a nivel mundial. Fuente: Merino, 2003

Tabla 2. Nivel de impacto por categoría del uso de la biomasa. Fuente: Islas-Samperio, 2007.

Categorías de Impacto		Biomasa			
		Gasificación	Combustión	Carbón	Gas
Aire	Emisiones	Bajo	Bajo	Alto	Alto
	Ruido	Nulo	Nulo	Alto	Alto
Suelo	Uso	Alto	Alto	Medio	Medio
	Erosión	Positivo	Positivo	Medio	Medio
Agua	Flujo	Nulo	Nulo	Medio	Bajo
	Contaminación	Bajo	Bajo	Alto	Alto
Otros	Cambio climático	Bajo	Bajo	Alto	Alto
	Biodiversidad	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
	Materiales	Nulo	Nulo	Medio	Medio
	Catástrofes	Nulo	Nulo	Medio	Bajo
	Residuos	Bajo	Bajo	Alto	Bajo

En México, el uso de la leña tiene una participación importante en las actividades comerciales rurales y se estima que 28 millones de personas dependen de ella para cubrir sus requerimientos energéticos. Sin embargo, el uso poco sostenible de la leña, puede contribuir significativamente con la degradación y pérdida de recursos forestales. Para reducir la demanda y frenar el impacto forestal, se llevan a cabo programas de instalación de estufas eficientes en comunidades rurales. La difusión de estas tecnologías trae importantes beneficios a la salud, ya que reduce las emisiones de monóxido de carbono (CO) y otras partículas, que causan enfermedades respiratorias.

Otro aspecto importante a considerar en México, es el uso intensivo del agua para los cultivos energéticos ya que se contribuye con la huella hídrica, aunado a que la producción de bioenergía tiende a causar eutrofización en aguas superficiales, debido al uso de fertilizantes (Masera-Cerutti *et al.*, 2011; García-Bustamante & Masera-Cerutti, 2016).

Las actividades agropecuarias en México contribuyen entre un 17% a 20% del total de emisiones de GEI (Lara *et al.*, 2009), por lo que el aprovechamiento y disposición de residuos agrícolas para la producción de biogás y posterior cogeneración, se convierte en una estrategia viable para resarcir el impacto ocasionado. Pero en México, generalmente las tecnologías de biomasa, son ineficientes y el mal manejo o el abandono de tecnologías, como es el caso de las tecnologías de biodigestores, pueden volverse fuentes potenciales de emisiones dañinas para la salud. Para evitar impactos ambientales mayores producidos a partir de bioenergía, se recomienda 1) evitar la producción en áreas boscosas, selvas y zonas de cultivo; 2) usar materias primas abundantes en biomasa por unidad de superficie; 3) utilizar biocombustibles en procesos industriales (como el etanol y el bagazo de caña); 4) mejorar las prácticas agrícolas y disminuir el empleo de combustibles fósiles para maquinaria; 5) utilizar al máximo los subproductos generados en la cadena de producción de bioenergéticos; 6) evitar la quema de residuos agrícolas al aire libre; 7) usar solo cultivos de temporal en la producción de cultivos energéticos con riego por goteo (Rivas-García *et al.*, 2015; García-Bustamante & Masera-Cerutti, 2016).

En México, aún se requieren de estudios específicos para evaluar el impacto de las bioenergías, utilizando herramientas como el Análisis de Ciclo de Vida (ACV), lo que permitirá extraer las bases técnicas, económicas y administrativas para formar un marco legal sólido, que permita la operación eficiente de este tipo de tecnologías en función de las materias primas disponibles considerando, además, prácticas sostenibles para garantizar la protección medioambiental al largo plazo.

El uso de la bioenergía aún se enfrenta a grandes retos en el país, como: la falta de un marco legal sólido y regulaciones correspondientes, existencia de pocos programas de apoyo e incentivos aunados al bajo nivel de capacitación tanto de organizaciones como de propietarios de los recursos. Se tiene conocimiento del potencial de la bioenergía para reducir el efecto del calentamiento global, sin embargo, en muchos análisis de ciclo de vida de las energías renovables, las tecnologías a partir de biomasa son excluidas, por la complejidad de sus sistemas, volviendo difícil establecer el impacto de las mismas. (Masera-Cerutti *et al.*, 2011; Haucuz-Villamar, 2015; García-Bustamante & Masera-Cerutti, 2016).

Referencias

- Alemán-Nava, G.S., Casiano-Flores, V.H., Cárdenas-Chávez, D.L., Díaz-Chavez, R., Scarlat, N., Mahlkencht, J., Dallemand, J.F. y Parra, R. 2014. Renewable energy research progress in Mexico: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. pp., 140-153.
- Congreso de la Unión. 2013. DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de Energía. *Diario Oficial de la Federación (DOF)* (20/Diciembre/2013). México. Recuperado de http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013.

- Estrada-Gasca C.A., Islas-Samperio J. (Coords). (2010). Energías Alternativas: Propuesta de Investigación y Desarrollo Tecnológico para México. Primera Edición. Academia Mexicana de Ciencias, México D.F., 152 p.
- García-Bustamante, C.A. y Masera-Cerutti, O. 2016. Estado del arte de la bioenergía en México. Red Temática de Bioenergía, CONACyT., pp 104.
- García-López, T. y Rivera-Blanco, C.O. 2007. Descripción de la generación de energía eléctrica en México a partir de fuentes de energía renovables (1-35 pp.). En Tejada-Martínez, A., Gay-García, C., Cuevas-Guillaumin, G., Rivera-Blanco, C.O. (2007). Escenarios de energías renovables en México bajo cambio climático. SEMARNAT., pp 152.
- Huacuz-Villamar, M. J. 2015. La biomasa en la transición energética de México. Instituto de Investigaciones Eléctricas., pp 56-63.
- Lara, A., Oliviera, A., Oliviera, B., Navarro, C., Magallón, H., Santamaría, J., Cárdenas, M., Neumann, P. y Ramos, P. 2009. La destrucción de México. La realidad ambiental y el cambio climático. Greenpeace México, México, D.F., pp 15.
- Masera-Cerutti, O. M., Coralli, F., García, C., Riegelhaupt, E., Arías, T., Vega, J., Díaz, R., Guerrero, G. y Cecotti, L. 2011. La Bioenergía en México Situación Actual y Perspectivas. Red Mexicana de Bioenergía, A.C., pp 17.
- Masera-Cerutti, O., Vega-Gregg, J. y Martínez-Bravo, R. 2011. La bioenergía en México. Red Mexicana de Bioenergía., pp 44.
- Merino, L. 2003. Las energías renovables. Energías Renovables para todos., pp 20.
- Montero G., Stoytcheva M., Coronado M., García, C., Cerezo, J., Toscano L., Vázquez A. M., y León J. A. 2015. An Overview of Biodiesel Production in Mexico, Biofuels - Status and Perspective, Ph.D. Krzysztof Biernat (Ed.), InTech,. Recuperado de <http://www.intechopen.com/books/biofuels-status-and-perspective/an-overview-of-biodiesel-production-in-mexico>.
- MORECO. 2010. Clientes Moreco. Recuperado de <http://www.moreco.com.mx/clientes/>
- Pfaffender, W., Jahn, K., Djourdjic, M. (2006). Renewables energies- environmental benefits, economic growth and job creation. Case study paper. Bremer Energie Institut, p 7 – 14.
- REN21: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. (2016). Renewables 2016 Global Status Report. Paris, France, 272 p.
- Ríos, M., y Kaltschmitt, M. 2016. Electricity generation potential from biogas produced from organic waste in Mexico. Renewable and Sustainable Energy Reviews., pp. 384–395.
- Rivas-García, P., Botello-Alvarez, J.E., Abel-Saeber, J.E., da Silva-Walter, A.C. y Estrada-Blatazar, A. 2015. Environmental implications of anaerobic digestion for manure management in dairy farms in Mexico: a life cycle perspective. Environmental technology., pp12.
- Ruiz, H., Martínez, A. y Vermerris, W. 2016. Bioenergy Potential, Energy Crops, and Biofuel Production in Mexico. Bioenerg. Res., pp. 981-984.
- SENER. 2015. Inventario Nacional de Energías Renovables. Recuperado de <https://dgel.energia.gob.mx/inere/>
- SENER. 2016a. Prospectiva de Energías Renovables 2016 – 2030. Secretaría de Energía. 131 P.
- SENER. 2016b. Reporte de Avances de Energías Limpias Primer Semestre 2016.
- SENER. 2016c. Prospectiva del Sector Eléctrico 2016 – 2030. Secretaría de Energía. 127 P.

- SENER. 2017. Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias. Recuperado de <https://dgel.energia.gob.mx/azel/>
- Singh, A., Pant, D., Olsen (2013). Importance of life cycle assessment of renewable energy sources. In Singh, A., Pant, D., Olsen (eds). Life cycle assessment of renewable energy sources. Green Energy and Technology., pp. 13-37.
- World Economic Forum (2013). The Global Energy Architecture Performance Index Report 2014 (EAPI 2014). Geneva, Switzerland, 104 p. Recuperado de http://www3.weforum.org/docs/WEF_EN_NEA_Report_2014.pdf.

UNA APROXIMACIÓN A LA GEOPOLÍTICA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Gonzalo Escribano

Director del Programa de Energía y Cambio Climático del Real Instituto Elcano. Profesor titular de Economía Aplicada, UNED. gescribano@cee.uned.es

Resumen

El capítulo explora la geopolítica de las energías renovables y sus principales implicaciones geo-estratégicas, con el objetivo de aportar algunos elementos para una reflexión estratégica más amplia que la que frecuentemente proporcionan las estrategias de seguridad energética al uso. Estas estrategias suelen presentar un enfoque reduccionista de la seguridad energética, al concebirla como la mera reducción de la dependencia de las importaciones. Con este fin, el capítulo lleva a cabo una revisión de la literatura académica sobre la geopolítica de las renovables, presentando sus aportaciones más relevantes. El capítulo concluye que la simplificación de presentar a las renovables como energías limpias de toda connotación geopolítica puede resultar contraproducente para su despliegue. También alerta de la necesidad de evitar la securitización de las mismas y de elaborar una narrativa consistente y atractiva sobre renovables y acción exterior, más pro-activa y menos defensiva, que permita gestionar sus riesgos y capitalizar sus ventajas estratégicas.

1. Introducción

Suele presentarse a las renovables como energías limpias no sólo en términos de emisiones sino también de connotaciones geopolíticas. Esta simplificación de las implicaciones geoestratégicas de las energías renovables les hace un flaco favor, pues no permite elaborar un relato consistente de los beneficios globales de la transición energética dotado de la necesaria reflexión estratégica. De hecho, los argumentos a favor de las ventajas geopolíticas de las renovables se basan casi exclusivamente en el hecho de que tienen el potencial de reducir la dependencia energética.

Siendo este un argumento de peso, olvida otros vectores tan importantes para la seguridad energética más basados en mejorar la gestión de la interdependencia que en reducir la dependencia, como el de diversificar el suministro por fuentes, tecnologías y orígenes geográficos. Y, más importante, tiende a olvidar que la geopolítica es un juego a varias bandas, con diferentes actores que reaccionan a las distintas estrategias de cada uno de ellos: un actor que apuesta por la autosuficiencia difícilmente tendrá la legitimidad para demandar acceso a terceros mercados.

Estas páginas pretenden ordenar los resultados de la creciente literatura dedicada a analizar la relación entre seguridad energética y energías renovables, con un énfasis en su dimensión transnacional y no sólo como vector de independencia energética. Aunque no hay consenso sobre si la relación entre los objetivos de lucha contra el cambio climático y seguridad nacional es de complementariedad o existe un trade-off entre ambos (Guivarch y Monjon, 2015; Brown y Huntington, 2008; Bauen, 2006), esta literatura contiene suficientes elementos para esbozar una primera aproximación geopolítica a las energías renovables y derivar algunas de sus implicaciones estratégicas.

El artículo comienza con la consideración de la relación entre renovables y seguridad energética contenida en la reciente estrategia española de seguridad energética (apartado 2), para después pasar a la literatura académica: el apartado 3 revisa la evidencia empírica; el apartado 4 presenta un experimento conceptual consistente en analizar la geopolítica de un sistema energético global totalmente renovable; el apartado 5 presenta tres marcos de análisis

de la seguridad energética para las energías renovables; el sexto presenta la problemática del rentismo y de los conflictos por recursos renovables. Finalmente, el epígrafe 7 concluye con algunas consideraciones finales.

2. Las renovables en la Estrategia de Seguridad Energética Nacional española de 2015

La mayor parte de los documentos estratégicos sobre seguridad energética presentan una aproximación muy pobre a las implicaciones de las energías renovables, relacionándolas con la seguridad energética sólo a través de la perspectiva de la reducción de la dependencia energética. Ese es el único punto en común, por ejemplo, entre las estrategias de seguridad energética de la Unión Europea y España, y los análisis de ambas ni siquiera contemplan el papel que pueden jugar las renovables más allá de reducir las importaciones (de Carlos, 2016). La Estrategia de Seguridad Energética Nacional de 2015 va un poco más allá aludiendo a otros vectores como la diversificación de fuentes, pero sus líneas estratégicas persiguen sobre todo disminuir la dependencia energética mediante el desarrollo de las fuentes autóctonas y diversificar el mix energético con ellas, entre las cuales las renovables son una más³.

El énfasis en la dependencia se aprecia hasta en la instrumentalización geo-económica de la I+D+i para reducir las importaciones, al tiempo que se aumentan las exportaciones de tecnología (no de la propia energía de origen renovable). También destaca la relevancia de las interconexiones, sobre todo para exportar (esta vez sí) electricidad de origen renovable, e incluso apunta a la posibilidad de importar electricidad como vía de respaldo. Resulta curioso que no se mencionen las interconexiones con Marruecos ni las exportaciones españolas de electricidad a ese país, que representan cerca del 15% de la demanda eléctrica marroquí, ni se derive implicación geopolítica alguna al respecto. Las renovables también cumplen la función de mitigar el Cambio Climático, el cual la Estrategia considera que afecta a la seguridad nacional, si bien tampoco aclara cómo.

Este enfoque no ofrece respuestas a los retos geopolíticos de la transición energética, además de partir de una concepción muy estrecha de la seguridad energética: reducir la dependencia. Por otro lado de manera inconsistente, pues al mismo tiempo pretende impulsar la exportación de electricidad renovable y sus tecnologías. Tampoco explora oportunidades estratégicas clave como la posibilidad de una tercera interconexión eléctrica con Marruecos ni el poder blando que supone proyectarse global y regionalmente como una “potencia” renovable.

Como la mayor parte de estrategias de seguridad energética, la española padece de dependencia de la senda, pretendiendo integrar las renovables en los vigentes marcos de análisis, en vez de considerar escenarios de transición energética a largo plazo y sus implicaciones estratégicas. Las páginas que restan vuelven la mirada a la literatura académica en busca de conceptos de utilidad para la elaboración de estrategias más sofisticadas capaces de integrar de manera plena a las renovables en el análisis.

3. Evidencia empírica

Aunque la literatura académica es muy variada, puede distinguirse entre literatura de orientación empírica que busca contrastar o refutar la relación entre despliegue de energías renovables y seguridad energética, y trabajos más conceptuales que hipotetizan las implicaciones de seguridad energética de los escenarios bajos en carbono. La mayor parte de los trabajos empíricos que analizan la interacción entre seguridad, energética y renovables se

³ Estrategia de Seguridad Energética Nacional, Presidencia del Gobierno, 2015.

concentran en la variable de dependencia energética, en particular si una elevada dependencia energética implica una mayor tasa de penetración de las renovables.

Algunos de estos estudios encuentran que los niveles de dependencia energética sí tienen un efecto positivo en el despliegue de las renovables (Marques et al., 2010), mientras que otros estudios refutan la hipótesis o los resultados no son estadísticamente significativos (Marques y Fuinhas, 2011; Popp et al., 2011; Aguirre e Ibikunle, 2014). Valdes et al. (2016) Adoptan un enfoque que pretende ir más allá de la reducción de la dependencia energética, incluyendo otras variables de seguridad y vulnerabilidad, como la diversificación de fuentes y orígenes geográficos, obteniendo resultados estadísticamente significativos: la dependencia energética resulta un vector importante del despliegue de las renovables, aunque es la diversificación por fuentes y orígenes la que reporta mayor seguridad energética al mitigar la vulnerabilidad.

Este resultado es relevante, pues apunta a que no se está prestando atención a otras dimensiones de la seguridad que no sea la dependencia energética; y preocupante, porque su corolario lógico sería el desarrollo de sistemas renovables independientes, cerrados y autárquicos, descuidando las externalidades geopolíticas de la interdependencia y una gestión adecuada de la misma. Nos encontraríamos así con una situación de “mercantilismo renovable” en la que los países intentan simultáneamente reducir las importaciones y aumentar las exportaciones. Se trataría de un modelo poco compatible con esquemas de integración o cooperación regional y, por tanto, portador de tensiones en el medio y largo plazo. El ejemplo más claro sería la demanda española de mayores interconexiones eléctricas con Francia (para exportar electricidad de origen renovable) cuando al mismo tiempo se opone a importar electricidad renovable de Marruecos.

4. Un experimento conceptual: la geopolítica del 100% renovable

La literatura más conceptual contiene tal vez las herramientas más útiles para identificar los retos estratégicos de las energías renovables. Scholten y Bosman (2016) proponen un experimento conceptual consistente en plantear un sistema energético global electrificado 100% renovable y analizar sus implicaciones geopolíticas. Debe aclararse que su objetivo no consiste en elaborar un modelo formal, sino de explorar las implicaciones geopolíticas de las características técnicas y geográficas de las energías renovables. Los autores analizan una realidad estática alternativa haciendo abstracción deliberada de otros temas como los tecnológicos, socio-culturales, financieros o institucionales para centrarse en las diferencias en el plano geo-estratégico con un modelo energético basado en los hidrocarburos.

Se ha apuntado que el modelo energético de la Unión Europea no puede modificarse con adaptaciones menores para funcionar de manera integrada con una penetración masiva de energías renovables (Glachant, 2016), y lo mismo ocurre con sus políticas de seguridad energética (de la Unión y de sus Estados miembros). Las especificidades técnicas y geográficas de las energías renovables determinan no sólo la estructura de los mercados eléctricos, sino también (y quizá más relevante para nuestros propósitos) los socios comerciales, básicamente aquellos vecinos con los que existan interconexiones eléctricas suficientes. A su vez, ambos elementos determinan realidades estratégicas muy diferentes a las de los hidrocarburos y, por tanto, precisan de políticas diferenciadas. Por ejemplo, al considerar un sistema energético electrificado su máxima extensión (tecnología estática) es continental, salvo aquellas redes transcontinentales que salvan distancias reducidas, como ocurre en el Mediterráneo y Oriente Medio.

Bajo las premisas de Scholten y Bosman, los países deben decidir si quieren producir o prefieren comprar. La decisión de comprar (que no implica no producir) supone que alguien debe vender, y por tanto lleva implícita la aceptación de flujos eléctricos transnacionales de origen renovable. A su vez, ello implica una estructura de red centralizada que lleva a

escenarios continentales y la creación de “comunidades de red” (grid communities)⁴. La decisión de producir (que implica no comprar) conduce a sistemas energéticos nacionales cerrados basados en una red descentralizada de prosumidores. En este escenario nacional hay ciertamente una reducción del riesgo geopolítico relacionado con la seguridad de suministro (independencia energética), pero a expensas de una menor diversificación geográfica, una menor interdependencia (y por tanto oportunidades de cooperación) y mayores costes económicos, presentando las mayores diferencias con el modelo energético vigente.

Aunque las implicaciones geopolíticas de cada decisión son diferentes, como se verá en el siguiente apartado, el análisis sí obtiene algunas conclusiones comunes interesantes en términos de transferencia de poder en relación a los hidrocarburos. En primer lugar, dado que las renovables tienen una mayor dispersión geográfica, presentan una mejor distribución de los recursos energéticos y por tanto un mayor número y una menor concentración de productores, sesgando la balanza de poder a favor de los países consumidores. En segundo término, se produce una limitación geográfica del mercado que sugiere una geopolítica de la energía más local, a lo sumo regional, pero con un mayor contenido geográfico que haría las delicias de seguidores de la geopolítica clásica como Kaplan (2009) y validaría sus advertencias sobre la venganza de la geografía. Finalmente, se produce una reorientación estratégica por la transferencia de poder desde el detentor del recurso al actor con mayor capacidad de red. La geopolítica de las renovables, especialmente en modelos transnacionales, supone un mayor peso estratégico de aquellos países capaces de aprovechar sus ventajas geográficas para controlar la red, asumiendo capacidades de gestión, transporte, balanceo, almacenamiento y/o capacidad ociosa de generación.

En este contexto resulta interesante la experiencia Noruega, en ocasiones denominada la batería de Europa. Noruega, uno de los grandes productores mundiales de petróleo y gas, es también uno de los mayores generadores de hidroelectricidad gracias a sus más de 900 plantas hidroeléctricas que le permiten no sólo cubrir su demanda eléctrica (más de un 95%), sino también exportar tanto la electricidad excedente como el grueso de su gas y petróleo. Esa capacidad hidroeléctrica se proyecta como un elemento de poder energético adicional hasta el punto de presentarse como la “batería” de una Europa dominada por las renovables (Gurzu, 2016).

Noruega ya está exportando hidroelectricidad a los Países Bajos e intercambiando electricidad de origen renovable con Suecia y Finlandia. Pero los planes más ambiciosos son los que pretenden extender dichos intercambios en los próximos años a Alemania, Reino Unido y Dinamarca. Alrededor del 40% de la demanda eléctrica danesa se cubre con energía eólica y dada la escasez de fuentes no renovables para actuar de soporte el país depende de Noruega en un doble sentido: para exportarle su exceso de electricidad cuando el viento sopla e importar hidroelectricidad cuando no basta para atender la demanda danesa.

Aunque hay dudas respecto a la viabilidad a corto plazo de semejante idea, sí existe un amplio consenso de que en el largo plazo Noruega podría jugar el papel de batería de, al menos, el norte de Europa. Pero para ello deberían resolverse problemas técnicos y políticos. El propio gobierno noruego ha tratado de rebajar las expectativas prefiriendo referirse al rol de su país como “compañero de capacidad” (capacity companion) de la UE. Por otro lado, hay grupos ecologistas y actores locales que se resisten a la construcción de nuevas infraestructuras de transmisión, y los consumidores temen que la exportación aumente los precios domésticos.

⁴ En extensión de las security communities de Deutsch: en una “comunidad de seguridad” los problemas comunes se resuelven mediante el ‘cambio pacífico’, basado en mecanismos institucionales y en un “sentimiento de comunidad” que emerge de la convergencia de intereses y de la confianza entre pares, haciendo que el recurso a la violencia sea altamente improbable.

El análisis de las posiciones de las autoridades y de los grupos de interés noruego muestra su disposición a transitar de un modelo eléctrico nacional cerrado a otro abierto e interconectado con sus vecinos europeos. No obstante, la política del gobierno y de los actores eléctricos se caracteriza por el incrementalismo y no por una ruptura abrupta: la toma de decisiones acerca de nuevos interconectores se sigue tomando caso a caso y no basándose en una gran estrategia global encaminada a convertir al país de manera acelerada en la pila de Europa, que además debiera incluir el desarrollo de otras fuentes de generación renovable en el país. Por ello, aunque Noruega podría jugar a largo plazo ese papel geo-estratégico de ‘compañero de capacidad’, en el corto plazo las limitaciones técnicas y políticas pueden limitarlo a ayudar a equilibrar la red de sus vecinos con la capacidad hidroeléctrica actual (Gullberg, 2013). En forma semejante, España o Italia podría proyectarse como la batería del Mediterráneo Occidental; o mejor, como su “compañero de capacidad” (Escribano, 2016a).

5. Tres marcos de análisis de la seguridad energética para las energías renovables

Cherp y Jewell (2011) distinguen tres enfoques de la seguridad energética: soberanía, robustez y resiliencia, y las energías renovables pueden contribuir a la mejora de la misma desde cada uno de dichos enfoques. Un enfoque diferente consiste en diferenciar entre riesgos primarios (riesgos originados por causas geopolíticas o técnicas) y secundarios (interrupciones del suministro, daños medioambientales o a las infraestructuras como consecuencia de riesgos primarios), y el grado de exposición al riesgo (por ejemplo a la volatilidad de precios o a un cuello de botella de origen técnico o geopolítico). De nuevo, pueden encontrarse elementos de mitigación en cada una de las fases de dicha cadena causal de riesgos energéticos (Escribano et al., 2013).

En primer lugar, un mayor peso de instalaciones renovables descentralizadas y una mayor intensidad de red reducen la vulnerabilidad ante fallos técnicos o sabotajes (riesgos primarios/robustez). Segundo, con la excepción de la hidroelectricidad, las renovables son más seguras desde la perspectiva de accidentes, ataques o catástrofes naturales (riesgos secundarios). Por último, presentan una menor exposición al riesgo al tener costes marginales cero y no verse afectadas por la volatilidad en los precios de los hidrocarburos (aunque sí de algunos minerales críticos). Tal vez más relevante para nuestros propósitos, ello implica que están des-correlacionadas con los precios de otras fuentes de energía (gran parte del mercado del gas está indexado al petróleo y el precio de ambos suele moverse en la misma dirección), lo que supone una clara mejora de la relación riesgo/beneficio desde la perspectiva del portfolio choice, siempre que se den mecanismos institucionales de mitigación del riesgo en el plano normativo y regulatorio (Escribano et al., 2013).

Un tercer marco de análisis es el que se refiere a la vulnerabilidad frente a ataques terroristas y a su impacto en el trade-off entre seguridad y descarbonización. Para la Unión Europea, la literatura estima que la vulnerabilidad ante ataques terroristas es baja tanto para la importación de gas como de electricidad de origen renovable, pues ambas están diversificadas y cuentan con buffers importantes. Incluso ataques a gran escala tendrían dificultades para ocasionar daños espectaculares en términos de magnitud y duración, pues la funcionalidad del sistema podría restaurarse con una rapidez razonable. Sólo un número muy elevado de ataques simultáneos podría poner en riesgo la funcionalidad del sistema, por lo que los grupos terroristas pueden obtener resultados más espectaculares con menores recursos apuntando a otros objetivos, por lo general y desgraciadamente humanos (Toft et al., 2010).

En este aspecto no habría dilema entre seguridad y descarbonización, pues tanto en escenarios de gas como de renovables la vulnerabilidad a ataques terroristas sería baja. Para Lacher y Kumetat (2011) la vulnerabilidad es igualmente baja para gas y electricidad, mientras que Lilliestam (2014) sí aprecia una mayor vulnerabilidad en las infraestructuras eléctricas tipo

Desertec, aunque no hay diferencias suficientes como para plantear una disyuntiva entre descarbonización y seguridad de suministro. En todo caso, las evaluaciones apuntan a que los dos riesgos principales serían una guerra o un ciber-ataque masivo, y en este segundo caso se estima que sería difícil de llevar a cabo por actores no estatales como grupos terroristas.

6. Conflictos por recursos y rentismo renovable: el caso de la hidroelectricidad en África

Este es un elemento frecuentemente obviado en el debate sobre las implicaciones geopolíticas de las renovables, especialmente de las más centralizadas: en un contexto de baja calidad institucional pueden darse situaciones de ‘maldición de los recursos’ renovables, equiparables en casos extremos en sus consecuencias a la que padecen los productores de hidrocarburos. Un caso claro es el de la hidroelectricidad, especialmente en países en desarrollo, donde mejor se aprecia el contraste entre los grandes diseños geo-estratégicos y la nueva micro-geopolítica de la seguridad humana.

Esta tensión puede ilustrarse con los casos de la Grand Ethiopian Renaissance Dam y la Grand Inga Dam, si bien la geopolítica del Nilo no se limita a la energía sino a la existencia misma de Egipto. En 1929 Egipto se garantizó, con apoyo británico, un acceso privilegiado al Nilo y el derecho de veto sobre cualquier proyecto aguas arriba. Tras incorporar a Sudán al acuerdo en 1959, Egipto se reservó las 2/3 partes de su caudal a expensas de los demás países ribereños. Los países excluidos (Etiopía, Ruanda, Tanzania, Uganda, Burundi, República Democrática del Congo-RDC y Kenia) impulsaron en 2010 el Nile River Basin Cooperative Network, que incluye la construcción en Etiopía a escasos kilómetros de la frontera con Sudán de la Grand Ethiopian Renaissance Dam (GERD), con una capacidad de 6.000 MW.

Egipto y Sudán no dudaron en mostrar su oposición, llegando Egipto a amenazar con bombardear la presa si perdía caudal. La evidencia de que una escalada sólo podía empeorar la situación de todos los actores (un conflicto en una delicada situación interna para Egipto y las dificultades etíopes para obtener la financiación en un contexto de conflicto abierto) favoreció la cooperación (Núñez Villaverde, 2016). Tras la firma entre Egipto, Sudán y Etiopía de un acuerdo sobre principios básicos en 2015 la tensión se ha ido disipando lentamente. Pese a que la población de Etiopía padece una de las peores situaciones de pobreza energética del mundo, con una tasa de electrificación del 24%, el gobierno pretende convertir al país en el mayor exportador africano de electricidad, planteando un dilema entre la exportación y el abastecimiento de la demanda interna (FOI, 2016).

La Grand Inga Dam (GID) en la República Democrática del Congo está formada por una serie de presas que en conjunto generarían 40.000 MW, más del doble que la presa de la Tres Gargantas en China y más de la tercera parte del total de electricidad generada en África. El proyecto contó con el apoyo de la comunidad internacional y ha sido considerado prioritario por varias organizaciones regionales y organismos financieros multilaterales. Sin embargo, el activismo de la sociedad civil (destacando la ONG International Rivers), que considera el proyecto propio de un modelo de desarrollo desfasado que prima a empresas mineras y mercados de exportación a expensas de los consumidores locales, dificultaron mucho el apoyo del Banco Mundial, el cual finalmente suspendió la financiación en julio de 2016.

Se ha argumentado (Green et al., 2015) que la seguridad energética en África debe enfocarse a través del prisma del desarrollo, el acceso a la energía y el buen gobierno de los recursos energéticos. Con dichos criterios, es evidente que los mega-proyectos suponen un vector importante de modernización (resulta interesante cómo las grandes presas se han convertido en símbolos de modernidad) y creación de empleo, pero en un contexto de pobreza energética y mala gobernanza sus beneficios en materia de accesibilidad y buen gobierno pueden ser limitados o incluso contra-productivos. Debe considerarse que en la RD del Congo poco más

de un 10% de la población tiene acceso a la red eléctrica. Por otro lado, como ya se ha apuntado, la exportación de electricidad por parte de un país con semejantes tasas de pobreza energética y niveles de gobernanza insuficientes plantea los problemas económicos de la ‘enfermedad holandesa’ y los políticos de la ‘maldición de los recursos’ (Escribano, 2016b).

Se ha argumentado que la gran hidroelectricidad es un caso excepcional por su carácter centralizado, y que las otras renovables no presentan el mismo grado de propensión al conflicto y, por tanto, al desarrollo de esa dimensión de la maldición de los recursos. Los recursos renovables son más difíciles de controlar en el tiempo y el espacio, puesto que las rentas se generan mediante la explotación de flujos, no de stocks, están mejor distribuidas geográficamente y su densidad energética es menor. Todo ello reduce los incentivos económicos y geopolíticos para motivar conflictos, sea entre Estados o a nivel nacional, con la salvedad de conflictos locales con actores no estatales por la competencia por la tierra (Månsson, 2015).

No obstante, se ha apuntado que aunque las características de las renovables son menos proclives a la aparición de mecanismos rentistas, la clave está en la calidad del diseño institucional: en ausencia de marcos transparentes de competencia, agencias regulatorias autónomas o una justicia independiente puede darse un “rentismo renovable”, aunque sea de baja intensidad, en que las élites capturen una parte desproporcionada de las rentas del recurso (Escribano et al., 2013). En todo caso, la magnitud de esas rentas es muy inferior a las que proporcionan los hidrocarburos, por lo que el problema se refiere más a cuestiones de justicia social y energética que a eventuales perturbaciones graves en los sistemas políticos.

7. Consideraciones

Las secciones precedentes han tratado de mostrar que existe una geopolítica de las renovables distinta de la aplicable a los hidrocarburos. Evidentemente, las renovables permiten reducir la dependencia energética, y cuentan con la ventaja añadida de diversificar la matriz energética con nuevas fuentes y tecnologías. Pero en el relato de sus ventajas geopolíticas tiende a obviarse siempre la dimensión internacional, pese a que importar renovables puede no reducir la dependencia energética pero sí aumenta la diversificación geográfica y, por tanto, reduce la vulnerabilidad.

Aunque las renovables permiten un enfoque geopolítico más amable que los hidrocarburos, también plantean cuestiones geopolíticas de primer orden, como la ya destacada del control y acceso a la red eléctrica, así como la de adecuación de los marcos regulatorios aplicados, tanto a nivel nacional como en los países con los que existan interconexiones. En consecuencia, las renovables plantean una geopolítica diferente, más propicia para mejorar la seguridad energética de los países implicados, pero merecedora de una reflexión estratégica que trascienda las simplificaciones y permita elaborar una narrativa consistente sobre sus beneficios geopolíticos.

Referencias

- Aguirre, M., G. Ibikunle (2014): “Determinants of renewable energy growth: a global sample analysis”, *Energy Policy*, 69: 374–84.
- Arteaga, F., coord. (2014): España mirando al Sur: del Mediterráneo al Sahel, Informe Elcano 18. Accedido el 6 de octubre de 2016. http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/web/rielcano_es/publicacion?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/publicaciones/informe-elcano-18-espana-mirando-al-sur-mediterraneo-sahel

- Bauen, A. (2006): "Future energy sources and systems-acting on climate change and energy security", *Journal of Power Sources*, 157: 893–901.
- Brown, S., H. Huntington (2008): "Energy security and climate change protection: Complementarity or tradeoff?", *Energy Policy*, 36.
- Cherp, A. y J. Jewell (2011): "The three perspectives on energy security: Intellectual history, disciplinary roots and the potential for integration", *Current Opinion Environmental Sustainability*, 3: 202–212.
- De Carlos Izquierdo, J. (2016): "La Estrategia de Seguridad Energética de la Unión Europea y España", Documento de Opinión del IEEE 15/2016, 11 de febrero.
- Escribano, G. (2016a): "La Grand Inga Dam: a través del corazón de África", *Comentario Elcano* 42/2016 - 26/10/2016
http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/web/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/comentario-escribano-grand-inga-dam-a-traves-corazon-africa
- Escribano, G. (2016b): "Encuentros en la tercera interconexión (Marruecos-España)", post en el blog del Real Instituto Elcano, 15 de septiembre.
<http://www.blog.rielcano.org/encuentros-la-tercera-interconexion-marruecos-espana/>
- Escribano, G., J. M. Marín, y E. San Martín (2013): "RES and risk: renewable energy's contribution to energy security. A portfolio-based approach", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 26: 549–559.
- FOI-Swedish Defence Research Agency (2016): "The Wider Security Implications of the Grand Ethiopian Renaissance Dam (GERD)", Dispatch no. 9 (10), accedido el 7 de octubre.
<http://www.foi.se/Documents/FOI%20Memo%205492%20Nr%209.pdf>
- Glachant, J-M. (2016): "Tacking stock of the EU "Power Target Model"... and steering its future course", *Energy Policy*, 96: 673–679.
- Green, N., B. K. Sovacool and K. Hancock (2015): "Grand Designs: Assessing the African Energy Security Implications of the Grand Inga Dam", *African Studies Review*, 58, pp 133-158.
- Guivarch, C., S. Monjon (2015): "Would climate policy improve the European energy security?", *Climate Change Economics*, 6 (2).
- Gullberg, A. T. (2013): "The political feasibility of Norway as the 'green battery' of Europe", *Energy Policy*, Vol 57, Junio, pp. 615–623.
- Gurzu, A. (2016): "Oil-rich Norway could become Europe's 'green battery'", *POLITICO Europe*, 16 de agosto, accedido el 5 de noviembre: <http://www.politico.eu/article/norways-glaciers-could-fill-europes-energy-gap-green-battery-renewables/>
- Kaplan, R. (2009): "The Revenge of Geography", *Foreign Policy*, mayo/junio.
- Lacher, W. y D. Kumetat (2011): "The security of energy infrastructure and supply in North Africa: hydrocarbons and renewable energies in comparative perspective", *Energy Policy*, 39: 4466–4478.
- Lilliestam, J. (2014): "Vulnerability to terrorist attacks in European electricity decarbonisation scenarios: Comparing renewable electricity imports to gas imports", *Energy Policy*, 66: 234–248.
- Månsson, A. (2015): "A resource curse for renewables? Conflict and cooperation in the renewable energy sector", *Energy Research & Social Science*, 10: 1–9.

- Marques, A. y J. Fuinhas (2011): “Drivers promoting renewable energy: a dynamic panel approach”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15: 1601–8.
- Marques, A., J. Fuinhas, y J. Pires Manso (2010): “Motivations driving renewable energy in European countries: a panel data approach”, *Energy Policy*, 38: 6877– 6885
- Núñez Villaverde, J. A. (2016), “Tensiones sobre las aguas del Nilo”, post en blog Elcano, 11 de enero, accedido el 7 de octubre. <http://www.blog.rielcano.org/tensiones-sobre-las-aguas-del-nilo/>
- Popp, D., I. Hascic y N. Medhi (2011): “Technology and the diffusion of renewable energy”, *Energy Economics*, 33: 648–662.
- Scholten, D. y R. Bosman (2016): “The geopolitics of renewables. Exploring the political implications of renewable energy systems”, *Technological Forecasting and Social Change*, 103 (c): 273-283.
- Solera, M. (2013): “Critical metals: risks and opportunities for Spain”, *Análisis del Real Instituto Elcano (ARI)* 12/2013.
- Toft, P., A. Duero, y A. Bieliauskas (2010): “Terrorist targeting and energy security”, *Energy Policy*, 38: 4411–4421.
- Valdés, J., G. Escribano, y E. San Martín (2016): “Energy security and renewable energy deployment in the EU: Liaisons Dangereuses or Virtuous Circle?”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62: 1032–1046.
- Viebahn, P., O. Soukup, S. Samadi, J. Teubler, K. Wiesen, y M. Ritthoff (2015): “Assessing the need for critical minerals to shift the German energy system towards a high proportion of renewables”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 49, pp. 655–671.

FACILITAR LA TRANSFORMACIÓN DE LA ECONOMÍA BAJA EN EMISIONES DE CARBONO EN MÉXICO – EL USO DE TIPOS IDEALES COMO ‘MODELOS TEÓRICOS’

Ariel Macaspac Hernández

Käte Hamburger Center for Global Cooperation Research, University of Duisburg-Essen. . E-mail: ariel.macaspac.hernandez@imw.fraunhofer.de

Resumen

La toma de decisiones en el contexto de la transformación con bajas emisiones de carbono es sumamente compleja. A menudo, los tomadores de decisiones quedan atrapados en la indecisión. Los desafíos incluyen altos efectos de coordinación, brechas de eficiencia y legitimidad, jerarquía y asimetría de poder, así como la aparición de la era “post-factual”. La dependencia de la trayectoria inhibe aún más la decisión cuando los conjuntos de posibles decisiones futuras son limitados a medida que se desarrolla el proceso de transformación. Este artículo argumenta que el primer paso para abordar la transformación con bajas emisiones de carbono es abordar los retos metodológicos del análisis de la transformación hacia una economía baja en emisiones de carbono. Este análisis requiere la comprensión de un proceso no lineal, el abordaje de la historicidad y la individualidad de cada desarrollo, la capacidad de comparar los casos, pero al mismo tiempo abordar la singularidad de cada caso (contextualización), asegurando la capacidad de distancia del ‘eurocentrismo’ y igualmente del ‘third worldism’ y permitir el enfoque en los vínculos de los procesos que está más allá de los enfoques de la tecnología de empuje. Este trabajo demuestra cómo el uso de tipos ideales como ‘modelos teóricos’ puede resolver estos desafíos conceptuales y metodológicos.

1. Introducción - El estudio de futuros - escenarios, modelos, proyecciones y predicciones

La literatura científica sobre mitigación del clima se basa en el uso de análisis escenarios, ya que, la reducción de las emisiones requerirá años o décadas antes de que se puedan encontrar efectos sustanciales. Los escenarios se construyen para investigar desarrollos futuros alternativos bajo un conjunto de supuestos, al tiempo que se destaca ese ‘pluralismo de vías’ cuando se logran prioridades. Los escenarios son instrumentos para ayudar a los responsables de la toma de decisiones a lidiar con casos problemáticos que son complejos e inciertos. Los primeros escenarios datan de muy atrás, cuando los escenarios fueron diseñados para llegar a las estrategias militares. La primera gran batalla entre Alejandro Magno y Persia en 334 aC es un ejemplo del beneficio de desarrollar escenarios. Alejandro anticipó el gran número de persas que le impulsaron a elegir pelear cerca del río Granicus, lo que minimizó la ventaja de los persas en número. Además, Alejandro anticipó que los persas colocarían su caballería en el frente. Por esta razón, colocó su falange en el medio y la caballería en el lado, aprovechando la vulnerabilidad del persa a las largas lanzas de la falange.

Una pregunta importante que un ‘desarrollador de escenarios’ necesita responder es cómo este escenario proporcionará a los tomadores de decisiones no sólo un alcance y una descripción integrada del sistema que se está estudiando, sino también cómo el sistema puede haber evolucionado hasta su estado actual y más lo importante es cómo el sistema podría

seguir evolucionando teniendo en cuenta el cambio de motivaciones y funcionalidades. ¿Cuáles son los posibles efectos de los cambios en la motivación y el comportamiento de los actores? Esto implicará probablemente la reevaluación de varios elementos del escenario preguntando si y cómo los actores decidirían resolver estos cambios de una manera diferente. ¿Estos cambios romperán el sistema o el sistema dependerá de que existan cambios? Hacer estas preguntas implica que los escenarios tienen un marco normativo. Con el fin de permitir la conducción de los escenarios a la creación de consenso, las condiciones (actores, cuestiones, estructura, procesos y resultados) deben abordarse adecuadamente al diseñar escenarios.

Un escenario es una colección de condiciones y factores que todos juntos expresan un **argumento específico** ('storyline'). El *storyline* es heurístico, en el sentido de que emplea un enfoque para la resolución de problemas que no garantiza ni persigue la 'optimalidad' sino una condición suficiente para alcanzar metas inmediatas. Esta historia sirve como la estructura en la toma de decisiones que limita el número de decisiones posibles, por lo tanto, elimina la indecisión. Alienta las decisiones y acciones proporcionando el alcance de las acciones necesarias. Sin embargo, el *storyline* como un enfoque normativo debe ser inclusivo y apoyar la orquestación de varios procesos de negociación.

Abordar estas dinámicas sobre las preferencias y las relaciones de los actores así como las cuestiones que surgen y los cambios que ocurren, también significa analizar ¿cómo una variedad de procesos complementa o compiten entre sí? A menudo, esta variedad de procesos es responsable de la existencia de numerosas variaciones de políticas a medida que los tomadores de decisiones se adaptan a las condiciones locales. Estas variaciones pueden ser referidas como saliendo de 'puntos de ramificación' (*Branching Points*). Un punto de ramificación, derivado de la matemática, es un concepto matemático en el análisis complejo que se refiere a un punto tal, que la función es discontinua cuando se gira alrededor de un pequeño circuito arbitrario alrededor de este punto (Ablowitz y Fokas 2003).

Mirando desde otro nivel analítico, los escenarios pueden conducir a la construcción de consenso cuando capacitan a los actores a desarrollar nuevas o revisar viejas estrategias, ya que la construcción de consenso implica que los actores pueden persuadir y persuadirse. Por ejemplo, el escenario necesita identificar mecanismos y plataformas de diálogos cuyo resultado sea consenso. El escenario debe identificar los medios de facilitación estratégica (Hernandez 2014) a través de los cuales se pueden lograr los resultados. La facilitación estratégica permite alcanzar estrategias robustas a través de las cuales los sistemas son capaces de adaptarse a cambios inminentes. Complementando este concepto por Hernández, Godet (2000) destaca el concepto de prospectiva estratégica que enfatiza la importancia del pensamiento a largo plazo y alternativo en los procesos de toma de decisiones estratégicas.

2. Los "tipos ideales" - Escenarios de desarrollo en una economía baja en carbono

La identificación de escenarios de desarrollo económico con baja emisión de carbono debe complementarse con ideas sobre cómo lograr estos escenarios. Dado que la implementación de escenarios probablemente implicará cambios estructurales en la sociedad, debe lograrse a través de múltiples procesos de negociación que se desarrollan en varios niveles. Esto se llama la "orquestación" de la transformación. La evaluación de la viabilidad de los escenarios es inevitable en los procesos de transformación, mientras que la "etapa transformada" es el

escenario previsto. Sin embargo, por motivos prácticos, los escenarios también deben incluir un escenario de funcionamiento normal, en el que el escenario no prevé cambios sustanciales en las acciones actuales.

Además de modelos y escenarios, los 'tipos ideales' (Weber 1976) pueden ser identificados como instrumentos analíticos para facilitar estratégicamente la toma de decisiones. Sirviendo de 'punto de conexión' hacia el cual se orientan las decisiones, un tipo ideal puede proporcionar una manera diferente pero útil de analizar procesos. Frecuentemente, los tipos ideales se consideran simplemente aplicar lecciones de buena experiencia a casos 'peores'. Las formas europeas de democracia, gobernanza, sistemas de bienestar e incluso esquemas de protección climática son frecuentemente considerados como el final del proceso de evolución y esta etapa "deseable" no es otra cosa que el tipo ideal. Sin embargo, como Alexis de Tocqueville (1856) subrayó, aunque las instituciones o los sistemas pueden ser similares en algunos detalles, no pueden ser reproducidos ya que cada sistema es único. Por lo tanto, las extrapolaciones de un caso a otro, por ejemplo, de un país desarrollado a un país en desarrollo implicarán información incompleta. Aunque todavía hay mérito al mirar la dimensión evolutiva del desarrollo de los países desarrollados, este no es el valor de los tipos ideales.

Los tipos ideales se componen de conceptos teóricos básicos que definen una 'construcción' típica ideal con una comparación como una funcionalidad analítica distinta. Los tipos ideales obligan a realizar una comparación entre los tipos ideales construidos y el 'caso histórico'. El tipo ideal es un escenario normativo y heurístico que no necesita surgir de las experiencias de los países desarrollados. No es necesario incluir soluciones técnicas óptimas, ya que también puede referirse a un caso en el que las condiciones son meramente "toleradas" por razones pragmáticas. La divergencia entre los dos escenarios sirve de apalancamiento para las preguntas y explicaciones necesarias. El valor de los tipos ideales es principalmente permitir la formulación de preguntas de investigación relevantes porque los tipos ideales no reclaman la capacidad de reproducir la realidad. Los tipos ideales permiten la construcción de conceptos sencillos y extremos conceptuales ficticios (*Grenzbegriff*), que todavía pueden ocurrir en la realidad.

Un tipo ideal de transformación

Este diagrama demuestra la dinámica y las múltiples co-evoluciones que definen un proceso de transformación destacando las interdependencias entre las actividades. La principal suposición de este diagrama es que la transformación es un proceso no lineal que corresponde a una orquestación de varios procesos de negociación. En cada cuadro del diagrama, se producen varios tipos de negociaciones. Por ejemplo, las políticas gubernamentales se definen a través de diversos procesos para garantizar la legitimidad política. Necesita poner en marcha actividades de consenso en el seno del partido político y, como en muchos casos también con los miembros de los partidos políticos dentro de la coalición. La opinión pública es a menudo heterogénea y en algunos casos fragmentada, ya que muchos grupos sociales con intereses complementarios y competitivos buscan definir lo que "la sociedad desea". En algunos países, las universidades y otras instituciones académicas desempeñan un papel importante en la provisión de un "espacio público" donde varios grupos sociales pueden reunirse e intercambiar perspectivas. De la misma manera, como afirma la diplomacia del conocimiento, los miembros de las comunidades científicas suelen estar expuestos a debates científicos, en sentido amplio,

un mecanismo de consenso con el propósito de definir el conocimiento consensuado (ver Habermas 1962, 1981).

La perspectiva del proceso de negociación permite una coordinación deliberadamente planificada de diversas medidas para hacer frente a la complejidad del proceso de negociación (Sjöstedt y Penetrante 2013). Las diferentes fases de la negociación - apertura del proceso, establecimiento de la agenda, clarificación de intereses, generación de soluciones y finalización del proceso (ver Hernandez 2014) se reflejan en el diagrama.

Un escenario de transformación de flujo integrado

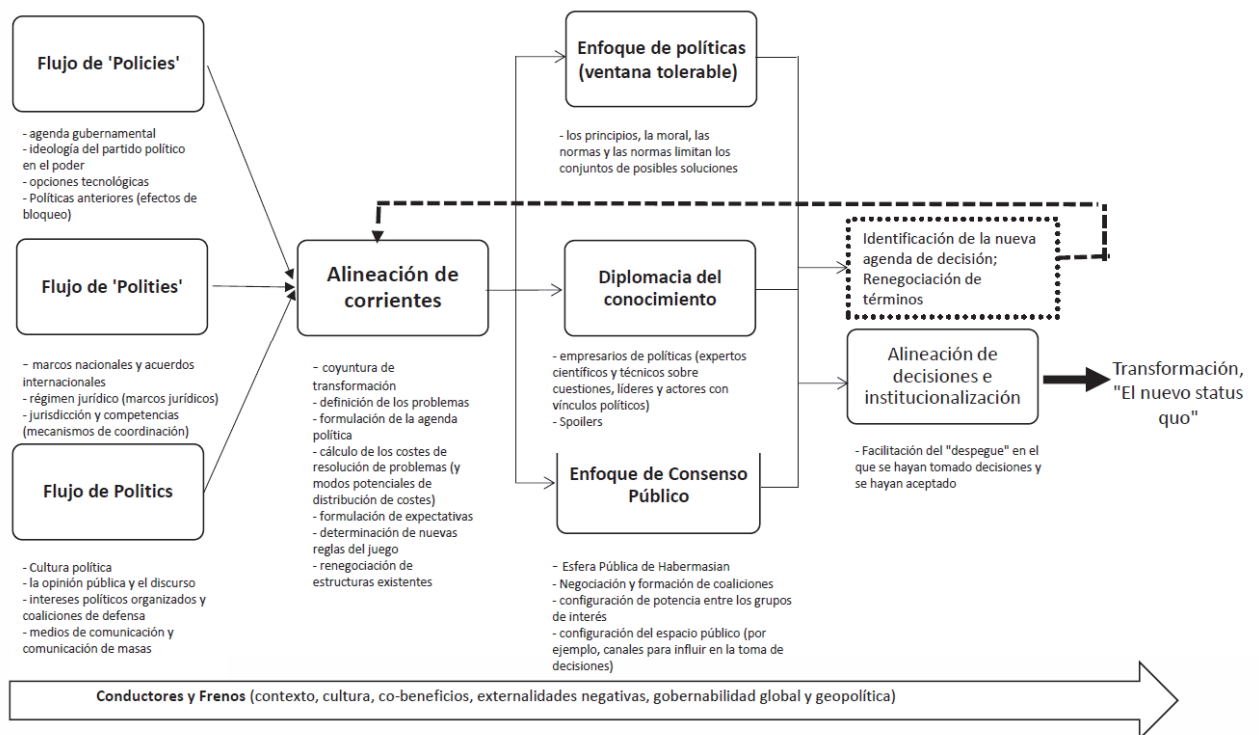


Figura 1. Un escenario de transformación de flujo integrado: Un tipo ideal

El diagrama destaca el papel de los conductores y los frenos en la promoción o retraso de los diversos procesos de negociación. El contexto por ejemplo es un factor importante que necesita ser discutido. Por ejemplo, el incidente de Fukushima ha acelerado la formulación de políticas en Alemania, mientras que no ha tenido ningún cambio importante en las políticas de otros países. El incidente llegó a Alemania cuando hubo un enorme debate público sobre el futuro del sistema energético del país. De este modo, la geopolítica puede inhibir la transformación a economía baja en carbono, particularmente cuando el país dado ve amenazas de países vecinos.

La ilustración resume los diferentes canales a través de los cuales se puede iniciar un proceso de transformación: polizas (*policies*), orden político (*polity*) y política (*politics*). Al igual que en la primera fase de la negociación, el lado izquierdo del diagrama se refiere a cómo la transformación se inicia por la aparición de un desafío específico que necesita cambios. El flujo de polizas se refiere a la agenda gubernamental definida por las preferencias ideológicas del partido político en el poder, las opciones tecnológicas disponibles para implementar políticas,

alternativas viables y los costos relacionados a la búsqueda de las mismas, así como las políticas bloqueadas que se hicieron en el pasado. Por ejemplo, un gobierno puede iniciar nuevas políticas para implementar promesas electorales. Además, un gobierno puede revisar las políticas existentes para adherirse a acuerdos internacionales o regionales. Polonia y la República Checa, países altamente dependientes de la energía del carbón, han acordado comprometerse con políticas de protección climática más estrictas para cumplir los acuerdos que han acordado con su ascensión a la Unión Europea (Darby 2014). Además, una reversión de las políticas pasadas puede ser producto de crisis e incluso de desastres naturales. Ejemplo de ello es el gobierno conservador alemán quien inició su transformación de bajo carbono después del incidente en Fukushima (Grüneberg 2016).

El flujo del orden político (*polity*) pertenece a las instituciones nacionales en su lugar. Incluye las instituciones encargadas de monitorear, evaluar y verificar las acciones gubernamentales. El flujo de política (*politics*) es dinámica y se define por las relaciones de poder entre los actores, así como la forma en que las políticas existentes sirven de marco que permite a los partidos más débiles hacer frente a las relaciones asimétricas. Como la protección del clima ha sido, por ejemplo, identificada como una prioridad política, se formulan políticas para lograr esta prioridad. Las políticas hechas en el pasado serán revisadas y eventualmente revisadas. Las políticas revisarán cómo las nuevas políticas están de acuerdo con las reglas existentes del juego. En la mayoría de los países, las nuevas políticas gubernamentales requerirán desafíos legales de diversos sectores de la sociedad. La implementación de algunas políticas requerirá cambios estructurales que requieran instrumentos políticos como subsidios e incentivos de mercado.

La política (*politics*) es el flujo que se refiere a cómo se desarrollará el discurso público y se comunicarán las diversas perspectivas complementarias y competitivas sobre asuntos concretos. Este flujo también implica la expresión de juegos de poder como el actor social que tiene la mayoría de los recursos pertinentes tienden a dominar el discurso. Los recursos energéticos no sólo se refieren al dinero, sino también a la información. Por ejemplo, un grupo ambientalista con menos recursos financieros puede encontrar más apoyo público cuando podría presentar un argumento más convincente basado en hechos científicos o al menos la impresión de la seriedad de las evidencias.

En un momento, las tres corrientes se alinearán y comenzará la fase de establecimiento de la agenda. Este es el punto en el que todos los actores relevantes están de acuerdo en las cuestiones que necesitan resolver. A medida que los diferentes entendimientos sobre la naturaleza del problema se juntan, se hacen expectativas a corto y largo plazo, los costos directos e indirectos, así como las externalidades calculadas, las nuevas reglas del juego negociado o las viejas reglas alteradas y vindicadas y eventualmente implementadas.

La alineación de los tres flujos es una parte significativa del proceso de transformación, ya que representa el punto que determina los pasos subsiguientes. Sirve como la coyuntura crítica del proceso de transformación. Por ejemplo, como el flujo de políticas identifica la seguridad energética como una prioridad y como una agenda, la corriente política puede coincidir en la importancia de resolver las amenazas a la seguridad energética, especialmente cuando estas amenazas conducen a mayores precios de la energía. En este punto, el flujo de la política puede no tener grandes reservas, excepto cuando el Estado realiza enormes intervenciones en

el mercado de la energía. En la etapa de alineación de los arroyos, se recogerán todos los temas que están detrás de la seguridad energética.

Después del acuerdo en la agenda, se procede al análisis de varios enfoques a través de los cuales se evalúan distintos intereses. El proceso se desarrolla llevando a la combinación de tres enfoques posibles, mientras que un enfoque puede ser más dominante que los otros, dependiendo de los temas involucrados. El enfoque de política implica el marco normativo proporcionado por las políticas pasadas y presentes. El gobierno puede establecer los límites de lo que es políticamente aceptable. Por ejemplo, el gobierno nacional puede definir que los cambios en el sistema energético del país no deben socavar la competitividad global del país. Este marco normativo puede limitar ulteriormente las cargas financieras de las transiciones y legitimar incentivos financieros o exenciones fiscales a empresas comerciales e industriales.

Desde la perspectiva del enfoque de políticas, la resolución de un problema debe estar dentro de los límites establecidos por guardias predefinidas que excluyen los impactos intolerables de un problema emergente, así como las medidas inaceptables para abordar y resolver estos problemas. Estos carriles pueden ser definidos por la constitución o ser negociados directamente por actores relevantes. Por ejemplo, la "ventana tolerable" puede incluir disposiciones sobre la protección de los derechos humanos, especialmente de las comunidades indígenas. Otro ejemplo de una ventana tolerable es el umbral de 2 ° C para el cambio aceptable de la temperatura global, que ahora es ampliamente aceptado por los gobiernos nacionales. El campo de acción admisible se identifica investigando las relaciones dinámicas causa-efecto entre la sociedad, la economía y el medio ambiente. Para las estrategias de cambio climático, esta ventana tolerable se pueden lograr, por ejemplo, mediante la aplicación de métodos cuantitativos de optimización de políticas, como modelos de coste-eficacia, haciendo referencia a criterios suaves y argumentos cualitativos o buscando un acuerdo a través de negociaciones (ver Petschel-Held et al. 1999).

Los principios, la moral, las normas y las normas limitan el conjunto de posibles soluciones. El **enfoque de ventana tolerable** (Tolerable Window Approach, TWA) se deriva de la investigación del impacto del clima. El TWA es una herramienta de evaluación que se basa en especificaciones normativas externas de conjuntos tolerables de impactos climáticos y efectos secundarios de mitigación socioeconómicamente aceptables ("guard rails"), así como los instrumentos políticos necesarios para evitar que los impactos climáticos sean "intolerables". El valor de lo que es tolerable está determinado por un consenso social sobre cuáles impactos climáticos son aceptables y cuáles no. Por ejemplo, la identificación de conjuntos tolerables de impactos climáticos es el resultado de un proceso de construcción de consenso que da legitimidad a las especificaciones normativas. El siguiente paso implica la selección de un camino de política específico a través de la aplicación de la optimización cuantitativa o del análisis científico en general. Como tales, se determinan y aplican requisitos mínimos relativos a las vías de desarrollo globales y nacionales en el contexto de la protección del clima (ver Petschel-Held et al. 1999).

Sin embargo, hay que señalar que, si bien los formuladores de políticas definen un criterio político en el enfoque político, dependen de los aportes de las comunidades científicas. Debido a que los responsables políticos son responsables ante sus juicios políticos, buscan argumentos basados en evidencia para permitirles defender políticamente sus decisiones. En general, los

responsables de la formulación de políticas consultan a científicos y expertos para pedir asesoramiento a fin de evaluar los resultados potenciales de sus decisiones. Con esto, el segundo enfoque entra en la imagen - el *enfoque de la diplomacia del conocimiento* (knowledge diplomacy approach).

La diplomacia del conocimiento (knowledge diplomacy) es un enfoque a través del cual las decisiones son evaluadas por las comunidades epistémicas para los formuladores de políticas. Las comunidades epistémicas son redes de expertos basados en el conocimiento que proporcionan información y conocimientos sobre los problemas que se oponen a los problemas y que identifican posibles soluciones (Adler y Haas 1992; Haas 1992). Los científicos y los expertos proporcionan un contexto para la transformación mediante la entrega de la información necesaria relacionada con diversos temas. Evalúan las respectivas consecuencias físicas, ecológicas, económicas y sociales utilizando modelos de evaluación integrados (Bruckner et al. 1998). Los científicos del IPCC, por ejemplo, a menudo tratan de definir varios escenarios concebibles con el objetivo de reflejar los diferentes caminos posibles que los políticos elegirán.

La diversidad de las comunidades epistémicas en términos de visión del mundo, visión de la humanidad (*Menschenbild*), enfoque y metodologías de investigación, recursos estructurales y organizacionales así como preferencias de comunicación externa definen cómo se lleva a cabo la diplomacia del conocimiento (Hernandez 2014; Kjellen 2013). Mientras que algunos de los hallazgos de las comunidades epistémicas pueden complementarse unos a otros, algunos se oponen a los demás. Sin embargo, en muchos casos, los expertos de varias comunidades epistémicas pueden no tener recomendaciones unitarias. Lo que ocurre es una forma de diplomacia del conocimiento -una competencia entre ideas y enfoques- en la que el consenso alcanzado se difunde y se transmite a los responsables políticos (Haas 1992). Los informes de evaluación de los diferentes grupos de trabajo a menudo resumen los diferentes debates que se han producido en la comunidad científica, reflejados por los términos (acuerdo alto, medio, bajo) utilizados para expresar el nivel de acuerdo entre la comunidad científica.

El papel histórico de las comunidades epistémicas en el régimen de cambio climático no tiene precedentes. No sólo la ciencia ha iniciado las primeras conversaciones sobre el clima, sino que también ha presentado la mayor parte de la agenda de discusión. Dado que muchos temas como la seguridad energética y el desarrollo sostenible se ven afectados directa o indirectamente por las decisiones tomadas en el régimen de cambio climático, las comunidades epistémicas han ganado legitimidad evidente al proporcionar los insumos necesarios en la mayoría de las áreas de vidas humanas. Sin embargo, la ciencia no puede proporcionar por sí sola todas las soluciones a los diversos problemas, especialmente debido al alto nivel de complejidad e incertidumbre de diversas cuestiones.

El enfoque de consenso público se refiere al enfoque de aclarar los intereses a través de un enfoque de abajo hacia arriba, mientras que las soluciones se encuentran a través del discurso público. El discurso público es conducido con frecuencia por los grupos de la defensa que siguen su propia agenda. Las ONG y otros grupos de interés han sido reconocidos cada vez más como importantes actores y participantes en los actuales procesos de toma de decisiones relacionados con el cambio climático. A menudo se invita a las ONG, ya sea como observadoras en las reuniones de la COP. Más a menudo, los gobiernos nacionales invitan a representantes

de ONG a unirse a su delegación para aprovechar la experiencia de las ONG en ciertos temas. Paul Wapner (1996) sugiere que los grupos ambientales transnacionales utilizan redes sociales, económicas y culturales transnacionales para politizar la sociedad cívica global con el objetivo de alterar normas y prácticas educando a un gran número de personas y presionando a las instituciones para que cambien estándares compatibles con el Ideales de estos grupos transnacionales. Pamela Chasek (2001, 2006) documentó el papel de una amplia gama de actores en la configuración de los procesos globales de negociación ambiental. Destaca la importancia de los actores no gubernamentales en la búsqueda de consenso.

Al igual que los responsables de la formulación de políticas, los grupos de defensa a menudo tratan de legitimar sus argumentos forjando alianzas con la comunidad científica para dar cabida al alto grado de interés público en los temas que están tratando. Históricamente, la asociación entre la ciencia y el activismo puede remontarse a la campaña para salvar a las ballenas de la extinción, lo que llevó a la declaración colectiva de 1982 de una prohibición internacional de la caza comercial de ballenas (Epstein 2005; Aron 2001). Para una formulación de políticas eficaces y legítimas (Dong Wei 2010), es necesario sensibilizar a los ciudadanos sobre cuestiones específicas y proporcionar una plataforma para la expresión de la preocupación pública en el ámbito político. Esta asociación se amplió, por ejemplo, para incorporar cuestiones ambientales como el agotamiento de la capa de ozono (véase Litfin 1994), el movimiento transfronterizo de desechos peligrosos (véase Kempel 1993) y el cambio climático (véase Andresen, Gulbrandsen 2003).

Los tres enfoques - el enfoque de políticas, la diplomacia del conocimiento y el enfoque de consenso público interactúan con cada uno de diversas formas - complementando, sustituyendo o compitiendo. Los tres enfoques definen el nuevo contrato social. En caso de estancamiento, puede introducirse una nueva agenda que permita nuevas rondas de negociaciones. Sin embargo, esto se espera y el proceso de transformación necesita acomodarse a la necesidad de renegociaciones. Posteriormente, se toman decisiones. Cuando se implementan las decisiones, se insta a la institucionalización de las prácticas. Con el tiempo, la institucionalización conducirá al nuevo status quo y se habrá completado la transformación.

3. Estudio de Caso: El Proceso de Transformación en México - Comparación con el Tipo Ideal

Esta sección se refiere al proceso de transformación a una economía baja en carbono en México. No es un análisis exhaustivo de tipo ideal de transformación a una economía baja en carbono en el país. Simplemente introduce un ejemplo de cómo el uso del tipo ideal puede promover análisis adicionales.

Existe un consenso de que México tiene el potencial de avanzar rápidamente hacia un futuro de bajo carbono (ESMAP 2016). Aunque México es un importante productor de petróleo, debido a la constante disminución de la producción de petróleo desde 2005, busca desarrollar sus potenciales en energías renovables incluyendo geotérmica, bioenergía, solar y eólica. Sin embargo, México todavía tiene un largo camino para apartarse de su dependencia de los combustibles fósiles, que constituyen un total del 93 por ciento del consumo total de energía en 2015 (EIA 2016).

En este contexto, la transformación a una economía baja en carbono en el país requerirá escenarios que proporcionen a los combustibles fósiles un papel de puente para asegurar una transición soportable. El gobierno ha introducido nuevas reformas constitucionales y políticas para promover la transición mediante la diversificación de la cartera de energía, incluyendo la reforma fiscal, la liberalización del suministro de electricidad y poner fin al monopolio de la estatal Petróleos Mexicanos (PEMEX). Sin embargo, la volatilidad de los precios mundiales del petróleo inhibe las decisiones claras, ya que el gobierno podría revertir algunas de sus reformas cuando los precios del petróleo aumentan. Por lo tanto, deben buscarse nuevos argumentos además de los bajos precios del petróleo, por lo que el desarrollo de las energías renovables debería ampliarse.

Adicionalmente, los documentos de estrategia nacional, no aclaran ni conceptualizan completamente cómo medidas concretas permitirán el logro de objetivos políticos. Al examinar el "análisis de tipo ideal", el primer paso consiste en intentar analizar cómo se puede comparar el proceso de transformación con bajas emisiones de carbono en México con el tipo ideal. ¿Cómo se inició en México el proceso de baja emisión de carbono? ¿Qué actores fueron desencantados, por lo tanto, exigiendo cambios? ¿Qué actores pueden identificar o dictar la agenda del discurso público? ¿Cómo influyen los actores en el discurso público? ¿Cuáles de los tres enfoques (enfoque político, diplomacia del conocimiento y enfoque de consenso público) son dominantes? En México, se han identificado barreras para la transformación a una economía baja en carbono, que obstaculizan la expansión de muchas intervenciones orientadas a la consecución de una economía con bajas emisiones de carbono, desde las brechas de información hasta las barreras normativas y políticas (ESMAP 2016).

Los esfuerzos actuales del gobierno para lograr un desarrollo económico bajo en carbono están definidos por la política de desarrollo nacional del país, tal como se describe en la *Estrategia Nacional de Cambio Climático - Visión 10-20-40* (SEMARNAT 2013). La estrategia nacional se basa en un estudio que abarca diversos escenarios de reducción de emisiones. El Banco Mundial, en colaboración con el Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP), realizó el estudio "*México- Estudio Sobre la Disminución de Emisiones de Carbono*" para el gobierno mexicano. El estudio evalúa el potencial de reducción de GEI en México en las próximas décadas. El principal objetivo de la estrategia nacional es permitir que el país reduzca significativamente las emisiones de GEI sin obstaculizar el crecimiento económico (ESMAP 2016). Este principio define principalmente la **ventana tolerable** para el desarrollo económico de bajo carbono de México. Las decisiones presentes y futuras se requieren para seguir este principio.

Con base a esta estrategia nacional del gobierno, se han identificado cinco sectores principales, identificando indirectamente los diferentes actores que deben formar parte de las negociaciones: energía eléctrica (por ejemplo, servicios públicos de electricidad, proveedores de líneas de transmisión), petróleo y gas (por ejemplo, las industrias manufactureras y de construcción, los sectores residencial, comercial y público), el transporte (por ejemplo, las empresas de transporte) y la agricultura y la silvicultura (por ejemplo, productores de cultivos y temporizadores, gestores de tierras y productores de energía de biomasa). Aparte de los actores evidentes, grupos sociales como las comunidades indígenas, los pobres urbanos, los agricultores y los pescadores, querrán participar en todos los procesos de toma de decisiones, ya que sus medios de vida, cultura y autodeterminación se ven afectados por cualquier cambio

realizado en estos cinco sectores. Sin embargo, los papeles concretos de estos actores no se tratan explícitamente en los documentos de política gubernamental. Además, no hay referencia clara a los procedimientos formales que permiten a las partes interesadas integrarse plenamente en el proceso formal de toma de decisiones.

Una de las principales desviaciones del proceso de transformación mexicana al tipo ideal es que la capacidad de México para albergar un discurso público incluyente aún debe desarrollarse de manera inclusiva y alejarse de la estructura centro-periferia de la toma de decisiones (véase Aguilera Portales, Gonzáles Cruz 2010). Las estructuras democráticas de México confunden bastante diversos conflictos. La falta de espacio para el diálogo y las limitaciones para expresar perspectivas se suelen considerar responsables del aumento de la violencia hacia los políticos, lo que motiva a los políticos a evitar las consultas públicas. La sociedad civil mexicana se enfrenta a varias dificultades que inhiben su plena participación en la toma de decisiones (véase Aguilera Portales 2010; Aguilera Portales y Sánchez Garcia 2010). Se percibe que estas dificultades tienen raíces en el período colonial, donde una pequeña pero poderosa élite tuvo éxito en privar políticamente, socialmente y económicamente a la mayoría de la población. Si bien las comunidades locales suelen influir en las decisiones locales, muchas decisiones que se toman en la capital, especialmente las que involucran a socios internacionales, incluidas las multinacionales, suelen estar finalizadas sin consulta a nivel local. Estas decisiones a menudo se enfrentan a la resistencia en el nivel local politizando aún más las cuestiones. Esto puede considerarse como el resultado de los complejos procesos de política segregados y descentralizados de México, mientras que la coordinación y fusión de recursos públicos y privados siguen siendo controlados por el gobierno central, especialmente cuando estos recursos son provistos por donantes extranjeros. En particular, cuando los proyectos internacionales siguen un calendario estricto, el largo proceso de consulta en varios niveles motive más probable a los responsables políticos a omitir las consultas.

El tipo ideal implica una sociedad civil altamente educada e informada capaz de comprender y definir los problemas y sus aspectos técnicos, identificar la agenda pertinente y evaluar la eficacia de las soluciones propuestas. En México, el vacío significativo en los conocimientos técnicos de los representantes de la sociedad civil se ve como un obstáculo importante para incluirlos en consultas técnicas (véase Aguilera Portales 2011). Sin una comprensión adecuada de las cuestiones técnicas, su posible participación es meramente 'retórica' y, por lo tanto, no se espera que genere discusiones y soluciones constructivas, lo que motiva aún más a la élite política a excluirlas. Además, todas las decisiones tomadas por los responsables de la formulación de políticas se consultan con los grupos sociales de manera evidente. La desviación a esta condición de tipo ideal se puede explicar de varias maneras. Una posible explicación es que la organización de los procesos de consulta depende de las redes existentes. Como red, ya se han identificado a los interesados y la cooperación es evidente. Al igual que en muchos países de América Latina, la defensa de las organizaciones no gubernamentales en México suele ser connotada en el contexto de la oposición al Estado, que a menudo se ve como carente de transparencia y responsabilidad política (véase Aguilera Portales y Gonzáles Cruz 2010). Con este trasfondo, los grupos societarios mexicanos son desconfiados en lo que se refiere a la cooperación con agencias estatales autoritarias percibidas (Natal et al. 2010; Franco et al. 2010; Martínez-Cárdenas et al. 2015). El capital social aún no se ha fortalecido en México. Esto significa que las agencias estatales pueden confiar en que perseguirán los

intereses de la sociedad incluso estos intereses serán contrarios a sus propios intereses personales.

La sociedad civil mexicana inicialmente movilizó a la sociedad en los años ochenta para formar movimientos sociales urbanos, continuando en los años 90 para exigir procesos políticos transparentes y rendición de cuentas políticas tras el fraude electoral de 1988 (véase Aguayo Quezada y Parra Rosales 1997; Fox y Hernandez 1992). Esta movilización fue altamente reprimida por los gobiernos federal y estatal, ya que se consideró una amenaza para la estabilidad política del país. Desde ese punto hasta el presente, la atención y los recursos de la sociedad civil mexicana se han dirigido principalmente a la buena gobernanza (véase Feinberg et al. 2006). Las cuestiones ambientales que afectan a diversas partes de las sociedades se tratan con más frecuencia como una mera cuestión de gobernanza política. Aquí surgen varias oportunidades perdidas tanto para la sociedad civil mexicana como para los encargados de formular políticas. Por ejemplo, la resistencia de las comunidades indígenas al proyecto eólico de Mareña Renovables en Oaxaca se considera meramente como un conflicto político, con la oposición indígena no permitiendo ninguna conversación, apartando la atención del debate de los problemas concretos ambientales y de subsistencia derivado del proyecto (véase McGovern 2014).

En este contexto, el discurso público en México sigue buscando un "espacio público" viable y facilitadores. En varios países europeos, el discurso público es a menudo organizado por universidades y otras comunidades académicas. En otros países como Filipinas y Tailandia, la iglesia a menudo ofrece "lugares" para los diálogos entre grupos de conflicto. Sin embargo, históricamente, tanto las universidades como la iglesia no son vistas como facilitadores adecuados y creíbles en México. La Revolución de 1910, donde la Iglesia Católica en México, que sirvió como uno de los simpatizantes de la dictadura de Porfirio Díaz, recuerda a los movimientos sociales que la Iglesia Católica como una fuerza de la derecha y que sólo persigue su propio interés (véase Quirk 1973). De la misma manera, las universidades han desempeñado tradicionalmente el papel de oposición (izquierda) al gobierno (véase Lorey 1993). Con este trasfondo, mirando hacia atrás en el diagrama de tipo ideal, el enfoque de consenso público todavía necesita ser desarrollado en México.

Otra desviación del tipo ideal se refiere a las relaciones evidentes entre los responsables de la formulación de políticas y las comunidades epistémicas, entre los responsables de la formulación de políticas y los grupos de presión y entre las comunidades epistémicas y los grupos de presión. La Estrategia Nacional hace referencia al papel potencial de los grupos de la sociedad civil y de la comunidad investigadora. Sin embargo, no está claro si estos grupos de la sociedad civil estuvieron involucrados en ningún proceso de consulta al redactar esta estrategia nacional o al redactar el documento de antecedentes a través del Banco Mundial. El desarrollo de la economía de bajo carbono en México afectará todos los aspectos de la vida humana, desde el cambio del uso de la tierra hasta el sustento, desde las formas de vivienda hasta el transporte. Por lo tanto, la estrategia nacional también debe definir los procesos de consulta tanto con los grupos de la sociedad civil como con las comunidades epistémicas.

Este estudio de caso sobre México no es un análisis integral del proceso de transformación de México. Usando el tipo ideal, se pueden formular preguntas relevantes que podrían ser temas de estudios posteriores.

4. Conclusiones

La comparación del proceso de transformación y del tipo ideal proporciona una perspectiva diferente de los procesos de análisis. Permite formular preguntas adicionales que pueden ampliar la comprensión de los factores que inhiben el despliegue del proceso de transformación. Los tipos ideales como metodología de análisis entregan las partes faltantes de la construcción de escenarios como metodología no sólo para las decisiones efectivas, sino también para las decisiones legitimadas por la responsabilidad política.

Los tipos ideales sugieren temas adicionales para investigaciones adicionales que permitan un enfoque más holístico sobre problemas y soluciones. El tipo de transformación ideal introducido examina la orquestación de varios procesos de negociación que están ocurriendo en varios niveles dentro del sistema. La comprensión de estas diferentes interdependencias en los diversos niveles apoya la planificación estratégica para reducir los costos de transición y aumentar la legitimidad política del resultado de los procesos. Saber que las actividades específicas están tratando de llegar a la agenda proporciona algún tiempo para preparar y gestionar los conflictos que se pueden anticipar.

El estudio de caso sobre el proceso de transformación de México que se ofrece en este documento es sólo una breve visión de los factores que a menudo se descuidan en la planificación estratégica de la transformación a la economía baja en carbono. Cuestiones como la creación de espacios públicos y el empoderamiento de los grupos sociales para poder participar en los procesos de negociación 'orquestados' a menudo no se incluyen en las estrategias nacionales. Al desarrollar la capacidad de los actores de la sociedad para expresar y perseguir sus intereses, las decisiones que se tomarán serán probablemente más efectivas. En México, el importante vacío en la calificación técnica de los representantes de la sociedad civil se considera un obstáculo importante para incluirlos en las consultas.

Otros factores que el diagrama de tipo ideal puede identificar incluyen cómo las comunidades epistémicas deben ser incorporadas en los procesos de toma de decisiones. La historia de México descalifica a los facilitadores regulares del discurso público. Las universidades y otras instituciones académicas a menudo se eligen como lugares de debate público ya que simbolizan la objetividad y la neutralidad. Además, en muchos países como Filipinas y Tailandia, la iglesia a menudo proporciona lugares para el diálogo. Históricamente, tanto las universidades como la iglesia no son vistas como facilitadores creíbles en México. Por lo tanto, las universidades en México necesitan redefinir su papel en la sociedad mexicana. Además, las ONG deberían ampliar su autodefinición. Las agencias estatales deben considerar a los grupos de la sociedad civil y a las comunidades epistémicas como un conjunto de recursos que les permita alcanzar decisiones más eficaces y eficientes.

Referencias

- Ablowitz, Mark J.; Fokas, Athanassios S. (2003): *Complex Variables: Introduction and Applications*, Cambridge Texts in Applied Mathematics. 2nd Edition. Cambridge, UK: Cambridge University Press.
- Adler, E.; Haas, P. (1992): Conclusion: Epistemic Communities, World Order, and the Creation of a Reflective Research Program. In *International Organization* 46 (1), pp. 367–390.

- Aguayo Quezada, Sergio; Parra Rosales, Luz Paula (1997): Las Organizaciones No Gubernamentales en Derechos Humanos: Entre la Democracia Participativa y la Electoral. Serie ONG de los Sesenta.
- Aguilera Portales, Rafael Enrique (2010): La relación de una triada compleja: entre el derecho, la moral y la política. In *Anuario de la Facultad de Derecho* 28, pp. 455–491.
- Aguilera Portales, Rafael Enrique (2011): Educación Ciudadana para una Cultura de la Legalidad. Ejemplar dedicado a: Homenaje al Profesor Dr. Ferrando Montovani. In *Letras jurídicas: revista electrónica de derecho* 12.
- Aguilera Portales, Rafael Enrique; Gonzáles Cruz, Joaquín (2010): Estado democrático, sistemas de legalidad y corrupción en América Latina. In *Revista telemática de filosofía del derecho (RTFD)* 13.
- Aguilera Portales, Rafael Enrique; Sánchez García, Francisco Ramiro (2010): Cultura política, sociedad civil y gobernabilidad democrática. In *Letras jurídicas: revista electrónica de derecho* 10.
- Andresen, Steinar; Gulbrandsen, Lars (2003): The Role of Green NGOs in Promoting Climate Compliance. The Fridtjof Nansen Institute. Oslo (FNI Report 4/2003). Available online at <http://www.fni.no/doc&pdf/rapp0403.pdf>, checked on 10/4/2012.
- Aron, William (2001): Science and the IWC. In Robert Friedheim (Ed.): *Toward a Sustainable Whaling Regime*. Seattle, London and Edmonton: University of Washington Press and Canadian Circumpolar Institute, pp. 105–123.
- Bruckner, T.; Petschel-Held, G.; Toth, F. (Eds.) (1998): *The Tolerable Window Approach to Global Warming*. World Congress of Environmental and Resource Economists. Venice, Italy, June 25-27. Available online at <http://www.accc.gv.at/pdf/bruckner.pdf>, checked on 12/10/2016.
- Chasek, Pamela (2001): *Earth Negotiations: Analyzing Thirty Years of Environmental Diplomacy*. Tokyo: UNU Press.
- Chasek, Pamela (Ed.) (2006): *Global Environmental Politics*. Boulder, CO: Westview Press.
- Darby, Megan (2014): Korolec: Poland is a climate policy success story. In *Climate Change News*, 8/18/2014. Available online at <http://www.climatechangenews.com/2014/08/18/korolec-poland-is-a-climate-policy-success-story/>, checked on 12/12/2016.
- Dong Wei (2010): NGOs Play a 'Constructive Role' In Climate Change. In *China Daily*. Available online at http://www.chinadaily.com.cn/china/2010-10/08/content_11386672.htm.
- Epstein, Charlotte (2005): Knowledge and Power in Global Environmental Activism. In *International Journal of Peace Studies* 10 (1), pp. 48–67.
- ESMAP (2016): *Low-Carbon Development for Mexico*. Energy Sector Management Assistance Program, the World Bank. Washington, D.C. Available online at https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/P108304_MX_Low-Carbon%20Development%20for%20Mexico_Briefing%20Note003-10.pdf, checked on 11/9/2016.

- Feinberg, Richard; Waisman, Carlos; Zamosc, Leon (Eds.) (2006): *Civil Society and Democracy in Latin America*. New York: Palgrave Macmillan.
- Fox, Jonathan; Hernandez, Luis (1992): Mexico's Difficult Democracy: Grassroots Movements, NGOs and Local Government. In *Alternatives* 17 (2).
- Franco, Raquel Campos; Wang, Lili; O'Rourke, Pauric; Breeze, Beth; Künzl, Jan; Govekar, Chris et al. (2010): Civil Society and Social Capital in Mexico and Central America. In Helmut K. Anheier, Stefan Toepler, Regina List (Eds.): *International encyclopedia of civil society*. New York: Springer (Springer reference), pp. 262–268.
- Godet, Michel (2000): The Art of Scenarios and Strategic Planning: Tools and Pitfalls. In *Technological Forecasting and Social Change* 65, pp. 3–22. Available online at http://en.lapropective.fr/dyn/anglais/articles/art_of_scenarios.pdf, checked on 11/2/2016.
- Grüneberg, Charlie (2016): Fünf Jahre nach Fukushima - Wo steht die Energiewende? In *Bayerische Rundfunk*, 3/10/2016. Available online at <http://www.br.de/nachrichten/fukushima-atomkraft-energiewende-100.html>, checked on 12/12/2016.
- Haas, Peter (1992): Introduction: Epistemic Communities and International Policy Coordination. In *International Organization* 46 (1), pp. 1–35.
- Habermas, Jürgen (1962): *Strukturwandel der Öffentlichkeit. Untersuchungen zu einer Kategorie der bürgerlichen Gesellschaft*. Frankfurt am Main: Suhrkamp.
- Habermas, Jürgen (1981): *Theorie des kommunikativen Handelns*. Frankfurt am Main: Suhrkamp Verlag (Band 1: Handlungsrationalität und gesellschaftliche Rationalisierung).
- Hernandez, Ariel Macaspac (2014): *Strategic Facilitation of Complex Decision-Making. How Process and Context Matter in Global Climate Change Negotiations*. Cham, Heidelberg, New York, Dordrecht & London: Springer International.
- Kempel, Willy (1993): Transboundary Movements of Hazardous Wastes. In Gunnar Sjöstedt (Ed.): *International Environmental Negotiation*. Newbury Park: Sage, pp. 48–62.
- Kjellen, Bo (2013): The New Diplomacy from the Perspective of a Diplomat: Facilitation of the Post-Kyoto Climate Talks. In Gunnar Sjöstedt, Ariel Macaspac Penetrante (Eds.): *Climate Change Negotiations. A Guide to Resolving Disputes and Facilitating Multilateral Cooperation*. London: Routledge, pp. 48–62.
- Litfin, Karen (1994): *Ozone Discourses: Science and Politics in Global Environmental Cooperation*. New York: Columbia University Press.
- Lorey, David (Ed.) (1993): *The University System and Economic Development in Mexico Since 1929*. Bloomington, IN: Stanford University Press.
- Martínez-Cárdenas, Rubén; Ayala-Gaytán, Edgardo Arturo; Aguayo-Téllez, Ernesto (2015): Confianza y capital social: evidencia para México. In *Economía, Sociedad y Territorio* 15 (47). Available online at

http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-84212015000100003, checked on 12/11/2016.

- McGovern, Michael (2014): Analysis: Macquarie's Marena Project on the Brink. In *Wind Power Monthly*, 1/16/2014. Available online at <http://www.windpowermonthly.com/article/1227498/analysis-macquaries-marena-project-brink>, checked on 12/10/2016.
- Natal, Alejandro; Cadena-Roa, Jorge; Rappoport, Sara Gordon (2010): Civil Society and Social Capital in Mexico and Central America. In Helmut K. Anheier, Stefan Toepler, Regina List (Eds.): *International encyclopedia of civil society*. New York: Springer (Springer reference), pp. 262–268. Available online at http://link.springer.com/referenceworkentry/10.1007%2F978-0-387-93996-4_737, checked on 12/11/2016.
- Petschel-Held, Gerhard; Schellnhuber, Hans-Joachim; Bruckner, Thomas; Tóth, Ferenc L.; Hasselmann, Klaus (1999): The Tolerable Window Approach: Theoretical and Methodological Foundations. In *Climatic Change* 41 (3/4), pp. 303–331. DOI: 10.1023/A:1005487123751.
- Quirk, Robert (1973): *The Mexican Revolution and the Catholic Church, 1910-1929*. Bloomington, IN: Indiana University Press.
- SEMARNAT (2013): *Estrategía Nacional de Cambio Climático. Visión 10-20-40*. Gobierno de la Republica, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. México D.F.
- Sjöstedt, Gunnar; Penetrante, Ariel Macaspac (Eds.) (2013): *Climate Change Negotiations. A Guide to Resolving Disputes and Facilitating Multilateral Cooperation*. London and New York: Routledge.
- Tocqueville, Alexis de (1856): *The Old Regime and the Revolution*. trans. John Bonner. New York: Harper & Brothers. Available online at <http://oll.libertyfund.org/titles/tocqueville-the-old-regime-and-the-revolution-1856>, checked on 12/1/2016.
- Wapner, Paul (1996): *Environmental Activism and World Civic Politics*. Albany: State University of New York Press.
- Weber, Max (1976): *Wirtschaft und Gesellschaft. Fünfte, revidierte Auflage*. Tübingen: J.C.B. Mohr (Paul Siebeck) Verlag.

LABORATORIO DE CAPTURA DE CO₂ DEL INEEL

Alan Martín Zavala Guzmán, Elvia María Palacios Lozano, María Vita Peralta Martínez, Pablo René Díaz Herrera, Jordán Pérez Sánchez

Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INNEL), Reforma 113 Col. Palmira, Cuernavaca, Morelos, 62490, México. *E-mail*: alan.zavala@iie.org.mx

Resumen

Las pruebas llevadas a cabo en el laboratorio de Captura de CO₂ del INEEL se realizaron para analizar los principales parámetros de desempeño de un sistema de captura de CO₂ con aminas, para condiciones de una carboeléctrica y una central de ciclo combinado. La amina utilizada fue la Monoetanolamina (MEA), en las pruebas se varió la relación CO₂: MEA y la concentración del solvente. Se logró una eficiencia de captura de hasta un 85% para el caso de una carboeléctrica y 71% para una central de ciclo combinado. Se demostró que el aumento de la relación CO₂: MEA mejora la eficiencia de captura de CO₂.

1. Introducción

El Panel Intergubernamental de Cambio Climático de la Organización de las Naciones Unidas ONU (IPCC por sus siglas en inglés), sugiere que para mantener el incremento de la temperatura media global del planeta, no más de 2 °C, se requiere que las emisiones globales de gases de efecto invernadero se reduzcan entre el 50 y el 80% para el 2050 sobre los niveles de 2000. (IPCC, 2001).

Internacionalmente, se ha respondido a este problema con un conjunto de medidas como el uso energías renovables, energía nuclear y la implementación de la tecnología de captura, uso y almacenamiento de CO₂.

La matriz energética mexicana de generación de electricidad se lleva a cabo a partir de diferentes fuentes. La figura 1 muestra las diferentes tecnologías para la generación de electricidad desde Enero de 2002 a Marzo de 2015; en donde: Energía Limpia incluye Nucleoeléctrica, Geotérmica, Eólica, Hidroeléctrica y Fotovoltaica. Carbón incluye Carboeléctrica y Dual y para Gas incluye Ciclo Combinado y Turbogas.

El principal instrumento de política con el que cuenta el país para enfrentar el cambio climático es la Ley General de Cambio Climático (LGCC).

En el Art. 2, transitorio de la LGCC y su Reglamento, indica que el país asume el objetivo indicativo o meta aspiracional de reducir al año 2020 un treinta por ciento de emisiones con respecto a la línea de base; así como un cincuenta por ciento de reducción de emisiones al 2050 en relación con las emitidas en el año 2000 (LGCC, 2012).

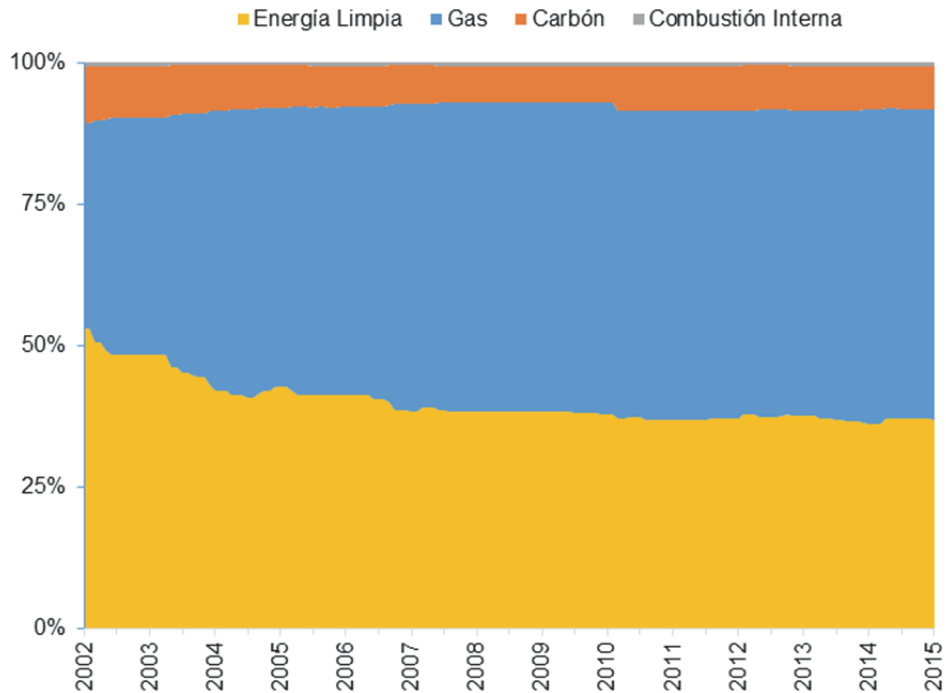


Figura 1. Porcentaje de generación eléctrica por tipo de fuente de 2002-2015 (Datos del SIE).

Para la captura de CO₂ en fuentes fijas se pueden utilizar diferentes tecnologías, tales como: absorción selectiva de CO₂ con disolventes, membranas, adsorción, entre otras. Entre ellas, la tecnología más empleada para llevar a cabo la remoción de CO₂ es la absorción con alcanolaminas (Ver figura 2).

En la actualidad, la absorción química por aminas es la tecnología líder para la captura de CO₂ de gases de combustión en postcombustión (Rochelle, 2009). Esta tecnología se ha utilizado durante décadas para separar el CO₂ de las corrientes de gas en la industria y es relativamente madura. Sin embargo, esta tecnología presenta varios inconvenientes que incluyen (1) baja capacidad de carga de CO₂; (2) alta velocidad de corrosión del equipo; (3) degradación de la amina por presencia de SO₂, NO₂ y O₂ en los gases de combustión que induce a una alta tasa de reposición de amina, (4) alto consumo de energía durante la regeneración; (5) tamaño de equipo grande (Resnik, 2004 y Haszeldine, 2009).

Un análisis económico realizado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) (U.S. Department of Energy, 2010), concluye que usar el proceso convencional de postcombustión con amina para captura de CO₂ sería una propuesta costosa. Por ejemplo, las estimaciones del DOE presentan un sistema de postcombustión con amina para capturar el 90% del CO₂ en los gases de combustión de una planta de energía a base de carbón, el cual da lugar a un aumento de más del 80% en el costo de la electricidad.

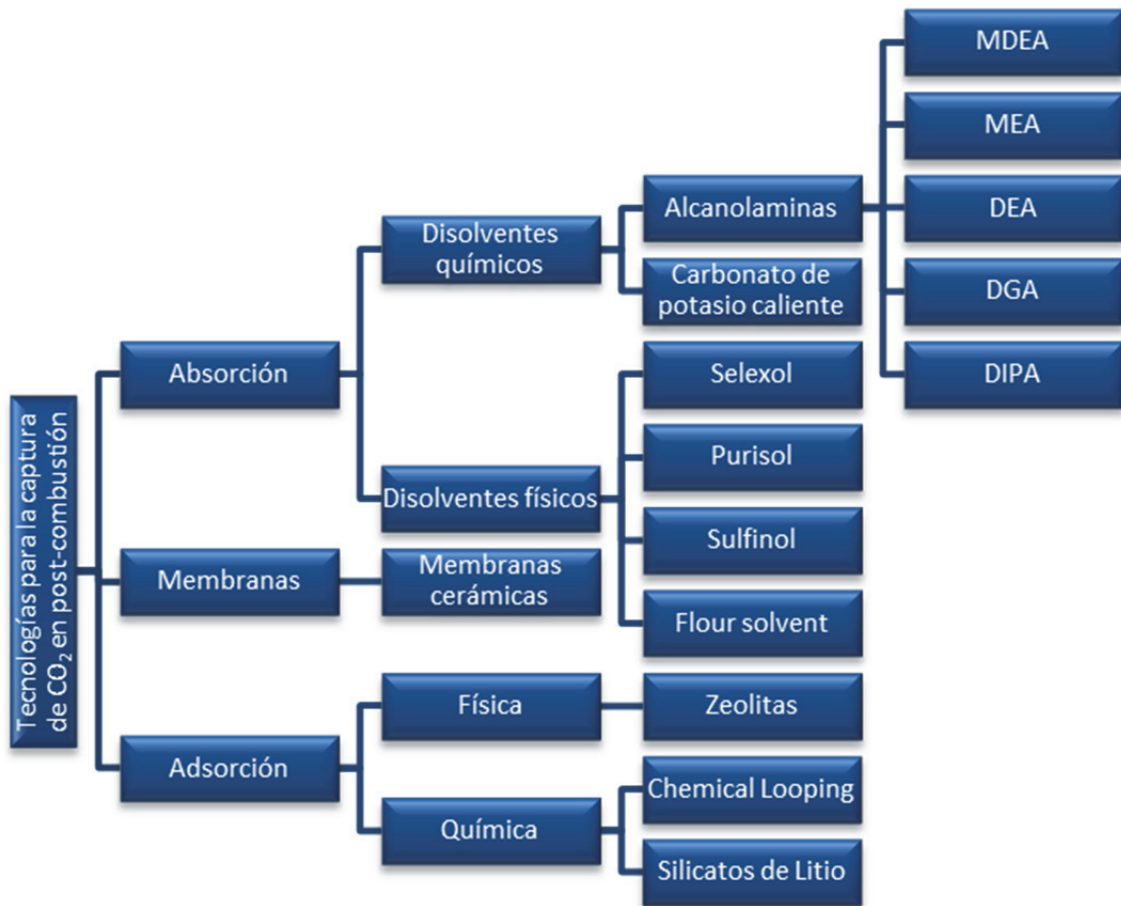


Figura 2. Tecnologías para la captura de dióxido de carbono en post-combustión

La primera instalación de captura de carbono en post-combustión a escala comercial se abrió en Saskatchewan, Canadá, en octubre de 2014. Boundary Dam costó \$ 1,4 mil millones, con una capacidad de capturar del 90% de las emisiones de CO₂, capturando 1.4 millones de toneladas anuales. El reacondicionamiento resultó en una reducción de la capacidad de 139 MW a 110 MW, una pérdida de generación de 20.86% (SaskPower, 2015; Saskpower).

El Instituto Nacional de Electricidad y Energías limpias (INEEL) cuenta con un laboratorio de captura de CO₂ con aminas, donde se está analizando la operación, comportamiento y los parámetros de desempeño del proceso de captura de CO₂ con solventes.

2. Instalaciones

En el INEEL se tiene el siguiente sistema de captura de CO₂, figura 3, el cual consta de dos torres modulares (cada módulo de 40cm de alto) de vidrio borosilicato Schott® Duran 3.3, el cual es un vidrio especial conocido por su estabilidad, y que soporta cambios bruscos de temperatura con una temperatura máxima admisible para uso en corta duración de hasta 500 °C. La torre de absorción consta de 4 módulos de 4" de diámetro y la torre de regeneración de 5 módulos de 5" de diámetro.

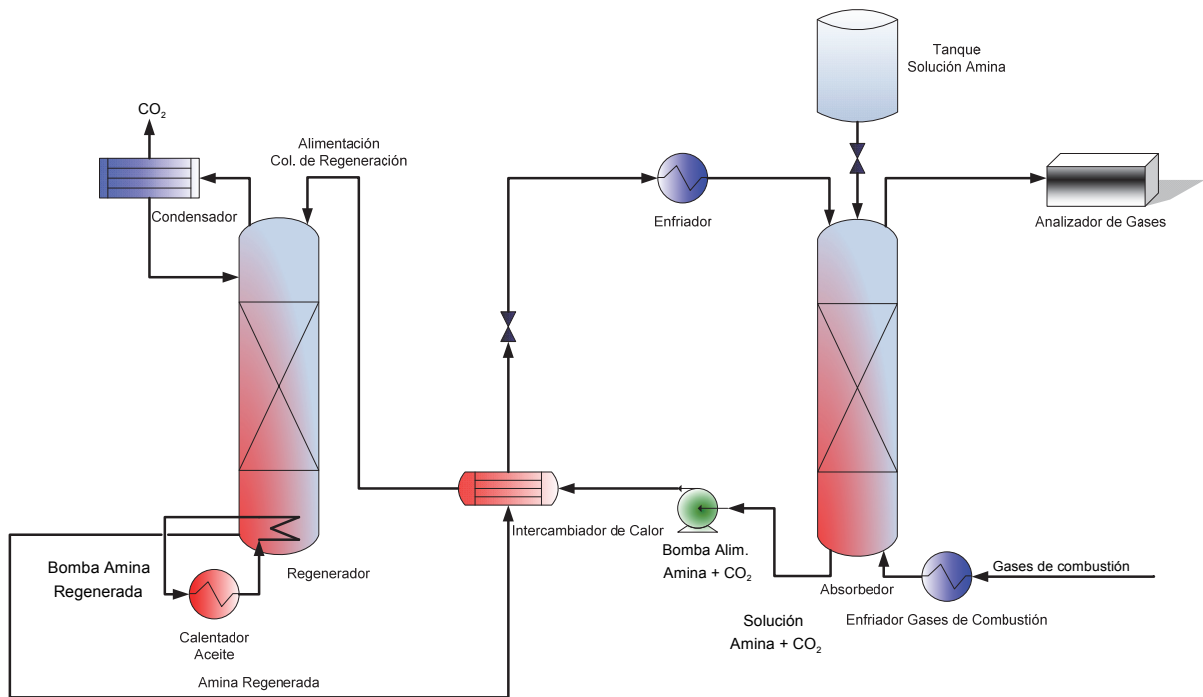


Figura 3. Diagrama del proceso del laboratorio de captura de CO₂ del INEEL

Los módulos se unieron con bridas de Nylamid® y se sellaron con juntas de teflón expandible de Polyflon®, ver figura 4. Las tapas de las torres se hicieron cóncavas con dos entradas en la tapa de la parte inferior, una para la salida de la solución de amina rica en CO₂ y otra para la alimentación del gas. La tapa de la parte superior cuenta con una entrada para la solución de amina. Las torres están empacadas con Anillos Pall de 5/8" de polipropileno, esto para tener una mayor superficie de contacto entre el líquido que escurre hacia abajo y el gas que sube a través del empaque, ver figura 5.

Se instaló un tanque donde se prepara la solución de amina que se alimenta al absorbedor, utilizando para ello una bomba de desplazamiento positivo con control de velocidad para controlar el flujo de solución. La salida de la solución de la torre de absorción es enviada a la coraza de intercambiador de flujo cruzado mediante una bomba que también cuenta con un control de velocidad para alimentar la torre de regeneración, la solución regenerada se bombea a los tubos del intercambiador de calor para posteriormente regresarlo a la torre de absorción, como se puede apreciar en la figura 3. La mezcla de gases conteniendo el CO₂ se alimenta en la parte inferior de la columna de absorción, utilizando rotámetros para controlar los flujos y la concentración de CO₂ en la mezcla. Se tienen termopares y un sistema para monitorear y registrar las de temperaturas en diversos puntos del sistema (ver figura 6).

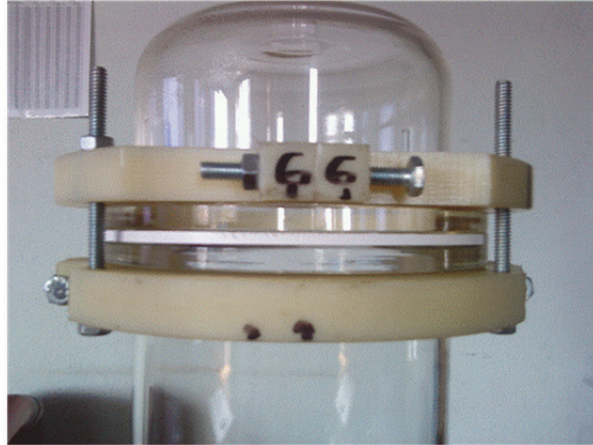


Figura 4. Imágenes de módulos y ensamble de torres (Peralta et al., 2013).



Figura 5. Foto de torre empacada (izquierda) y foto de empaque (derecha).



Figura 6. Foto del laboratorio de captura de CO₂ del INEEL.

3. Colorante

Se cuenta con un indicador de CO₂ el cual se mezcla en la solución de amina y a partir de variaciones en el color de ésta en el proceso de captura de CO₂, nos indica la concentración que contiene de CO₂, ver figura 7 y figura 8.

Menos concentración
de CO₂

Mas concentración
de CO₂



Figura 7. Variación de color de acuerdo al contenido de CO₂.

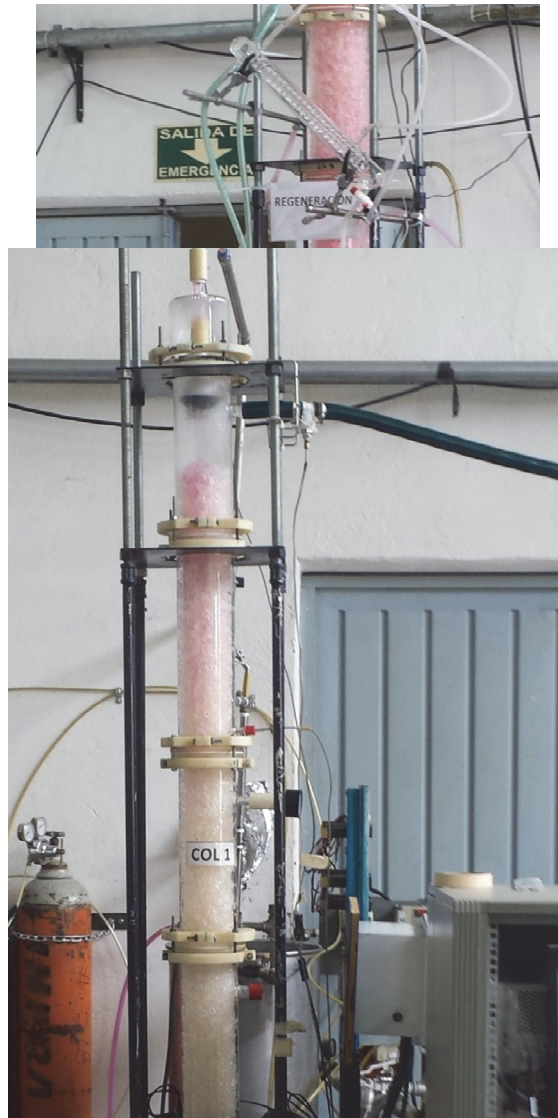


Figura 8. Fotos de las columnas, regenerador (izquierda) y absorbedor (derecha)

4. Pruebas

Los principales parámetros de desempeño de un sistema de captura de CO₂ con aminas son: la eficiencia de remoción de CO₂, la concentración de amina, la reposición de amina al proceso, el repuesto de agua de enfriamiento al sistema, la pureza del CO₂ producido, entre otros, (Rao, A. B. y Rubin, E. S, 2002). Para analizar estos parámetros en el Laboratorio de Captura de CO₂ del INEEL, se tomaron como sistemas con potencial a tener captura en México, las carboeléctricas y los ciclos combinados, debido a la composición del sistema eléctrico mexicano. Las composiciones de CO₂ típicas para una carboeléctrica y un ciclo combinado se muestran en la tabla 1. Se optó por utilizar la MEA como primer solvente debido a que hay bastante información disponible en la literatura, así como es la que se emplea como base comparativa en diversos trabajos en la literatura (Abd, S. N., 2013; Kim et al., 2013; Wilk et al., 2015).

Tabla 1. Composición típica de gases de escape (IPCC, 2005)

Proceso	% vol de CO ₂ (seco)	Impurezas
Ciclo combinado	3-4	Bajos niveles de SO _x y NO _x O ₂ : 12-15%
Carboeléctrica	11-14	Altos niveles de SO _x y NO _x O ₂ : 2-5%

Se realizaron pruebas en la torre de absorción donde se analizó la eficiencia de absorción de CO₂ variando la relación CO₂:MEA (relación molar). Se midió la concentración de CO₂ a la entrada y salida del absorbedor utilizando un analizador de gases TESTO 350.

Pruebas para composición de CO₂ de una carboeléctrica.

Se alimentó un flujo de gases de 104 NL/min, con una composición de 12% vol. CO₂, para la captura se alimentó una solución de MEA al 25 y al 30% en peso, además de variar la relación de alimentación CO₂:MEA.

Tabla 2. Pruebas de captura de CO₂ para gases de una carboeléctrica.

Concentración de MEA	% vol de CO ₂ a la entrada	Flujo de amina ml/min	Moles de CO ₂ /min	Moles de MEA/min	Relación CO ₂ :MEA	% vol de CO ₂ a la salida	Eficiencia de absorción %
25	12	410	0.56	1.7	1:3	3	77.3
25	12	675	0.56	2.8	1:5	2.2	83.5
30	12	344	0.56	1.7	1:3	2.5	81.2
30	12	559	0.56	2.8	1:5	2	85

Pruebas para composición de CO₂ de una central de ciclo combinado, Se alimentó un flujo de gases de 76 NL/min, con una composición de 5.1% vol. CO₂, para la captura se alimentó una solución de MEA al 25% en peso, variando la relación de alimentación CO₂: MEA.

Tabla 3. Pruebas de captura de CO₂ para gases de una central de ciclo combinado

Concentración de MEA	% vol de CO ₂ a la entrada	Flujo de amina ml/min	Moles de CO ₂ /min	Moles de MEA/min	Relación CO ₂ :MEA	% vol de CO ₂ a la salida	Eficiencia de absorción %
25	5.1	54	0.173	0.2	1:1.15	3.37	33.9
25	5.1	128	0.173	0.5	1:2.89	2.36	53.7
25	5.1	299	0.173	1.2	1:6.93	1.9	62.7
25	5.1	468	0.173	1.9	1:10.98	1.48	71.0

5. Análisis de resultados

Para el caso de gases de una carboeléctrica se logró una eficiencia de absorción de al menos 77%, el efecto que se tiene sobre la eficiencia de absorción al aumentar la concentración de amina se hace menos evidente al aumentar la relación molar CO₂:MEA.

Para el caso de gases de una central de ciclo combinado se realizaron varias pruebas a una sola concentración de amina, esto porque se pretendía lograr una eficiencia de absorción similar a la de los gases de una carboeléctrica, la cual se logró con una relación de alrededor de 1:10 de CO₂: MEA.

6. Conclusiones

Con estas pruebas se comenzó a construir las líneas de operación base del desempeño del Laboratorio de Captura de CO₂ del INEEL, cuando se usa MEA como solvente, se comenzó por el absorbedor, falta realizar más pruebas para terminar de construir las líneas de operación base para este primer equipo para los dos casos que se están analizando, para el caso de gases de una central de ciclo combinado no se ha comenzado a analizar la variación en la concentración de MEA.

Además, en el Laboratorio de Captura de CO₂ del INEEL se analizaron algunas variables en la operación que se deben tener en cuenta. Algunas de ellas son:

- Distribuidores de flujo (líquido y gas) en las torres.
- Soportes del empaque.
- Concentración de la amina.
- Relación de alimentación CO₂:MEA
- Temperatura de entrada al regenerador.
- Niveles en las torres de absorción y regeneración.
- Control de flujo de energía en el reboiler.
- Procedimiento de arranque de la planta.

7. Trabajo futuro

Incorporar al proceso la columna de regeneración y realizar pruebas con el sistema completo de absorción y regeneración, en el cual se podrá analizar el proceso completo, incluyendo la energía del reboiler y completar las líneas de operación base del proceso completo.

Se plantea la incorporación de un sistema de control al proceso de captura de CO₂ para analizar de mejor forma el comportamiento de este, así como evaluar sus principales variables.

Llevar a cabo pruebas para caracterizar el desempeño de diferentes solventes en el proceso de captura de CO₂. Las pruebas experimentales se complementarán con simulaciones del proceso de captura de CO₂ con el software Aspen HYSYS.

Referencias

- Abd, S. N., 2013, Comparison of chemical solvent for CO₂ removal from power plant using amine scrubbing process, thesis Faculty of Chemical & Natural Resources Engineering, UNIVERSITI MALAYSIA PAHANG.
- Haszeldine, R.S, 2009, Carbon Capture and Storage: How Green Can Black Be? *Science*, vol.325, pp. 1647–1651
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), *Climate Change 2001: Synthesis report*. Cambridge University Press, Cambridge, UK, 2001
- Kim, Y. E., Lim, J. A., Jeong, S. K., Yoon, Y., Bae, S. T. y Nam, S. C., 2013, Comparison of Carbon Dioxide Absorption in Aqueous MEA, DEA, TEA, and AMP Solutions, *Bull. Korean Chem. Soc.*, vol. 34, pp. 783-787
- Ley General de Cambio Climático, 2012, En Diario Oficial de la Federación. México. Recuperado de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGCC_010616.pdf
- Peralta, M., Palacios, E., y Zavala, A., 2013, PROYECTO 13881: DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA DE ABSORCIÓN DE CO₂ A ESCALA LABORATORIO Y DESARROLLO DE SOLVENTES. Cuernavaca, Morelos, México: Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- Resnik, K.P, 2004; Aqua Ammonia Process for Simultaneous Removal of CO₂, SO₂ and NO_x. *Int. J. Environ. Technol. Manage*, vol. 4, pp. 89–104.
- Rao, A. B. y Rubin, E. S (2002). A Technical, Economic, and Environmental Assessment of Amine-Based CO₂ Capture Technology for Power Plant Greenhouse Gas Control *Environ. Sci. Technol.*, vol. 36, pp. 4467-4475
- Sistema de Información Energética (SEI), <http://sie.energia.gob.mx/>
- Rochelle, G. T., 2009, Amine Scrubbing for CO₂ Capture. *Science*, vol. 325, pp. 1652–1654.
- SaskPower, Boundary Dam CCS project wins international award, January 12, 2015 <http://www.saskpower.com/about-us/media-information/news-releases/boundary-dam-ccs-project-wins-international-award/> (revisada 13.10.17)
- SaskPower, Capturing Carbon and the World's Attention, <http://www.saskpower.com/our-power-future/carbon-capture-and-storage/capturing-carbon-and-the-worlds-attention/> (revisada 13.10.17)
- U.S. Department of Energy, 2010a, Carbon Capture Approaches for Natural Gas Combined Cycle Systems.
- Wilk, A., Więctaw-Solny, L., Śpiwak, D., Spietz, T., Kierzkowska-Pawlak, H; 2015. A Selection of Amine Sorbents for CO₂ Capture from Flue Gases. *Chemical and Process Engineering*, vol. 36, pp. 49-57.
- Working Group III of the Intergovernmental Panel on the Climate Change (IPCC) (2005). *Carbon Dioxide Capture and Storage*, Intergovernmental Panel on the Climate Change (IPCC); Cambridge University Press: Cambridge, U.K. and New York.

LA ACEPTABILIDAD SOCIAL DE LAS TECNOLOGÍAS ENERGÉTICAS

Ana Prades

Centro de Investigación Socio-técnica (CISOT-CIEMAT), Barcelona *E-mail:*
ana.prades@ciemat.es

Resumen

Este capítulo muestra el origen y evolución de la línea de investigación en percepción social y comunicación del riesgo, desde las posiciones más tecnocráticas de los inicios hasta las más participativas de nuestros días. Se describen brevemente y de forma crítica las principales aproximaciones conceptuales y metodológicas a la percepción social del riesgo, incluyendo el Paradigma Psicométrico, la Teoría Cultural, la Teoría de la Amplificación Social y la Sociología Interpretativa. Se presentan, a continuación, las formulaciones más recientes al concepto de aceptabilidad social de tecnologías energéticas que se ilustran mediante experiencias concretas de aceptabilidad de proyectos de captura y almacenamiento de CO₂ en la Unión Europea. Por último, se destacan las implicaciones prácticas de todo lo anterior tanto en términos de investigación futura como de gobernanza de tecnologías energéticas.

1. Introducción

La gobernanza del riesgo tecnológico y ambiental, unida a la promoción del desarrollo sostenible, constituye un reto esencial para la sociedad contemporánea. Gran parte de las políticas públicas pretende influir en la opinión pública, fomentando comportamientos preventivos y/o evitando aquellos que no resultan sostenibles. Sin embargo, la ciudadanía despliega un amplio rango de acciones que van desde la mera indiferencia hasta el rechazo o la protesta, lo que, a su vez, puede traducirse en una mayor degradación ambiental o en una excesiva exposición al riesgo por parte de la población. La controversia social se reconoce ya, sin duda, como una de las principales barreras no tecnológicas al desarrollo de proyectos energéticos y constituye un aspecto crítico, tanto para la gobernanza del riesgo como para la legitimidad democrática. El presente artículo muestra cómo la investigación social ha intentado comprender y resolver estos retos.

En primer lugar, analizamos el origen y la evolución de los estudios sobre percepción y comunicación social del riesgo, desde las aproximaciones más tecnocráticas de los inicios hasta las más participativas de los últimos tiempos. A continuación, introducimos las formulaciones más recientes del concepto de aceptabilidad social de tecnologías energéticas, con especial atención a la denominada aceptación por parte de la comunidad local. Finalmente, para ilustrar la complejidad de los factores que subyacen a la respuesta local ante proyectos energéticos, comentamos experiencias concretas sobre la aceptabilidad de proyectos de captura y almacenamiento de CO₂ en la Unión Europea. Concluimos con una breve reflexión sobre las implicaciones prácticas de estos casos tanto para la investigación social como para la gobernanza de las tecnologías energéticas.

2. La investigación social del riesgo

2.1. Los orígenes y el debate sobre el riesgo aceptable

La preocupación pública en torno al riesgo tecnológico coincide con el despliegue de las primeras aplicaciones comerciales de la energía nuclear civil, durante las décadas de 1960 y 1970. Impera el optimismo tecnológico y se consolida la necesidad de evaluar científicamente los posibles riesgos asociados al desarrollo. Como apunta Leiss (1996), en aquel contexto

histórico, el análisis del riesgo se configura como una herramienta esencial, pues, para funcionar adecuadamente en un mundo de crecientes oportunidades tecnológicas, resulta indispensable evaluar y gestionar los riesgos con la mayor precisión. Se produce, así, la expansión de los denominados análisis de riesgo, centrados en evaluar, a través del análisis probabilístico y estadístico, la posibilidad de ocurrencia de los riesgos derivados de los avances tecnológicos. Demostrar científicamente la seguridad de las nuevas instalaciones tecnológicas se convierte en prioridad fundamental. Sin embargo, a pesar de los resultados y estimaciones derivadas de las intensas y costosas investigaciones en el ámbito de la seguridad, la preocupación y el rechazo social continuaban aumentando. El incremento en la oposición pública no era proporcional al de los niveles objetivos de riesgo que reflejaban los análisis de seguridad. El paradigma de este tipo de actividad, que la población considera arriesgada en mucha mayor medida que los expertos, sería precisamente la energía nuclear (Flynn et al., 1993). En aquellos momentos, tuvo lugar el accidente nuclear de Three Mile Island (1979) y, aunque el alcance “objetivo” fue limitado (número de heridos y defunciones) puso de manifiesto la enorme importancia de los «costes añadidos» al propio accidente, tales como la estigmatización de áreas con instalaciones peligrosas, el impacto sobre la vida económica y mercantil local, el descenso del valor de las viviendas, el incremento en los costes de los seguros, etc. Así, a medida que los conflictos sociales adquirían mayor protagonismo, se reconoció que la «percepción social del riesgo» era una cuestión que requería atención, pues en ella parecían situarse las claves de las discrepancias entre expertos y público. Además, este interés por la percepción del riesgo respondía en gran medida a la necesidad de distribuir adecuadamente recursos, especialmente económicos, así como a la necesidad de hacer rentables las crecientes inversiones en seguridad (Prades y González, 1999).

La investigación sobre percepción del riesgo partía, pues, de la creencia de que se podría identificar objetivamente un nivel de riesgo aceptable, que ayudara a gestionar tecnologías peligrosas. El origen de este debate sobre el “riesgo aceptable” (Espluga, 2004a; Prades y Solà, 2004; Puy, 1995) se asocia a la publicación en la revista *Science* de una metodología que pretendía generar bases científicas para establecer umbrales de riesgo aceptable que, a su vez, se pudieran utilizar normativamente en la toma de decisiones (Starr, 1969). Así, por ejemplo, si, durante un período determinado, la ciudadanía no protestaba ante los riesgos derivados de los automóviles, la tasa de mortalidad anual provocada por ellos se podría considerar como la aceptada por la sociedad y, por tanto, un indicador del nivel de riesgo aceptable. Starr argumentaba que «la sociedad» establece un nivel aceptable de riesgo mediante la contrastación permanente entre daños y beneficios, de tal manera que, cuantos más beneficios genere una actividad, más aceptable será el riesgo asociado a ella. A partir de registros estadísticos, el autor observó también que los riesgos asumidos voluntariamente (como conducir, esquiar o nadar) presentaban niveles de aceptación mucho más altos que los riesgos impuestos (como la contaminación atmosférica o los residuos radioactivos) e interpretó este postulado como una ley universal.

Estos argumentos pronto fueron cuestionados – por Otway y Cohen (1975) entre otros– por la escasa consistencia de la evidencia empírica y, sobre todo, por la suposición de que la ausencia de protesta activa contra una tecnología implicara su aceptación. También se discutió la distinción entre riesgos voluntarios e involuntarios, ya que algunas personas pueden asumir un riesgo voluntariamente, mientras que, para otras, ese mismo riesgo puede ser inevitable (por ejemplo: conducir). Aun así, la crítica fundamental al concepto de riesgo aceptable radica en la consideración de que lo que se acepta no son riesgos, sino opciones, y el riesgo es solo una característica, entre otras, a la hora de evaluar y elegir entre aquellas opciones (Fischhoff et al., 1981). La relación entre percepción del riesgo y aceptabilidad no es directamente proporcional ni estrictamente causal (Prades et al, 2015).

2.2. La tradición investigadora en percepción social del riesgo

A partir de 1980, desde diversas tradiciones y disciplinas, las ciencias sociales se centraron en generar conocimientos y métodos para la adecuada comprensión de las dimensiones sociales del riesgo y su relación con los procesos de aceptabilidad. A continuación sintetizamos las principales aproximaciones, destacando sus potencialidades y limitaciones.

El Paradigma Psicométrico, desarrollado por el Grupo de Oregón y basado en numerosos estudios empíricos, pretende explicar por qué algunos fenómenos generan alta ansiedad y temor, mientras que otros dejan indiferentes, así como las discrepancias entre las reacciones de los diversos grupos sociales, especialmente entre expertos y legos (Fischhoff et al., 1978; Irwin y Wynne, 1996; Krimsky y Golding, 1992; Pidgeon et al., 2003). Este paradigma ha constatado que la percepción del riesgo se relaciona con ciertas características de los peligros, entre las que destacan: el grado de familiaridad, el nivel de conocimientos, la sensación de control, , el potencial catastrófico, etc., a lo que siempre es necesario añadir los beneficios asociados a la actividad que da lugar al riesgo. Estas dimensiones se agrupan, a su vez, en dos factores básicos (Slovic, 1993, 1996): “el potencial catastrófico” (incontrolabilidad, pánico, consecuencias fatales, alto riesgo para las generaciones futuras, involuntariedad) y “el grado de conocimiento o de familiaridad” (inobservable, desconocido para aquellos expuestos a él, desconocimiento de la ciencia). Así, los partidarios del paradigma psicométrico sostienen que las estructuras cognitivas de los sujetos son constantes, no varían a lo largo de las culturas.



Figura 1. Paradigma Psicométrico. Fuente: Fischhoff et al., 1978; Irwin y Wynne, 1996; Krimsky y Golding, 1992; Pidgeon et al., 2003.

El enfoque psicométrico constituye la perspectiva más prolífica en este ámbito pero también presenta limitaciones relevantes. Parte de los primeros hallazgos psicométricos demostraron no ser tan universales como se esperaba, al ser sensibles a diferencias demográficas, de grupo, y culturales. Según Turner y Wynne (1992), el paradigma asume demasiado fácilmente la existencia objetiva e independiente del riesgo, al margen de su complejo contexto social.

La Teoría Cultural del Riesgo postula la percepción del riesgo como un proceso social, de modo que cada sociedad elige selectivamente sus riesgos, poniendo especial énfasis en unos y restando importancia a otros (Douglas y Wildavsky, 1982; Wildavsky y Dake, 1990). Esta selección no se basa necesariamente en evidencia científica ni tampoco en cuestiones primarias como la seguridad personal o medioambiental. En última instancia las preocupaciones y temores ante el riesgo constituyen mecanismos de control de las relaciones sociales que actúan de acuerdo con diversos patrones de interacción social. Así, la teoría predice diferencias entre culturas o grupos con diferentes "estilos de vida", como el igualitario, el jerárquico o el individualista (Dake, 1991). Los sesgos culturales modulan la atención selectiva al riesgo, fortaleciendo el estilo de vida propio y oponiéndose al resto. Así, los jerárquicos, por ejemplo, valoran el orden establecido, confían en los expertos y temen los desórdenes sociales y las conductas desviadas.



Figura 2 Teoría Cultural del Riesgo. Fuente: Douglas y Wildavsky, 1982; Wildavsky y Dake, 1990.

Entre las críticas destaca la dificultad para aplicarlo de modo empírico y su rigidez, ya que deja poco margen a la acción reflexiva de los individuos y, en cierto modo, presupone una realidad estática que obstaculiza el cambio. Su principal virtud radica en incorporar los sistemas de valores de las sociedades y la noción de justicia al debate del riesgo.

La Teoría de la Amplificación social del riesgo: Con la intención de integrar el paradigma psicométrico y la teoría cultural, Kasperson y colaboradores desarrollaron un modelo que permitiera superar las críticas recibidas por ambos enfoques (Kasperson et al, 1988; Burns et al, 1993; Pidgeon et al, 1992). Su postulado inicial sostiene que los sujetos habitualmente no tienen experiencia directa con los riesgos a los que están expuestos, de forma que su relación con ellos (sus conocimientos, actitudes, etc. hacia dichos riesgos) se establece a través de la información que los sujetos reciben de las instituciones, grupos o individuos. El modelo pretende evaluar cómo influye en "el receptor de la información" el comportamiento de los "informantes". Ciertos colectivos como la comunidad científica, los gestores del riesgo, los medios de comunicación, los líderes de opinión, etc., actúan como "estaciones sociales", procesando las señales de riesgo y modulando, con su respuesta, la percepción del riesgo en el receptor de la información, ya sea amplificando o atenuando dicho riesgo.



Figura 3. Teoría de Amplificación social del riesgo. Fuente: Kasperson et al, 1988; Burns et al, 1993; Pidgeon et al, 1992.

Se trata de un modelo dinámico (Renn, 1991, 2003) y, hasta el momento, se ha aplicado tanto para comprender los procesos de comunicación como para explorar las relaciones entre las respuestas individuales, sociales y políticas al riesgo (Pidgeon et al., 2003). Sin embargo, las dificultades para contrastarlo empíricamente han dado lugar a que se considere más un marco descriptivo de la percepción del riesgo que una estricta teoría, aplicable y verificable.

La Sociología Interpretativa, desarrollada durante las dos últimas décadas, propone un enfoque alternativo a las corrientes dominantes (Horlick-Jones et al., 2003; Wynne, 1996; Irwin et al., 1996, 1999; Walker et al., 1998). Desde esta aproximación, la investigación no debería dedicarse tanto a identificar las percepciones del riesgo real u objetivo, sino a averiguar las lógicas o racionalidades de la vida cotidiana desde las que la ciudadanía identifica y experimenta los riesgos, las actividades que los generan y las instituciones que los gestionan (Turner y Wynne, 1992; Horlick-Jones, 2005). En esencia, esta corriente sugiere que nuestras respuestas ante el riesgo no son meramente calculadoras e instrumentales, sino que reflejan la especificidad del riesgo en cuestión y de los contextos en que dicho riesgo acontece, incluyendo las correspondientes relaciones de poder (Horlick-Jones y Prades, 2009).



Figura 4. Sociología Interpretativa, Fuente: Horlick-Jones et al., 2003; Wynne, 1996; Irwin et al., 1996, 1999; Walker et al., 1998

Esta aproximación permite integrar en un mismo análisis todas las dimensiones relacionadas con los procesos de riesgo, incluidas las económicas, socioculturales o político- institucionales.

2.3. La evolución de la comunicación del riesgo

La “comunicación del riesgo” ha experimentado un proceso paralelo al de la investigación en percepción: desde perspectivas más simples y restrictivas hacia paradigmas más complejos. Así, durante los 1970 y 1980, bajo la fórmula de campañas informativas, la finalidad era “reducir la diferencia” entre las percepciones de expertos y público. Estas campañas, basadas en el “modelo del déficit cognitivo”, presuponían que los expertos tienen mejor y más información sobre el riesgo, mientras que el público es ignorante o no tiene la información necesaria para entender la situación. Para los responsables de empresas e instituciones políticas era evidente que, para evitar creencias irracionales y comportamientos inadecuados, se debía informar correctamente a la ciudadanía sobre la bondad de las investigaciones y los análisis técnicos sobre riesgos. Se trataba, simplemente, de comunicar correctamente el riesgo. Sin embargo, pronto se constató que no existe una relación causal directa entre la información sobre los riesgos y los comportamientos ante ellos (Irwin et al., 1999).

A partir de los 1990 se enfatizan perspectivas holísticas y multidimensionales, que integran el marco social, político y cultural (Gonzalo y Farré, 2011; Pidgeon et al., 2003; Poumadère, 2008). En esta década surgen normas y directrices que promueven la mejora de la gestión del riesgo mediante el establecimiento de medidas de información pública de forma que la comunicación se convierte en punto clave para el estudio y la práctica de la gobernanza del riesgo. La renovada directiva europea Seveso (de 1996), que exige a las empresas químicas una política informativa real, o el Convenio de Aarhus (de 1998), sobre la obligación de las administraciones estatales de informar al público sobre temas ambientales, son un buen ejemplo de esta tendencia. En paralelo, los ciudadanos reclaman más información, una demanda que a menudo tiende al infinito, o se quejan de tener dificultades para interpretarla y darle sentido. Estas reclamaciones no dejan de proliferar, a la vez que la información de los medios de comunicación tiende a considerarse de baja calidad y no siempre digna de tener en cuenta (Barnett, 2008). Este es el contexto en el que, ya a mediados de los 1990, el psicólogo Baruch Fischhoff (1995: 138) condensa la evolución de los supuestos de la comunicación del riesgo tal como sigue:

- Todo lo que debemos hacer es tener los datos correctos
- Todo lo que debemos hacer es comunicar los datos a los ciudadanos
- Todo lo que debemos hacer es explicar qué significan los datos
- Todo lo que debemos hacer es mostrarles que han aceptado riesgos similares en el pasado
- Todo lo que debemos hacer es mostrarles que es un buen negocio para ellos
- Todo lo que debemos hacer es tratarlos bien
- Todo lo que debemos hacer es incluirlos como miembros del proceso de decisión
- Todo lo que debemos hacer es todo lo anterior

Figura 5. Evolución de la comunicación de riesgos. Fuente: Baruch Fischhoff (1995: 138).

Este reconocido listado secuencial refleja fielmente la historia de la comunicación del riesgo, desde la exclusión inicial del público, a la necesidad de mantenerlo informado, a la consideración de dimensiones sociales - más allá de las cognitivas - para generar confianza, hasta incluir la visión del público en el proceso de definición y gestión del riesgo. Hoy día, décadas después, son aún demasiado frecuentes los gestores de riesgos que ignoran (o

aparentan hacerlo) esta evolución de la comunicación del riesgo, lo que quizá sea un indicador de las dificultades para implementar la participación e implicación ciudadanas en las políticas ambientales y/o de gestión de riesgos.

2.4. Hacia la gobernanza del riesgo y la implicación ciudadana en las políticas ambientales

Como acabamos de ver, la bibliografía contemporánea sobre riesgo constata, tanto para gobiernos como para empresas, la necesidad de alcanzar una mejor comprensión de los públicos a los que se dirigen y de cómo estos dan sentido a los riesgos a los que están expuestos (Horlick- Jones et al., 2003; Otway, 1992; Petts et al., 2001; Renn, 2003, 2008;). Tanto las teorías de percepción social como los enfoques sobre comunicación de riesgo han evolucionado progresivamente hacia esta definición de la problemática. En el fondo, los procesos de gestión de riesgos y las respuestas sociales a los mismos revelan una disfunción en la toma democrática de decisiones. Así, aunque la comunicación del riesgo continúa siendo un elemento crucial tanto para el sector público como para el privado, a partir de la década de 2000, la agenda pública se viene orientando, claramente, hacia planteamientos vinculados a la gobernanza y a la implicación de los actores protagonistas en la gestión del riesgo (Horlick-Jones, 2008): la gestión del riesgo se reconoce como un elemento esencial de un buen gobierno. Aunque ciertos autores, como Mejlgaard (2009), consideran que la participación ciudadana no es tan relevante —en lo que a la justificación social de la ciencia y la tecnología se refiere— y que el foco debe resituarse en la comunicación unidireccional, buena parte de la literatura sugiere que la ciudadanía debería poder asesorar a los políticos ante decisiones sobre opciones tecnológicas, aun reconociendo que su saber técnico al respecto puede ser muy limitado. Esta es la postura que apela al compromiso normativo de extender la democracia y al reconocimiento de que el saber técnico es, también, limitado.

Tras este breve recorrido por la investigación en percepción y comunicación del riesgo, sintetizamos ahora las aproximaciones más recientes en el ámbito de la aceptabilidad social de las tecnologías energéticas.

3. Los análisis de aceptabilidad social de tecnologías energéticas

3.1. El concepto de aceptabilidad social

Las formulaciones más recientes del concepto de “aceptabilidad social” de tecnologías energéticas diferencian tres dimensiones clave: socio-política, local y del mercado:

Aceptabilidad de tecnologías y políticas (Socio-política): se refiere a la aceptabilidad de la tecnología energética y de las políticas que configuran su desarrollo en el nivel más genérico; incluye tanto la opinión pública como la de los actores sociales clave y los responsables públicos con competencia en la materia.

Aceptabilidad de infraestructuras (Comunidad Local): se refiere a la aceptabilidad de proyectos concretos en el ámbito local, incluyendo poblaciones afectadas, actores sociales clave y autoridades públicas competentes en el contexto local.

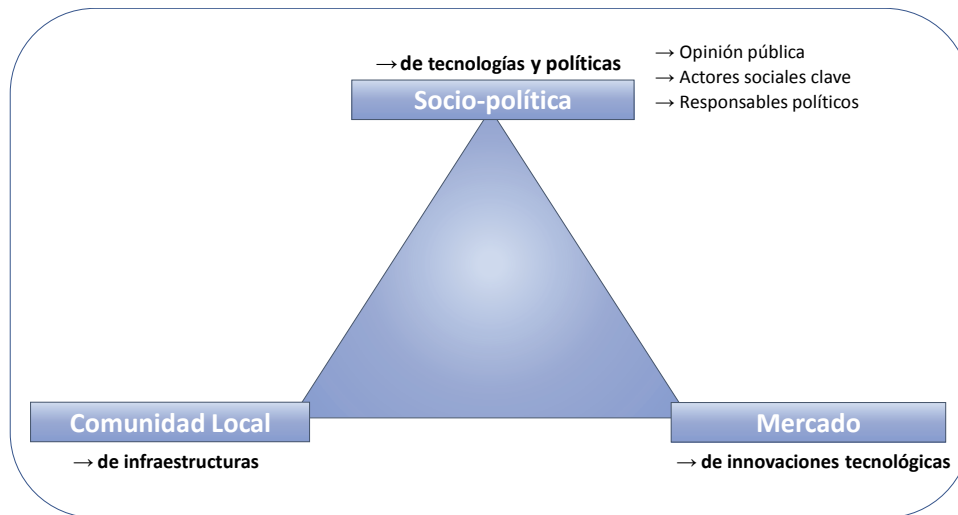


Figura 6. Modelo Triangular de Aceptabilidad Social de Tecnologías Energéticas (Wüstenhagen et al, 2007)

Aceptabilidad de la innovación tecnológica (Mercado): se refiere al proceso mediante el que los actores económicos adoptan y apoyan (o no) la innovación tecnológica; se plantea también en sentido muy amplio, incluyendo consumidores e inversores.

3.2. La aceptabilidad de tecnologías de CAC (Captura y Almacenamiento de CO2)

Pasamos a ilustrar el concepto de aceptabilidad social mediante la evidencia disponible en el ámbito de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO2. Así, presentaremos algunos resultados relativos a la aceptabilidad por parte del público no experto, sea población general o comunidades afectadas por un proyecto concreto. La aceptabilidad por parte de “actores sociales clave” y de “responsables públicos” con competencia en la materia es, sin duda, crucial y altamente relevante ya que, al fin y al cabo, son quien define los marcos legislativos y de financiación para el despegue (o no) de una tecnología energética. Igualmente relevante es la aceptabilidad de las innovaciones tecnológicas por parte del “mercado”, pero estos son temas que requerirían su propia consideración y merecerían ser objeto de un análisis aparte. Por tanto, considerando la finalidad y alcance de este documento, en esta sección nos centramos en la aceptabilidad de tecnologías CAC por parte del público no experto.

3.2.1. Aceptabilidad Social de la tecnología de CAC (Opinión Pública)

El más reciente Eurobarómetro sobre “Concienciación y Opinión Pública hacia las tecnologías CAC” (EB Especial 364, 2011) incluyó 12 países de la UE (Alemania, GB, Italia, España, Holanda, Polonia, Finlandia, Francia, Grecia, República Checa, Bulgaria y Rumania). En 6 de ellos existen proyectos de CAC (Holanda, GB, Italia, España, Alemania y Polonia). En la Figura 7 se resumen los resultados más significativos de esta encuesta en términos de conocimiento, percepción de eficiencia y percepción de beneficios asociados (en abstracto) a la posible ubicación de un proyecto de CAC en la región.

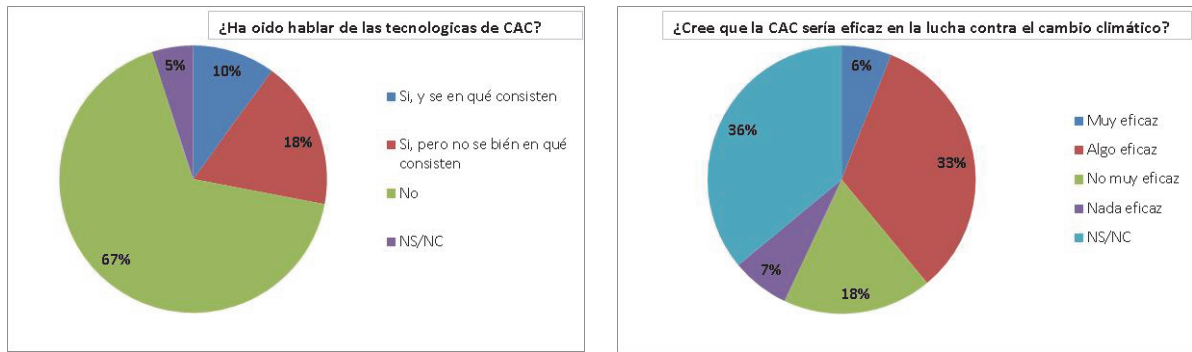


Figura 7. Encuesta en términos de conocimiento, percepción de eficiencia y percepción de beneficios asociados.

Como se puede observar, solo un 10% de los ciudadanos europeos manifiesta conocer las tecnologías de CAC. Las tasas de conocimiento son especialmente elevadas en Holanda (52%), seguidas a distancia de Alemania (15%) y Finlandia (12%). Prácticamente el 47% considera que la CAC es buena opción para combatir el cambio climático. Por lo que se refiere a la percepción de los posibles beneficios de un proyecto de CAC en tu comunidad, de nuevo, el desconocimiento es la nota dominante: casi el 40% no sabe o no contesta; mientras que un porcentaje parecido opina que no recibiría beneficios. Preocupa, sobre todo, la idea del almacenamiento a menos de 5 km del hogar (61%).

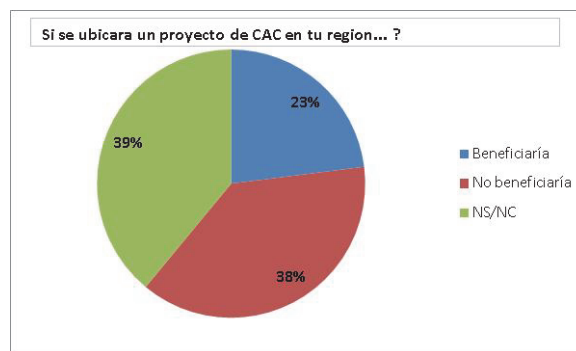


Figura.8.-Distribución de ubicación de proyecto CAC.

La mayoría querría formar parte del proceso de decisión sobre la ubicación de proyectos en su país, y reclama la participación de expertos independientes, como las ONGs. Se reclama también una regulación pública común para la UE y se opta por emplazamientos en áreas de baja densidad de población. Las preferencias sobre el mix energético apuntan hacia las energías renovables, aunque la CAC se considera una opción de futuro (60%) siempre que se contemple el uso de carbón.

Un reciente estudio llevado a cabo en España, con una muestra representativa de la población nacional (Sala et al, 2016) ratifica este escenario en nuestro país. Así, la opinión pública hacia la CAC se caracteriza por el gran desconocimiento y la reacción inicial positiva que tiende a tornarse neutra a medida que se conocen mejor los detalles de la tecnología. Como en otros contextos (Prades y Oltra 2009) la aceptación de un proyecto concreto es menor que la de la tecnología, existen diferencias importantes en función de los perfiles individuales y, de nuevo, emergen como dimensiones críticas la confianza y la percepción de justicia.

A modo de conclusión es importante destacar que, al igual que en el desarrollo de otras tecnologías energéticas – como es el caso de la energía eólica, la opinión de la población general siendo relevante puede no resultar determinante. Es preciso comprender los mecanismos que orientan las inquietudes y expectativas públicas y generar respuestas adecuadas; sin duda, pero lo que la evidencia más reciente enfatiza el protagonismo de las comunidades afectadas por proyectos concretos y de los actores sociales clave (en particular

autoridades competentes y mercados). Pasamos, por tanto, a comentar la evidencia disponible en términos de respuesta social a proyectos concretos de CAC en el ámbito de la UE.

3.2.2. La aceptabilidad de proyectos de CAC (Comunidad Local)

La investigación previa ha puesto de manifiesto al menos dos cuestiones clave: a) los conflictos en torno a la ubicación de instalaciones energéticas (dimensión local) han sido cruciales en el desarrollo de nuevas tecnologías; y b) la aceptabilidad social de una infraestructura no sólo depende de las características de la tecnología o de la instalación, ni tampoco se rige por posturas “egoístas” de la comunidad local (Covello y Allen, 1988; Furuseth, 1989; Lófsted, 2002). Al contrario, en concordancia con la investigación en percepción del riesgo, la evidencia sugiere que en la respuesta local a la ubicación de emplazamientos encontramos tres tipos de factores (Uphman et al, 2009; Whitmarsh et al, 2011): las características de la tecnología; los procesos psicológicos; y los contextos sociales e institucionales. Las ciencias sociales constatan pues la complejidad de los procesos de aceptabilidad, en los que intervienen cuestiones como la falta de confianza, el rechazo a los promotores y/o reguladores, y cómo se planifican y gestionan los proyectos. No es una mera respuesta a la instalación en si misma (Wolsink, 2000; Warren et al, 2005; Wolsink, 2007).

Así, la literatura ha identificado un conjunto de factores particularmente relevantes para comprender las respuestas de la comunidad local ante proyectos de captura y almacenamiento de CO2 (Oltra et al, 2012):

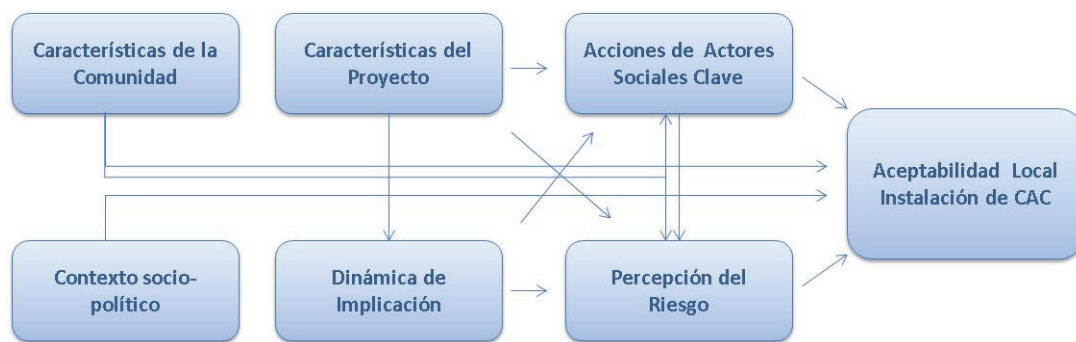


Figura 9. Factores de emplazamientos. Fuente: (Uphman et al, 2009; Whitmarsh et al, 2011).

Para ilustrar estos factores sintetizamos a continuación la evidencia obtenida al analizar cinco proyectos de CAC en el contexto del Proyecto NEARCO2 (New participation and communication strategies for neighbours of CO2 capture and storage operations), financiado por el VII Programa Marco de la UE. La metodología combinó entrevistas a actores clave y análisis de fuentes secundarias (medios de comunicación local, documentación y páginas Web de los proyectos, materiales informativos, etc.). Estos casos representan prácticamente la totalidad de experiencias en el ámbito europeo en aquel momento y cubren un importante rango de diversidad en términos de los factores anteriormente citados: reacción local, tipo de comunidad, tipo de proyecto, rol de actores clave, contexto socio-político; dinámicas de implicación y percepción del riesgo. La Tabla 1 presenta los diversos proyectos de CAC:

Tabla 1. Proyectos CAC.

Proyecto CAC	País	Rechazo local	Situación
Ketzin	Alemania	No	Operativo
Hontomín	España	No	Operativo
Barendetch	Holanda	Si	Cancelado
Beeskow	Alemania	Si	Cancelado
Belchatów	Polonia	Parcial	Operativo

A continuación sintetizamos, muy brevemente, la evidencia disponible en cada uno de estos cinco casos europeos para cada uno de los factores contemplados en el modelo propuesto para comprender las respuestas locales ante las infraestructuras de CAC (Tabla 2).

Esta breve aproximación a las reacciones locales arroja algún indicador de los que podríamos denominar “patrones de éxito” para la convivencia entre las infraestructuras y las comunidades locales: proyectos de investigación; promovidos por instituciones públicas con vínculos estables y de confianza con la comunidad; estrategias de implicación proactivas y honestas; protagonismo de expertos de prestigio; beneficios muy apreciados; en zonas aisladas con buena tradición y experiencia pasada con la industria petrolera. Afinando más, aún a pesar de la imposibilidad de atribuir una única causa – siempre en consonancia con los hallazgos de la investigación en percepción y comunicación de riesgos, son tres los aspectos que emergen como especialmente relevantes: los niveles de confianza, la calidad del proceso de implicación, y la justificación de la ubicación. En definitiva, la complejidad inherente a los procesos de percepción de riesgos y de aceptabilidad de tecnologías energéticas genera incertidumbre en la atribución de una causa particular, pero esta incertidumbre no debe impedir el análisis sistemático de las mismas.

Tabla 2. Características de la respuesta locales ante las infraestructuras de los proyectos CAC

Características del proyecto

Hontomín y Ketzin	<ul style="list-style-type: none"> - Investigación científica efectos de inyección de CO₂; innovación tecnológica internacional - Coordinado por organismos I+D y universidades; rol clave científicos; alta confianza en promotores
Beeskow	<ul style="list-style-type: none"> - Comercial; promovido y dirigido por Vantefall – gran compañía eléctrica - Apoyado por el gobierno regional; escasa confianza en promotor
Barendetch	<ul style="list-style-type: none"> - Comercial; promovido por Shell – gran compañía eléctrica - Respuesta convocatoria del Gobierno Central; escasa confianza en promotor
Belchatów	<ul style="list-style-type: none"> - Comercial; coordinado por PGE - compañía pública - Iniciativa “impuesta” por la Comisión Europea; apoyado por Gobierno Central

Características de la Comunidad

Hontomín	<ul style="list-style-type: none"> - Zona aislada, población envejecida; escaso desarrollo industrial; relación previa con industria petrolera
Ketzin	<ul style="list-style-type: none"> - Familiaridad industria petrolera; proyecto ubicado en antiguo almacenamiento de gas natural
Beeskow	<ul style="list-style-type: none"> - Zona rural, poca densidad de población; poco protagonismo de la industria; vocación turística, alto valor paisajístico y medioambiental; intento de recuperar tradición local y casco antiguo
Barendetch	<ul style="list-style-type: none"> - Zona urbana, tamaño medio-grande, zona industrial, alta densidad de población; clase media; desarrollo de grandes infra-estructuras en los últimos años
Belchatów	<ul style="list-style-type: none"> - Zona rural, aislada; elevado potencial geotérmico

Dinámica de Implicación

Hontomín	<ul style="list-style-type: none"> - Actitud abierta y proactiva hacia la comunidad; reconocimiento relevancia de los procesos de aceptabilidad - Actividades informales de implicación con comunidad local; reuniones y entrevistas
Ketzin	<ul style="list-style-type: none"> - Estrategia exhaustiva de información al público local por parte del promotor; diversidad de canales - Representantes de la comunidad implicados antes de que empezaran la prospección geológica
Beeskow	<ul style="list-style-type: none"> - La comunidad “oye” hablar del proyecto CUANDO ya se habían tomado las decisiones - La información se considera sesgada; rechazo activo de grupos locales
Barendetch	<ul style="list-style-type: none"> - Implicación temprana y continuada PERO no responde a la inquietud local - Reacción defensiva de promotor y regulador
Belchatów	<ul style="list-style-type: none"> - Plan de comunicación más allá del requerimiento legal; énfasis en seguridad; encuentros y seminarios - Implicación activa líderes locales; conferencias y eventos PERO se demanda implicación local en fases previas

Percepción del Riesgo

Hontomín	<ul style="list-style-type: none"> - Escasa preocupación ante posible contaminación del agua y/o impactos en la propiedad privada - Percepción de beneficios para la comunidad; estímulo para la zona; confianza en científicos
Ketzin	<ul style="list-style-type: none"> - Sentimiento de seguridad por las reducidas cantidades inyectadas; percepción de beneficios locales - Confianza en que el proyecto se detendrá ante la menor fuga y en científicos que lideran el proyecto
Beeskow	<ul style="list-style-type: none"> - Amplio debate público entorno al riesgo; preocupación ante posibles fugas, accidentes fatales, contaminación de aguas subterráneas; impactos negativos en el mercado inmobiliario y el turismo - “Captura” posibles inversiones a renovables; ausencia de beneficios locales; falta de confianza en promotor
Barendetch	<ul style="list-style-type: none"> - Preocupación por impacto en la salud y el control de la actividad; intereses ocultos; falta de transparencia - Cuestionamiento de la idoneidad de la ubicación; sobre carga de infraestructuras tecnológicas
Belchatów	<ul style="list-style-type: none"> - Elevada preocupación ante posibles fugas, terremotos, explosiones, contaminación agua potable y suelos. - Riesgos socio-económicos: pérdida valor terreno, reubicación población, perjuicio desarrollo geotermal

Acciones Actores Clave

Hontomín	<ul style="list-style-type: none"> - Postura cooperativa y colaborativa
Ketzin	<ul style="list-style-type: none"> - Postura cooperativa y colaborativa
Beeskow	<ul style="list-style-type: none"> - Oposición de todos los partidos políticos locales, incluso frente a la directriz del partido nacional - Rechazo de asociaciones de ganaderos y locales... hasta la cancelación del proyecto
Barendetch	<ul style="list-style-type: none"> - Ayuntamiento, activistas locales, partidos políticos locales: protesta activa - Medios, cartas de rechazo, manifestaciones, demanda de investigación independiente...

Belchatów	- Autoridades locales firman cartas de rechazo, organizan comités de protesta
Contexto Socio-Político	
Hontomín	- El gobierno español apoya y financia la I+D en CAC; las compañías eléctricas han invertido en CAC - Ausencia de controversia pública regional; la crisis y el paro pueden incentivar la valoración de beneficios
Ketzin y Beeskow	- El gobierno federal y regional financian proyectos CAC; no se ha traspuesto la Directiva 2009/31/EC - La opinión pública alemana parece decantarse por las energías renovables (frente a nuclear o fósiles)
Barendetch	- Holanda apuesta por la CAC como parte de su política energética “limpia y eficiente”; el gobierno financia varios proyectos de captura y almacenamiento; la CAC es necesaria porque otras opciones no están listas. - El proyecto no contempla una discusión previa sobre la utilidad y/o necesidad de la CAC.
Belchatów	- En Polonia el contexto no es favorable; se opta por nuclear y fracking, pero no por la CAC; elevados costes de construcción y explotación - En las elecciones locales de 2010 la CAC se convierte en argumento de la oposición

4. Conclusiones

Comprender adecuadamente los factores que subyacen a la aceptabilidad social de tecnologías energéticas es un reto esencial y complejo. La experiencia investigadora constata que las explicaciones simplistas y unidireccionales (como pudo ser la del NIMBY) son reduccionistas y no capturan la complejidad de la realidad. Son necesarias aproximaciones interpretativas e integradoras, como la apuntada recientemente por la Sociología Interpretativa. En el caso de instalaciones de CAC, además de los criterios técnicos y geológicos, los sociales son igualmente cruciales para una buena decisión sobre su emplazamiento. Una gestión social robusta de los proyectos de CAC, basada en estrategias adecuadas de comunicación e implicación, es la que podría dar lugar a resultados más aceptables, seguros y sostenibles. Como ya apuntó Fischhoff, la evolución histórica refuerza la necesidad de estrategias pro-activas, inclusivas y de implicación ante estos retos.

En este sentido es preciso matizar que los procesos de implicación no siempre son la “panacea”, la solución universal para cualquier contexto y situación. Así, son varios los autores que han revisado e identificado los principales argumentos tanto a favor como en contra de los procesos de participación (Horlick-Jones et al, 2007):

Tabla 3 Principales argumentos de proceso de participación de proyectos CAC

Argumentos a favor	Argumentos en contra
<ul style="list-style-type: none"> — Contribuyen a construir credibilidad institucional y confianza pública — Contribuyen a legitimar decisiones — Mejoran la calidad del proceso de toma de decisiones: identificación de alternativas, de posibles implicaciones potenciales para afectados — Permiten adquirir conocimiento sobre, y facilitar conocimientos a, grupos interesados — Ayudan a despejar dudas en torno a la adopción de ciertas medidas políticas 	<ul style="list-style-type: none"> — Demasiado caros, los costes pueden no justificar los beneficios. — Suelen requerir mucho tiempo — Pueden ocasionar “puntos muertos” — Pueden generar resultados triviales basados en consensos débiles o pobres entre personas interesadas con valores e intereses en conflicto. — Pueden generar alarma entre la población en lugar de evitarla. — Pueden generar procesos «ficticios» (sin intención real

Las ciencias sociales vienen prestando especial atención a la “evaluación” de la calidad de los procesos participativos y al desarrollo de indicadores de su eficiencia (Abelson y Gauvin, 2006; Rowe et al, 2004). No es una tarea sencilla y requiere, entre otras cuestiones, una clara

definición de los objetivos que se persiguen mediante el proceso participativo. La efectividad es multidimensional ya que una estrategia participativa puede tener éxito en algún aspecto (implicación temprana) pero no en otros (generar vínculos y confianza). Debemos garantizar que la implicación pública es la estrategia idónea en el contexto que nos ocupe; no siempre lo es - como acabamos de ver - y su uso injustificado puede agotar el capital social. A modo de conclusión, destacamos los criterios habitualmente establecidos para evaluar la efectividad de una dinámica de implicación: cultura organizativa favorable; proactividad; claridad de objetivos; disponibilidad de recursos; transparencia; basada en evidencia empírica rigurosa sobre la comunidad; capacidad de influencia en la toma de decisiones; integrada en la gestión global del proyecto; independiente; e inclusiva (con representatividad de todos los stakeholders).

Referencias

- Abelson, J. y Gauvin, F.P. (2006). *Assessing the Impacts of Public Participation: Concepts, Evidence and Policy Implications*. Research Report Public Involvement Network Canadian Policy Research Networks
- Barnett, J. (2008). "Making sense of information provision". Ponencia presentada en el First ISA Forum. Barcelona, 7 de septiembre.
- Burns, W., Slovic, P., Kasperson, R., Kasperson, J., Renn, O. y Emani, S. (1993) *Risk Analysis*, 13, 6, 611-623
- Covello, V. and Allen, F. (1988) "Seven Cardinal Rules of Risk Communication", Washington, D.C., U.S. Environmental Protection Agency, Office of Policy Analysis
- Dake, K. (1991). "Orienting dispositions in the perception of risk an analysis of contemporary worldviews and cultural biases" *Journal of Cross-cultural Psychology*, 22 (1), 61-82
- Douglas, M. y Wildavsky, A. (1982) "Risk and Culture" Berkeley, Los Angeles, Londres: University of California Press.
- EB Especial 364 (2011) "Public awareness and Public Attitudes towards CCS"
- Espluga, J. (2004a). "Conflictes socioambientals i estudi de la percepció social del risc". *Papers: Revista de Sociologia*, 72, 145-162.
- Fischhoff, B.; Slovic, P.; Lichtenstein, S.; Read, S. y Combs, B. (1978) "How safe is safe enough?: A psychometric study of attitudes towards technological risks and benefits". *Policy Sciences*, 9 (2), 127-152.
- Fischhoff, B.; Slovic, P.; Lichtenstein, S. (1981) "Lay Foibles and Expert Fables in Judgements about Risk". En: T. O'Riordan y R.K. Turner (eds.). *Progress in Resource Management and Environmental Planning*, vol. 3. Chichester: Wiley.
- Fischhoff, B. (1995) "Risk Perception and Communication Unplugged: Twenty Years of Process". *Risk Analysis*, 15 (2), 137-145.
- Flynn, J.; Slovic, P. y Mertz, C.K. (1993) "Decidedly different: Expert and public views of risks from a radioactive waste repository". *Risk Analysis*, 13 (6), 643-648
- Furuseth, O. (1989) "Community sensitivity to a hazardous waste facility", *Landscape Urban Planning*, 17, 357-370
- Gonzalo Iglesia, J. y Farré Coma, J. (2011). *Teoría de la Comunicación de Riesgo*. Barcelona: UOC.
- Horlick-Jones, T. (2005) "Informal logics of risk: Contingency and modes of practical reasoning". *Journal of Risk Research*, 8 (3), 253-272.

- Horlick-Jones, T. (2008) "Communities of risk research and risk practice: Divided by a common language?" *Journal of Risk Research*, 11 (1-2), 169-174.
- Horlick-Jones, T.; Sime, J. y Pidgeon, N. (2003). "The social dynamics of environmental risk perception: Implications for risk communication research and practice". En: Pidgeon, N.; Kasperson, R. y Slovic, P. (eds.). *The social amplification of risk* 262-285
- Horlick-Jones, T., Walls, J., Rowe, G., Pidgeon, N., Poortinga, W., Murdock, G., y O'Riordan, T (2007) *The GM debate: Risk, politics and public engagement*. Londres: Routledge.
- Horlick-Jones, T. y Prades, A. (2009) "On interpretative risk perception research: Some reflections on its origins; its nature; and its possible applications in risk communication practice". *Health, Risk & Society*, 11 (5), 409-430.
- Irwin, A. y Wynne, B. (eds.) (1996). "Misunderstanding science?: The public reconstruction of science and technology". Cambridge: Cambridge University Press.
- Irwin, A.; Simmons, P. y Walker, G. (1999) "Faulty environments and risk reasoning: The local understanding of industrial hazards". *Environment and Planning*, 31 (7), 1311-1326.
- Kasperson, R., Renn, O., Slovic, P., Brown, J. Emel, R. Goble, J. Kasperson, J., y Ratick, S. (1988) *Risk Analysis*, 8, 2, 177-187
- Krimsky, S. y Golding, D. (eds.) (1992) "Social Theories of Risk" Londres: Praeger
- Leiss, W. (1996). "Three phases in the evolution of risk communication practice". *The Annals of the American Academy of Political and Social Science*, 85-94
- Löfstedt, R. (2002). Good and bad examples of siting and building biosafety level 4 laboratories: a study of Winnipeg, Galveston and Etobicoke, *Journal of Hazardous Materials*, 93, 47-66.
- Mejlgaard, N. (2009). "The trajectory of scientific citizenship in Denmark: Changing balances between public competence and public participation2. *Science and Public Policy*, 36 (6), 483-496.
- Oltra, C., Upham, P., Rlesch, H., Boso, A, Brunsting, S., Dütschke, E and Lis, A. (2010) "Public responses to CO2 storage sites: Lessons from five European cases". *Energy & Environment*, 2, 227-248
- Otway, H. y Cohen, J. (1975). "Revealed Preferences: Comments on the Starr Benefit- Risk Relationships". *International Institute for Applied Systems Analysis Research Memorandum*, 75-80
- Otway, H. (1992). 2Public wisdom, expert fallibility: Toward a contextual theory of risk2. En: Krimsky, S. y Golding, D. (eds.). *Social theories of risk*. Westport, CT: Praeger, 215-228.
- Petts, J.; Horlick-Jones, T.; Murdock, G.; Hargreaves, D.; McLachlan, S. y Lofstedt, R. (2001) *Social amplification of risk: The media and the public*. Sudbury: HSE Books.
- Pidgeon, N, Hood, C., Jones, D., Turner, B. y Gibson, R. (1992) "Risk Perception2, en *Risk: Analysis, Perception and Management*, pp. 89-134, Royal Society, Londres,
- Pidgeon, N.; Kasperson, R. y Slovic, P. (eds.) (2003) *The Social Amplification of Risk*. Cambridge: Cambridge University Press
- Poumadère, M. (2008) "Public information and risk prevention after the AZF accident (France, September 2001)" *Comunicación presentada en el First ISA Forum on Sociology: «Sociology and public debate»*. Barcelona, del 5 al 9 de septiembre. TG04 *Sociology of Risk and Uncertainty*

- Prades, A. y González Reyes, F. (1999). "La percepción social del riesgo: Algo más que discrepancia expertos/público". *Nucleus*, 26
- Prades, A. y Solà, R. (2004). "De la percepción a la gobernanza del riesgo: Evolución de la línea de investigación". *Nuclear España*, 244, 29-34
- Prades, A., y Oltra, C (2009) "Social acceptance of wind energy and wind farms". In: European Wind Energy Association (EWEA). *Wind Energy – The Facts. A guide to the technology, economics and future wind power*. Routledge
- Prades, A., Horlick-Jones, T., & Espluga, J. (2015). Riesgos tecnológicos, conflictos sociales y políticas ambientales. *Papers: Revista de Sociología*, 100(4), 0395-423.
- Puy, A. (1995). "Percepción social de los riesgos". Madrid: Mapfre
- Renn, O. (2003). "Social amplification of risk in participation: two case studies". En: Pidgeon, N.; Kasperson, R. y Slovic, P. (eds.). *The Social Amplification of Risk*. Cambridge: Cambridge University Press, 374-400
- Renn, O. (2008). *Risk governance: Coping with uncertainty in a complex world*. Londres: Earthscan.
- Rowe, G., Marsh, R., & Frewer, L. J. (2004). Evaluation of a deliberative conference. *Science, Technology & Human Values*, 29(1), 88-121.
- Sala, R., Oltra, C., y Moya, E. (2016) "Estudio de percepción pública de la CAC". Informe para la Plataforma Española de CO2
- Slovic, P. (1993). "Perceived risk, trust, and democracy". *Risk Analysis*, 13 (6), 675- 682
- Slovic, P. (1996). "Perception of risk from radiation". *Radiation Protection Dosimetry*, 68 (3-4), 165-180
- Turner, G. y Wynne, B. (1992). "Risk communication: A literature review and some implications for biotechnology". En: Durant, J. (ed.). *Biotechnology in Public: A Review of Recent Research*. Londres: Science Museum for the European Federation of Biotechnology, 109-141
- Upham, P., Whitmarsh, L., Poortinga, W., Purdam, K. and Devine-Wright, P. (2009). *Public Attitudes to Environmental Change –a selective review of theory and practice, report for RCUK/LWEC*
- Walker, G.; Simmons, P.; Wynne, B. e Irwin, A. (1998) *Public perception of risks associated with major accident hazards*. Sudbury: HSE Book.
- Warren, Ch. R., Lumsden, C., O'Dowd, S. and Birnie, R.V. (2005), 'Green On Green': Public perceptions of wind power in Scotland and Ireland, *Journal of Environmental Planning and Management*, 48, 6, 853-875.
- Wildavsky, A. y Dake, K. (1990). "Theories of risk perception: Who fears what and why?". *Daedalus*, 41-60.
- Whitmarsh, L, Upham, P., Poortinga, W., McLachlan, C., Darnton, A., Devine-Wright, P., Demski, C., and Sherry-Brennan, F. (2011) "Public Attitudes to and Engagement with Low-Carbon Energy: A selective review of academic and non-academic literatures", Report for RCUK Energy Programme,
- Wolsink, M. (2000). "Wind power and the NIMBY-myth: institutional capacity and the limited significance of public support", *Renewable Energy*, 21, 1, 49-64.
- Wolsink, M. (2007) "Wind power implementation: The nature of public attitudes: Equity and fairness instead of 'backyard motives" *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11, 1188-1207.

Wynne, B. (1996). "May the Sheep Safely Graze?: A Reflexive View of the Expert-Lay Knowledge Divide". En: Lash, S.; Szerszynski, B. y Wynne, B. *Risk, Environment and Modernity*. Londres: Sage, 44-83

Wüstenhagen, R., Wolsink, M. and Bürer, M. J. (2007) "Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept", *Energy Policy*, 35, 2683-2691.

LA GEOTERMIA COMO ENERGÍA RENOVABLE Y SUSTENTABLE EN MÉXICO

Efraín Gómez-Arias^{1, 3*}, Antonio González-Fernández^{2, 3}

¹ CONACYT-División de Ciencias de la Tierra, Departamento de Geología, Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, Carretera Ensenada-Tijuana, 3918, Zona Playitas, Ensenada, Baja California, 22860, México. * *E-mail:* gomezar@cicese.mx Y mindundi@cicese.mx

² División de Ciencias de la Tierra, Departamento de Geología, Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, Carretera Ensenada-Tijuana, 3918, Zona Playitas, Ensenada, Baja California, 22860, México.

³ Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica (CeMIE-Geo).

Resumen

El presente capítulo describe el estado actual de desarrollo de la geotermia en México y el mundo, así como los retos de la geotermia en México para un desarrollo energético sustentable.

La generación de energía eléctrica a partir de fluidos almacenados en sistemas hidrotermales o convencionales ha alcanzado una mayor madurez tecnológica como energía renovable. Hoy en día 51 países en el mundo generan electricidad a partir de este recurso natural y 71 países utilizan la geotermia tanto para la generación de electricidad como para usos directos (principalmente bombas de calor). A pesar de los esfuerzos para impulsar el desarrollo geotérmico, éste ha sido limitado y prueba de ello es la capacidad total instalada en la actualidad de 12,729 MW, lo cual representa apenas el ~0.5% del consumo energético en el mundo, con una producción de 73,689 GWh. Estudios y reportes en el mundo acerca del uso de estos recursos indican que para el 2020, la capacidad instalada aumentará poco más de 21,000 MW con una generación de energía eléctrica equivalente a los 85,000 GWh.

Actualmente, los sistemas hidrotermales son los únicos comerciales para la generación de energía eléctrica. Sin embargo, proyectos de explotación de Sistemas Geotérmicos Mejorados (EGS por sus siglas en inglés) o Sistemas de Roca Seca Caliente (HDR por sus siglas en inglés) y de Sistemas Geotérmicos Submarinos prevén a futuro –la generación geotermoeléctrica jugará un papel importante como energía renovable sustentable en el mundo–, ya que podrán convertir a la geotermia en recursos energéticos casi ilimitados y disponibles en muchos países.

1. Introducción

Un problema nacional de gran importancia corresponde a la producción, consumo-demanda, ahorro y aprovechamiento de la energía, no solo desde el punto de vista de generación de electricidad, también aquella actividad humana productiva que implique el consumo de energía en cualquiera de sus formas. En este sentido, la energía geotérmica es un recurso natural tipificado como inagotable y México actualmente genera energía eléctrica a partir de sistemas geotérmicos hidrotermales. Aun así, no se han logrado explotarlos de manera racional y sustentable, además de que se han localizado zonas en todo el territorio nacional con potencial geotérmico sin ser explotados o en etapa de exploración, por lo que, para poder desarrollar y aprovechar estos recursos energéticos renovables, debe existir no sólo un

equilibrio entre el desarrollo de la ciencia y la tecnología con respecto a las diferentes formas de uso y explotación de este recurso geotérmico, también su bajo impacto (bajas emisiones de CO₂) al medio ambiente.

De acuerdo a datos de la Secretaría de Energía (SENER, 2016), en el 2014 la capacidad de generación eléctrica mediante fuentes renovables en México representó el 7.5% de la capacidad total generada. De este porcentaje, sólo el 2% corresponde a la energía geotérmica. Aunque se sabe que los principales campos geotérmicos para producción eléctrica cuentan con un mayor potencial, estos no han sido explotados al máximo (Gutiérrez-Negrín et al., 2015). A su vez, también se han reportado un gran número de sitios que contienen manifestaciones termales, considerados de baja y mediana entalpía (Arango-Galván et al., 2015, González-Ruiz et al., 2015), los cuales en su mayoría han sido propuestos para su explotación como usos directos, principalmente bombas de calor (García-Gutiérrez y Martínez-Estrella, 2012; Self et al., 2013), el cual es casi nulo su aprovechamiento en México (Bertani, 2016; Lund y Boyd, 2016) y, aprovechar los recursos geotérmicos de mediana entalpía para generación de energía eléctrica mediante tecnología de ciclos binarios (Franco y Villani, 2009).

A pesar de que la geotermia representa un bajo impacto al medio ambiente durante el proceso de explotación y generación de energía eléctrica (Martín-Gamboa et al., 2015), esta actividad sigue presentando diversos retos tecnológicos, de estudios científicos y económicos. De este último y de gran importancia, uno de los grandes problemas que enfrenta la industria geotérmica es el alto costo de perforación de pozos, ya sean de exploración o producción. Este costo corresponde desde 40 hasta 60 % de la inversión total para la construcción de un campo geotérmico (Yost et al., 2015). Quizás esto haga lenta la expansión de los actuales campos geotérmicos en México y también la explotación de los recursos de baja y mediana entalpía para usos directos o la cogeneración de energía eléctrica.

2. Energía geotérmica

La energía geotérmica es referida como la energía en forma de calor natural almacenado en el interior de la tierra. El calor total contenido en la Tierra se estima del orden de 1.26×10^{31} J y en la corteza terrestre se calcula en 5.4×10^{27} J (Dickson y Fanelli, 2005). El flujo de calor en la tierra tiene dos contribuciones. El primero corresponde al 70%, causado por el calor generado a partir de isótopos radiactivos en la corteza continental, específicamente el Uranio [^{238}U , ^{235}U], el Torio [^{232}Th] y el Potasio [^{40}K]. El segundo corresponde al 30% que está relacionado con el flujo de calor desde el núcleo y el manto hacia la superficie [Figura 1] (Stober y Bucher, 2013). El flujo de calor promedio que se da a través de la corteza terrestre es del orden de 65 mW/m² y 101 mW/m² en suelo marino (MIT, 2006; Santoyo-Gutiérrez y Torres-Alvarado, 2010; Stober y Bucher, 2013). La conductividad térmica de las rocas de los sistemas geotérmicos es baja, por lo que se requiere mucho tiempo para agotar este recurso geotérmico (Gutiérrez y Torres-Alvarado, 2010), por lo tanto, la geotermia se considera como una fuente natural de energía renovable y casi ilimitado si se explota de manera racional y sustentable.

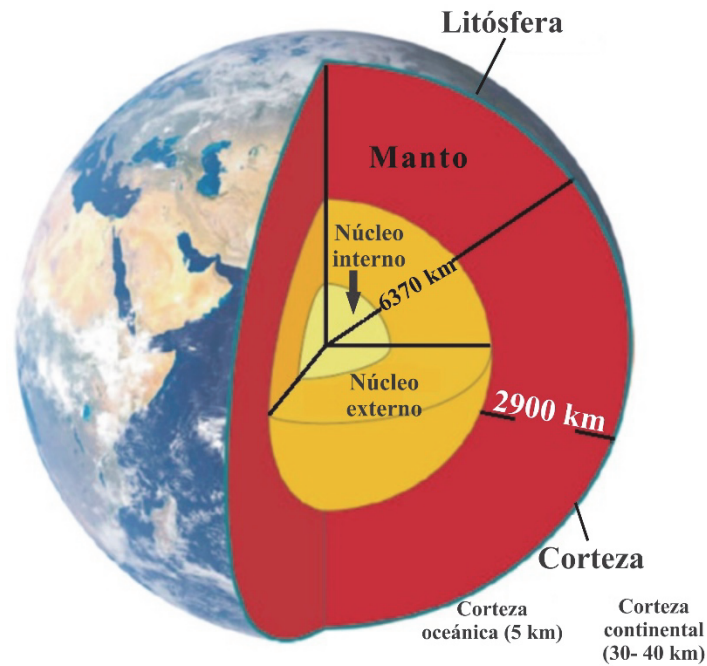


Figura 1. Estructura interna de la Tierra (tomado y modificado de Stober y Bucher, 2013)

El inicio de la geotermia fue a principios del siglo XIX en Larderello, Italia, donde se extraía ácido bórico evaporando el agua caliente de los manantiales. En 1827, Francesco Larderel inventó un proceso de evaporación, usando la energía de la misma agua caliente. Después, se transformó la energía del vapor en energía mecánica, mediante un sistema rudimentario de bombeo del agua con inyección de vapor. En 1904, Piero Ginori Conti construyó el primer generador eléctrico accionado por vapor geotérmico. Actualmente, la geotermia ha alcanzado una mayor madurez tanto económica como tecnológica y con bajas emisiones a la atmósfera (bajas emisiones de gases de efecto invernadero), la cual se utiliza para (Lund y Boyd, 2016): (i) generación de energía eléctrica; (ii) clima de edificaciones o viviendas mediante bombas de calor geotérmicas (principal uso directo de la geotermia); (iii) calentamiento en invernaderos; (iv) criaderos de peces; (v) usos industriales (p. ej., secado de madera, harina de pescado o productos agrícolas); y (vi) balneología y turismo.

La Figura 2, muestra el modelo conceptual de un sistema geotérmico hidrotermal el cual involucra una fuente de calor primaria, que en la mayoría de los campos geotérmicos es una cámara magmática, en la cual el magma proviene del manto y no alcanza a llegar a la superficie, quedando alojado a profundidades entre 5 y 10 km, en donde se calientan grandes volúmenes de roca y los fluidos confinados en el reservorio (principalmente fluidos pluviales y magmáticos), los cuales dan origen a la formación de los sistemas geotérmicos con temperaturas mayores a los 250 °C (Stober y Bucher, 2013). La generación de energía eléctrica requiere entonces transformar y aprovechar la energía térmica de los fluidos, por lo tanto, se tiene un proceso de conversión de energía, es decir, de energía térmica (de los fluidos), energía mecánica (el paso de los fluidos en fase vapor o mezcla de vapor y agua a las turbinas) a energía eléctrica (generada en las turbinas y disponible para su uso).

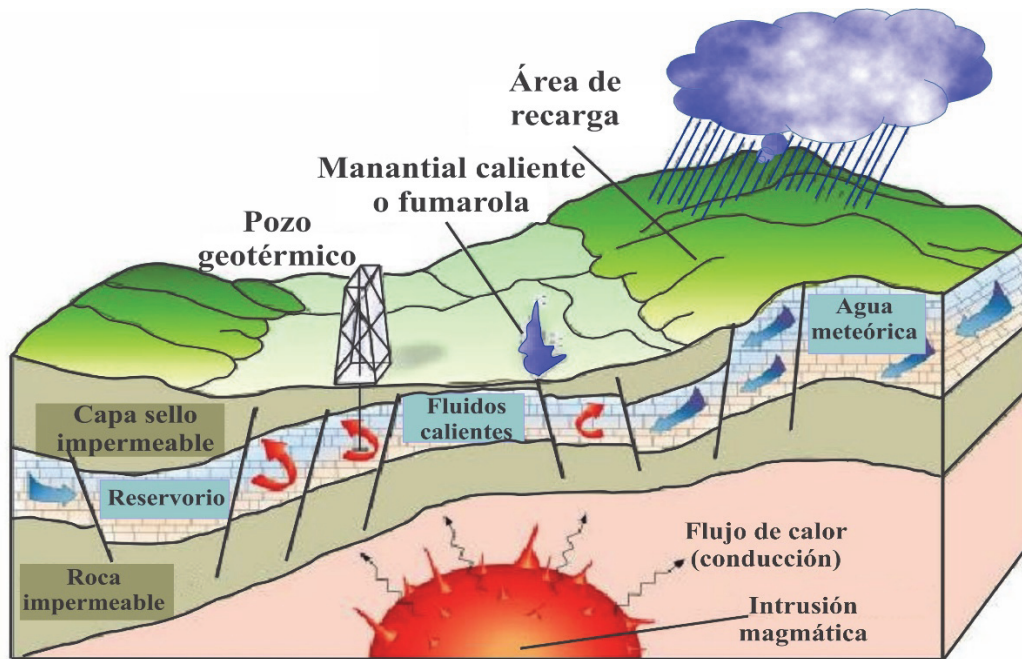


Figura 2. Modelo conceptual de un sistema geotérmicos hidrotermal (tomado de Dickson y Fanelli, 2005)

En campos geotérmicos y zonas con potencial geotérmico, el gradiente geotérmico es mayor que el gradiente normal (valor promedio de $33\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$) y los fluidos (vapor y/o agua) se pueden encontrar a temperaturas entre $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $300\text{ }^{\circ}\text{C}$, a profundidades entre 2 km a 3 km , incluso, se han reportado sitios, como el campo geotérmico de Kakkonda en Japón en donde las temperaturas alcanzan los $500\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Muraoka et al., 1998, Santoyo-Gutiérrez y Torres-Alvarado, 2010; Lund y Boyd, 2016). En la actualidad se han identificado ocho tipos de sistemas geotérmicos (Santoyo-Gutiérrez y Torres-Alvarado, 2010):

Sistemas hidrotermales. También conocidos como sistemas o yacimientos geotérmicos convencionales y los únicos actualmente comerciales para la generación de energía eléctrica y usos directos (ver Figura 2). En estos sistemas, el fluido geotérmico es de origen pluvial o meteórico que se infiltra a través de poros y fracturas al reservorio, en donde es calentada por la roca y puede alcanzar temperaturas mayores a los $250\text{ }^{\circ}\text{C}$. Los sistemas hidrotermales se pueden clasificar en yacimientos de vapor dominante y líquido dominante (de alta, mediana y baja entalpía) y, pueden estar asociados a sistemas volcánicos (Santoyo-Gutiérrez y Torres-Alvarado, 2010; Stober y Bucher, 2013).

Sistemas geotérmicos mejorados (SGM). Los SGMs o de roca seca caliente, en la actualidad no son comerciales, pero ofrecen mayor potencial geotérmico que los sistemas hidrotermales. Este recurso geotérmico se encuentra disponible a profundidades entre $3\text{ y }10\text{ km}$ con temperaturas mayores a $200\text{ }^{\circ}\text{C}$. Lo interesante de estos sistemas es el calor almacenado en la roca caliente y la baja o nula permeabilidad [presencia de fluidos] (Stober y Bucher, 2013). La explotación de los SGMs requiere crear de manera artificial fracturamiento hidráulico en la roca seca caliente, inyectar agua a través de un pozo inyector, la cual después de alcanzar una mayor temperatura, es extraída mediante un pozo productor, para finalmente utilizarla para la generación de energía eléctrica. Actualmente, países como Australia, Francia, Suiza, Inglaterra, Japón y EE.UU., realizan investigación a través de proyectos pilotos para su aprovechamiento en el futuro (Santoyo-Gutiérrez y Torres-Alvarado, 2010; Stober y Bucher, 2013) y estudios de

factibilidad realizados por MIT (2006) indican que para el 2050 se podrían instalar más de 100,000 MW en el mundo.

Sistemas geopresurizados. Son yacimientos alojados en roca sedimentaria que contienen agua y metano disuelto a alta presión (700 bar) con temperaturas menores a 200 °C (Sanyal, 2010). Estos sistemas ofrecen energía térmica (agua caliente), química (metano) y mecánica (flujo de fluidos con alta presión). No se explotan en la actualidad y en México no se ha estimado el potencial de este recurso (Santoyo-Gutiérrez y Torres-Alvarado, 2010).

Sistemas geotérmicos conductivos sedimentarios. Son yacimientos con recursos de baja entalpía [temperaturas menores a 90 °C] (Lund y Boyd, 2016). Actualmente, Argentina, Jordania, Croacia, República Checa, Austria, Francia, Grecia e Irlanda, utilizan la energía geotérmica de estos sistemas para usos directo, principalmente bombas de calor e invernaderos (Lund y Boyd, 2016).

Sistemas marinos. Yacimientos de alta entalpía (mayor a los 300 °C) en el fondo marino, con manifestados hidrotermales en forma de chimeneas. Actualmente no son comerciales, pero ofrecen mayor potencial geotérmico que los sistemas SGMs e hidrotermales. Se han localizado este tipo de sistemas en el Golfo de California con flujos de calor de hasta 12 W/m² (Suárez-Arriaga, 2004; Prol-Ledesma et al., 2013; Suárez-Arriaga et al., 2014).

Sistemas magmáticos. Sistemas de roca fundida asociados a cámaras magmáticas de volcanes activos (p. ej. Popocatepetl, Fuego de Colima, Ceboruco, Pico de Orizaba y Tacaná). Estos recursos son de alta entalpía (temperatura mayor a 800 °C) y no se explotan en la actualidad ya que no se ha desarrollado tecnología para resistir las altas temperaturas y la corrosión (Wohletz y Heiken, 1992; Santoyo-Gutiérrez y Torres-Alvarado, 2010).

Sistemas geotérmicos de agua caliente asociado con yacimientos de petróleo y gas. Es el calor contenido en el agua producida en pozos profundos de petróleo o gas (Davis y Michaelides, 2009; Santoyo-Gutiérrez y Torres-Alvarado, 2010). Estos recursos no se explotan en la actualidad y se desconoce el potencial térmico disponible que estos sistemas pueden ofrecer.

Sistemas geotérmicos supercríticos. Son yacimientos profundos con presencia de fluidos geotérmicos con temperaturas mayores a los 500 °C. Estos sistemas pueden contener hasta 4 veces más energía que los sistemas hidrotermales (Friðleifsson y Elders, 2005; Santoyo-Gutiérrez y Torres-Alvarado, 2010; Friðleifsson et al., 2014; Fowler et al., 2015). Actualmente en Islandia, en la península de Reykjanes, se lleva a cabo el proyecto de perforación profunda (un proyecto a largo plazo) para investigar sistemas geotérmicos no convencionales a alta temperatura (Friðleifsson y Elders, 2005; Friðleifsson et al., 2014; Fowler et al., 2015).

3. Escenario actual de la geotermia en México y el mundo

La Agencia Internacional de Energía (IEA, 2016), reportó para el 2014 que la generación de energía eléctrica en el mundo fue de 13,700 Mtoe, de los cuales el 81.1% (11,111 Mtoe) se generó a partir de combustibles fósiles (31.3% hidrocarburos, 28.5% carbón y 21.2% gas natural), el 4.8% (658 Mtoe) nuclear, el 13.8% (1,894 Mtoe) a partir de fuentes de energía renovables (10.1% de biocombustibles, 2.4 de hidroeléctrica y 1.3% geotermia, solar, eólica y marea) y el 0.3% (37 Mtoe) de otras fuentes no reconocidas, siendo los principales países de mayor consumo y demanda energética China, EE.UU., India, Rusia y Japón.

En México, la generación de energía eléctrica por fuente sigue dominada por los combustibles fósiles. La IEA (2016), reportó para el 2014 una demanda de generación de energía eléctrica de 188 Mtoe, de los cuales el 51% (95.88 Mtoe) fue generado a partir de hidrocarburos, 32% (60.16 Mtoe) de gas natural, 7% (13.16 Mtoe) del carbón, 1% (1.88 Mtoe) nuclear, 5% (9.40 Mtoe) de biocombustibles y 4% (7.52 Mtoe) de energías renovables que involucran la geotermia, solar y eólica (Figura 3).

En cuanto a energía geotérmica, actualmente 51 países en el mundo generan electricidad a partir de sistemas hidrotermales (Figura 4) y 71 países utilizan la geotermia tanto para generación de electricidad como para usos directos [principalmente bombas de calor] (Bertani, 2016; Lund y Boyd, 2016). La capacidad instalada de 1995 al 2015 fue de 6,823 MW y 12,729 MW respectivamente, esto representa un incremento de 5,906 MW en los últimos 20 años (un aumento del 87%). En cuanto a generación efectiva de energía eléctrica, de 1995 al 2015 fue de 38,022 GWh y 73,689 GWh respectivamente, lo que representa un incremento de 35,667 GWh en los últimos 20 años (un incremento del 94 %).

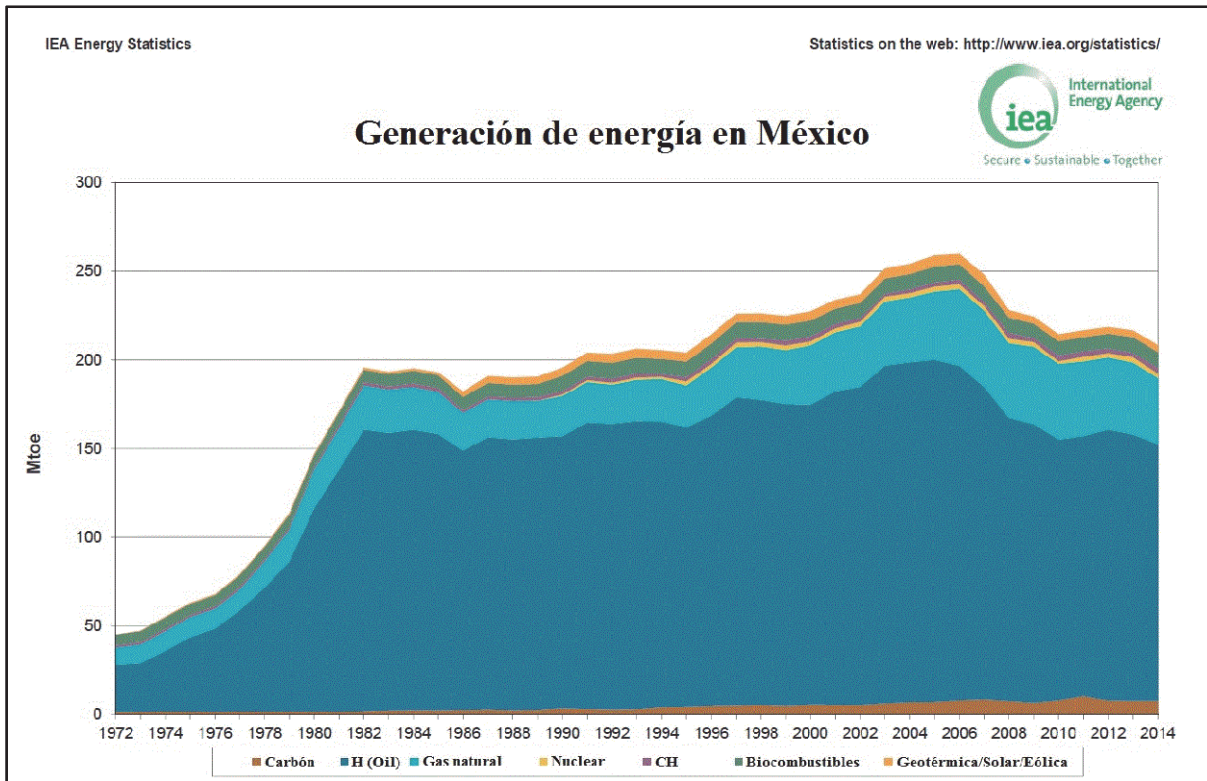


Figura 3. Generación de energía eléctrica (Mtoe) en México para el periodo 1972 – 2014 (modificado de IEA, 2016)

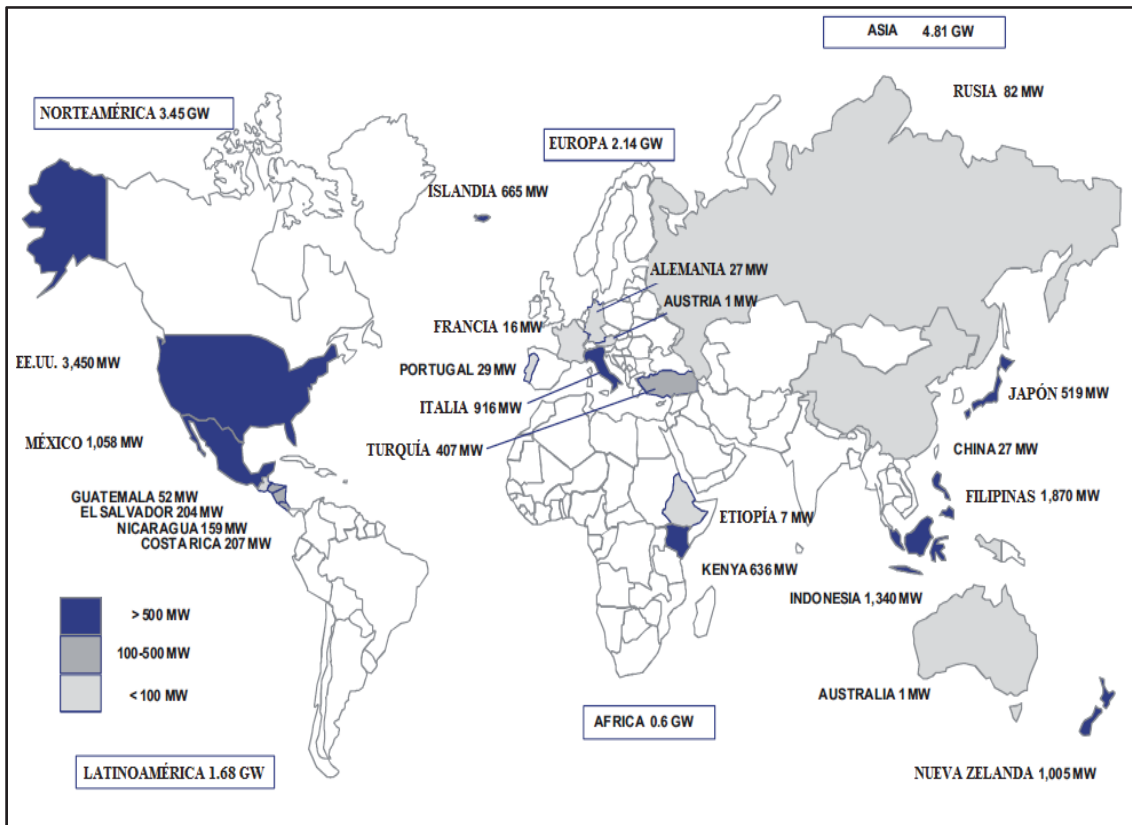


Figura 4. Capacidad de energía geotérmica instalada en el mundo en 2015 [12.729 MW] (modificado de Bertani, 2016)

En este contexto, México ocupa el cuarto lugar en el mundo en producción de energía eléctrica a partir de sistemas geotérmicos hidrotermales (después de EE.UU. con 3,450 MW, Filipinas con 1,870 MW e Indonesia con 1,340 MW) con una capacidad instalada de 1,061 MW, con una producción de 6,000 GWh que representa el 2.0 % del consumo de energía eléctrica del país, y que se distribuyen en cinco campos geotérmicos (Figura 5). Cuatro operados por la Comisión Federal de Electricidad (CFE): Cerro Prieto, Baja California, con una producción de 720 MW, a partir de fluidos almacenados en areniscas terciarias; Los Azufres, Michoacán, con una producción de 227 MW a partir de fluidos geotérmicos almacenados en andesita del Mioceno-Plioceno; Los Humeros, Puebla, con una producción de 94 MW, su yacimiento se aloja en andesitas terciarias; y Las Tres Vírgenes, Baja California Sur, con una producción de 10 MW, cuyo yacimiento geotérmico se encuentra alojado en granodioritas). Y uno operado por grupo Dragón de la iniciativa privada llamado Domo San Pedro, en Nayarit, con una producción de 10 MW (Maya-González y Gutiérrez-Negrín, 2007; Gutiérrez-Negrín et al., 2015; Bertani, 2016). Alrededor de 224 pozos en operación se encuentran produciendo 57 millones de toneladas métricas de vapor y 66 millones de toneladas métricas de salmuera y, 25 pozos son de reinyección. Actualmente, se encuentran en construcción tres proyectos geotérmicos adicionales: Los Azufres III con 50 MW; Los Humeros III-A con 27 MW y; Domo San Pedro con 25 MW (Gutiérrez-Negrín et al., 2015; Bertani, 2016).

En cuanto a usos directos de la energía geotérmica en México es prácticamente nulo, sólo se ha limitado principalmente a balneología con fines recreativos y tratamientos terapéuticos (reportados en 20 lugares). La CFE ha desarrollado algunos proyectos de usos directos de los recursos geotérmicos en el campo geotérmico de Los Azufres, que incluyen un secador de madera, un deshidratador de frutas y verduras, un invernadero y un sistema de calefacción de sus oficinas e instalaciones en el campo. El uso de bombas de calor geotérmicas (principal uso directo de la geotermia en el mundo) está en desarrollo. La capacidad instalada y el uso anual de energía para las distintas aplicaciones de uso directo son de 0.460 MW y 4.397 TJ/a para sistemas de calefacción o clima de edificaciones; 0.004 MW y 0.028 TJ/a para calentamiento de invernaderos; 0.007 MW y 0.067 TJ/a para el secado de productos agrícolas y; 155.347 MW y 4166.512 TJ/a para balneología. El total para el país es de 155.818 MW y 4171.004 TJ/a (Gutiérrez-Negrín et al., 2015; Bertani, 2016).

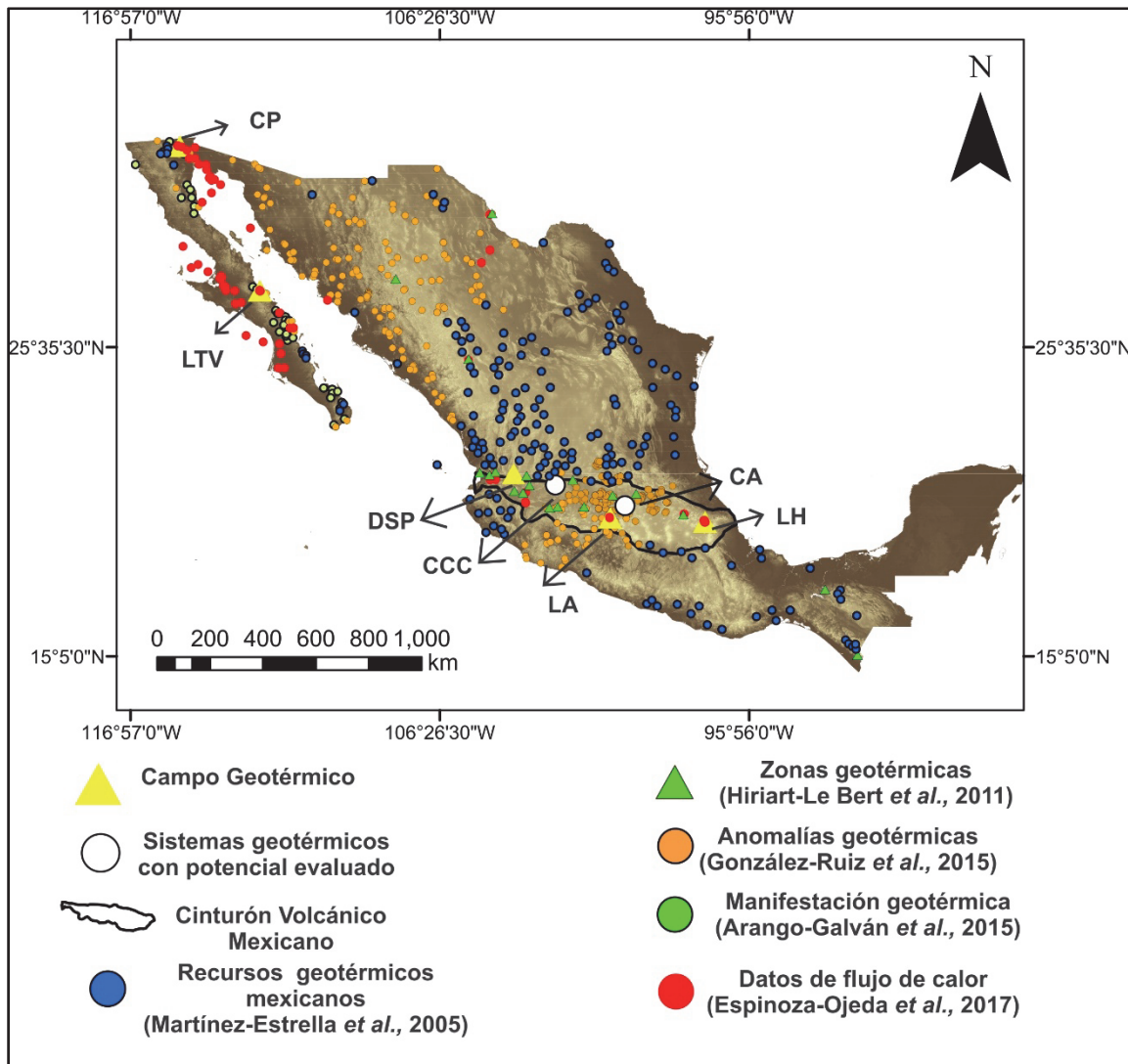


Figura 5. Campos geotérmicos en México. Cerro Prieto (CP), Las Tres Vírgenes (LTV), Los Hornos (LH), Los Azufres (LA) y Domo San Pedro (DSP). Sistemas geotérmicos con potencial: Cerritos Colorados (CCC) y Acozulco (CA) (elaborado por Gómez-Ávila y Gómez-Arias, 2017)

4. Retos de la geotermia en México

La nueva Reforma Energética de México, iniciada en 2013, transformará los sectores de petróleo, gas y electricidad del país. Un nuevo marco normativo e institucional ha puesto fin a los monopolios, abriendo la competencia en todos los aspectos del suministro de petróleo y gas, así como la generación de energía mediante fuentes renovables. Los inversionistas privados podrán participar, junto con Petróleos Mexicanos (PEMEX) y CFE (que son las dos grandes empresas del sector energético del país) y los Centros Mexicanos de Innovación en Energía Geotérmica [CeMIE-Geo], Solar [CeMIE-Sol], Eólica [CeMIE-Eólico], Océano [CeMIE-Océano] y, Biomasa [CeMIE-Bio] (SENER, 2015) para atraer capital y tecnología para hacer frente a la demanda energética del país.

En cuanto a geotermia, el CeMIE-Geo fue creado con los objetivos de: aprovechar el potencial geotérmico de México; impulsar la tecnología para la exploración y caracterización de recursos geotérmicos; aumentar la eficiencia y disminuir los costos de la tecnología para la construcción de pozos geotérmicos; promover el aprovechamiento del calor provenientes de recursos de

baja y mediana entalpía, así como el calor residual de fluidos ya utilizados en las plantas geotermoeléctricas en operación y; asimilar y desarrollar tecnología para la explotación de recursos geotérmicos de baja permeabilidad o de roca seca caliente y de sistemas geotérmicos submarinos (Gutiérrez-Negrín et al., 2015; Romo-Jones et al., 2017).

Desde el punto de vista de impacto ambiental, la explotación de los recursos geotérmicos dentro del sector energético del país es amigable con el medio ambiente, ya que ayuda a mitigar los problemas de cambio climático, efecto invernadero y el calentamiento global de la tierra (Fridleifsson et al., 2008). Se ha documentado que la generación de energía eléctrica ha permitido el ahorro de 206 millones de barriles de petróleo al año, evitando la emisión de gases de efecto invernadero por la operación de plantas de combustóleo [100 millones de toneladas de CO₂] y de carbón [116 millones de toneladas de CO₂] (Santoyo-Gutiérrez y Torres-Alvarado, 2010). Las plantas geotermoeléctricas emiten concentraciones de CO₂ menores a las producidas por plantas convencionales de combustibles fósiles: gas natural [453 g/kWh]; hidrocarburos [906 g/kWh] y carbón [1042 g/kWh] (Santoyo-Gutiérrez y Torres-Alvarado, 2010). También se han reportado datos de emisiones de CO₂ de plantas geotermoeléctricas en el mundo como: Wairakei, Nueva Zelandia [13 g/kWh]; Los Geysers, EE.UU. [33 g/kWh]; Krafla, Islandia [96 g/kWh]; Cerro Prieto, México [175 g/kWh]; Tiwi, Filipinas [272 g/kWh]; y Larderello, Italia [380 g/kWh] (Murphy y Niitsuma, 1999).

La evaluación del potencial geotérmico en México es una tarea de investigación complicada y requiere un constante monitoreo. De acuerdo a Santoyo-Gutiérrez y Torres-Alvarado (2010), existen trabajos preliminares orientados a estimar dicho potencial que se han concentrado principalmente en el estudio de los yacimientos de los campos geotérmicos actualmente en producción [p. ej., la CFE considera que la capacidad instalada del campo geotérmico de Cerro Prieto puede incrementarse de 100 a 150 MW adicionales, usando tecnologías de ciclos binarios para aprovechar el calor residual del agua separada como lo están desarrollando en otros países, (Barbier, 2002; DiPippo, 2004; Franco y Villani, 2009)]. Por lo que, estimaciones más realistas del potencial geotérmico almacenado en los sistemas geotérmicos requieren de estudios geológicos, geofísicos, térmicos y químicos que involucren la fuente de calor primaria o cámara magmática del sistema (Verma y Andaverde, 2007, Santoyo-Gutiérrez y Torres-Alvarado, 2010; Verma et al., 2011; Verma y Gómez-Arias, 2013, 2014, 2016).

En la actualidad se han identificado sitios con potencial geotérmicos de mediana y alta entalpía (temperatura) y la CFE ha establecido programas de exploración para la evaluación de sitios como: Acozulco, Puebla; La Soledad, Jalisco; Maguarichic, Chihuahua; Bahía Concepción, B.C.; Volcán Tacaná, Chiapas; San Diego el Naranjo, Nayarit; Los Borbollones, Jalisco; Los Hervores de la Vega, Jalisco; Ixtlán de los Hervores, Michoacán; Los Negritos, Michoacán; Purúandiro, Michoacán; Comajilla, Guanajuato; San Bartolomé de los Baños, Guanajuato; Pathé, Hidalgo; Las Derrumbadas, Puebla; Tulechek, B.C.; Laguna Salada, B.C.; Ríto, B.C.; Santispac, B.C.S.; Agua Caliente, B.C.S. y; Los Volcanes de Saquisismunde, B.C.S. (Santoyo-Gutiérrez y Torres-Alvarado, 2010; González-Ruiz et al., 2015). La capacidad de estos yacimientos geotérmicos se ha estimado entre 25 y 50 MW y su potencial total podría alcanzar los 1,000 MW (Gutiérrez-Negrín, 2007). Además, existen cerca de 2,332 manifestaciones hidrotermales (con temperaturas mayores a 40 °C), distribuidas en 27 estados del país (Torres et al., 1993; González-Ruiz et al., 2015) y, estimaciones entre 7.7×10^7 y 8.6×10^7 TJ (con temperaturas entre 60 °C y 180 °C) corresponden sólo a 276 manifestaciones hidrotermales. Se ha estimado que

las cantidades de energía recuperables de estos sistemas podrían estar entre 3.08×10^8 y 3.45×10^8 TJ [8.56×10^{10} a 9.58×10^{10} MW] (Iglesias y Torres, 2003; Santoyo-Gutiérrez y Torres-Alvarado, 2010).

También se ha identificado sistemas geotérmicos submarinos en México localizados entre dos profundidades: los recursos poco profundos cerca de la plataforma continental, entre 20 y 50 m de profundidad; y los recursos profundos a más de 2000 m debajo del nivel del mar (Suárez-Arriaga, 2004; Suárez-Arriaga et al., 2014). Ambos tipos de sistemas y manifestaciones hidrotermales submarinas se encuentran a lo largo de ambas costas de la península de Baja California (Tijuana, Punta Banda, San Quintín, Puertecitos, San Felipe, Tres Vírgenes, Bahía Concepción, Comondú, La Paz, Los Cabos), sobre todo en el Golfo de California, principalmente las cuencas Wagner, Consag y Guaymas (Arango-Galván et al., 2011, 2015; Suárez-Arriaga, 2004; [Figura 6]). En estas regiones (Golfo de California) se descubrió un potencial geotérmico considerable entre los años de 1980 a 1990 con potencial geotérmico que podría ser del orden de 100 a 500 veces la energía térmica del campo geotérmico de Cerro Prieto (Suárez-Arriaga, 2004) y que podría explotarse en un futuro. En la depresión de la cuenca Wagner, al norte del Golfo, los reservorios hidrotermales submarinos se localizan a menos de 200 m de profundidad. En este sitio, Prol-Ledesma et al. (2013) reportaron datos de flujos de calor de hasta 15 W/m^2 (muy por arriba del flujo de calor promedio en campos geotérmicos del orden de 0.5 a 1 W/m^2). Recientemente en el 2015 (proyecto P03 del CeMIE-Geo: Campaña intensiva de exploración geotérmica de las cuencas Wagner, Consag, Delfín, Guaymas y Alarcón del sistema de rifts del Golfo de California) se ha realizado una nueva campaña de flujo de calor en la cuenca Wagner confirmando estos altos valores (Figura 7), además de localizar temperaturas de $100 \text{ }^\circ\text{C}$ a tan sólo 3 m bajo el fondo marino. Se contempla realizar mediciones adicionales de flujo de calor en el centro y sur del Golfo de California entre 2017-2018. Otras áreas termales submarinas, accesibles con la tecnología actual, se localizan frente a la península de Punta Banda, cerca del puerto de Ensenada en Baja California (Figura 6), donde se han medido temperaturas hasta de $140 \text{ }^\circ\text{C}$ a 30 m de profundidad a menos de 500 m de la costa. Las zonas geotérmicas localizadas en las costas de la península de Baja California y Golfo de California son accesibles a la explotación instalando plataformas costa afuera, similares a las usadas por la industria petrolera (Suárez-Arriaga et al., 2014).

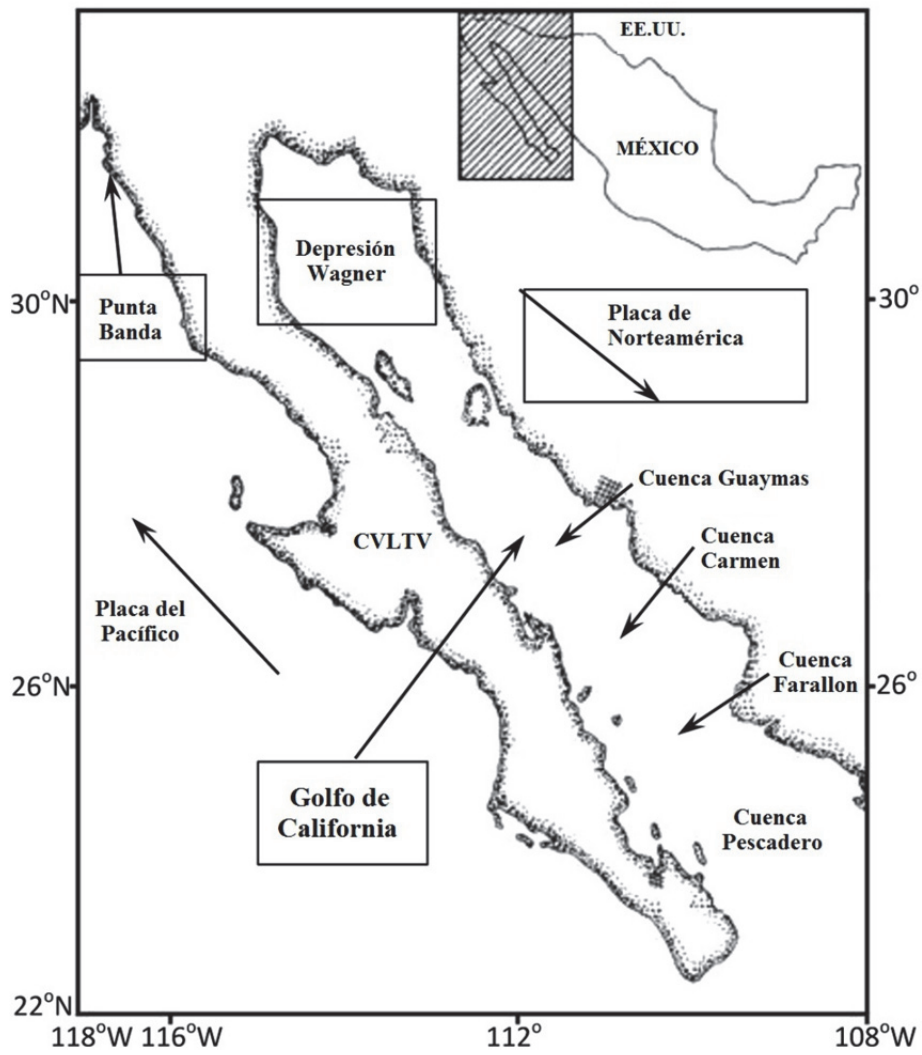


Figura 6. Zonas con potencial geotérmico submarino en las costas de la península de Baja California, Golfo de California y el Pacífico (modificado de Suárez-Arriaga, et al., 2014)



Figura 7. Campaña de flujo de calor en la cuenca Wagner al norte del Golfo de California, México (Exploración geotérmica 2015)

En el complejo volcánico de Las Tres Vírgenes (CVLTV), Baja California Sur, México (donde se localiza un campo geotérmico actualmente en producción), se están realizando estudios de exploración geotérmica en la caldera La Reforma (el cual forma parte de los objetivos del proyecto P03 del CeMIE-Geo), donde se instaló una red sísmica temporal durante el 2015 y 2016 para verificar la presencia de microsismicidad (Leandro-Pérez, 2017; Figura 8) y se busca determinar si los eventos registrados pudieran estar asociados a un remanente de calor (producto del colapso de la caldera), además de que en el 2017 se realizó la perforación de pozos (con recuperación de núcleos) y estimación de flujos de calor, para desarrollar modelos de recuperación térmica, estimar temperaturas estabilizadas de formación y con ello evaluar la factibilidad del uso de bombas de calor para clima de edificaciones y desaladoras de agua como usos directos de la geotermia. También, en el CVLTV, se encuentra la caldera El Aguajito, donde se localiza la zona hidrotermal Agua-Agria. En esta zona, actualmente se están realizando estudios de exploración geofísica (métodos electromagnéticos) para desarrollar modelos en 2D y 3D de resistividades, y de exploración geoquímica de fluidos hidrotermales, para estimar temperaturas del yacimiento con geotermómetros de solutos y gases e identificar el origen de los fluidos a partir de gases e isótopos. Este estudio podría indicar la existencia de un yacimiento geotérmico con características similares a la del campo geotérmico de Las Tres Vírgenes en donde se analizará la pertinencia del uso de sistemas de Ciclo Binario para generación de energía eléctrica.

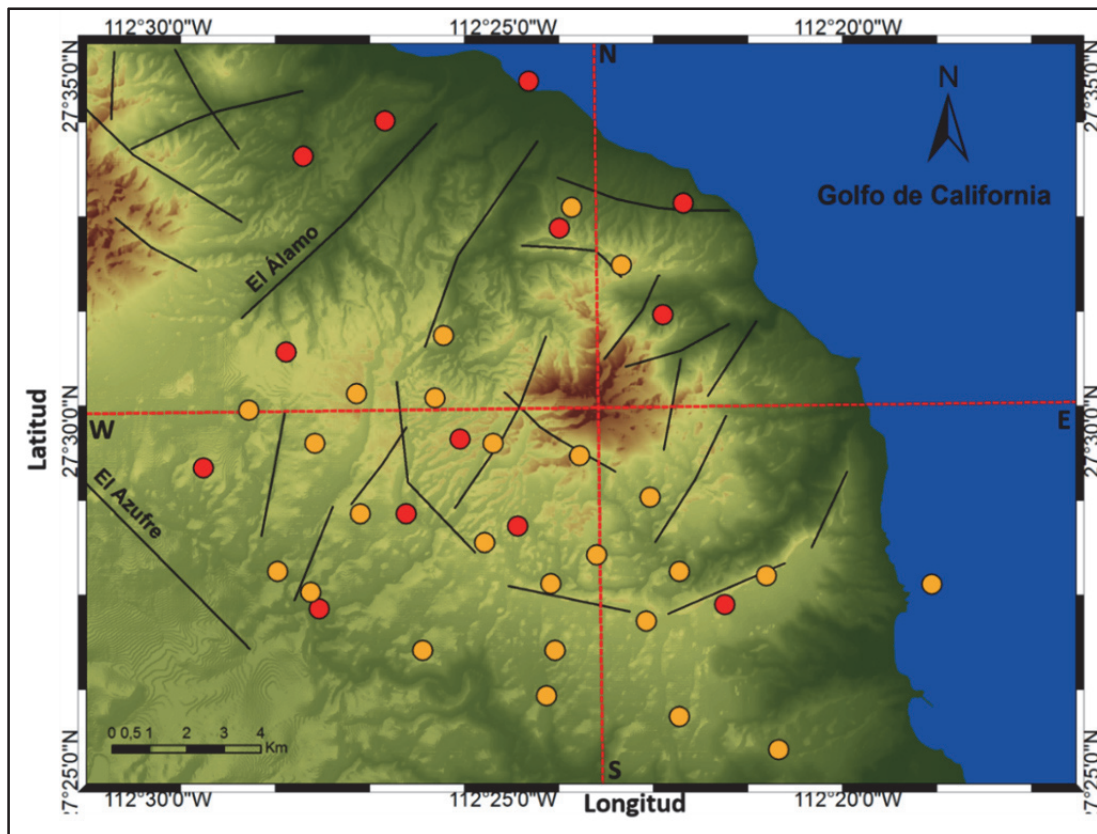


Figura 8. Microsisismicidad registrada durante 2015-2016 en la caldera La Reforma del complejo volcánico Las Tres Vírgenes, Baja California Sur (tomado de Leandro-Pérez, 2017)

5. Conclusiones

El futuro geotérmico en México marca varios escenarios. A corto plazo, hacer más eficientes los sistemas geotérmicos hidrotermales en operación mediante el uso de plantas de ciclo binario e implementación de nuevos ciclos termodinámicos, lo que se traduce en un incremento en la generación de energía eléctrica. Canalizar mayores recursos para desarrollar tecnología y aprovechar el calor residual de los fluidos geotérmicos (posterior a la generación de electricidad) y de los sistemas geotérmicos de mediana y baja entalpía para usos directos principalmente bombas de calor para el acondicionamiento de espacios (calefacción o refrigeración) en ciudades con temperaturas extremas, permitirá un ahorro importante de energía. Explorar los Sistemas Geotérmicos Mejorados (EGS) y desarrollar tecnología para explotar los sistemas de roca seca caliente multiplicaría los recursos geotérmicos disponibles y la capacidad instalada de generación de energía eléctrica (actualmente la caldera Aocolculco, Puebla, es considerado un sistema EGS; Canet et al., 2015). Y, continuar con la exploración de los recursos geotérmicos submarinos en el Golfo de California, pues estos sistemas poseen mayor potencial energético que los sistemas EGS y los sistemas hidrotermales.

México sigue siendo un país que depende de los hidrocarburos como fuente de energía primaria. La nueva reforma energética enmarca la necesidad de desarrollar estrategias, conocimiento y tecnología para impulsar de manera sustentable las energías limpias o renovables en México. Más de la mitad de los 120 GW proyectados de capacidad de generación de energía instalada para el 2040 debe provenir de fuentes renovables. Esto reduce a la mitad las emisiones de CO₂, de poco más de 450 g CO₂/kWh en 2014 a 220 g

CO₂/kWh para el 2040. Aunado a esto, se debe lograr una participación del 35% en la generación de energía limpia para 2024, de la cual la geotermia debe alcanzar una participación del 5% (actualmente representa el 2%). Por lo tanto, la geotermia tiene y tendrá un rol importante en México tanto para generación de energía eléctrica, para usos directos y con un compromiso serio ante el cambio climático en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Referencias

- Arango-Galván, C., Prol-Ledesma, R.M., Torres-Vera, M.A., 2015, Geothermal prospects in the Baja California Peninsula, *Geothermics*, 55, 39–57.
- Arango-Galván, C., Prol-Ledesma, R.M., Flores-Márquez, E.L., Canet, C., Villanueva-Estrada, R.E., 2011, Shallow submarine and subaerial, low-enthalpy hydrothermal manifestations in Punta Banda, Baja California, Mexico: Geophysical and geochemical characterization, *Geothermics*, 40, 102–111.
- Barbier, E., 2002, Geothermal energy technology and current status: an overview, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 6, 3–65,
- Bertani, R., 2016, Geothermal power generation in the world 2010–2014 update report, *Geothermics*, 60, 31–43.
- Canet, C., Trillaud, F., Prol-Ledesma, R.M., González-Hernández, G., Peláez, B., Hernández-Cruz, B., Sánchez-Córdova, M.M., 2015, Thermal history of the Acozulco geothermal system, eastern Mexico: Insights from numerical modeling and radiocarbon dating, *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 305, 56–62.
- Davis, A.P., Michaelides, E.E., 2009, Geothermal power production from abandoned oil Wells, *Energy*, 34, 866–872.
- Dickson, M.H., Fanelli, M., 2005, *Geothermal energy, utilization and technology*, UNESCO Publishing, 221 p.
- DiPippo, R., 2004, Second Law assessment of binary plants generating power from low-temperature geothermal fluids, *Geothermics*, 33, 565–586.
- Espinoza-Ojeda, O.M., Prol-Ledesma, R.M., Iglesias, E.R., Figueroa-Soto, A., 2017, Update and review of heat flow measurements in México, *Energy*, 121, 466–479.
- Fowler, A.P.G., Zierenberg, R.A., Schiffman, P., Marks, N., Friðleifsson, G.Ó., 2015, Evolution of fluid–rock interaction in the Reykjanes geothermal system, Iceland: Evidence from Iceland Deep Drilling Project core RN-17B, *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 302, 47–63.
- Franco, A., Villani, M., 2009, Optimal design of binary cycle power plants for water-dominated, medium-temperature geothermal fields, *Geothermics*, 38, 379–391.
- Friðleifsson, G.Ó., Elders, W.A., 2005, The Iceland Deep Drilling Project: A search for deep unconventional geothermal resources, *Geothermics*, 34, 269–285.
- Friðleifsson, G.Ó., Elders, W.A., Albertsson, A., 2014, The concept of the Iceland deep drilling Project, *Geothermics*, 49, 2–8.
- Fridleifsson, I.B., Bertani, R., Huenges, E., Lund, J.W., Ragnarsson, A. y Rybach, L., 2008, The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change, In: *IPCC Scoping Meeting on Renewable Energy Sources*, Proceedings, Alemania, 59–80.

- García-Gutiérrez, A., Martínez-Estrella, I., 2012, Status of development of geothermal heat pumps, *Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía*, 25, 58–68.
- González-Ruiz, L.E., González-Partida, E., Garduño-Monroy, V., Martínez, L., Pironon, J., Díaz-Carreño, E.H., Yáñez-Dávila, D., Romero-Rojas, W., Romero-Rojas, M.C., 2015, Distribución de anomalías geotérmicas en México: Una guía útil en la prospección geotérmica, *Revista Internacional de Investigación e Innovación Tecnológica*, 31 p.
- Gómez-Ávila, M., Gómez-Arias, E. (2017). Base de datos geotérmicos en México. Proyecto interno PO3 del Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica -CeMIE-Geo- (sin publicar).
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A., 2007, 1997-2006: A decade of geothermal power generation in Mexico, Annual Meeting GRC, Nevada, 11 p.
- Gutiérrez-Negrín, L.C., Maya-González, R., Quijano-León, J.L., 2015, Present Situation and Perspectives of Geothermal in Mexico. In: proceedings of the World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19–25 April.
- Iglesias, E.R., Torres, R.J., 2003, Low- to medium-temperature geothermal reserves in Mexico: A first assessment, *Geothermics*, 32, 711–719.
- Hiriart-Le Bert, G., Gutiérrez-Negrín, L.C.A., Quijano-León, J.L., Ornelas-Celis, A., Espíndola, S., Hernández, I., 2011, Evaluación de la energía geotérmica en México, informe para el Banco Interamericano de Desarrollo y la Comisión Regulatoria de Energía, México, 167 p.
- International Energy Agency, IEA 2016, indicadores de producción y consumo de energía durante el 2014:
<http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=MEXICO&product=balances&year=2014>
- Leandro-Pérez, J., 2017, estudio de microsismicidad en la caldera la Reforma del complejo volcánico Las Tres Vírgenes, Baja California Sur, México, Tesis de maestría, CICESE, Ensenada, México, 120 p.
- Lund, J.W., Boyd, T.L., 2016, Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review, *Geothermics*, 60, 66–93.
- Martín-Gamboa, M., Iribarren, D., Dufour, J., 2015, On the environmental suitability of high- and low-enthalpy geothermal systems, *Geothermics*, 53, 27–37.
- Martínez-Estrella, I., Torres, R.J., Iglesias, E.R., 2005, A GIS-based information system for moderate-to low- temperature Mexican Geothermal Resources, Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 8 p.
- Massachusetts Institute of Technology, MIT, 2006, The Future of Geothermal Energy: Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century. MIT, USA, 372 p.; https://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/future_geo_energy.pdf
- Maya-González, R., Gutiérrez-Negrín, L., 2007, Recursos geotérmicos para generar electricidad en México, *Revista Digital Universitaria*, 8, 13 p.
- Muraoka, H., Uchida, T., Sasada, M., Yagi, M., Akaku, K., Sasaki, M., Yasukawa, K., Miyazaki, S., Doi, N., Saito, S., Sato, K., Tanaka, S., 1998, Deep geothermal resources survey program: igneous, metamorphic and hydrothermal processes in a well encountering 500 °C at 3729 m depth, Kakkonda, Japan, *Geothermics*, 27, 507–534.
- Murphy, H., Niitsuma, H., 1999, Strategies for compensating for higher costs of geothermal electricity with environmental benefits, *Geothermics*, 28, 693–711.

- Prol-Ledesma, R.M., Torres-Vera, M.A., Rodolfo-Metalpa, R., Ángeles, C., Lechuga-Devez, C.H., Villanueva-Estrada, R.T., Shumilin, E., Robinson, C., 2013, High heat flow and ocean acidification at a nascent rift in the northern Gulf of California, *Nature Communication*, 4 (1388), 1–7.
- Romo-Jones, J.M., Kretzschmar, T.G., Grupo CeMIE-Geo, 2017, The Mexican Center of Innovation in Geothermal Energy, CeMIE-Geo: challenges and opportunities, *Procedia Earth and Planetary Science*, 17, 905–908.
- Santoyo-Gutiérrez, E., Torres-Alvarado, I.S., 2010, Escenario futuro de explotación de la energía geotérmica: hacia un desarrollo sustentable, *Revista Digital Universitaria*, 11 (10), 26 p.
- Sanyal, S.K., 2010, Future of geothermal energy, *Proceeding Thirty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California, 6 p.
- Secretaría de Energía (SENER), 2015, Centros Mexicanos de Innovación en Energías. <http://www.gob.mx/sener/articulos/centros-mexicanos-de-innovación-en-energía>
- Secretaría de Energía (SENER), 2016, Informe sobre la participación de las energías renovables en la generación de electricidad en México, al 31 de diciembre de 2014. http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/25602/Informe_Renovables_2014-2.pdf
- Self, S.J., Reddy, B.V., Rosen, M.A., 2013, Geothermal heat pump systems: Status review and comparison with other heating options, *Applied Energy*, 101, 341–348.
- Stober, I., Bucher, K., 2013, *Geothermal Energy From Theoretical Models to Exploration and Development*, Springer, 290 p.
- Suárez-Arriaga, M.C., 2004, Evaluación del potencial, biogénesis y características esenciales de los sistemas geotérmicos submarinos en México - Norte de la Costa Mexicana del Océano Pacífico y Golfo de California -, *Geotermia*, 17 (1), 31–43.
- Suárez-Arriaga, M.C., Bundschuh, J., Samaniego, F., 2014, Assessment of submarine geothermal resources and development of tools to quantify their energy potentials for environmentally sustainable development, *Journal of Cleaner Production*, 83, 21–32.
- Torres, V., Arellano, V., Barragán, R.M., González, E., Herrera, J.J., Santoyo, E., Venegas, S., 1993, *Geotermia en México*. Programa Universitario de Energía, Coordinación de la Investigación Científica, UNAM, Programa Universitario de Energía - UNAM, 161 p.
- Verma, S.P., Andaverde, J., 2007, Coupling of Thermal and Chemical Simulations in a 3-D Integrated Magma Chamber-Reservoir Model: A New Geothermal Energy Research Frontier. In: *Geothermal Energy Research Trends*, Nova Science Publishers, New York, USA, Chapter 7, 149–188.
- Verma S.P., Gómez-Arias E., Andaverde J., 2011, Thermal sensitivity analysis of the emplacement of magma chamber in Los Humeros caldera, Puebla, Mexico, *International Geology Review*, 53, 905–925.
- Verma S.P., Gómez-Arias E., 2013, Three-dimensional temperature field simulation of magma chamber in the Los Humeros geothermal field, Puebla, Mexico, *Applied Thermal Engineering*, 52, 512–515.
- Verma S.P., Gómez-Arias E., 2014, Optimal discretization time and mesh size in three-dimensional temperature field simulation in two Mexican geothermal fields, *Geothermics*, 51, 91–102.

- Verma S.P., Gómez-Arias E., 2016, Flat surface versus present-day topography and cylindrical versus spherical source in temperature field simulation models: case of the Cerritos Colorados, Mexico, *Applied Thermal Engineering*, 107, 70–78.
- Wohletz, K., Heiken, G., 1992, *Volcanology and Geothermal Energy* (Los Alamos Series in Basic and Applied Sciences), University of California Press, 450 p.
- Yost, K., Valentin, A., Einstein, H.H., 2015, Estimating cost and time of wellbore drilling for Engineered Geothermal Systems (EGS) – Considering uncertainties, *Geothermics*, 53, 85–99.

TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DEL CO₂: DISEÑO, BARRERAS Y PRECURSORES

Helena Cabal

Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas. *E-mail:* helenacabal@ciemat.es

Resumen

Este capítulo se divide en dos partes. En la primera se hace una breve introducción a la captura, transporte, almacenamiento y uso del CO₂, destacando las tecnologías más relevantes y aportando datos sobre el estado actual a nivel mundial.

En la segunda parte se describe el trabajo desarrollado y resultados más relevantes del proyecto COMET, *Hacia una infraestructura de transporte y almacenamiento de CO₂ en el Mediterráneo Occidental*, cofinanciado por la Comisión Europea en su 7º Programa Marco de Investigación. En este proyecto se desarrolló una metodología para evaluar cuál sería el trazado óptimo de una red de ceoductos en España, Portugal y Marruecos, bajo distintos escenarios energéticos. Para ello se realizaron inventarios de sumideros en los tres países y de emisiones actuales y a largo plazo usando modelos energéticos nacionales. Con los mismos modelos, un sistema de información geográfica y un modelo de transporte que incluía costes, se obtuvieron los trazados óptimos de las redes de ceoductos. Por último se analizaron e identificaron las barreras y sinergias del transporte de CO₂.

1. Introducción

Algunas estrategias de mitigación de cambio climático son la mejora de la eficiencia y el ahorro energético; el uso de combustibles bajos en carbono como el gas natural o el combustible nuclear; el desarrollo e implementación de las tecnologías renovables; la geoingeniería para, por ejemplo, utilizar los bosques como sumideros de CO₂; y la captura y almacenamiento de CO₂.

En México, la Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENCC) describe cinco ejes estratégicos en los que se apoya el desarrollo bajo en emisiones y la mitigación, Gobierno de la República, 2013. Estos son:

- M1: Acelerar la transición energética hacia fuentes de energía limpia.
- M2: Reducir la intensidad energética mediante esquemas de eficiencia y consumo responsable.
- M3: Transitar a modelos de ciudades sustentables con sistemas de movilidad, gestión integral de residuos y edificaciones de baja huella de carbono.
- M4: Impulsar mejores prácticas agropecuarias y forestales para incrementar y preservar los sumideros naturales de carbono.
- M5: Reducir emisores de Contaminantes Climáticos de Vida Corta y propiciar beneficios de salud y bienestar.

El primer pilar hace referencia a las fuentes de energía limpia consideradas por la ENCC que comprenden las tecnologías renovables, la nuclear y la de captura y almacenamiento de CO₂

(según el Artículo 3.XXII de la Ley de la Industria Eléctrica publicada en 2014. A esta última es a la que se le va a dedicar este capítulo que está dividido en dos partes. En una primera, se presenta una breve introducción a la captura, transporte y almacenamiento de CO₂. En la segunda, se describen la metodología y algunos resultados del proyecto COMET, cofinanciado por la Comisión Europea (CE) dentro de su 7° Programa Marco de Investigación, dedicado al diseño de una infraestructura de transporte y almacenamiento de CO₂ en la región del Mediterráneo Oeste que comprende los países de España, Portugal y Marruecos.

2. Introducción a la Captura, Uso, Transporte y Almacenamiento de CO₂

En esta primera parte se describen las principales tecnologías utilizadas en la captura de CO₂, los posibles medios de transporte, tipos de almacenamiento y algunos usos así como se muestran algunos datos sobre los proyectos actuales tanto de captura como de transporte en el mundo. Antes de comenzar con esta breve introducción conviene hacer un pequeño inciso sobre la denominación que comúnmente se le da a esta tecnología, Captura y Almacenamiento de CO₂ (CAC en castellano y CCS en inglés que se corresponde con Carbón Capture and Storage). Queda fuera de este título el transporte, fase fundamental en la que el carbono capturado es trasladado hasta el sumidero donde quedará almacenado y que lleva consigo grandes retos de diseño y construcción y supone una parte importante del coste total del proyecto como se verá en la segunda parte del capítulo.

2.1. Captura de CO₂

Dentro de las tecnologías de captura de CO₂ disponibles en la actualidad, la que se encuentra en estado más avanzado de madurez es la postcombustión. Como su propio nombre indica, en la postcombustión se captura el CO₂ del gas resultado de la combustión y es la tecnología más adecuada para actualizar plantas ya existentes. La figura 1 muestra de manera esquemática el proceso de captura por postcombustión.

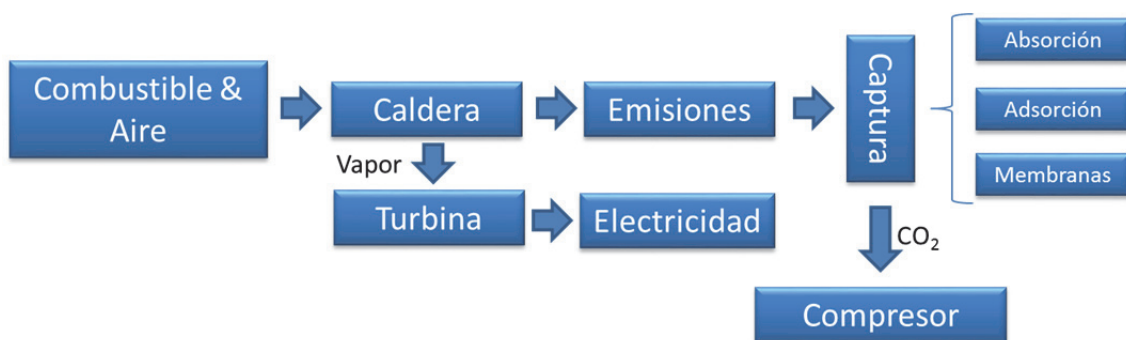


Figura 1. Captura de CO₂ con postcombustión

Hay distintas técnicas de captura como la absorción, adsorción y las membranas. En la absorción se retiene el CO₂ en una solución líquida como puede ser las aminas, mientras que en la adsorción las moléculas de CO₂ se capturan en la superficie de otro material como un sólido solvente del tipo de la zeolita. Finalmente, también se puede separar el CO₂ del gas mediante permeabilidad selectiva a través de membranas.

Otra tecnología de captura del CO₂ es la pre-combustión donde se trata el combustible antes de quemarlo como puede verse en la figura 2.

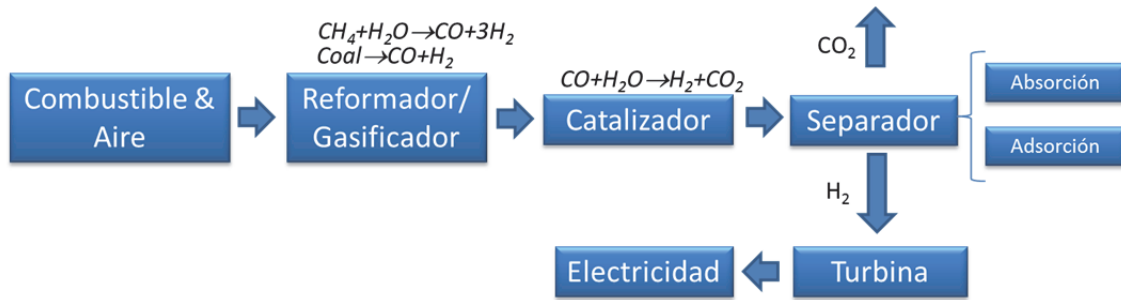


Figura 2. Captura de CO₂ con pre-combustión

En el caso de una planta de generación eléctrica con carbón, el combustible se gasifica previamente a ser utilizado en un gasificador con bajo contenido de oxígeno para formar un gas de síntesis (syngas) consistente principalmente en CO e H₂. Luego el syngas se hace pasar por una reacción agua-gas con vapor para formar más H₂ y convertir el CO en CO₂. En el caso del gas natural, se reforma el gas a syngas y el proceso posterior es el mismo. En ambos casos se captura después utilizando técnicas de absorción y adsorción.

Existe otra tecnología de captura de CO₂ en plantas de producción de electricidad que se conoce como combustión oxifuel que consiste en utilizar oxígeno en lugar de aire en la combustión reduciendo así el nitrógeno en el gas emitido lo que facilita el proceso de separación como puede verse en la figura 3.

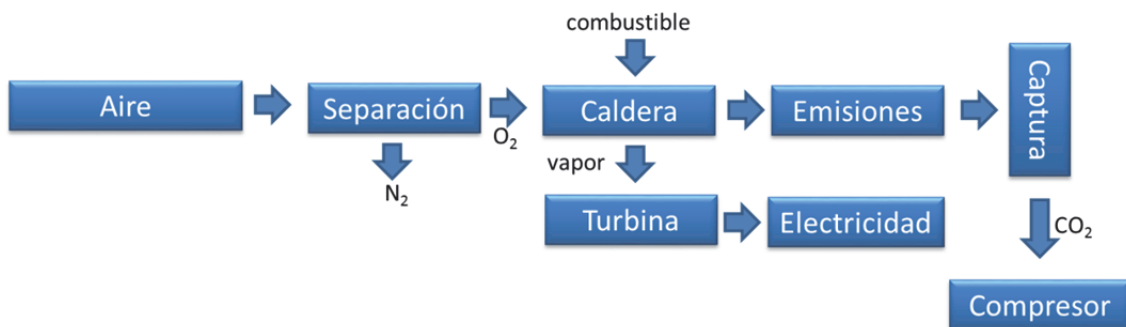


Figura 3. Captura de CO₂ con oxifuel

Además en la industria también se utiliza la separación del CO₂ con estas mismas tecnologías (Figura 4). La pre-combustión se utiliza para producir hidrógeno a gran escala que se emplea en la fabricación de amoníaco y fertilizantes y en el refinado de petróleo, mientras que la postcombustión se utiliza para separar el CO₂ del gas natural sin refinar también a gran escala.

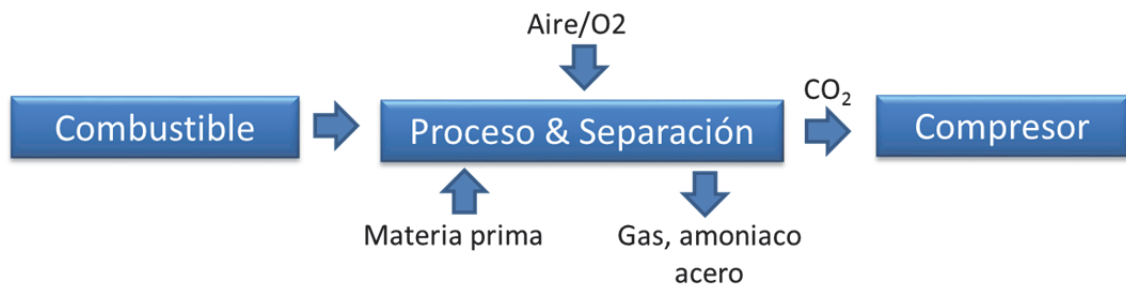


Figura 4. Captura de CO₂ en la industria

Según publicó el Global CCS Institute en su informe resumen de 2016, The global Status of CCS 2016, en noviembre de 2016 existían en el mundo 21 proyectos en operación y construcción con una captura total de 40,3 MtCO₂/año, 6 proyectos en planificación avanzada con 8,4 MtCO₂/año y 11 proyectos en fase inicial de planificación con 21,1 MtCO₂/año. La mayoría de los proyectos actuales se encuentran en Estados Unidos pero los nuevos proyectos están más repartidos por China, Europa y resto del mundo.

Más información sobre tecnologías de captura de CO₂ puede encontrarse en (The global Status of CCS, Plataforma Tecnológica Española de CO₂ PTECO₂, 2015)

2.2. Transporte de CO₂

Una vez que el CO₂ ha sido capturado y llevado al compresor para disponer su traslado, éste puede realizarse de tres maneras: por tubería, que llamamos ceoducto; por carretera en camiones y por mar en buques tanque. Los ceoductos son el mejor método para transporte terrestre de grandes volúmenes de CO₂ a largas distancias. En este caso es fundamental que el CO₂ se encuentre en fase densa y en condiciones supercríticas (figura 5), esto es, por encima de su temperatura y presión crítica, lo que le confiere propiedades entre las del gas y las del líquido. Esto implica mantener unas condiciones de temperatura y presión determinadas. La presión típica está entre 85 y 150 bar y la temperatura entre 13 y 44C. Las caídas de presión se compensan con estaciones de re-compresión.

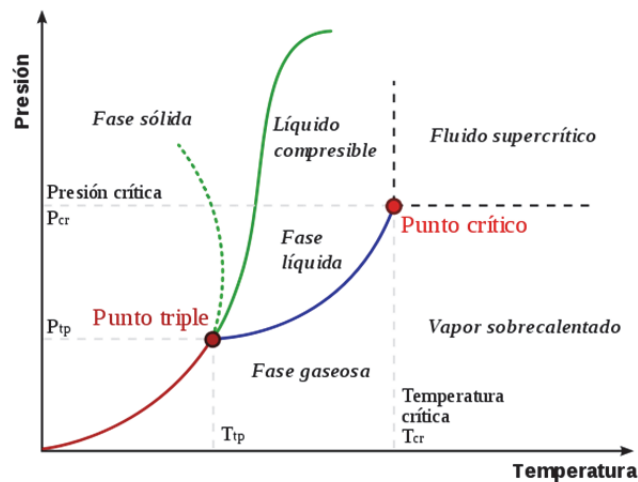


Figura 5. Condiciones de los fluidos supercríticos

Las tuberías terrestres se entierran a un metro de profundidad. Las tuberías marinas en aguas poco profundas también se entierran mientras que las de aguas profundas no lo necesitan.

En el mundo, hay en la actualidad cerca de 3.500 km de ceoductos, la mayoría en USA, siendo el más largo el de Cortez con 803 km y el más antiguo el de (Canyon Reef Carriers con 44 años. Sólo uno de los 12 ceoductos referenciados en el informe Serpa J., Morbee J. and Tzimas E. JRC IE. EUR, 2011) de la CE es marino y se encuentra localizado en el mar del Norte, Europa.

Más información sobre transporte de CO₂ puede encontrarse en (Leung D. and Maroto-Valer M, Informe del Grupo de trabajo III del IPCC, 2005, Jensena M., Schlasnera S., Sorensena J. and

Hamlinga J. Energy, Procedia, Global CCS Institute Serpa, J., Morbee J. and Tzimas E. JRC IE. EUR y Plataforma Tecnológica Española de CO₂ PTECO₂, 2014).

2.3. Almacenamiento de CO₂

En términos generales, el CO₂ puede ser inyectado en una formación rocosa subterránea o en formaciones rocosas porosas que retienen o que han retenido gas natural o petróleo anteriormente. La figura 6 ilustra los distintos tipos de sumideros.

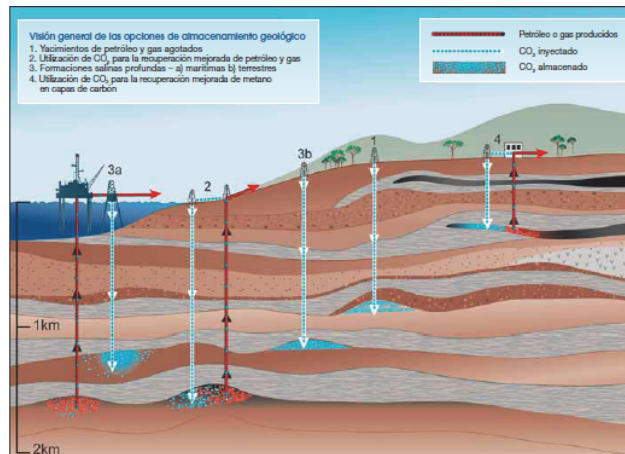


Figura 6. Tipos de almacenamiento de CO₂. Fuente: Informe del Grupo de trabajo III del IPCC, 2005

1. Yacimientos de petróleo y gas agotados
2. Recuperación mejorada de gas y petróleo (EOR) que consiste en inyectar CO₂ en la bolsa y mezclarlo con el petróleo dando lugar a un fluido menos viscoso y con menos tensión facilitando su recuperación
3. Acuíferos salinos
 - 3.a. Marinos
 - 3.b. Terrestres
4. Recuperación mejorada de metano en vetas de carbón donde el CO₂ se intercambia con el metano y queda adherido al carbón y almacenado permanentemente.

En general han de considerarse varios factores a la hora de elegir un sumidero que veremos más adelante. Entre ellos la porosidad, grosor y permeabilidad del sumidero; el sellado con roca; la estabilidad geológica del medio; la distancia a la fuente; la capacidad de almacenamiento; las vías de escape para las posibles fugas; etc.

Más información sobre almacenamiento de CO₂ puede encontrarse en, (Leung D. and Maroto-Valer M, Gibbins J. and H. Chalmers. Energy Policy 36 (2008), Informe del Grupo de trabajo III del IPCC, 2005, Jensen M., Schlasner S., Sorensen J. and Hamlinga J. Energy Procedia 63, 2014, Global CCS Institute, sitio web y Plataforma Tecnológica Española de CO₂, PTECO₂, 2012).

2.4. Uso del CO₂

El CO₂ no sólo se puede almacenar si no también utilizar dándole así un valor económico a una carga ambiental. Entre los posibles usos directos está la recuperación mejorada de petróleo (EOR) comentada en el apartado anterior; su uso como disolvente, al igual que la acetona, de productos químicos o en la limpieza en seco; tratamiento de aguas; bebidas carbonatadas; envasado de alimentos; invernaderos, etc. Además se puede usar para mejorar procesos biológicos como el crecimiento de micro algas o la fertilización entre otros. Finalmente, tiene aplicaciones químicas como la fotosíntesis artificial.

Los últimos datos de 2012 dan una tasa aproximada de utilización de CO₂ de 120 Mt al año en todo el mundo, con exclusión de su uso con fines de recuperación mejorada de petróleo.

Más información sobre uso de CO₂ puede encontrarse en Tecnológica Española de CO₂ PTECO₂, 2013.

3. Proyecto COMET

En el proyecto COMET⁵, *Hacia una infraestructura de transporte y almacenamiento de CO₂ en el Mediterráneo Occidental*, cofinanciado por la CE en su 7º Programa Marco de Investigación, participaron 17 equipos de 7 países, no sólo de universidades y centros de investigación sino también de empresas eléctricas de España, Portugal y Marruecos. El proyecto, coordinado por el Laboratorio Nacional de Energía y Geología de Portugal (LNEG, <http://www.lneg.pt/>) duró tres años y estaba dividido en 7 paquetes de trabajo como muestra la figura 7 a continuación.

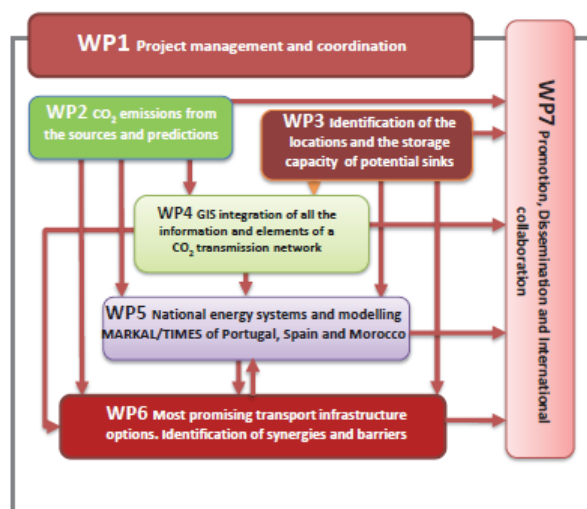


Figura 7. Estructura del proyecto COMET

El primer paquete de trabajo estaba dedicado a la gestión y coordinación del proyecto y el último a la promoción, difusión y colaboración internacional. A continuación se presenta un resumen del resto de paquetes.

⁵ <http://comet.lneg.pt>

3.1. Emisiones de CO₂ desde las fuentes y proyecciones

En este paquete de trabajo primero se identificaron todos los focos de emisiones de CO₂ mayores de 100kt para los años 2005 a 2010 en España, Portugal y Marruecos. En el caso de la España peninsular se identificaron 228 fuentes puntuales, la mayor parte ubicada en las costas. Cada punto de emisión estaba caracterizado en la base de datos que se construyó por su sector productivo, emisiones desde 2005 a 2010 y coordenadas geográficas. Para el cálculo de las proyecciones de las emisiones a medio y largo plazo se usaron los modelos energéticos de optimización nacionales de la familia TIMES (TIMES-Spain, TIMES-PT y TIMES-Morocco). Los resultados de los modelos nos dieron la composición óptima del sistema energético, las emisiones, generación eléctrica y demanda de energía final en cada país entre otras soluciones. De este modo se pudo hacer una estimación de la captura de CO₂ en 2020, 2030, 2040 y 2050, y consecuentemente, las necesidades de almacenamiento en estos periodos para distintos escenarios energéticos (tabla 1) en función del crecimiento del PIB, de los objetivos de mitigación de cambio climático y de la posibilidad de cruzar fronteras con los ceoductos de modo que un país pudiese almacenar sus emisiones de CO₂ en otro país. En todos los escenarios se ha de cumplir con la obligación de alcanzar los objetivos del *Paquete de medidas sobre clima y energía hasta 2020* en materia de reducción de emisiones de GEI, -20% en 2020, y participación de las tecnologías renovables en el consumo final, 20% en 2020:

Tabla 1. Escenarios energéticos

Escenario	ΔPIB	Mitigación
Conservador	Alto	40%
Mitigación alta	Alto	80%
Sin captura	Alto	80%
Bajo crecimiento y alta mitigación	Bajo	80%
Cruzando fronteras	Alto	40%

En los modelos, las tecnologías de captura de CO₂ están definidas por el sector productivo (eléctrico, industria del cemento, acero, vidrio, papel, no metales y refinerías), combustible utilizado, tasa de captura, consumo de electricidad y combustible por tonelada de CO₂ capturada y coste de inversión por ktCO₂ capturada para 2020, 2030, 2040 y 2050.

La figura 8 muestra los resultados obtenidos de emisiones de CO₂ por sector para distintos escenarios.

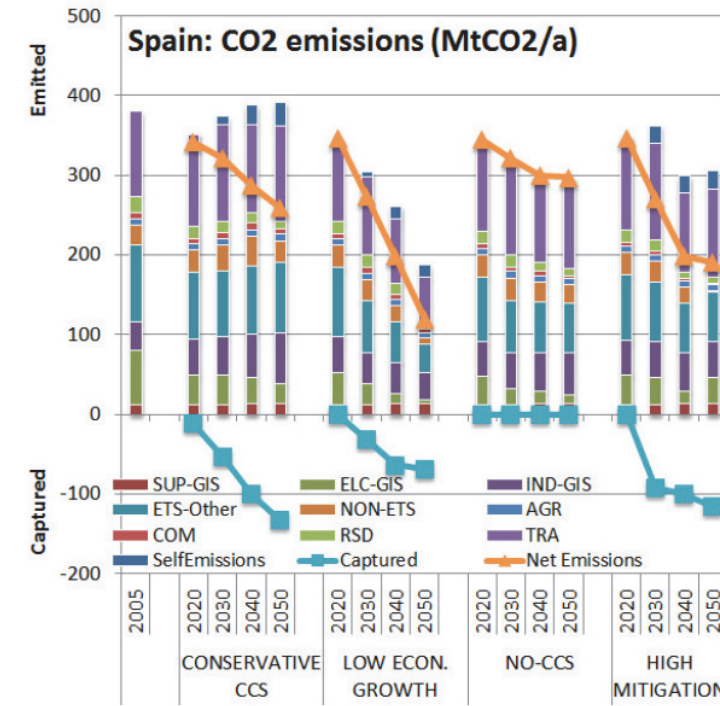


Figura 8. Emisiones de CO₂ para distintos escenarios energéticos. Fuente: Kanudia A., Berghout N., Boavida D., van den Broek M., Cabal H., Carneiro J., Fortes P., Gargiulo M., Gouveia J.P., Labriet M., Lechón Y., Martínez R., Mesquita P., Rimie A., Seixas J. and Tosato GC. Energy Procedia, 2013

Se observa la reducción de emisiones en todos los escenarios debido a los objetivos de obligado cumplimiento impuestos por la CE (línea naranja). El escenario donde se dan las mayores reducciones es el de bajo crecimiento económico y alta mitigación, mientras que el escenario en el que se captura más CO₂ es el conservador (línea azul). Esto es debido a una mayor incorporación de energías renovables en el escenario de bajo crecimiento económico como puede verse en la gran reducción de emisiones en el sector eléctrico, mientras que en el conservador hay una mayor incorporación de las tecnologías de captura. Más información sobre estos resultados se pueden encontrar en, A. Kanudia, M. Gargiulo, M. Labriet, G.C. Tosato, J.P. Gouveia, J. Seixas, P. Fortes, H. Cabal, Y. Lechón, M. van den Broek, J. Carneiro, 2012

3.2. Localización y capacidad de los sumideros de CO₂

En este paquete de trabajo se hizo un inventario de los sumideros en los tres países. En España se contaba ya con una identificación realizada por el Instituto Geológico y Minero de España (IGME), que también participaba en el proyecto COMET, resultado del proyecto europeo GeoCapacity⁶ y que se mejoró. Se identificaron cuatro cuencas principales correspondientes a los cuatro ríos más largos: Ebro, Tajo, Duero y Guadalquivir. Y en estas cuencas se inventariaron los acuíferos salinos potencialmente utilizables para almacenamiento de CO₂. (Martínez R., Suárez I., Carneiro J., Zarhloule Y., Le Nindred Y.M. and Boavida D. Energy Procedia, 2013, Boavida D., Carneiro J., Martínez R., van den Broek M., Ramírez A., Rimie A., and Tosato GC, and Gastine M. Energy Procedia, 2013).

⁶ <http://www.geology.cz/geocapacity>

Una vez identificados los acuíferos se establecieron unos criterios para evaluar su idoneidad como sumideros (Martínez R., Suárez I., Carneiro J., Zarhloule Y., Le Nindred Y.M. and Boavida D. Energy Procedia, 2013). Estos criterios son la calidad del almacenamiento a la inyección: porosidad, permeabilidad, inyección; la calidad del sellado: grosor, litología y homogeneidad; la capacidad del almacenamiento: capacidad total de CO₂ disponible (alta calidad: >50Mt, media: 5-50Mt, baja: <5 Mt); las propiedades del sumidero: abierto o cerrado; otros recursos naturales afectados por el almacenamiento: recursos de agua consumible, depósitos estratégicos de gas, cuestiones medioambientales y sociales en la zona: proximidad a poblaciones o zonas protegidas y la calidad de la información recogida sobre el sumidero. Además de hacer un ranking de los criterios se aplicaron unos factores de peso a éstos. Cada sumidero tenía también un coste asociado en función de estos criterios.

3.3. Integración en SIG de toda la información y elementos de una red de CO₂

Este paquete de trabajo estaba dividido en tres fases:

En la primera fase, con ayuda de un Sistema de Información Geográfica (SIG), se integraron las fuentes de la base de datos del paquete 2 y los sumideros identificados en el paquete 3. Además se agruparon tanto fuentes como datos por grupos, un total de 55 agrupaciones de fuentes y 25 de sumideros como puede apreciarse en figura 9.

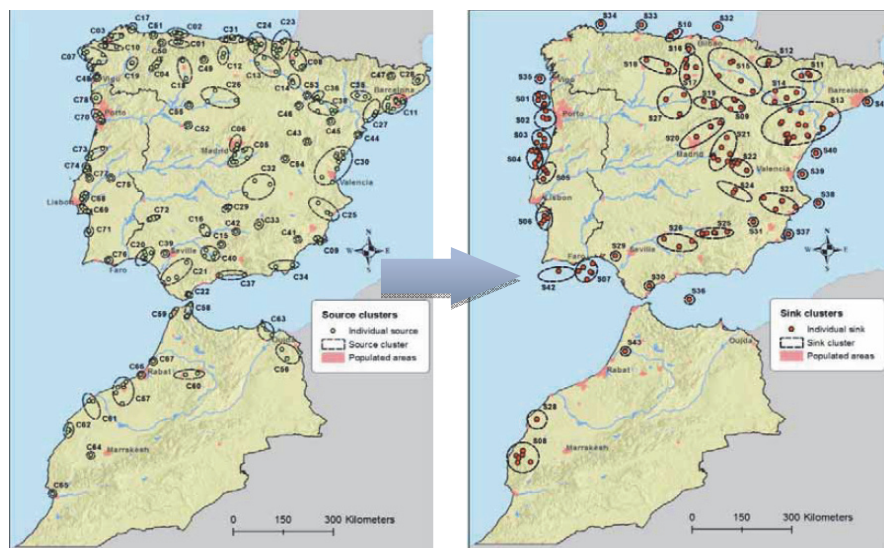


Figura 9. Mapa de emisiones y sumideros. Fuente: J. Carneiro y Paulo Mesquita. Universidad de Évora, 2012

Posteriormente, se incorporaron al SIG datos espaciales en celdas de 300mx300m Boavida D., Carneiro J., Martínez R., van den Broek M., Ramírez A., Rimie A., and Tosato GC, and Gastine M. Energy Procedia 37, 2013 del tipo de:

- Pendiente: clasificadas en <10%, entre 10 y 20% y más de 20%. A mayor pendiente, mayor coste
- Uso de suelo: sin población, urbano, cultivos, boques, árido, inundado, agua
- Red de carreteras y autopistas
- Vías ferroviarias
- Tuberías de gas y petróleo
- Recursos agua como ríos y arroyos
- Puertos para hacer una comparativa del transporte marítimo con buques y ceoductos
- Fuentes de CO₂
- Sumideros de CO₂

Con toda la información se elaboraron mapas de coste de superficie, donde las áreas protegidas y las de mayores pendientes tenían el mayor coste, y mapas de coste por distancia al sumidero (figura 10).

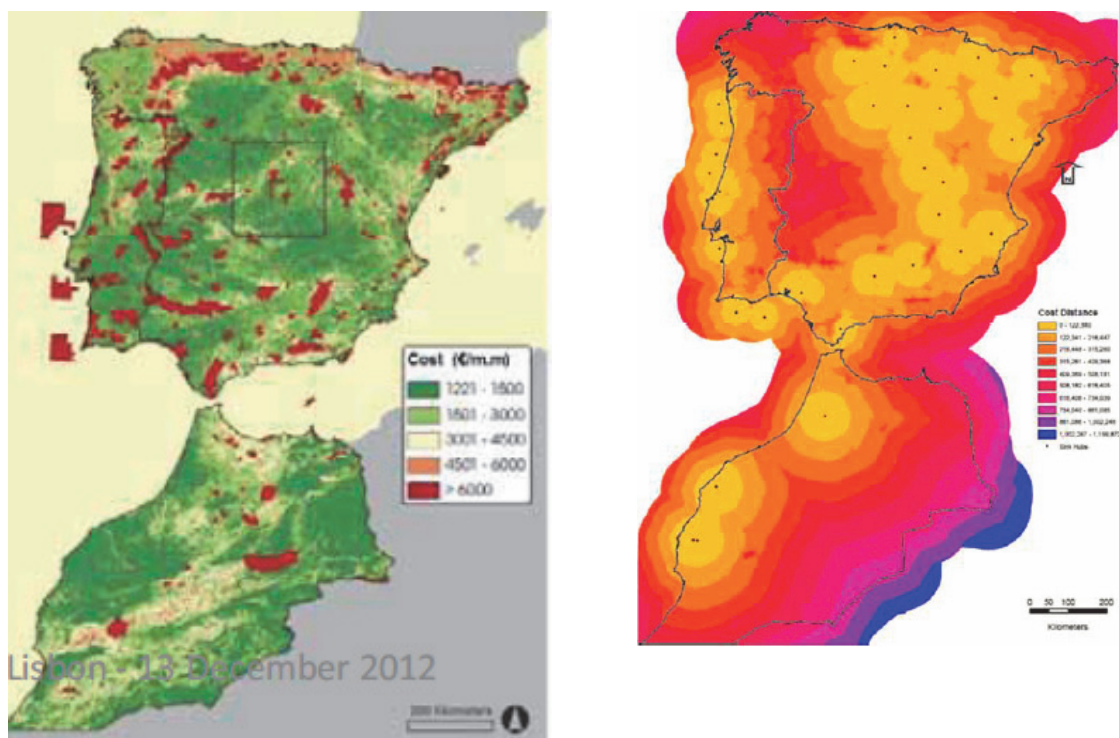


Figura 10. Mapas de coste según la superficie (izda.) y coste según la distancia al sumidero (dcha.).
Fuente: Universidad de Évora, 2012

Finalmente se definieron las rutas posibles de transporte entre fuentes y sumideros con su coste asociado.

3.4. Sistemas energéticos nacionales y modelización

En el paquete de trabajo 5, como se ha visto en la sección 3.1, se obtuvieron resultados de proyección de emisiones por sectores, generación eléctrica, demanda final, con los modelos nacionales de España, Portugal y Marruecos. Se construyó además un modelo COMET de optimización para el diseño de las rutas óptimas en cada escenario y periodo donde la función objetivo era minimizar el coste de transporte atendiendo a todos los cálculos hechos en los paquetes de trabajo anteriores y combinando el modelo con el SIG. El modelo seleccionó las combinaciones de almacenamiento, rutas de transporte y captura de menos coste. A continuación se muestran los resultados para distintos escenarios.

En la figura 11 están representados los resultados para el escenario *Conservador*.

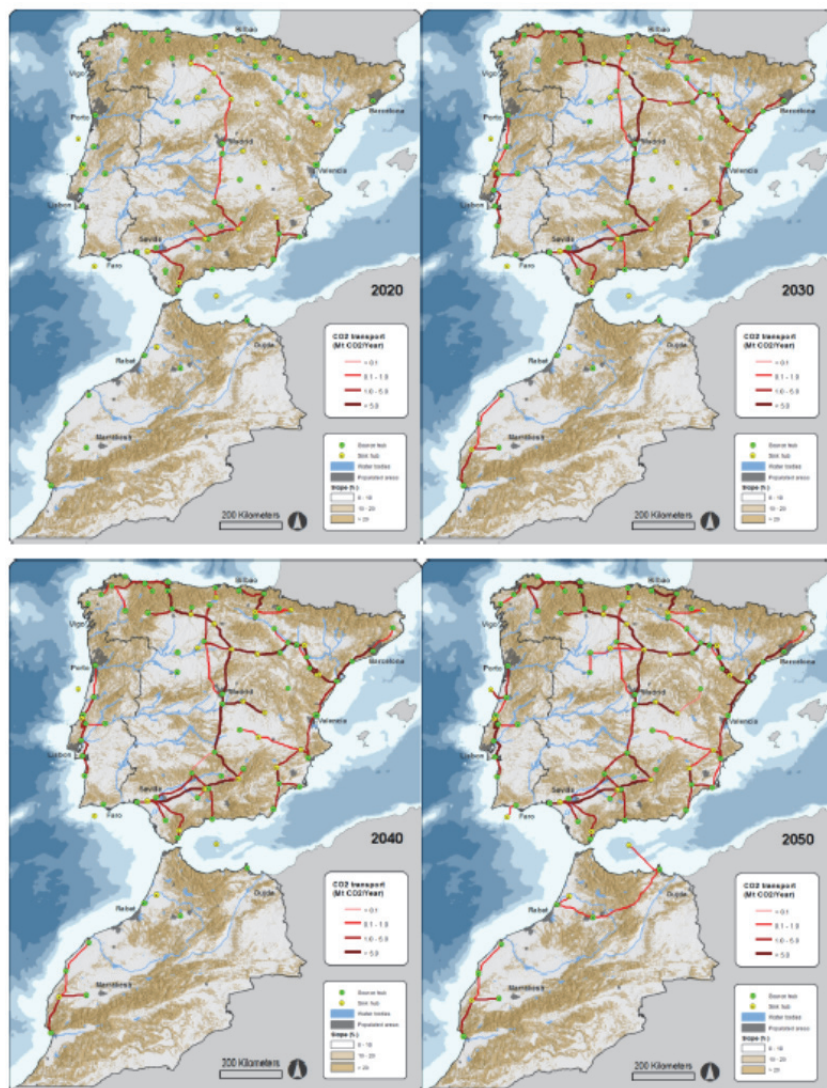


Figura 11. Trazado de ceo ducto para el escenario *Conservador*. Fuente: *J. Carneiro, P. Mesquita 2012*

En España la red de ceoductos empieza a funcionar en 2020 con un trazado de norte a sur, recogiendo el CO₂ de varios grupos de fuentes e inyectándolo en varios grupos de sumideros,

que después se va ramificando a la vez que empiezan las otras infraestructuras en Portugal y Marruecos a partir de 2030. En 2050, la red alcanza los 6184 km de longitud.

Se observa que cuando existe la posibilidad de cruzar las fronteras entre países, parte de las emisiones de Portugal y Marruecos se almacenan en sumideros en el sur de España y el transporte y almacenamiento es mayor, de 57 a 63 MtCO₂/año en 2030 y de 142 a 162 MtCO₂ en 2050.



Figura 12. Trazado de ceo ducto para el escenario Cruce de fronteras en 2050. Fuente: *J. Carneiro, P. Mesquita 2012*

En la siguiente figura se representan los ceoductos en el escenario *Alta mitigación*.



Figura 13. Trazado de ceo ducto para el escenario Alta mitigación en 2050. Fuente: *J. Carneiro, P. Mesquita 2012*

En el caso del escenario de *Alta mitigación*, la captura se empieza a dar en 2020 y es entonces cuando más diferencia hay con el escenario *Conservador*. Entre 2020 y 2030 se desarrolla una

extensa red de ceoductos, sin embargo, al final del periodo el uso de otras tecnologías para alcanzar el objetivo tan ambicioso resulta en una captura menor y consecuentemente en menos cantidad de CO₂ transportado. Esto, en comparación con el escenario *Conservador*, resulta en una red de menor longitud y en no utilizar los sumideros marinos por parte de Portugal y Marruecos.

Por último, se representan los resultados del escenario *Bajo crecimiento económico* en la figura 14.



Figura 14. Trazado de ceoducto para el escenario *Bajo crecimiento económico* en 2050. Fuente: J. Carneiro, P. Mesquita 2012

Se observa que en el escenario de *Bajo crecimiento económico* la captura es menor y por lo tanto el transporte se reduce a la mitad del transporte en el escenario *Conservador* en 2050. Esto resulta en que tampoco se van a utilizar los sumideros marinos y en unas redes de ceoductos menores al igual que en el escenario *Alta mitigación*.

3.5. Sinergias y barreras

En este último paquete de trabajo se analizaron las barreras y sinergias del transporte de CO₂. Se usó una metodología consistente en 1) una exhaustiva revisión bibliográfica sobre transporte de gas y transporte de CO₂ en proyectos ya implementados, 2) una revisión de ceoductos existentes y gasoductos importantes para la región como MEDGAZ que va de Argelia a España por el mar Mediterráneo, los que atraviesan la frontera con Portugal y otros más pequeños, 3) entrevistas con expertos en gasoductos y empresas de gas en cada país y 4) workshops también en cada país con todos los agentes implicados. Berghout N., Cabal H., Gouveia J.P., van den Broek M. and Faaij A. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015.

Empezando por la parte técnica, se encontraron sinergias con el transporte del gas. La experiencia en gasoductos terrestres y marinos y, aunque escasa, la experiencia en ceoductos, es un aspecto positivo. También lo es la experiencia acumulada en transporte de CO₂ en la industria química y alimenticia y en la recuperación mejorada de petróleo.

Como principales barreras tecnológicas encontramos la presencia de impurezas en el flujo de CO₂. Estas impurezas complican el mantenimiento de la fase del flujo dando lugar a cambios no deseados en la presión y temperatura que ocasionan corrosión, deterioro e incluso atascos. La presencia de agua es lo que peores efectos negativos tiene ya que el CO₂ se disuelve y forma ácido carbónico que es muy corrosivo. También se puede llegar a almacenar el agua formando hidratos que den lugar a hielo que atasque la tubería.

Otro problema importante son los flujos intermitentes que también producen variaciones en la temperatura y presión originando de nuevo corrosión. La intermitencia hace que sea difícil mantener las condiciones necesarias.

Otra barrera es la incertidumbre sobre la probabilidad y el impacto de los posibles fallos que pueden darse en las tuberías

Por último, la topografía también es una barrera muy importante en zonas montañosas como es el caso de España donde hay que atravesar cordilleras para llevar el CO₂ de las fuentes a los sumideros. Las diferencias en elevación hacen que cambie la presión del CO₂ causando problemas en el compresor y otros equipos. Las estaciones de bombeo requieren además de infraestructura eléctrica adicional.

Como posible solución a la intermitencia se propone construir almacenamientos temporales de CO₂ así como redes y hubs para controlar el flujo y minimizar los cambios en la composición e instalar estaciones de bombeo para mantener la presión deseada. La corrosión y el deterioro se minimizan si se usan aceros de alta calidad para evitar la corrosión y el deterioro y se mejoran las envolturas. Todas estas medidas conducen a un aumento considerable de los costes. Y sobre todo, una solución detectada relacionada con todos los factores tecnológicos es investigar más en cada uno de ellos.

Respecto a las sinergias no tecnológicas, se detectó la existencia de legislación en transporte de hidrocarburos que pueda servir de base a una legislación propia de transporte de CO₂; en Europa, la Directiva 2009/31/CE relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono; la existencia de marcos regulatorios como el Sistema de Comercio de Emisiones (Emission Trading System, ETS) o las tasas de CO₂, y la posibilidad de darle un uso al CO₂ capturado.

Entre las barreras no tecnológicas se detectaron la falta de mecanismos de financiación a largo plazo, la falta de un marco legal y regulatorio para el transporte y almacenamiento geológico del CO₂, la falta de mecanismos de penalización a las fuentes de emisión de CO₂, el precio bajo del CO₂, la crisis económica y por último la incertidumbre futura asociada, la gran inversión requerida y el muy alto riesgo, los precios altos y variables del acero y la gran incertidumbre sobre los retornos económicos, las políticas, la legislación, el desarrollo de los mercados de CO₂, la viabilidad tecnológica y la aceptabilidad social.

Como posibles soluciones se apuntaron el establecimiento de compromisos políticos y financiación a largo plazo por parte de los gobiernos, las garantías financieras a los inversores y la reforma de los mercados de CO₂.

3.6. Resultados

Los resultados más destacados del proyecto COMET para los tres países fueron las bases de datos de emisiones y sus proyecciones a medio y largo plazo, la identificación de los sitios potenciales de almacenamiento, el impacto del terreno en el coste, los escenarios energéticos a medio y largo plazo, la evaluación de posibles infraestructuras de transporte y almacenamiento, la evaluación de barreras y sinergias, un sistema de evaluación del potencial de desarrollo del CATC en el área Mediterránea oeste y finalmente un marco para realizar estudios similares en otros países o regiones.

Referencias

- A. Kanudia, M. Gargiulo, M. Labriet, G.C. Tosato, J.P. Gouveia, J. Seixas, P. Fortes, H. Cabal, Y. Lechon, M. van den Broek, J. Carneiro, 2012, Moroccan-Iberian energy systems development scenarios and integrated cost effective CO₂ source-transport-sink combinations. WP5 – COMET Technical Note 5.5.
- Berghout N., Cabal H., Gouveia J.P., van den Broek M. and Faaij A. International Journal of Greenhouse Gas Control 41, 2015, Method for identifying drivers, barriers and synergies related to the deployment of a CO₂ pipeline network. A case study for the Iberian Peninsula and Morocco pp.82–106
- Boavida D., Carneiro J., Martinez R., van den Broek M., Ramirez A., Rimie A., and Tosato GC, and Gastine M. Energy Procedia 37, 2013, Planning CCS Development in the west Mediterranean. pp. 3212-3220
- Gobierno de la República, 2013, ENCC, Estrategia Nacional de Cambio Climático. Visión 10-20-40.
- Gibbins J. and H. Chalmers. Energy Policy 36 (2008) Carbon capture and storage, pp.4317–4322
- Global CCS Institute, sitio web: <http://www.globalccsinstitute.com/content/capture>
- Global CCS Institute, sitio web: <https://www.globalccsinstitute.com/>
- Global CCS Institute, sitio web: <http://www.globalccsinstitute.com/content/storage>
- Informe del Grupo de trabajo III del IPCC, 2005, Informe especial del IPCC. La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono. Resumen para responsables de políticas.
- Jensena M., Schlasnera S., Sorensena J. and Hamlinga J. Energy Procedia 63, 2014, Operational flexibility of CO₂ transport and storage, pp.2715 – 2722

- J. Carneiro y Paulo Mesquita. Universidad de Évora, 2012, COMET Highlevel Seminar: CCS perspectives in the Iberian Peninsula and Morocco - Development of a CO2 transport infrastructure
- J. Carneiro, P. Mesquita 2012, COMET. Work package 4 final report. D-WP 4 - Deliverable 4.4.
- Kanudia A., Berghout N., Boavida D., van den Broek M., Cabal H., Carneiro J., Fortes P., Gargiulo M., Gouveia J.P., Labriet M., Lechón Y., Martínez R., Mesquita P., Rimie A., Seixas J. and Tosato GC. Energy Procedia 37, 2013, CCS infrastructure development scenarios for the integrated Iberian Peninsula and Morocco energy system, pp.2645 – 2656
- Leung D. and Maroto-Valer M, 2014, An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews 39, pp. 426–443
- Martinez R., Suárez I., Carneiro J., Zarhloule Y., Le Nindred Y.M. and Boavida D. Energy Procedia 37 (2013), Storage capacity evaluation for development of CO2 infrastructure in the west Mediterranean, pp.5209 – 5219
- Plataforma Tecnológica Española de CO2 (PTECO2), 2014, Captura de CO2: tecnologías para una captación a gran escala, en: http://www.pteco2.es/publicacion.asp?id_cat=15&pub=17
- Plataforma Tecnológica Española de CO2 PTECO2, 2013, Transporte de CO2: estado del arte, alternativas y retos, en: http://www.pteco2.es/publicacion.asp?id_cat=15&pub=9
- Plataforma Tecnológica Española de CO2 (PTECO2), 2012, Almacenamiento de CO2: tecnologías, oportunidades y expectativas, en: http://www.pteco2.es/publicacion.asp?id_cat=15&pub=8
- Serpa J., Morbee J. and Tzimas E. JRC IE. EUR 24731, 2011, Technical and Economic Characteristics of a CO2 Transmission Pipeline Infrastructure.
- The global Status of CCS 2016, SUMMARY REPORT. Global CCS Institute, 2016.
- The global Status of CCS 2015. SUMMARY REPORT. Global CCS Institute, 2015.
- Tecnológica Española de CO2 PTECO2, 2013, Usos del CO2: un camino hacia la sostenibilidad, Plataforma en: http://www.pteco2.es/publicacion.asp?id_cat=15&pub=11
- Universidad de Évora, 2012, COMET Technical Workshop: Bridging the gap in CCS infrastructure: Results from European projects. Paolo Mesquita.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY COOPERATION: POLICIES, CHALLENGES AND OPPORTUNITIES RESULTS FROM THE BETTER PROJECT

Dra. Natàlia Caldes

Centro de investigaciones energéticas, medioambientales y tecnológicas, CIEMAT, España

E-mail: natalia.caldes@ciemat.es

Abstract

This note presents some insights and main results of the research project BETTER “Bringing Europe and Third Countries closer together” which aimed at addressing RES cooperation between the EU and third countries in several dimensions. The starting point was given through the cooperation mechanisms provided by the RES Directive, allowing Member States to achieve their 2020 RES targets in a more cost efficient way, and thereby including the possibility to cooperate with third countries. The project was funded by EC under the Intelligent Energy Europe programme from 2012 to 2014. The project consortium was led by CIEMAT and also included other institutions: DLR (from Germany), ECN (from Netherlands), Joanneum Research (from Austria), EPU-NTUA (from Greece), Observatoire Méditerranée de l’Energie (from France), PIK (from Germany), TU-WIEN (from Austria) and UNDP-Croatia.

1. Introduction

Energy cooperation is expected to play an important role in the European Energy policy. In particular, renewable energy cooperation within the EU and with the EU’s neighbouring regions was expected to play an important role for cost effectively meeting the 2020 European Renewable energy targets but also for the design of Europe’s Energy system beyond 2020 and beyond. In order to incentivize such cooperative strategy, the so called “cooperation mechanisms” were introduced in 2009 as part of the Renewable Energy Directive 2009/28/EC.

Despite the economic rationale justifying a cooperative strategy, implementing such cooperation scheme has not been an easy task. Proof is that since the Directive entered into force in 2009, not a single Article 9 project has been implemented and other regional cooperation initiatives have not delivered as initially expected. This can be partially explained by the challenge associated to considering the interests of various countries and engaging with a high number of actors with heterogeneous priorities and often conflicting interests. In such situations, decision makers need to account for the impact of the proposed cooperation initiatives in a wide number of actors and parameters. Furthermore, they often need to cope with geopolitical instability, uncertainty, unreliable energy systems, as well as manage short and long term time frames, consider the various political agendas at play, account for the externalities in the energy market, etc.

Over more than thirty months, while acknowledging and adapting to a changing geopolitical environment, the EU funded BETTER project (Bringing Europe and Third Countries closer together through renewable energies) has attempted to shed some light to the above mentioned challenges by addressing RES cooperation between EU and neighbouring regions in several dimensions.

Box 1: The BETTER project in a nutshell

While the starting point of the project has been Article 9 of the RES directive 2009/28/EC, the project has assessed renewable energy cooperation opportunities and challenges in a broader way. In this context, the core objective of BETTER has been to assess, through case studies, stakeholder involvement and integrated analysis, to what extent cooperation with neighbouring countries can help Europe Achieve its RES targets in 2020 and beyond, trigger the deployment of RES electricity projects in third countries and create synergies and win-win circumstances for all involved parties.

The case studies focusing on North Africa, the Western Balkans and Turkey have investigated the technical, socio-economic and environmental aspects of RES cooperation. Additionally, an integrated assessment has been undertaken from the “EU plus third countries” perspective, including a quantitative cost-benefit evaluation of feasible policy approaches as well as strategic power system analyses. Impacts on the achievement of EU climate targets, energy security, and macro-economic aspects have been analysed.

For the BETTER project to become an action oriented project, the role and involvement with stakeholders has been prominent. Proof of this is that over thirty three months, more than 300 bilateral meetings have taken place with government officials, private sector as well as civil society representatives from all studied regions. Additionally more than ten large dissemination and stakeholder consultation events have taken place in Turkey, North Africa, West Balkans and across Europe. being the last one of these events the final conference at the European Parliament.

As a result of this extensive work, the BETTER project⁷ (www.better-project.net) has contributed to generate and disseminate extensive knowledge to advocate in favour of renewable energies deployment and cooperation across Europe and Neighbouring countries while taking into consideration the views from the various actors at play. One of the most relevant outcomes has been a policy package, consisting on one action plan per region, guidelines for project developers as well as a roadmap with concrete policy recommendations for both EU and neighbouring countries on how to foster renewable cooperation within 2020 and beyond.

This chapter aims at presenting some of the most relevant findings of the BETTER project while providing a better understanding about the multiple factors and challenges at play but also the multiple potential benefits associated to renewable energy cooperation.

The chapter is structured as follows: First, a summary of the current political context and the rationale for RES-E cooperation in the Euro-Mediterranean region is presented. Second, an analysis of the main drivers and barriers for RES-E cooperation as well as the main prospects for long-term energy cooperation between the EU and its neighbouring countries is provided. Finally, a set of policy recommendations on how to enhance renewable energy cooperation beyond 2020 are outlined.

⁷ The BETTER project has been supported by the Intelligent Energy Europe programme of the European Commission and has been operating since July 2012 to May 2015. Its consortium is formed by CIEMAT, DLR, ECN, NTUA, OME, PIK, TU-WIEN, JOANNEUM RESEARCH, UNDP. More than forty reports covering various relevant topics are available in the project website (<http://www.better-project.net/content/results>). The results presented here are the result of the work by the BETTER consortium.

2. Political context and the Cooperation Mechanisms of the RES Directive

Since the launch of the Barcelona process back in 1995 and the introduction of the European Neighbourhood Policy (ENP) in 2004, energy has been at the core of Euro-Mediterranean cooperation. Back in 2009, a key driving force behind the RES Directive 2009/28/EC and RES expansion was the EU's long-term vision of an affordable, reliable and sustainable energy system by 2050. This vision was coupled with a concrete goal to reduce CO₂ emissions by 85-90% by 2050 compared to the 1990 level. Intermediate goals in the period to 2050 include the 20/20/20 targets for 2020 and the 27/27/40 targets for RES/energy efficiency/CO₂ emission reductions by 2030. On January 2011, the EC called for more cooperation to meet the 2020 RES targets while the EU 2050 roadmap opened up discussion on how to fully decarbonise Europe's Energy system on the long term keeping in mind that current capacity and infrastructure will be of critical importance for the long term pathways. Similarly, in November 2014, energy ministers of EU Member States as well as South and East Mediterranean countries agreed to intensify the Euro-Med cooperation in the energy sector and consequently concluded with the establishment of three platforms to enhance bottom up dialogue and exchange of best practices: on gas, on electricity and on renewable energy and energy efficiency. More recently, in February 2015, the EC adopted the Energy Union Package consisting of several important documents addressing the energy and climate change to 2020 and beyond as well as cooperation with neighbouring regions. For example, the EC Communication on a Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy recognized that the key to improve energy security lies in a more collective approach based on true solidarity and trust through a functioning internal market and greater cooperation at regional and European levels, and second, in a more coherent external action.

Box 2: Cooperation mechanisms of the Res Directive

The RES Directive (2009/28/EC) introduces four different cooperation mechanisms presented under different Articles of the Directive. These aim at facilitating cost-efficient achievement of the RES targets in 2020, and include:

- **Article 6: Statistical transfers:** Allows EU Member States to transfer the statistical value of a quantity of renewable energy produced in one Member State to another Member State for RES target compliance purposes.
- **Article 7: Joint Projects between EU Member States:** Allows EU Member States to finance a RES project jointly thus sharing the costs and benefits of the project (i.e. a specific new plant is identified and the output of the plant is shared (statistically) between to cooperating Member States).
- **Article 8: Joint Support Schemes:** Allows EU Member States to coordinate their national support schemes for RES deployment, and furthermore allow a certain amount of energy from renewable sources produced in one Member State to count towards the national targets of another either through a statistical transfer or through e.g. an ex-ante or ex-post agreed distribution rule.
- **Article 9: Joint Projects with third countries:** Allows EU Member States to finance a RES project in Third countries, with physical transport of RES-E to the EU.

In this context, an important role for cost effectively meeting the RES 2020 target but also for the design of Europe's Energy system beyond 2020 may involve cooperation within the EU and with the EU's neighbour regions incentivized by RES cooperation mechanisms as provided for

by the RES directive. The directive 2009/28/EC provides for four cooperation mechanisms available to EU Member States to realise part of their national EU target abroad.

Of particular importance for the BETTER project is Article 9 of the RES Directive which enables one or more Member State to cooperate with neighbouring countries in joint projects regarding the generation of electricity from renewable sources. A prerequisite to the acceptability of the project is that the electricity produced within the project must be consumed in the Community area. Other preconditions for using this mechanisms include that an equivalent amount of electricity to the electricity accounted for the buyer country has been allocated to interconnection capacity by all responsible Transmission System Operators in the country of origin, the country of destination and, if relevant, each third country involved in the transit; and that third country cannot provide support for the RES production, other than investment aid.

3. Drivers and barriers for enhanced RES-E cooperation in the time frame up to 2020

As illustrated in Figure 1, the economic rationale for Article 9 based RES cooperation is that, compared to the EU, neighbouring countries have a relative advantage in terms of RES-E potential (mostly wind, solar and hydro) and/or costs. As a result, when a country (MS1) has more ambitious National RES target and/or more expensive RES generation costs, there exists a rationale for this country to buy the surplus RES electricity (electricity generated beyond its National RES target) from another country (MS2) that has less ambitious National RES target and/or cheaper RES generation costs.

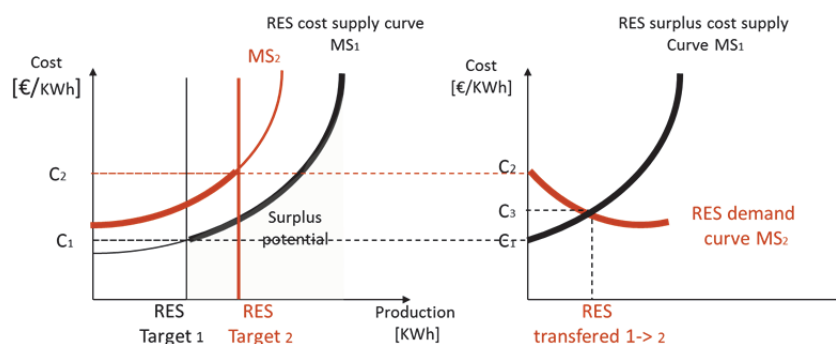


Figure 1: Finding cooperation opportunities based on countries' cost supply curves and targets. Source: Own elaboration

As an example, figures 2 to 4 show the wind and solar (PV and CSP) realizable technical⁸ potentials of selected countries in Europe as well as in North Africa, Western Balkans and Turkey. Similarly, figure 5 displays the cost comparative advantage of selected renewable technologies compared to the EU28 average values of fixed costs per energy unit.

Figure 2 shows that, within Europe, France, UK and Spain command over the highest wind onshore potentials whereas UK stands out due to its excellent wind locations. Turkey ranks in between UK and Spain, offering comparable resource qualities to the latter. Due to their small

⁸ The realisable (technical) potential represents the maximal achievable fraction of the overall technical potential assuming that all existing barriers can be overcome and all driving forces are active. Thereby, general parameters as e.g. market growth rates, planning constraints are taken into account.

size, the Contracting Parties of the Western Balkans disappear in direct comparison with larger countries. In contrast to the Western Balkans, most North African countries offer vast future potentials of wind onshore. For example, the available potential with excellent wind conditions in Egypt is in the size of all available locations of same quality within the EU28. Algeria has lower resource quality compared to Egypt, but overall its realisable long-term technical potential is well above 350 TWh, hence more than the total electricity generated in the country from both conventional and renewable sources every year.

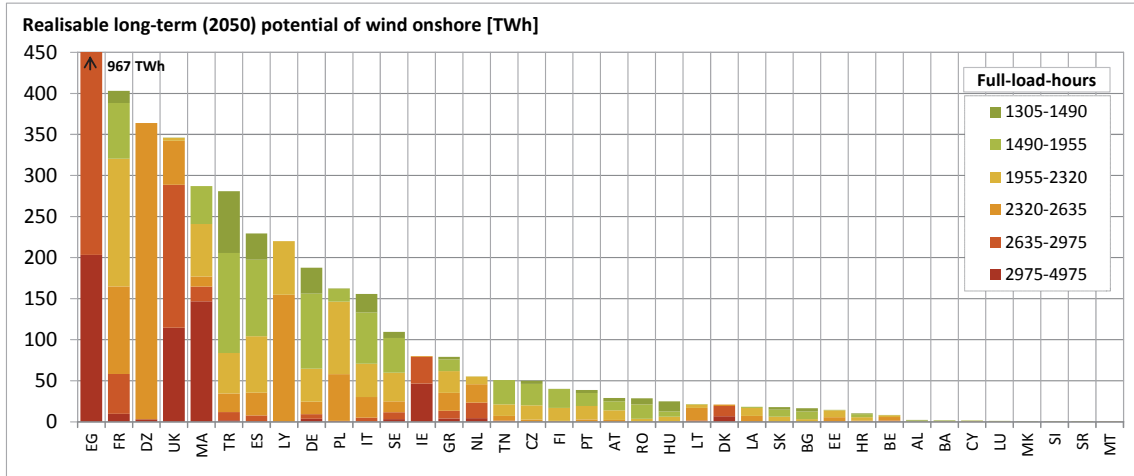


Figure 2: Comparison of the realisable long-term (2050) potential of wind onshore in EU28 countries with those of North Africa, Turkey and Western Balkans. Source: BETTER project

Similarly, Figure 3 shows that in terms of PV potentials, Egypt ranks first in a cross-country comparison, followed by Turkey and Algeria. The available resources in all three top-ranking countries clearly exceed the ones in Spain, France or Italy. The available potentials for solar PV within Libya are in the size of the best locations within Spain, Italy and Portugal. A closer look at the Western Balkan countries indicates that also most of them stick out due to their comparatively good solar conditions.

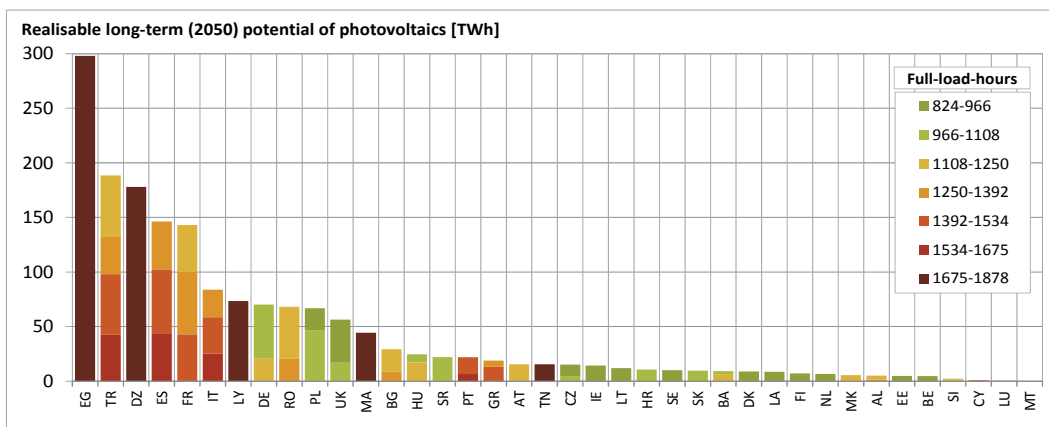


Figure 3: Comparison of the realisable long-term (2050) potential of photovoltaics in EU28 countries with those of North Africa, Turkey and Western Balkans, Source: BETTER project

Finally, figure 4 shows the realisable long-term (2050) potentials for concentrated solar thermal power (expressed, as before, in available full load hours). The countries with the largest potentials are Algeria, Morocco and Turkey. Similar to PV, all North African countries as well as Turkey show a considerable higher range compared to European countries. Moreover, countries like Libya, Tunisia or Egypt, being last in the size ranking among North African countries, offer realisable long-term potentials of almost similar magnitude than the top-ranking EU country Spain.

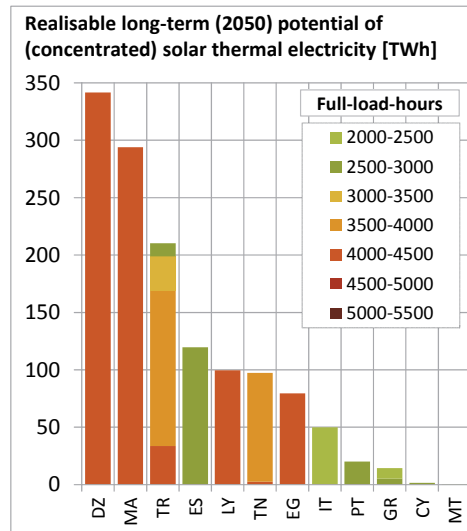


Figure 4: Comparison of the realisable long-term (2050) potential of concentrated solar thermal power (CSP) in selected EU28 countries with those of North Africa and Turkey. Source: BETTER project

Besides the availability of considerable amounts of untapped RES potentials in North Africa, West Balkans and Turkey, the economics of the resources are decisive when it comes to the assessment of attractive cooperation opportunities. Due to the fact that most important renewable resources have low variable generation costs, the focus with regard to cost comparisons should be laid on fixed generation costs. In figure 5, the fixed costs per unit of generated electricity in North Africa, Turkey, and the Western Balkans are contrasted against the EU28 average in relative terms at technology level (i.e. for wind, solar PV, CSP and hydro). It should be noted that the costs in this calculation only contain overnight investment costs and exclude possible differences in financing conditions. According to this comparison, the fixed costs per unit of generated electricity for PV panels are on average around 20 to 50% lower in assessed neighbouring countries than within the EU28. For example, while wind power plants in North Africa have significant cost advantages, the Western Balkans show comparatively more attractive conditions for hydro power units.

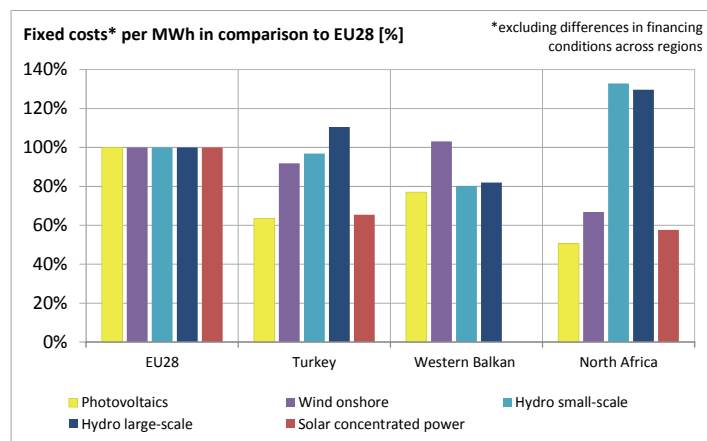


Figure 5: Comparative advantage of selected RES compared to EU28 average values of fixed costs per energy unit, Source: BETTER project

It should be stressed that the cost comparison presented in Figure 5 is not comprehensive as it is mainly based on differences in resource qualities. To get a holistic picture on the comparative competitiveness of RES in neighbour regions of the EU the necessary support costs have to be taken into account. These costs vary according to region, time and technology and are determined by the difference of long-term marginal costs and its marginal value. With regard to the cost side that is mainly characterised by the installation costs, also financing costs including the evaluation of country-specific risks as well as additional costs stemming from necessary infrastructure as in the case of North Africa need to be considered. Concerning the benefits, the market values of the generation are decisive. This value is significantly influenced by the fact whether a certain technology has a dispatchable or variable output, respectively.

In summary, the figures presented above provide a clear indication that, a priori, there might be a case for European Member States to be interested in developing new renewable energy projects in neighbouring countries as a way to partially fulfil their RES targets in a more cost-effective manner. Additionally, besides a purely economic driver, enhanced RES-E cooperation can lead to other benefits for both Europe and neighbouring countries:

Potential drivers for RES-E cooperation for Europe

- Achieve RES and Climate change targets more cost-efficiently
- Foster stabilizing economic relations with neighbouring countries
- Open new market opportunities
- Diversify energy portfolio & supply regions - increasing security of supply.
- Technology transfer and capacity building
- Get flexible renewable power supply to complement own variable RES-E (eg: CSP)

Potential drivers for RES-E cooperation for Neighbouring countries

- Create new jobs and industrial opportunities
- Foster technology development and domestic know how
- Create income from domestic resources

- Reinforce the existing economic and political relationships with the EU.
- Contribute to the decarbonisation of the domestic energy mix
- Create economies of scale in RES-E deployment
- Increasing export and foreign direct investment (FDI) opportunities

However, despite the expected benefits, since 2009, not a single Article 9 project has been implemented and the prospects until 2020 are quite limited. Among other factors, two of the most important hurdles for cooperation are, firstly, the mismatch between demand and supply, and secondly, the limited interconnection capacity between Europe and neighbouring countries.

At present, there is almost no demand for RES-E imports to Europe as most Member States believe they can reach their RES target domestically. On the other hand, neighbouring countries' increasing internal electricity demand and the need to reinforce their electricity systems limit their capacity to generate RES-E surplus that could potentially be exported to Europe. Furthermore, the physical import requirement currently represents an additional hurdle as very limited interconnections exist between Europe and neighbouring countries and the existing interconnection capacity within many Member States is also a limiting factor.

Additionally, since 2009 there have been various unforeseen events which have not been conducive for the implementation of cooperation mechanisms. Among others, events such as the Eurozone crisis have led to a reduction in energy demand, indirectly making it easier for some EU Member States to achieve their 2020 RES target domestically. Secondly, the cost decline of domestically available RES-E in the EU has reduced the cost advantage of RES-E imports from neighbouring countries to the EU. Third, following the Russia-Ukraine crisis, energy security concerns are now at the top of energy policy priorities. In this sense, following the Energy Union package in February 2015, the EU has taken steps to revitalize energy cooperation with neighbouring countries as a way to improve energy security but mostly focusing on fossil fuels. Finally, in some neighbouring countries, episodes of civil unrest have led to higher country risks and financial costs, resulting in scepticism from foreign investors.

Given the fact that RES-E expansion in neighbouring countries is a necessary condition for RES-E exports to Europe to occur, Box 3 displays the most relevant barriers for cooperation distinguishing between identified challenges for renewables expansion in neighbouring countries (left column) and RES-E trade/exports (right column).

Box 3: Challenges for enhanced cooperation between EU and NC. Source: BETTER project

Challenges for RES-Expansion in neighbouring countries	Challenges for RES-E trade
<ul style="list-style-type: none"> • The legal and regulatory frameworks need further development in order to attract private investors, particularly in North Africa and the Western Balkans. Although there are binding targets for RES in most countries, in many cases these are implemented rather reluctantly. • Some technical barriers associated to fragile electricity systems still persist (eg: weak grid infrastructures). This is a very important challenge in the WB that results in supply shortages, high import costs, economically expensive blackouts and load shedding. • The actual socio-economic benefits from RES deployment do not always match the expectations as the right policies (R&D, industrial, etc) must be in place to tap the full socio-economic benefits. • High upfront costs and lack of financing mechanisms. • Electricity prices are still politically defined and high fossil fuel subsidies persist. • Lack of clear political commitment to RES-E. • Social acceptance issues. Path dependencies, especially in countries rich in fossil fuel, can be deeply rooted and institutionalized in the whole society. Additionally, in order to raise acceptance for RES, environmental and socio-economic benefits of RES deployment should be understood and felt by the population. 	<ul style="list-style-type: none"> • Current energy policy priorities in the EU and in neighbouring countries are not yet fully aligned • Limited supply (i.e. electricity surplus in neighbouring countries) and limited demand (i.e. Member States with difficulties to meet their targets nationally that are willing to buy) • Existing interconnections within the EU as well as to the neighbouring countries are limited. The required ones in the case of large-scale exchange are not yet planned, nor built • Despite EU RES targets have been set for 2030, uncertainty about the post 2020 RES framework still persists. • Export projects are unattractive for investors for various reasons (e.g. financing remains an issue, a specific export regime clarifying issues like grid access, capacity allocation rules, congestion management, or traceability of green electricity does not exist). • Mutual benefits (and costs) of RES-E cooperation are not fully understood, more insights are needed to understand these from the various perspectives (i.e. importer, exporter and transit country perspective). • Transit countries' interests must be accounted for.

In a nutshell, in the short term, the existing challenges seem to outweigh the drivers. However, in the medium to long term the following questions arise: *Under what conditions would the drivers outweigh the challenges? Will there be any cooperation opportunities beyond 2020? If so, where, when, what and how?* The following sections, based on the results from the integrated assessment conducted in BETTER, aim at shedding some light to those questions.

3. Future prospects for RES-E cooperation between EU and neighbouring regions (Main results from the integrated assessment)

The integrated assessment⁹⁹ conducted in the BETTER project serves as an overarching top-down approach to identify opportunities for RES cooperation under varying policy pathways in pan-EU scenarios. These scenarios include the 28 EU Member States and North Africa, Turkey and Western Balkan regions as cooperation partners. The approach used for the integrated model-based assessment in the BETTER project combines different dimensions:

- A comprehensive scenario-based assessment of prospects for RES cooperation from the integrated (top-down) perspective was undertaken with TU Wien's Green-X model. This **techno-economic policy analysis** acted as key basis for the overall evaluation of prospects for RES cooperation in the enlarged geographical context (EU plus third countries). It allowed for identifying monetary savings associated with enhanced RES cooperation as well as resulting changes in costs, expenditures and benefits by region that come alongside with the changes in installed RES capacities and generation across the assessed regions.
- Complementary to above and specifically for the electricity sector, grid and transmission needs or constraints, respectively, together with the physical integration possibilities were evaluated from a technical perspective in a **power-system analysis**, done by use of TU Wien's HiREPS model.

Figure 6 provides a graphical overview on the interplay of both models. Both models were operated with the same set of general input parameters, however in different spatial and temporal resolution. Green-X delivers a first **picture of renewables deployment** and related costs, expenditures and benefits by country on a yearly basis (2010 to 2040). The output of Green-X in terms of country- and technology-specific RES capacities and generation in the electricity sector for selected years (2030, 2040) served as input for the power-system analysis done with HiREPS. Subsequently, the HiREPS model analysed the interplay between supply, demand and storage in the electricity sector on an hourly basis for the given years. The output of HiREPS was then fed back into the RES investment model Green-X. In particular, the feedback comprised the amount of RES that can be integrated into the grids, the electricity prices and corresponding market revenues (i.e. market values of the produced electricity of variable and dispatchable RES-E) of all assessed RES-E technologies for each assessed country.

⁹⁹ For a more detailed description, see Resch et al. (2015): BETTER – Integrative assessment of RES cooperation with third countries (D6.4), see: <http://www.better-project.net/content/results>

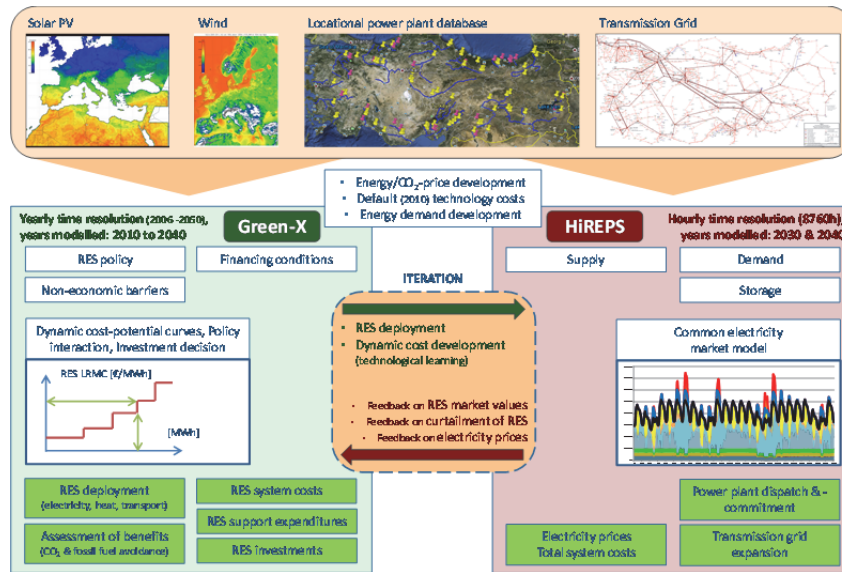
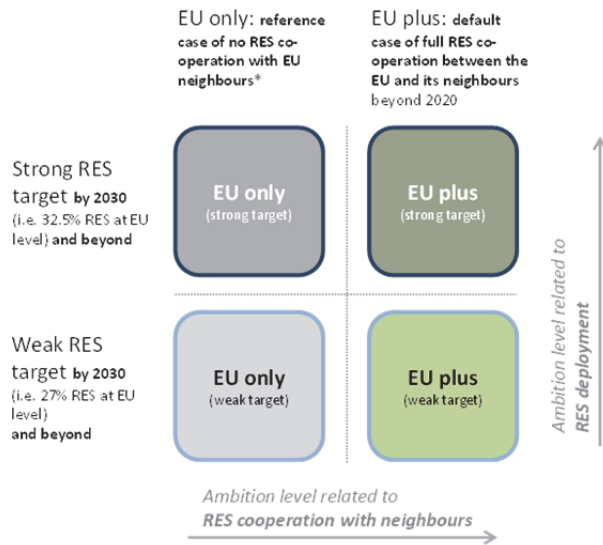


Figure 6: Model coupling between Green-X and HiREPS in the integrated assessment of the BETTER Project, Source: Better Project

Future scenarios were defined along two dimensions; firstly, with respect to the EU RES target ambitions, and secondly, choice of cooperation strategy. For simplicity, figure 7 shows only four different possible future pathways.



*Full RES cooperation between EU Member States is however assumed

Figure 7: Possible futures for RES cooperation: overview on assessed cases. Source: BETTER project.

For the ambition level related to the future RES expansion in Europe, two distinct RES pathways are presented for 2030 (and beyond), one following a strong RES target for 2030 (i.e. 32.5% as RES share in gross final energy demand at EU level), and one reflecting the current policy thinking, aiming for a 2030 RES share of 27%. Concerning the second dimension, two

scenarios are distinguishable: (i) Reference cases (also referred to as EU only scenarios): RES cooperation only within the EU, i.e. no cooperation between EU Member State and the neighbouring regions. (ii) Default cases (also referred to as EU plus scenarios): these scenarios assume full RES cooperation and across the EU as well as all three case regions (North Africa, Western Balkans and Turkey).

Results from the integrated assessment show that, irrespectively of the RES ambitions, the EU domestic RES-E deployment is substituted to a certain extent by RES-E imports when cooperation is made possible. In the time frame to 2030, the share of domestic RES generation in total energy consumption is 1 percentage point higher in the EU plus scenario compared to the EU only scenario. In the time frame to 2040, the difference is 3 percentage points.

When it comes to renewable energy deployment in neighboring regions and as displayed in figure 8, the EU only scenario predicts a linearly increasing RES deployment in the West Balkans up to 2040 that ranges between roughly 54% and 61% of gross final energy demand, depending on the overall ambition level concerning RES. In the EU plus scenarios, this share is slightly lower for the weak target scenario in the final period, e.g. the order of 51% instead of 54% by 2040 while in earlier years the opposite trend is applicable – i.e. RES deployment is higher in the case of full cooperation than under reference conditions. This implies that, following a conservative pathway for RES, the West Balkan Contracting Parties of the Energy Community offer attractive opportunities for RES investments in the short- to mid-term while other neighbors, in particular North African countries, offer a more viable long-term perspective. In the case of a strong target, the attractiveness of investing more than needed domestically is applicable throughout the whole assessment period – in other words, West Balkans would act as virtual exporter to the EU28 until 2040.

When it comes to the results in terms of the amounts that could be traded, Figure 7 shows that for 2030, the EU would import roughly 300 TWh in 2030 under a strong RES target according to full RES cooperation (EU plus) scenarios. Turkey would (virtually) export around 68 TWh in 2030 under a strong target, whereas it would even be a net importer in a weak target scenario. The West Balkan countries exhibit less distinct scenarios in 2030. A strong target leads to the virtual export of around 11 TWh whereas the countries remain (small) exporters under a weak target by 2030. For North Africa a clear trend can be identified: A strong target leads North Africa to in that case physically export quite a substantial amount of renewable electricity: 216 TWh in 2030 as compared to roughly half of that amount (i.e. 115 TWh in 2030) when a weak RES target is assumed.

In a nutshell, the main results from the comprehensive integrated assessment work can be summarized as follows:

1. *There are significant RES-E export opportunities from the neighbouring regions to the EU and that the associated economic benefits for both importer and exporter are large.*
2. *In the 2020 timeframe, there is no real basis for exploiting Article 9 cooperation, because there is no demand for imports from Member State side and the neighbouring regions have no capacities available for exports as (in most cases) their electricity demand is rising too fast.*
3. *Post 2020 RES-E exports to the EU will likely come mainly from North Africa, as the RES-E potential there is by far the largest of all neighbouring regions*

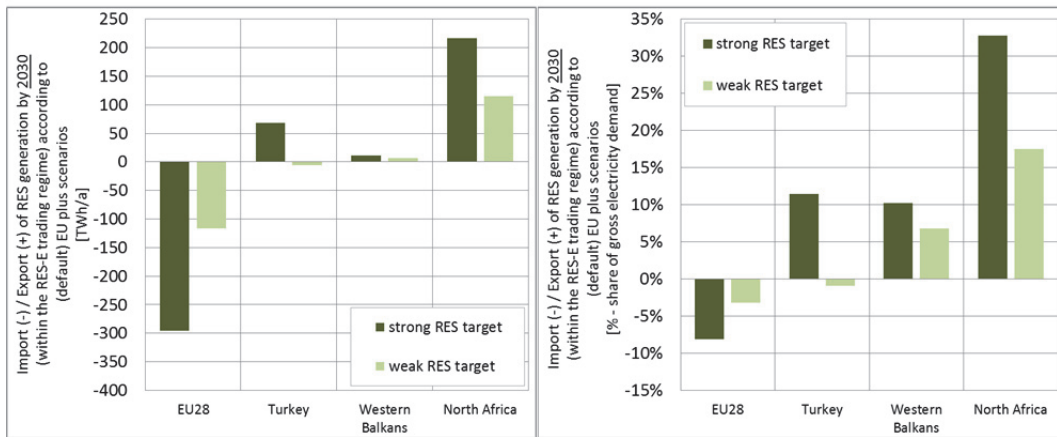


Figure 8 (Virtual or physical) Exchange of RES volumes by 2030 in absolute terms (TWh) (left) and in relative terms (% - share of domestic gross electricity demand) (right) according to EU plus (full cooperation) scenarios following a strong or weak RES target. Source: BETTER project

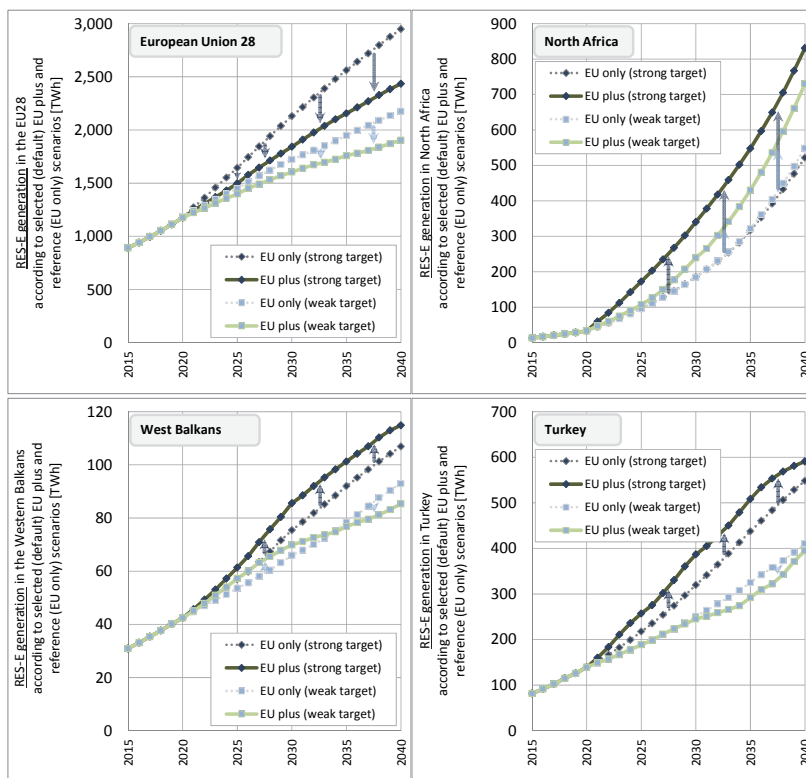


Figure 9 Domestic RES-E generation by region (EU28 (top left), North Africa (top right), West Balkans (bottom left), Turkey (bottom right)) according to the EU plus (full cooperation) and reference (EU only - i.e. cooperation within the EU) scenarios. Source: BETTER project

4. EU's 2030 RES policy framework as well as post 2030 RES policy framework will play a key role in determining the need for and attractiveness of RES-E exports to the EU. A weak

target and/or governance framework may leave the large cost-savings potential of international RES-E cooperation unused.

5. *Robust business opportunities for RES-E exports/imports will depend on the EU's seriousness on achieving its 2050 decarbonisation goals, on the political willingness to partially base its supply on RES-E imports from neighbouring regions, and on the exporters' willingness to export RES-E to the EU.*

6. *Western Balkans is the region more likely to host the first project of this type because of various reasons including the existing interconnections as well as the geographical and increasing regulatory proximity. Furthermore, being part of the ECT eventually allows for statistical transfers*

4. Policy recommendations to enhance RES-E cooperation beyond 2020

For mutually beneficial cooperation, projects to materialize in the future, a set of general policy recommendations for the EU and neighbouring regions have been identified¹⁰.

In the time frame until 2020, Europe should provide more clarity and have a more pronounced position on the 2030 energy and climate framework. In this respect, Europe should show its determination and ambition in the next COP by aiming for more stringent climate targets. Additionally, Europe must quickly define its post 2020 governance structure to reduce uncertainties that currently prevent MS from clearly defining its strategy on how to meet the post 2020 RES targets. Finally, Europe needs to speed up efforts to reach the 10% interconnection target within the EU as this is currently jeopardizing many member states from developing joint projects with physical transfer within Europe as well as with neighbouring countries.

Similarly, EU should consider developing and implementing an EU-wide framework to conduct pre-feasibility studies for appraisal of realistic RES-E cooperation that not only take into account the techno-economic feasibility of the project but also its environmental, social and economic impacts for both Europe and neighbouring countries at the national and local level.

While working towards building the EU's internal energy market, more efforts should be devoted to raise awareness among national and regional policy makers as well as civil society about the wider benefits and drivers for RES-E cooperation in order to create support and willingness for such cooperation. Simultaneously, the EU should continue to foster and enhance not only dialogue but the various forms of cooperation around renewable energies.

Neighbouring regions should keep advancing on improving the legal and regulatory framework for RES-E expansion as well as their national, regional and interconnection grid infrastructure with the EU (through ENSO-E). Simultaneously, neighbouring countries should advance on the assessment of the potential co-effects of RES-E deployment as well as to identify and implement the required measures and policies to maximize the full economic, social and environmental potential effects.

In the time frame post 2020, EU should consider RES-E imports from neighbouring regions as a way to meet its ambitious decarbonisation objectives by 2030 and 2050, contribute to improve EU energy security, contribute to Europe's international cooperation efforts in neighbouring regions (as a way to create jobs, income opportunities, contribute to build a sustainable energy

¹⁰ Region-specific recommendations have been developed in the regional action plans, available from the project website: <http://www.better-project.net/content/results>

mix, etc.). In this sense, the EU should develop an appropriate, clear and appealing legal framework to foster RES-E imports. Simultaneously, based on the results from comprehensive pre-feasibility studies and together with the relevant neighbouring countries stakeholders, jointly develop new RES-E projects for exports in North Africa, Turkey and Western Balkans. In order to avoid undesirable outcomes, the EU should develop environmental and social safeguard standards for RES-E imports in order to ensure that the RES-E projects lead to positive socio-economic and environmental effects in exporting countries, at national, regional and local levels.

In neighboring regions, 2020 and pots 2020 RES targets should be defined and pursued to provide (i) certainty signals to investors and to (ii) avoid higher fuel shares as a result of RES-E exports. Together with Europe, more interconnections should be planned and developed. In order to attract investment, de-risking measures should be implemented (such as PPA). Additionally, civil society should be engaged, participate and benefit from the development of RES-E projects at all levels.

EXTERNALIDADES MEDIOAMBIENTALES Y SOCIOECONÓMICAS DE LA GENERACIÓN ENERGÉTICA

Yolanda Lechón, Natàlia Caldés

Centro de investigaciones energéticas, medioambientales y tecnológicas, CIEMAT, España. E-mail: yolanda.lechon@ciemat.es

Resumen

El presente capítulo introduce el concepto de externalidad como aquellos costes o beneficios asociados a una actividad económica concreta que recaen indiscriminadamente sobre la sociedad y el medio ambiente, no estando incluidos en la estructura de precios del producto o servicio que la origina. Asimismo se describen las distintas herramientas para su internalización.

Posteriormente se describen las principales externalidades que aparecen en los mercados energéticos, tanto externalidades medioambientales como externalidades socioeconómicas. Las externalidades medioambientales pueden ser derivadas de impactos sobre la salud humana, los ecosistemas y la biodiversidad, los cultivos agrícolas, los materiales de construcción, así como los impactos sobre el cambio climático. Las externalidades socioeconómicas a su vez, están relacionadas con la creación de nuevos mercados, la innovación tecnológica y generación de empleo, la diversificación de la oferta energética, la seguridad energética y la prevención de conflictos sobre los recursos naturales, así como a la contribución a la reducción de la pobreza mediante la mejora del acceso a la energía.

A continuación se presentan las principales metodologías existentes para valorar estas externalidades. Para valorar las externalidades medioambientales se propone la metodología ExternE. Para valorar las externalidades socioeconómicas asociadas a impactos macroeconómicos se propone la metodología Input-output que permite la estimación de los efectos directos e indirectos de un proyecto energético en la economía de una región así como sus efectos sobre el empleo. Para valorar los efectos sobre la *seguridad energética* se estima la reducción en el coste asociado a las medidas que los gobiernos implementan para hacer frente a los distintos riesgos asociados a la inseguridad energética *tanto técnicos, como económicos, políticos y medioambientales*.

1. Introducción y concepto de externalidad

Además de diferir en sus costes privados las distintas tecnologías energéticas generan diferentes efectos sobre el medio ambiente y la sociedad, en forma de emisiones, residuos peligrosos, riesgos ocupacionales, ruido, intrusión visual, riesgo de accidentes etc. Todos estos efectos generan riesgos sobre los seres humanos y los ecosistemas que son externos en el sentido de que no se tienen en cuenta en los mecanismos de generación de precios de la energía. Estos efectos son denominados externalidades y constituyen un fallo de mercado en

los mercados energéticos que de esta manera no consiguen asignar de forma eficiente los recursos. Resulta así un mix energético ineficiente desde un punto de vista social.

Las externalidades presentes en el mercado energético son múltiples y las energías renovables no están exentas de ellas. Actualmente, el consumo de combustibles fósiles es la mayor fuente de gases de efecto invernadero (GEI) de modo que la promoción de las Energías Renovables (EERR) contribuye a la lucha contra el cambio climático, así como a la reducción de otros impactos ambientales que afectan negativamente al bienestar de la sociedad. Además, las energías renovables ayudan a diversificar y garantizar el suministro energético y son un instrumento para generar riqueza, empleo, así como para facilitar el acceso a la energía a las zonas rurales aisladas, contribuyendo así a la lucha contra la pobreza.

Por lo tanto, la competitividad de las EERR mejora sustancialmente cuando, además de los costes privados de las tecnologías energéticas, se consideran las externalidades asociadas a las mismas. Por ello y con el fin de garantizar un mix energético sostenible que maximice el bienestar de la sociedad, es necesario que los decisores políticos utilicen instrumentos económicos para incorporar las externalidades a los precios de mercado. Para ello, es necesario previamente cuantificar y valorar económicamente dichas externalidades.

Según la teoría económica, una externalidad se define como un efecto colateral de las acciones de un determinado agente económico que directamente afectan el bienestar de otro agente sin que éste se vea compensado por ello. Dicho de otra forma, se entiende por externalidad aquel coste o beneficio asociados a una actividad económica concreta que recae indiscriminadamente sobre la sociedad y el medio ambiente, no estando incluido en la estructura de precios del producto o servicio que la origina.

Las externalidades pueden ser positivas, en cuyo caso estaríamos hablando de beneficios externos, o negativas, que constituirían costes externos. Un ejemplo de externalidad positiva sería la creación neta de empleo producida por la energía eólica en comparación con la generación eléctrica con combustibles fósiles. Una externalidad negativa de esta energía renovable sería, por ejemplo, la intrusión visual producida.

Es importante tener en cuenta que no todos los efectos colaterales de una actividad deben ser considerados como externalidades. Que dichos impactos sean o no una externalidad depende, en gran medida, del marco legal e institucional en el que se desarrolla la actividad económica que los produzca. Por ejemplo, si una empresa produce emisiones que generan daños a otra empresa y el marco legal exige que esos daños le sean compensados económicamente por la empresa que los produjo, entonces no nos encontramos frente a una externalidad. La empresa que contaminó tendrá que tener en cuenta la compensación a la hora de decidir si sigue generando esas emisiones y a qué nivel. Por el contrario, si la empresa que contamina no está obligada a compensar el daño y no lo tiene en cuenta en su toma de decisiones, eso constituye una externalidad (Sáez et al. 2001).

Según la teoría económica neoclásica, cuando los mercados son perfectamente eficientes, su libre funcionamiento conlleva a una asignación óptima de los recursos y a la maximización del

bienestar social. No obstante, en algunas circunstancias especiales (como es la presencia de externalidades), tienen lugar los denominados “fallos de mercado” que impiden el buen funcionamiento de los mercados. En esas circunstancias, se justifica la intervención pública para corregir las asignaciones ineficientes de recursos y, en el caso de la presencia de externalidades, dichas intervenciones tienen como objetivo internalizar las externalidades. Dicho de otro modo, se debe incorporar el valor económico de las externalidades al precio de mercado. De esta forma, el coste total o social del bien o servicio considerado es la suma del coste privado más el coste externo.

Como ilustra la Figura 1 según nos encontremos en presencia de externalidades positivas o negativas, la relación entre la asignación del libre mercado y la asignación óptima desde el punto de vista social es distinta. Mientras que, en presencia de externalidades positivas, la solución de mercado conlleva una producción demasiado baja del bien que genera dicha externalidad, en presencia de externalidades negativas, la solución de mercado resulta en una producción demasiado elevada del bien o servicio asociado a dicha externalidad.

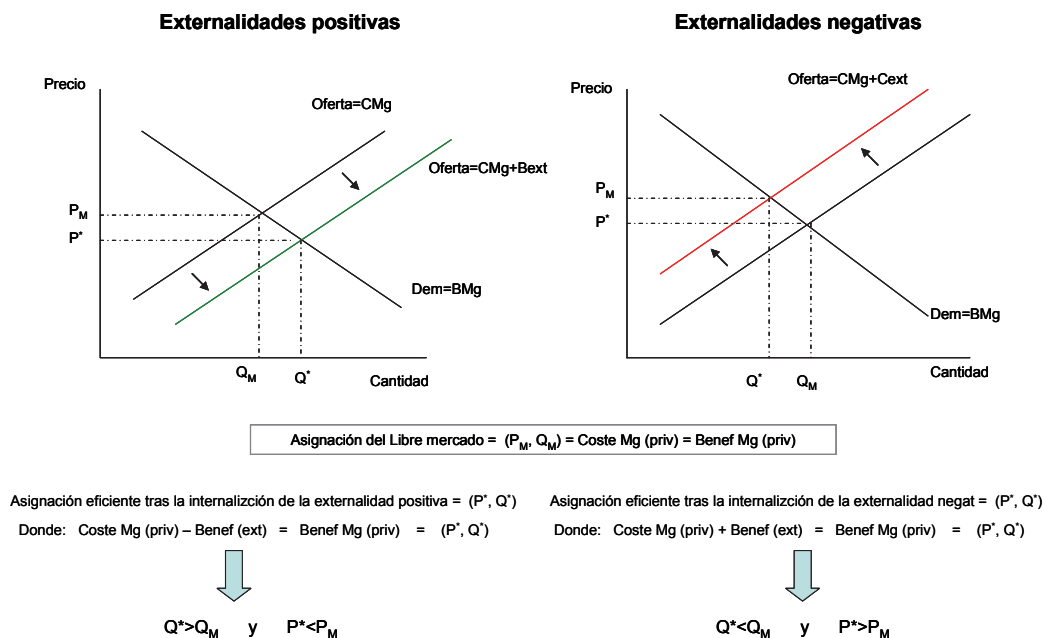


Figura 1. Presencia de externalidades positivas y negativas. Elaboración propia

Para llevar a cabo un proceso de internalización de los beneficios y costes externos (o externalidades positivas y negativas respectivamente), se deben tener en cuenta las siguientes etapas: (i) identificación de todos los efectos externos positivos y negativos originados a lo largo del ciclo de vida de producción del producto o servicio considerado (en nuestro caso, la energía producida por cada una de las tecnologías energéticas consideradas), (ii) la definición precisa de cada uno de los efectos producidos y su ruta de impacto, (iii) la cuantificación y valoración económica de cada uno de los efectos socioeconómicos y medioambientales generados en cada etapa del ciclo, (iv) la selección del mecanismo de internalización más

apropiado en cada caso aplicable al coste/beneficio externo analizado, y (v) implantación del mecanismo de internalización seleccionado.

En lo referente a los mecanismos de internalización, la Tabla 1 recoge algunos de los instrumentos o mecanismos más frecuentes en el mercado energético.

Tabla 1: Mecanismos de regulación en presencia de externalidades. Elaboración propia

Tipo de externalidad a internalizar	Posibles mecanismos de regulación				Literatura
Externalidades negativas	Comando y control				Stuart, R. Tietenberg T. (2007)
	Mecanismos de mercado	Impuestos			Pigou, A., 1920
		Permisos de emisiones			Montero, 2003
Externalidades positivas	Mecanismos de mercado	Mecanismos de apoyo a la inversión	Ayudas directas a la inversión (a través de la compra de bienes de capital)		Del Río, 2009
			Exenciones fiscales		
			Reducciones en el precio de compra de bienes y servicios		
		Mecanismos de apoyo a la operación	Mecanismos de mercado a través de la cantidad	Obligaciones o cuotas	
				Certificados verdes	
			Sistemas de subasta		
Mecanismos de mercado a través del precio	Primas				
	Incentivos fiscales				

En materia energética, los mecanismos de intervención pública se pueden categorizar en dos grandes grupos: los mecanismos de comando y control (command and control en inglés) y los mecanismos de mercado. La diferencia fundamental entre estas dos categorías reside en que los instrumentos de comando y control tienen como objetivo no sólo definir la cantidad de externalidades negativas/positivas a reducir/aumentar (por ejemplo: emisiones de azufre) sino también cómo hacerlo (por ejemplo, a través de una determinada tecnología de desulfuración). Por el contrario, los mecanismos de mercado se basan en incentivos económicos a los agentes generadores de las externalidades negativas (positivas) para que reduzcan (aumenten) sus emisiones en la forma más coste-eficiente, pero sin dirigirles hacia la forma de cómo tienen que hacerlo (Russel 1996)

2. Externalidades presentes en el mercado energético

La generación y consumo de la energía se caracteriza por la presencia de externalidades, las cuales pueden diferir en naturaleza, signo, intensidad y magnitud según la tecnología energética que las genere y las particularidades ambientales y socioeconómicas del emplazamiento donde tengan lugar.

Según Stevens (1995), las externalidades más frecuentes asociadas a la generación de energía incluyen el daño al medio ambiente y a la salud debido a la contaminación atmosférica u otra

repercusión ambiental asociada al proceso de generación; impactos macroeconómicos como la creación de empleo, estabilidad de precios, cambios en el valor añadido, así como factores estratégicos como son la seguridad de abastecimiento y el agotamiento de los recursos.

2.1 Externalidades ambientales

Según Owen A. (2003), las externalidades ambientales se definen como los beneficios o costes que se manifiestan a través de cambios en el medio físico-biológico que afectan el bienestar de otro agente. Según Kolstad (2000), las externalidades ambientales asociadas a la generación energética se definen como aquellos efectos negativos o positivos relacionados con su producción o consumo que afectan la utilidad o función de producción de otro agente sin su permiso o sin compensación.

Impactos sobre la salud humana

Los procesos de combustión causan un incremento en la concentración de ciertos contaminantes atmosféricos, muchos de los cuales han sido asociados con efectos adversos sobre la salud del público en general en especial incremento de enfermedades respiratorias y cardiovasculares y reducción de la esperanza de vida. La población potencialmente expuesta a estos contaminantes es muy elevada y no se restringe a la que vive cerca del origen de las mismas, debido a procesos de transporte a grandes distancias y de transformación de contaminantes en la atmósfera (AIRNET, 2007). En cuanto a los contaminantes considerados se incluyen fundamentalmente los efectos de las partículas finas tanto primarias (las emitidas directamente) como las secundarias (sulfatos y nitratos formados a partir de SO_2 y NO_x), y los efectos de los oxidantes fotoquímicos como el ozono formado a partir de hidrocarburos y óxidos de nitrógeno en el seno del penacho contaminante.

Las causas de los efectos observados en la salud de la población expuesta son inciertas y los mecanismos implicados en el desarrollo de estas enfermedades no se conocen tampoco con certeza. De ahí que la cuantificación de estos efectos se lleve a cabo mediante el uso de estudios epidemiológicos de los que se derivan funciones dosis-respuesta empíricas. Uno de los efectos más importantes de la contaminación atmosférica es el efecto sobre la mortalidad calculado sobre la base del estudio de Pope et al (1995 y 2002). Otro efecto importante de las partículas es el debido a la aparición de bronquitis crónica (Abbey et al., 1995).

Impactos sobre los ecosistemas y la biodiversidad

Las actividades que tiene lugar en la generación energética imponen importantes cargas en los ecosistemas afectados tanto por cambio de uso del suelo como por fenómenos de acidificación y eutrofización producidos por los contaminantes atmosféricos. La acidificación está causada fundamentalmente por las emisiones de SO_2 , NO_x y amoníaco, mientras que la eutrofización estaría causada fundamentalmente por las emisiones de estos dos últimos compuestos.

Impactos sobre los cultivos

El impacto principal que producen los distintos ciclos de generación eléctrica sobre la agricultura se debe a las emisiones de contaminantes atmosféricos. De estos contaminantes, los más importantes son los acidificantes, como el SO₂, los oxidantes fotoquímicos, como el O₃ y los nitratos de peroxiacetilo (PAN) (que suelen estar presentes a bajas concentraciones), los NO_x, con carácter tanto ácido como de precursores fotoquímicos, y el CO₂, este último por sus consecuencias sobre el clima global.

Los efectos que se pueden producir pueden ser agudos (necrosis que impidan el funcionamiento de los órganos de los vegetales), crónicos (clorosis que reduzcan la actividad, pero no la anulen), o no visibles (p.ej., reducción de la conductividad estomática o la fotosíntesis). Las plantas pueden defenderse de estos efectos mediante mecanismos de detoxificación. Pero no hay que olvidar que estos mecanismos funcionan a base de las reservas del vegetal, por lo que éste siempre resulta afectado.

Impactos sobre los materiales de construcción

Los contaminantes atmosféricos emitidos por las actividades de combustión tienen serios impactos sobre los edificios. Estos efectos incluyen decoloración, corrosión, pérdida de fuerza mecánica, agrietamiento y fallo de las cubiertas protectoras debido a la degradación de los materiales. Es también muy evidente el fenómeno de ensuciado de edificios por deposición de partículas en ellos.

La corrosión es un fenómeno que se produce incluso en la ausencia de contaminación por lo que se trata de cuantificar el grado en que las situaciones con contaminación aceleran la corrosión natural de los materiales. El azufre y los compuestos nitrogenados incluyendo los contaminantes secundarios como sulfatos, nitratos y ozono y las partículas son los agentes corrosivos más importantes dentro de los contaminantes atmosféricos. Estos compuestos actúan tanto sobre materiales metálicos como no metálicos.

Impactos del cambio climático

Las actividades humanas y en particular la generación energética están cambiando la composición de la atmósfera y sus propiedades y los cambios en la abundancia de los gases de efecto invernadero alteran el balance de energía del planeta. Según estimaciones del IPCC (IPCC, 2007a), el aumento de las concentraciones de gases de efecto invernadero como consecuencia de las actividades humanas respecto de los niveles preindustriales de 1750 ha resultado en un calentamiento del sistema climático con un forzamiento radiativo de +1.6 Wm⁻². Este calentamiento ha originado consecuencias observables en el planeta como son los incrementos de las temperaturas medias del aire (0,76°C desde 1850) y del océano, el derretimiento del hielo y de la nieve y la elevación del nivel del mar en el mundo. Asimismo, se han observado cambios en la temperatura y el hielo árticos, cambios en la cantidad de precipitación, en la salinidad de los océanos, en las pautas de los vientos y en la frecuencia de ocurrencia de condiciones climáticas extremas como sequías, fuertes lluvias, olas de calor e intensidad de ciclones. Estos cambios en el sistema climático afectan a los sistemas naturales

físicos y biológicos y a los entornos humanos. Algunos de estos impactos se empiezan a ver ya, como por ejemplo cambios en la gestión agrícola y forestal de algunas zonas y modificaciones en el régimen de incendios y plagas, algunos aspectos de salud humana como mortalidad por olas de calor, vectores de enfermedades infecciosas y polen alergénico en latitudes altas y medias del hemisferio norte y cambios en algunas actividades humanas en las zonas del Ártico (IPCC, 2007b).

2.2 Externalidades no ambientales

Las externalidades no ambientales se diferencian de las anteriores en que los cambios en el bienestar de los agentes afectados no se derivan de una modificación del medio físico-biológico sino en un cambio en las condiciones sociales y económicas del medio en el que viven.

A diferencia de las externalidades ambientales, la literatura referente a la categorización, cuantificación y metodologías para la valoración económica de las externalidades no ambientales es relativamente escasa. Adicionalmente, existen autores con distinto posicionamiento en este sentido (Hohmeyer, 1992, Owen 2003).

En este punto nos enfocaremos en los beneficios externos asociados a las energías renovables que pueden clasificarse en tres grandes grupos:

Creación de nuevos mercados, innovación tecnológica y generación de empleo:

En líneas generales, se puede afirmar que estas actividades son una fuente de actividad económica y generación de empleo que resultan del proceso de fabricación, desarrollo del proyecto, servicios asociados, así como generación del combustible, que es especialmente importante en el caso de las energías renovables.

Además, la promoción de las energías renovables de forma autóctona fomenta que la generación de riqueza y empleo a lo largo de todo el ciclo de vida acontezca en territorio nacional mientras que, en el caso de las energías fósiles convencionales, algunas etapas del ciclo de vida acontecen fuera del territorio nacional (por ejemplo, la extracción y transporte del crudo).

Adicionalmente, y como pone de manifiesto un reciente estudio del NREL (2009), aquellos países pioneros que logran un posicionamiento de liderazgo en el mercado de las energías renovables, pueden obtener beneficios económicos adicionales a medio y largo plazo a través del aumento de las exportaciones.

Diversificación de la oferta energética, seguridad energética y prevención de conflictos sobre los recursos naturales

Hoy en día, garantizar la seguridad energética de los países conlleva un elevado coste asociado a varios factores. La volatilidad del precio del crudo supone un riesgo para la estabilidad económica y política de muchos países dependientes de este recurso, cuyas consecuencias pueden llegar a ser dramáticas para muchos países importadores al generar desequilibrios en

su balanza de pagos. Los conflictos, sabotajes, paros en la producción y perturbaciones en las transacciones comerciales asociadas a los combustibles fósiles son graves problemas que afectan la estabilidad de los países exportadores como la de los importadores. Por esta razón, la dependencia de los combustibles fósiles sitúa a muchos países importadores en una situación de vulnerabilidad ante conflictos en y con los países exportadores, frecuentemente situados en zonas geopolíticamente inestables.

Por lo tanto, en la actual situación de concentración de recursos petrolíferos en países geopolíticamente inestables, la promoción de las energías renovables puede contribuir al bienestar social mediante el aumento de la diversificación y seguridad energética. Adicionalmente, en el medio y largo plazo, la penetración de las energías renovables conllevará a un aumento en la disponibilidad y por lo tanto uso de recursos fósiles limitados para fines energéticos y no energéticos.

Contribución a la reducción de la pobreza mediante la mejora del acceso a la energía

A pesar del progreso acontecido a lo largo de los últimos 25 años, más de 1,6 billones de personas siguen careciendo de acceso a la electricidad y más de 2,5 billones dependen de la biomasa para cocinar y calentarse. Adicionalmente, la mayor parte de esta población vive en zonas rurales aisladas donde, en el caso de existir, el coste de los servicios energéticos es muy significativo, llegando a representar el 20% de sus ingresos. En este contexto, las tecnologías energéticas renovables, a diferencia de las tecnologías energéticas convencionales, tienen la ventaja de poder estar descentralizadas, tener un tamaño modular y costes operativos bajos. Adicionalmente, con excepción de las grandes plantas, tienen periodos de construcción relativamente cortos lo que significa que tienen una mayor flexibilidad en la planificación e inversión. Por todas estas razones, las tecnologías energéticas renovables pueden ser una solución tecnológica óptima para la electrificación en zonas rurales aisladas y, por lo tanto, contribuir a su desarrollo socioeconómico.

3. Metodologías para cuantificar y valorar las externalidades ambientales en el sector energético

En el sector energético, varios son los autores y organizaciones que han dedicado sus esfuerzos al estudio de la evaluación de las externalidades ambientales, entre otros Hohmeyer (1988), Ottinger *et al* (1990) de la Universidad de Pace, Bernow *et al* (1990) del Instituto Tellus, Pearce *et al* (1992), Triangle Economic Research (TER, 1995) y RCG-Tellus in New York State (Rowe *et al*, 1995).

Posteriormente a los estudios antes mencionados, la Comisión Europea acometió el desarrollo de una metodología, la metodología ExternE, para la cuantificación de las externalidades de las diversas tecnologías de generación eléctrica, metodología que es hasta el momento la más aceptada por la comunidad científica. La metodología ExternE (<http://www.externe.info/>) se trata de una metodología con un enfoque bottom-up, basado en el método de la función de daño o ruta de impacto para la cuantificación de los costes del daño. La ruta de impacto no es

más que la serie de pasos secuenciales que unen la actividad productora de una determinada carga ambiental con el daño producido y la posterior valoración monetaria del mismo.

En el marco del proyecto CASES (<http://www.feem-project.net/cases/>) se ha realizado una actualización de las estimaciones de costes externos medioambientales de la generación eléctrica en los países de la Unión europea utilizando esta metodología ExternE. Los resultados de la valoración de externalidades ambientales del proyecto CASES se muestran en la Figura 2

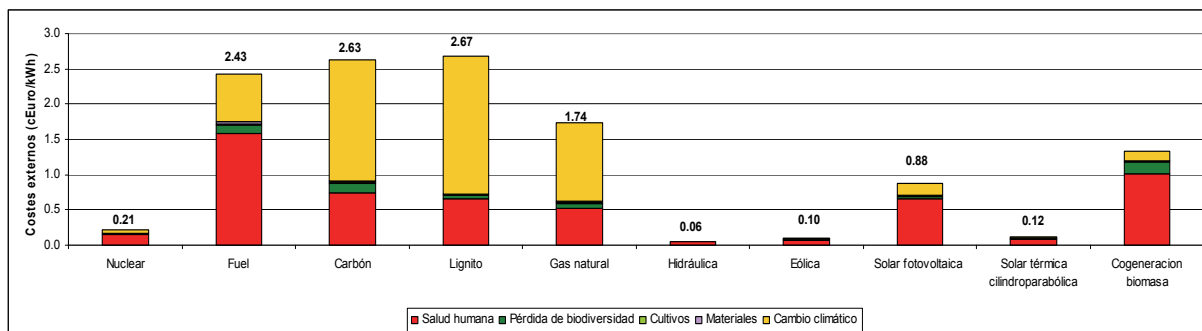


Figura 2. Valores medios europeos de costes externos de las energías renovables en comparación con otras tecnologías alternativas. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del proyecto CASES

Como vemos, las energías renovables tienen, en general, costes externos reducidos. De entre ellas, las tecnologías que presentan los costes externos más bajos son la hidráulica, la eólica y la solar térmica, seguidas de la solar fotovoltaica. La tecnología con costes externos más altos, de entre las analizadas, es la de cogeneración con biomasa debido a los procesos de combustión que tienen lugar. La causa más importante de costes externos es, en todos los casos, el impacto sobre la salud seguido de los impactos sobre el cambio climático. En cuanto a los contaminantes que más contribuyen al valor del coste externo total destacan los óxidos de azufre y de nitrógeno, las partículas de pequeño tamaño y los gases de efecto invernadero (GEI). Si comparamos los costes externos ambientales de las energías renovables con los de sus alternativas fósiles vemos cómo las diferencias son muy importantes especialmente en los costes relativos al cambio climático.

4. Metodologías para cuantificar y valorar las externalidades no ambientales

4.1 Metodología para valorar los impactos macroeconómicos

Los defensores de las energías renovables argumentan que una de sus principales ventajas es la estimulación de la economía, materializada a través un incremento en la demanda de bienes y servicios, así como creación de puestos de trabajo. Este incremento puede generarse de forma directa (en aquellos sectores directamente vinculados con el proyecto: por ejemplo, ingeniería, construcción, etc) y también de forma indirecta (es decir, en aquellos sectores que abastecen a los sectores directamente vinculados con el proyecto; por ejemplo, el sector restauración que presta servicios a los trabajadores de la planta).

En este contexto, **el análisis input-output** se presenta como una herramienta que permite estimar la respuesta de todos los sectores que configuran una economía ante un determinado proyecto energético (Ten Raa, 2005; Hendrickson et al. 2006).

a) Impacto en la demanda de bienes y servicios

De forma simplificada, el impacto total (directo e indirecto) que un determinado proyecto tiene en la economía nacional puede estimarse según la siguiente expresión matricial:

$$X = (I - A)^{-1} Y$$

Donde:

Y Vector de la demanda directa generada por un determinado proyecto

$(I-A)^{-1}$ Matriz inversa de Leontief

X Impacto total (directo e indirecto) del proyecto Y en la economía

A partir de los resultados del análisis input-output (efecto total y efecto directo del proyecto en la demanda de bienes y servicios) es posible estimar el efecto multiplicador. Este parámetro busca responder a la siguiente pregunta: “Por cada euro que se invierte en el proyecto, ¿Qué valor se genera en la totalidad de la economía nacional?”

Para estimar el efecto multiplicador, a partir de la expresión anteriormente presentada, basta con dividir el impacto total (X) entre el efecto directo del proyecto (Y):

$$\Delta X = (I - A)^{-1} \Delta Y \quad \text{Efecto directo e indirecto sobre la economía}$$

$$M = \Delta X / \Delta Y \quad \text{Efecto multiplicador}$$

Además de estimar el incremento en la demanda de bienes y servicios, así como el efecto multiplicador, el análisis input-output también permite analizar qué parte de la demanda será abastecida a nivel nacional o mediante importaciones. Esto es posible gracias a que el sistema de cuentas nacionales, a partir de las cuales se elabora la tabla input-output, refleja todos los flujos comerciales con el exterior. Finalmente, cabe destacar que mediante un análisis input-output también es posible estimar el valor añadido generado ya que para cada rama de actividad.

b) Impacto en el empleo:

Una de las finalidades más importantes de la metodología input-output es la estimación del impacto total en materia de creación de nuevos puestos de trabajo ya que, al igual que en materia de demanda de bienes y servicios, la generación de nuevos puestos de trabajo puede acontecer de forma directa e indirecta.

Para estimar el número de nuevos puestos de trabajo asociados a un determinado proyecto, la metodología input-output establece la siguiente relación:

$$\{(I - A)^{-1} \Delta Y\} * L_s = \Delta X * L_s \quad \text{Efecto total (directo e indirecto) sobre el empleo}$$

donde:

Ls es un vector que indica la cantidad de empleos equivalentes a tiempo completo por unidad de producción para cada rama de actividad incluida en la tabla input-output.

Según la metodología input-output, mediante la multiplicación vectorial del incremento total de demanda de bienes y servicios (ΔX) por el vector de empleo (Ls), el vector resultante indica la cantidad de nuevos empleos generados en cada rama de actividad de forma directa e indirecta, es decir, el impacto total en el empleo.

Además de valorar el impacto total, es importante tener en cuenta el impacto en el empleo neto, es decir, en el caso que la tecnología renovable analizada esté sustituyendo a otra tecnología (por ejemplo, una tecnología fósil convencional), será necesario tener en cuenta no sólo la creación de empleo asociada a la nueva tecnología sino también tener en cuenta la destrucción de empleo originada por la desaparición de la/s planta/s convencionales. Otro aspecto importante a tener en cuenta en el momento de valorar la creación de empleo es la ubicación de los nuevos puestos de trabajo. Finalmente, es importante destacar que la consideración como externalidad de dicho impacto socio-económico dependerá de las condiciones del mercado laboral de la región o país considerado.

Para valorar económicamente esta externalidad, se deberá analizar, para la región afectada, cuál es la tasa de desempleo en cada uno de los sectores económicos en los cuales se han generado nuevos puestos de trabajo. En aquellos sectores en los cuales la tasa de desempleo supere a la tasa natural de desempleo, se valorará la creación de cada puesto de trabajo a través del coste del subsidio de desempleo (Linares et al. 1996).

La metodología input-output se ha aplicado al estudio de varios proyectos energéticos (Tengen 2006; Lantz y Tengen 2008; Linares et al. 1996, Caldés et al. 2007, de la Rúa 2009, Lanier et al. 1998) y en un reciente estudio del National Renewable Energy Laboratory (NREL, 2009) se presenta como uno de los métodos más consolidados y que gozan de reconocimiento científico para estimar la creación y destrucción de puestos de trabajo.

4.2 Metodología para valorar los impactos en la seguridad energética

Garantizar la seguridad energética en un contexto de dependencia de los combustibles fósiles mayormente ubicados en países geopolíticamente inestables conlleva, para muchos países, un coste elevado. Por esta razón, la mejora en la seguridad energética a través de la promoción de tecnologías renovables autóctonas, puede suponer una reducción de costes sustancial.

En lo referente a los riesgos asociados a la dependencia energética actual, la literatura distingue entre riesgos a corto y a largo plazo (IEA, 1995; Stern 2006). Los riesgos al corto plazo están generalmente asociados a cortes en el suministro causados por accidentes, ataques terroristas, condiciones climáticas extremas o caídas de la red de suministro. Por el contrario, los riesgos a largo plazo suelen referirse a desajustes en la estructura de la oferta energética, infraestructura inadecuada para abastecer a los mercados y falta del marco regulatorio e

institucional adecuado para evitar interrupciones en el suministro por, entre otras, razones políticas y económicas.

Según Behrens y Egenhofer (2007), los riesgos asociados a la inseguridad energética pueden tener distinta naturaleza:

- *Riesgos técnicos*: incluyen fallos del sistema debidos a condiciones climatológicas adversas, falta de inversión en capital o mantenimiento inadecuado del sistema energético.
- *Riesgos económicos*: se refieren a los desajustes entre la demanda y la oferta energética.
- *Riesgos políticos*: referidos a decisiones gubernamentales de suspender la provisión energética por razones políticas, conflictos armados, revueltas civiles o fallos en la regulación energética.
- *Riesgos medioambientales*: hacen referencia a los posibles daños generados por accidentes (vertidos o accidentes nucleares) y emisiones contaminantes, incluyendo emisiones de GEI.

Una forma de valorar económicamente el impacto que las energías renovables pueden tener en aspectos relacionados con la seguridad energética, consiste en estimar la reducción en el coste asociado a las medidas que los gobiernos implementan para hacer frente a los distintos riesgos asociados a la inseguridad energética.

Referencias

- Sáez R., Lechón Y., Varela M., Aspectos socioeconómicos de la producción energética. Tecnologías energéticas e impacto ambiental. McGraw-Hill Professional. CIEMAT 2001
- Stuart, Ralph (Lead Author); Tom Tietenberg (Topic Editor). "Command and control regulation." In: Encyclopedia of Earth. Eds. Cutler J. Cleveland (Washington, D.C.: Environmental Information Coalition, National Council for Science and the Environment).2007.
- Pigou, A. Economics of Welfare. Macmillan, London. 1920.
- Montero J.P. Markets and Regulation – Introduction. Cuadernos de Economía, Vol. 40, N 121, pp. 547, 2003.
- Del Río. ICE. "La promoción de la electricidad renovable en España en el contexto europeo". Economía y Medio Ambiente. Marzo-Abril 2009, Nº 847. 2009.
- Russel C., Powell P., Choosing Environmental Policy Tools: Theoretical cautions and practical considerations. Washington DC. Nº ENV-102. 1996
- Stevens, G. Comparative Assessment of Economics of Nuclear Power and Other Options. Paper presented to the International Symposium on Electricity, Health and the Environment: Comparative Assessment in Support of Decision Making. IAEA, Wien. 1995
- Owen D.A.. Environmental externalities, market distortions and the Economics of Renewable Energy technologies. The Energy Journal. 2003.

- Kolstad, C.D. *Environmental Economics*. Oxford University Press, Oxford. 2000
- AIRNET. A thematic network on air pollution and health. <http://airnet.iras.uu.nl/>. 2007.
- Pope CA, RT Burnett, MJ Thun, EE Calle, D Krewski, K Ito, and GD Thurston. "Lung cancer, cardiopulmonary mortality, and long-term exposure to fine particulate air pollution ". *J. Amer. Med. Assoc.*, vol.287(9), 2002. 1132-1141.
- Pope, CA III, Thun, MJ, Namboodiri MM, Dockery DW, Evans JS, Speizer FE, Heath CW Jr. Particulate air pollution as predictor of mortality in a prospective study of US adults. *Am. J. Resp Crit Care Med* 151: 1995. 669-674.
- Abbey DE, Lebowitz MD, Mills PK, Petersen FF, Lawrence Beeson W, and Burchette RJ "Long-term ambient concentrations of particulates and oxidants and development of chronic disease in a cohort of nonsmoking California residents". *Inhalation Toxicology*, vol. 7, 19-34. 1995.
- IPCC. Resumen para Responsables de Políticas. En *Cambio Climático 2007: Impactos y Vulnerabilidad*. Contribución del Grupo de Trabajo II al Cuarto Informe de Evaluación del IPCC, M.L. Parry, O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden y C.E. Hanson, Eds., Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido. 2007b
- Hohmeyer O. *Renewables and the full costs of energy*. Butterworth-Heinemann. 1992
- Owen D.A.. *Environmental externalities, market distortions and the Economics of Renewable Energy technologies*. The Energy Journal. 2003.
- Lantz E., Tengen S. Variables affecting economic development from wind energy. NREL/CP-500-43506. 2008
- Hohmeyer, O. *Social Costs of Electricity Consumption*. Springer Verlag, Berlin. 1988.
- Ottinger, R.L., Wooley, D.R., Robinson, N.A., Hodas, D.R., Babb, S.E. *Environmental Costs of Electricity*. Oceana Publications Inc., New York. 1990.
- Bernow, S.S. and D.B. Marron. *Valuation of Environmental Externalities for Energy Planning and Operation*. Tellus Institute, Boston. 1990
- Pearce, D.C., Bann, and S. Georgiou. *The Social Costs of Fuel Cycles*. A report to the UK Department of Trade and Industry. HMSO, London. 1992
- TER *Assessing Environmental Externality Costs for Electricity Generation*. 1995
- Rowe, R., Lang, C., Chesnut, L., Latimer, D., Rae, D., Bernow, S., White, D. *The New York Electricity Externality Study*. Oceana Publications, Dobbs Ferry, NY.1995.
- Ten Raa . *The Economics of Input-Output Analysis*. Cambridge University Press. 2005
- Hendrickson C., Lave L.B., Matthews H. S. *Environmental Life Cycle assessment of goods and services. An input-output approach*. Resources for the Future, Washington DC.ISBN 1-933115-24-6. 2006.

- Tegen, S. Comparing Statewide Economic Impacts of New Generation from Wind, Coal and Natural Gas in Arizona, Colorado and Michigan. NREL/TP-200-37720. 2006.
- Lantz E., Tegen S. Variables affecting economic development from wind energy. NREL/CP-500-43506. 2008
- Linares, P. Evaluación de las externalidades de la biomasa para producción eléctrica Documentos CIEMAT 84. 1996
- Caldés N., Varela M., Santamaría M. Sáez R. Economic Impact of Solar Termal Electricity deployment in Spain. Energy Policy 37, 1628-1636. 2009.
- De la Rúa, C. Desarrollo de la herramienta integrada “Análisis de ciclo de vida-input output” para España y aplicación a tecnologías energéticas avanzadas. Tesis Doctoral. Universidad Politécnica de Madrid. 2009.
- Lainer, J., Bernow, S., DeCicco, J. Employment and other macroeconomic benefits of an innovation-led Climate Strategy for the United States. Energy Policy 26 (5), 425–433. 1988.
- IEA. Natural Gas Security Study, OECD/IEA, Paris. 1995.
- Stern J. The new security environment for European Gas: worsening geopolitics and increasing global competition of LNG, Oxford Institute for Energy Studies, NG15, Oxford. 2006.

GREEN INVESTMENT DIAGNOSTICS

Dr. Ana Pueyo

Institute of Development Studies, Brighton, UK, *E-mail:* A.Pueyo@ids.ac.uk

Abstract

Policymakers aiming at increasing the level of private investment in renewable energy need to address multiple constraints to improve conditions for investors. However not all constraints are equally important. Some of them are “binding” and if released through appropriate policies they can attract more investment with a lower policy effort than by targeting all constraints at the same time. This paper proposes a new methodology, called “green investment diagnostics” to identify the most binding constraints to investment in renewable energy. We apply it to two Sub-Saharan African countries: Kenya and Ghana and provide preliminary results. We invite policymakers to apply this method to other countries to better target their policy efforts.

1. Introduction

Renewables have become mainstream sources of energy around the world. They are cost-competitive with fossil fuels in many markets and last year they added more generation capacity than all fossil fuel sources combined. Developing countries are leading this trend and for the first time in 2015, their investment exceeded that of developed countries (REN21, 2016). However, the bulk of developing countries’ investment was concentrated in a small number of economies, mainly China, India, South Africa, Mexico and Chile. Many others struggle to attract the investment for generation capacity in general and renewables in particular. As a result, they suffer from low rates of access to electricity, low generation capacity and high vulnerability to imports of fossil fuels or erratic hydropower. Sub-Saharan Africa has been particularly neglected by investors in electricity generation capacity (Pueyo and Orraca, 2014). It now hosts more than half of the population without access and offers a substandard service with frequent outages and high system losses. Outside of South Africa, the region’s rich renewable energy resources remain underutilised, except for large hydro dams mainly built decades ago.

Previous research has pointed at several flaws of the African power sector that explain the lack of investment: prices are too low, regulation is flawed and uncertain, corruption and patronage abound, off-takers¹¹ are broke (Eberhard et al, 2008; APP, 2015). The general recommendations to tackle these problems have been a standard model of power sector reform and the implementation of either Feed-in Tariffs or auctions to de-risk renewables (Waissbein et al, 2013). The success of these reforms has been mixed. The standard model of power sector reform, which recommended unbundling, privatisation and liberalisation has not

¹¹ Off-takers are the purchasers of the electricity generated. They are usually a national distribution utility.

been fully implemented in any African country. Instead a hybrid model has emerged, where the roles of the public and private sectors are combined and often confused (Malgas and Eberhard, 2011). Six countries had approved Feed-in tariffs in 2016, including Ghana, Kenya, Rwanda, Senegal, Tanzania and Uganda. However, these had not led to significant investment in renewable energies in these countries. Tendering is gaining momentum and many countries are moving to replace FiT by auctioning schemes, following the successful South African experience.

Policy processes cost economic, time and political resources, and replicating experiences from other countries does not always work. In different countries, some problems are more important than others. If the most important constraints are tackled first, the policy cost or attracting investment in renewables will be smaller and the impact will be bigger. Departing from that premise, our research asks: What is holding back investment in renewable technologies in a particular country at a particular time? To provide an answer we developed a methodology to identify a group of binding constraints and test it in Kenya and Ghana, with a view to applying it to other countries and regions.

Our rationale and methodology is inspired by the “growth diagnostics” approach, which asked: “For this particular country, at this particular time, what is preventing the country from achieving higher sustained and shared growth?” (Hausmann, Klinger and Wagner, 2008: 4). Two tools support the identification of the most binding constraints. A decision tree discards potential constraints when there is not enough evidence to back them up and builds a weight of evidence to back the importance of other constraints. Second, they look for specific “symptoms” that constraints would exhibit if they were binding. Through accumulation of symptoms, it would be possible to diagnose the main problem preventing an economy to grow as fast as it could, and propose an appropriate treatment.

The growth diagnostics approach has proven to be effective to diagnose problems related to national economic growth. We have developed a similar approach which we call ‘Green Investment Diagnostics’, to look for the binding constraints to investment in the renewable energy sector, rather than to national economic growth. Our approach is sectoral and not national and goes in some respects beyond the original growth diagnostics approach. It takes full account of political feasibility when defining the best set of policies to solve the binding constraints identified. It includes a Computable General Equilibrium (CGE) model to assess the macroeconomic and distributional effects of increased investment in renewables in our target countries. It also carries capacity adequacy studies to assess the probability that the supply of electricity will be insufficient to meet demand in systems with a large share of intermittent renewables.

This note describes the core of the Green Investment Diagnostics methodology, including a decision tree and the tests to narrow down potential constraints to a limited number of “binding constraints”. The method is applied to two African countries: Kenya and Ghana. It concludes comparing the results of the two countries and proposing the application of the methodology to other regions.

2. The Green Investment Diagnostics Decision Tree

Diagnostics start with a clear understanding of the state of investment in renewable energy in the target countries. Is there a lack of investment in the power sector as a whole or only in renewable generation? Are there periods of intense activity or stagnation? Is the country investing in least cost generation or taking suboptimal decisions? Answering these questions points at technologies where investment is less than would be expected given the country context and relative economic and financial attractiveness.

Having identified renewable energy technologies where investment has been historically low in the country, but potential is high, we ask what are the most important factors constraining investment in these particular technologies. Our decision tree offers two initial alternatives to low levels of investment in RE technologies: either investments are not attractive enough or there is no access to appropriate finance to make them happen. These two options are often interconnected. Investments may be unattractive if profits are too low once high interest rates are paid. On the other side, debt financiers may require high interest rates if the project's risks are very high.

We look at project attractiveness and finance availability separately in the next level of the decision-tree. Projects are unattractive if their returns are low or their risks are high. Access to appropriate finance (long term, low cost debt finance) may be low if there is not enough capital available or if this capital is not allocated efficiently by the financial system. Figure 1 illustrates the initial nodes of the green investment diagnostics decision tree.

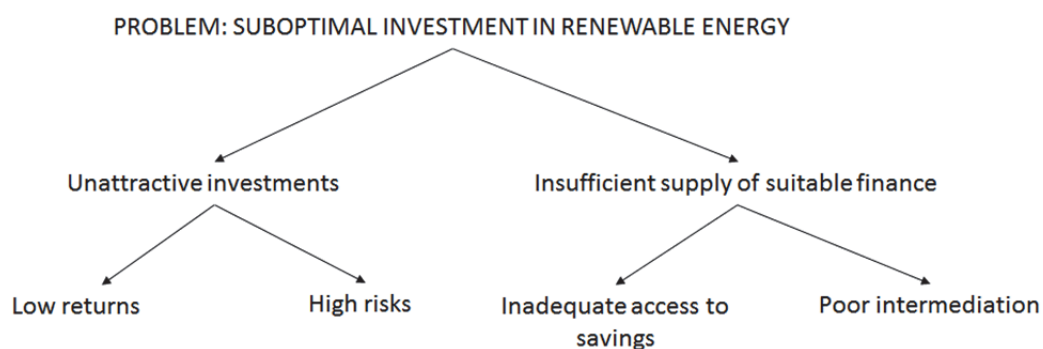


Figure 1. First nodes of the GID decision tree Source: Author's own, drawing from Haussmann et al, 2004

Decisions about which constraint to investigate further at each node are informed by the country's performance in several related indicators as compared to other countries or to international benchmarks. We also rely on interviews to investors, regulators, representatives of the financial sector, academics and practitioners. As potential problem areas are ruled out, we are left with a small number of areas which the evidence suggests may be the most important constraint, and a growing understanding of why. The remainder of this section looks in detail at the possibilities open at each side of the decision tree and the indicators required to assess their importance.

2.1. Are RE investments attractive enough?

Investments attractiveness is determined by their risk-return profile. We start by looking at the returns on equity or renewable energy as compared to alternatives (Pueyo et al, 2016). Returns of RE projects may be insufficient as compared to alternatives because either project costs are higher or revenues are lower. Our decision tree splits in two branches to analyse this.

Renewable energy generation plants incur in both project and system costs. We use the levelised cost of energy (LCOE) to assess project costs as compared to international benchmarks for renewable energy and to the LCOE of fossil fuel based plants in the country (Pueyo et al, 2016). If costs appear to be higher than the levels achieved internationally we will ask why it is so. Is it because installed costs are higher than the values achieved globally, are O&M and resource supply costs higher or is it financing costs that are driving up costs?

System costs are the costs that a single generation plant imposes on the electricity system as a whole (IEA, 2010). They include the costs of transmission and distribution infrastructure required for grid connection and the cost of reserve capacity for intermittent renewables. We carry a simple analysis of system costs by looking at four parameters: the share of intermittent RE projects in the country; the geographic and technology diversification of existing RE; the availability of dispatchable back-up capacity and storage in the country; the availability of interconnections with neighbouring countries; the reach of the grid infrastructure as compared to the location of renewable resources and the responsibility for paying for the transmission costs of a specific project.

If high costs are not behind low returns it must be a case of low revenues. Low quality RE resources, low efficiency of the technology, low prices, low demand or the risk of curtailment of intermittent RE¹² could be jeopardising revenue generation. The information of prices comes from three sources: national regulated electricity tariffs, directly negotiated power purchase agreements (PPA) and when they exist, Feed-in tariffs (FiT) for renewable energy. Figure 2 represents the decision tree to analyse the causes of low returns, showing for each node the types of indicators used to identify constraints.

¹² Curtailment refers to a situation where the electricity produced cannot be fed to the system due to lack of demand or transmission capacity

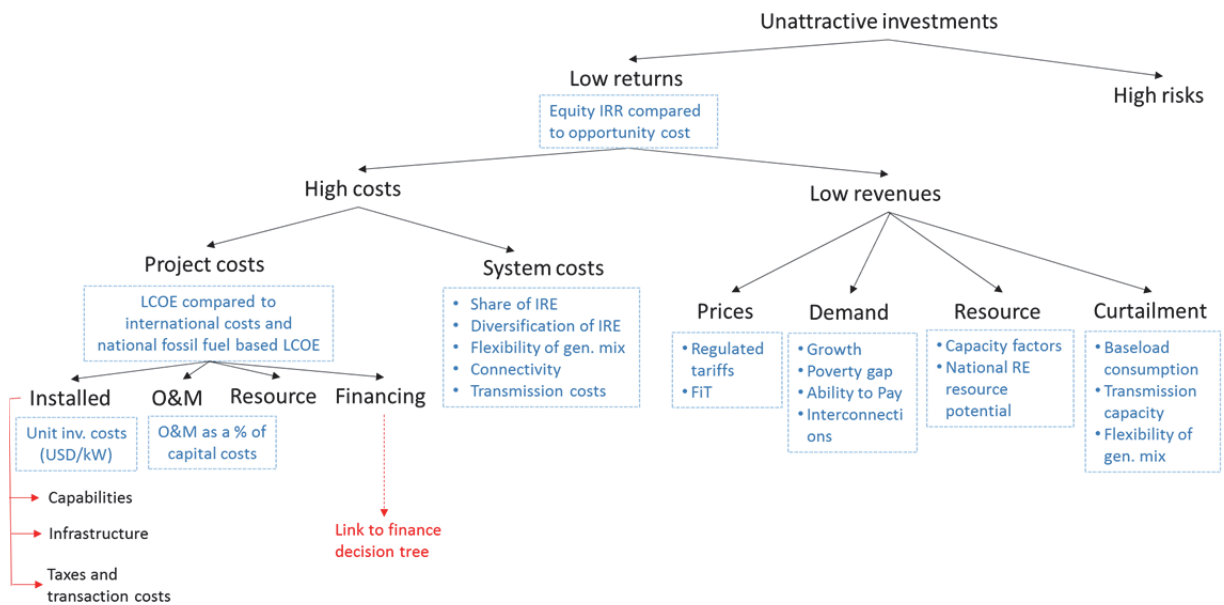


Figure 2. Unattractive investments due to low returns

We look then at the severity of risks including power sector regulatory risks; off-taker risks; resource and technology risks; macroeconomic risks; social and reputational risks and governance risks.

Regulatory risks are a key source of uncertainty for renewable energy projects. Well designed, transparent and enforceable regulation is required at every stage of development of a renewable energy generation project, particularly if it is connected to the national grid. Electricity providers need predictable plans for the extension of the national electricity system and enforceable regulation that protects their rights over the land they buy or lease and the infrastructure they build; their right to feed the power they produce to the national grid; to sell their electricity at a predictable price that allows for cost recovery; and to be paid for the electricity they sell. Challenges in all these areas are widespread in Sub-Saharan Africa.

Off-taker risks are high when the purchasing distribution utility is not financially sound. Distribution companies in Sub-Saharan Africa face several challenges that damage their financial viability. In many countries retail electricity prices are lower than the wholesale price of electricity; customer default rates are high; billing processes are not effective; and poor network system maintenance leads to large technical losses. The annual reports and financial statements of electricity utilities expose their financial health as well as the reasons for poor performance.

Resource supply risks arise from inaccuracies in early-stage assessment of renewable energy resources and where applicable (for example, biomass feedstock and steam for geothermal) to uncertainties about their future supply and cost Weissbein et al, 2013. Technology risks are high when the country has no previous experience in a particular technology, when its industry is not sufficiently developed to provide spare parts and knowledge and when its workforce is not skilled.

Macroeconomic risks damage investment in renewable generation because debt and equity are usually denominated in foreign currency, whereas revenues are usually denominated in local currency. Hence currency devaluation and inflation damage the viability of renewable energy projects as they diminish the value of future revenues required to repay debt and equity investors.

Social opposition and reputational risk can also jeopardise potential renewable energy investment. Due to its positive environmental connotations, public acceptance for renewables is usually high in most countries. However, problems arise when moving from global to local acceptance of siting decisions by local stakeholders. Community acceptance has proven to be a real block to the completion of renewable energy projects, as evidenced by projects experiencing delays or being abandoned due to conflict with local communities. In Kenya, for example, a 60 MW wind power project recently had to halt construction as local farmers took to the streets and the court, making the site unsafe (This is Africa, 2016). Social opposition has slowed down or stopped wind farms development in other developed and developing regions, such as Mexico (Juarez-Hernandez and Leon, 2014) or the UK (Cass and Walker, 2009). Finally, governance risks are related to corruption; insecurity; conflict and trust in property rights and the rule of law.

Figure 3 represents the decision tree and the indicators used to identify significant risks.

2.2. Is appropriate finance available?

Low finance availability at a high cost signals constraints at the financial side of the decision tree. Financial constraints derive from either a lack of savings or a failure of the financial system to allocate those savings (Hausmann et al, 2004)

Renewable energy projects can use domestic and foreign finance. Governments and utilities have been the main funders of the power sector in Sub-Saharan Africa over the past 25 years. In recent years there has been a shift towards the private sector and China. Foreign aid has remained stable and although it is lower than private investment, it plays a key role leveraging private finance through blended finance type models, shielding the sector from the volatility of private investment and targeting countries and technologies dismissed by the private sector (Pueyo et al, 2015).

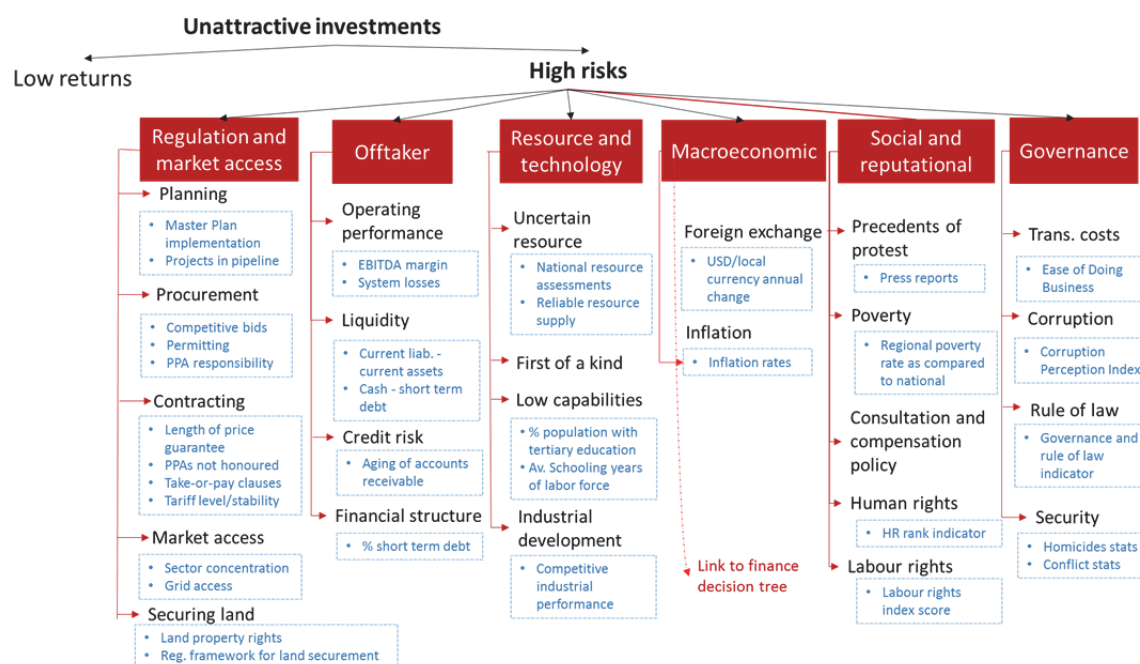


Figure 3. Unattractive investments due to high risks

Foreign finance dries up in periods of high macroeconomic and political risks. High taxes also deter foreign investors if they reduce their net profits below the level of an alternative country with a similar risk-return profile. The Government could also limit the influx of external investment through capital controls. Foreign aid to the electricity sector is typically addressed to countries with good governance and that have started the liberalisation of the sector (Pueyo et al, 2015). Lack of finance may come instead from insufficient domestic finance due to limited domestic savings or a low level of tax collection, which limits public investment in infrastructure. The low level of tax collection in Sub-Saharan Africa is considered as one of the greatest barriers to the transformation of the power sector (APP, 2015). Figure 4 shows the decision tree related to inadequate access to finance and the indicators that help the diagnosis.

Poor access to finance may instead come from a failure of the financial system to transform and allocate finance efficiently. Well-functioning banks are competitive and stable. They can provide long-term finance to promote investment and economic growth and are resilient to crises. A key signal of intermediation problems is a wide spread between deposit and lending rates (Hausmann et al, 2008). Wide spreads could be caused by lack of competition, high costs and bank-specific factors such risk preferences, which may also lead to short-termism (Demirguc-Kunt, and Martinez Peria, 2010). Figure 5 shows the indicators used to find the source of constraints related to poor intermediation.

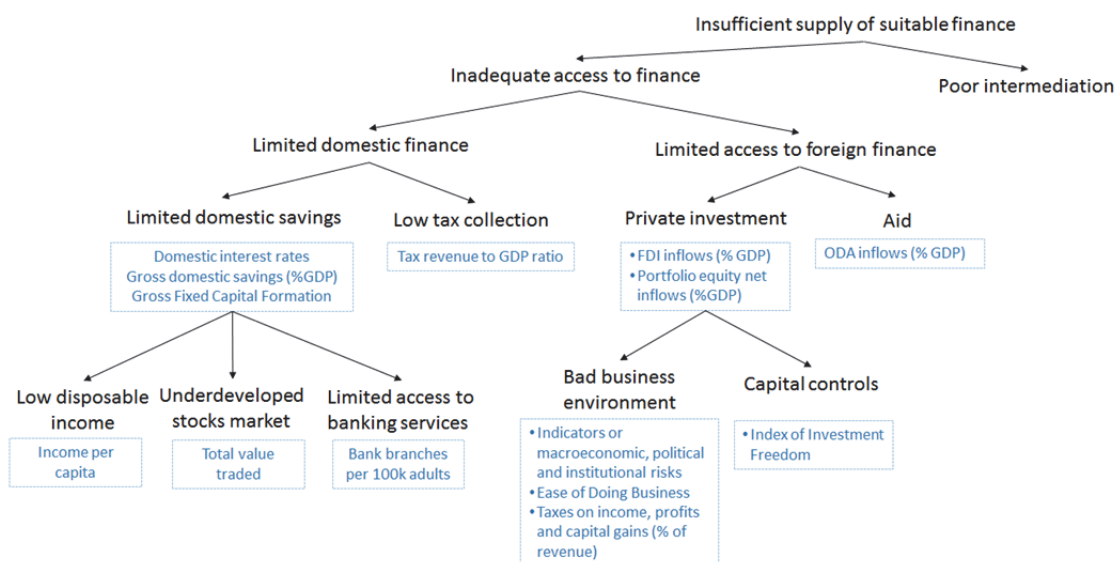


Figure 4. Inadequate access to finance

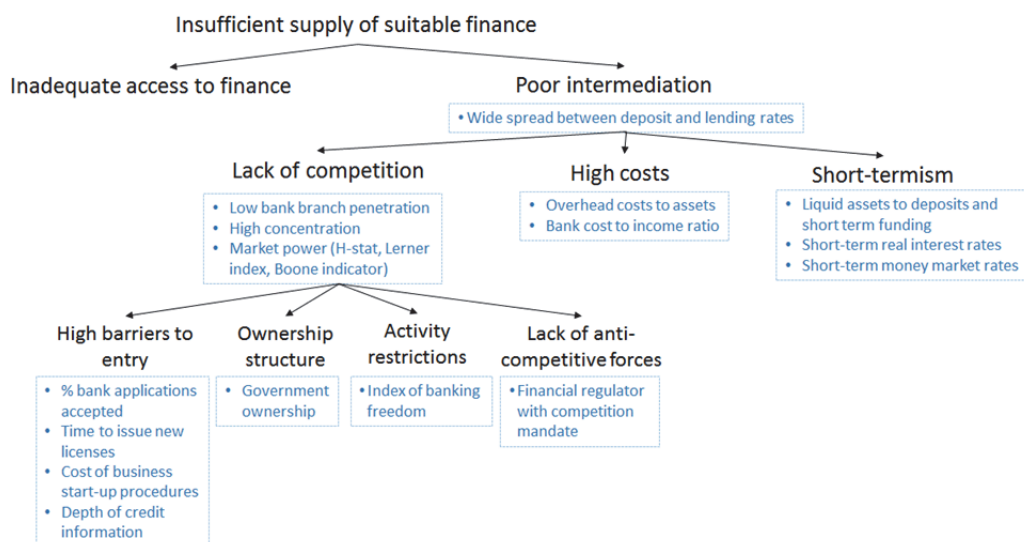


Figure 5. Poor intermediation

3. Tests for binding constraints

Progress through the different nodes of the decision tree highlights areas of potential concern and their severity. However, the scale of a problem may not always equate to how ‘binding’ it is. A country may score extremely badly in a particular area, but this may have little impact on investment incentives. It could also be the case that a country scores badly in most aspects. Which of them should be targeted first? The original Growth Diagnostics approach proposed that when constraints are binding, they exhibit the following characteristics:

- High shadow price. When a shortage of something is constraining investment, that something should be highly value in the economy. For example, if a shortage of skills is

a binding constraint, skilled people would get high salaries or if a shortage of finance is binding, it would show high interest rates.

- Movements in the constraint produce significant movements in the objective function. Investment would increase significantly during periods when a binding constraint is relaxed.
- Agents in the economy are attempting to overcome or bypass the constraint. Where problems are serious, we would expect to observe firms trying to overcome them. For example, as noted in Hausmann et al (2008) firms in India invest heavily in self-generation to bypass constraints in the national supply of electricity; countries where labour market regulations are a binding constraint would see higher than normal levels of informal employment; or those with low appropriability due to high taxes would see greater use of cash for business transactions;
- Agents less intensive in the constraint are more likely to survive and thrive and vice versa. Hausmann et al, (2008) describe this with an evocative metaphor:

“What is the binding constraint to animals thriving in the Sahara desert? This is not unlike the question of what limits economic growth in a country. However, in the Sahara, it is instructive to note that of those few animals that do thrive in that environment, a very large proportion are camels and a very small proportion are hippopotamus. The fact that the animals most intensive in the use of water, hippopotamus, are scarce while the animals least intensive in the use of water, camels, are thriving suggests that the supply of water may be a binding constraint to the spread of animals in the Sahara.” Hausmann et al, 2008

Taken on their own, none of these four ‘diagnostic signals’ might be sufficient to identify a binding constraint with certainty. As they are worked through, however, evidence supporting particular constraints will build cumulatively. As this evidence comes independently from different sources, the resulting triangulation will build confidence. By the end of the process, therefore, a reasonable hypothesis should have emerged as to which policy areas exhibit constraints that are ‘binding’ with respect to investment in general, and to investment in the target technologies in particular.

4. Case Studies: Kenya and Ghana

Sub-Saharan Africa is currently the most electricity deficient region in the world in terms of generation capacity, consumption, reliability and connectivity. Kenya and Ghana share many of the challenges of the region as they aim to provide universal access to affordable energy, foster economic growth and reduce their vulnerability to imported fuels and erratic hydropower.

4.1 Ghana: the off-taker as gatekeeper

Ghana has performed relatively well in the provision of access to electricity. It had a 72% access rate in 2013, as compared to an average 32% in Sub-Saharan Africa (OECD/IEA, 2015).

However the quality of this access is poor, with very low consumption levels and prevalent power outages. Electricity supply is insufficient to meet demand due to shortages in capacity, poor maintenance and disruptions in resource supply, both for natural gas from Nigeria and water for hydroelectricity. The share of non-hydro renewables is negligible and the Government has turned to expensive and dirty solutions such as Heavy Fuel Oil power barges to provide a quick fix to the energy crisis.

Ghana’s decision tree exposes a large number of constraints in both branches of the decision tree: project attractiveness and access to finance, as presented in Figure 6. Wind and solar projects offer low returns on equity as compared to alternatives, such as the telecommunications sector in Ghana or even Treasury Bills. Low returns are due to the high cost of debt, high expected initial investments due to lack of experience and economies of scale, and average renewable resource quality. Prices have been historically low in Ghana even if FIT have been set at a relatively high level.

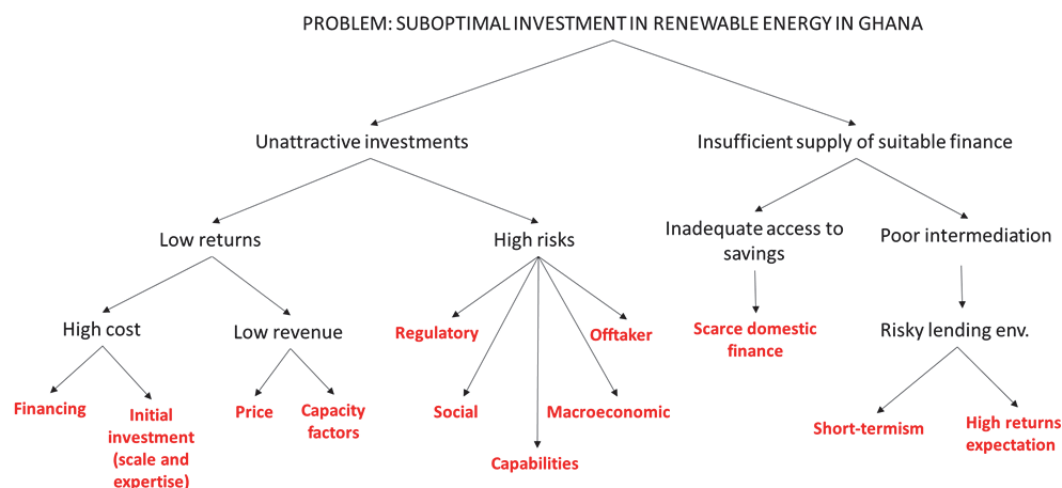


Figure 6. Ghana’s constraints decision tree

Risks of investing in renewables in Ghana are too high for such low returns. Permitting processes are long and uncertain, giving plenty of opportunity for corruption. There are no clear links between planning and procurement, with no competitive procurement processes in place and licenses given to many more projects than the system could cope with. Our interviews with stakeholder pointed at significant Governance problems in the power sector. The Deputy Executive Director of ACEP indicated that “to get a PPA in Ghana you need to know a politician or a big person to take you through the process”. The Managing Director of a wind power development company complained that “At every step there are officials trying to get personal advantage out of the project and if you do not meet their demands the project is delayed and delayed and delayed”.

Off-taker risks are an important burden for the Ghanaian system. The main distribution utility ECG has carried an operating loss for several years and is therefore unable to pay electricity

suppliers in time or to maintain its distribution network in good shape. System losses amount to 23% of purchases, meaning that almost a quarter of the power purchased from generators is not billed. Half of the losses are technical and half are commercial. There is poor revenue collection and billing and about 65% of ECG's debt are arrears accrued from Government and public institutions. Off-taker risks were repeatedly highlighted and often singled out as the most important constraint to investment in electricity generation in our interviews. An Equity Investor worried that "The Ghanaian utility is broke, so the question is will it pay?". The Managing Director of a wind power development company indicated that even if the off-taker signs PPAs, these cannot be trusted, because they don't have any money to pay. The Executive Director of KITE concludes that "The biggest challenge that we have is getting a credible off-taker", the Deputy Director of ACEP had a similar opinion.

Macroeconomic risks also deter investment. The Ghanaian cedi lost 65% of its value against the US dollar between 2011 and 2015 and 18% during just 2015. The country faces persistently high inflation, with a year on year inflation rate of 18.5% by February 2016, BoG, 2015. Ghana's increasingly unsustainable fiscal and current account imbalances pushed Ghana to a debt crisis that required a bailout from the International Monetary Fund (IMF) in 2015. Ghana's fiscal position improved in 2015, but the high level of public debt persists. Some other risks arise from the lack of capabilities to install, operate and repair renewable energy technologies in the country and potential social unrest or property rights challenges due to uncertain or inexistent land titles and the precedent of land grabs for the development of liquid biofuels.

To narrow down the constraints to a smaller manageable number by policymakers we look for symptoms as described in section 3, in historical data of investments in generation capacity, country indicators and interviews to stakeholders. The different sources pointed at off-taker risk as the key binding constraint, intrinsically linked to three other constraints: regulation, access to finance and macroeconomic risks. Figure 7 summarises the key constraints, its causes and linkages

The financial weakness of the off-taker is mainly caused by electricity prices historically set below cost-recovery and poor billing and revenue collection performance, including a large debt from the Government. As the off-taker is owned by the Government, it is difficult to limit political interference in its management and to interrupt supply in the event of non-payment. Some additional problems come from macroeconomic imbalances, which inflate the utility's debt in foreign currency. There are three ways to solve constraints related to the off-taker: addressing its root causes, mitigating the risk through financial instruments like insurance or guarantees, or bypassing the constraint by selling directly to consumers through distributed generation. Addressing these root causes would deliver the most economically efficient and long-lasting solution. It would involve increasing the financial independence of the utility from the State, potentially through partial privatisation and the appointment of an independent Board. It would also require further price increases than those already implemented. However, the implementation of these policies faces political opposition from some groups. Further price increases could also prompt industrial high revenue yielding customers, that now bear the

burden of cross-subsidies, to produce their own electricity. This would put the national utility under further stress to cover its costs.

Two secondary constraints that cripple renewable energy generation in particular are non-conducive regulation and insufficient supply of suitable finance. The large number of unsolicited proposals for renewable energy projects provides evidence of regulatory problems. If all these projects went through, they would overwhelm the small Ghanaian system but still most of them are getting provisional licenses. A competitive bidding process linked to national generation capacity expansion plans would provide greater certainty for investors. There are also political challenges to implement a competitive process, as several private investors have incurred sunk costs to identify their project sites, measure the renewable energy resource and design projects for particular sites. They would be reluctant to see their selected sites open to competition from any bidder to take. Besides, the opaque permitting and contracting process provides several opportunities for rent-seeking from Government officials, which may oppose its simplification. A lack of fast-track finance at low interest rates and long maturities causes financial constraints. Even though the Renewable Energy Act of Ghana considered the establishment of a Renewable Energy Fund, this has not been implemented. Foreign finance instruments that are faster and less onerous in their due diligence processes would contribute to remove the finance bottleneck. However, they do rely on Ghana de-risking renewables through policies as described above.

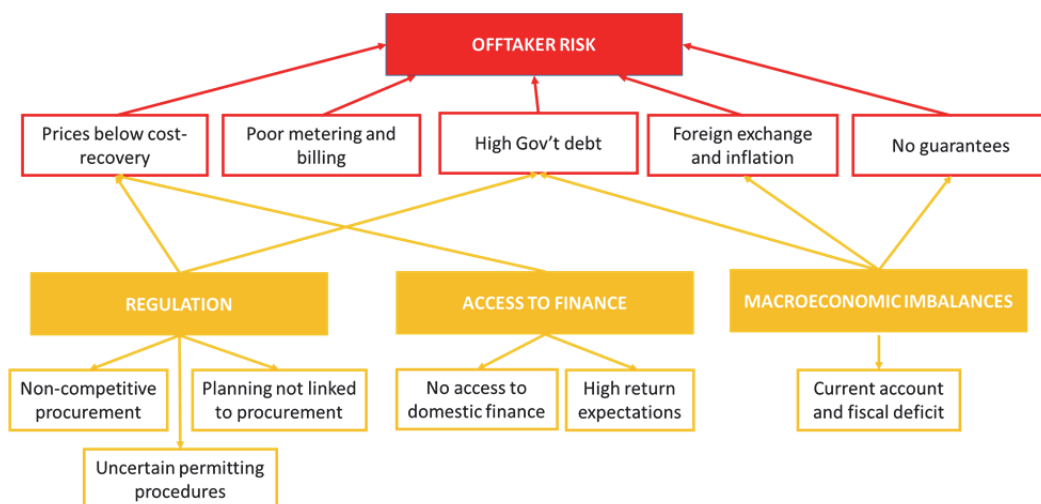


Figure 7. Summary of binding constraints to investment in renewable energy capacity in Ghana

4.2 Kenya: low ability to pay for a centralised, large scale, inflexible system

Kenya has successfully implemented some policies to attract investment in renewable generation capacity. The key elements of Kenya's positive enabling environment for renewables are summarised by an investor:

Kenya is far ahead from the rest of Africa. They have a great track record. They have invested a lot in capacity building. They have got good advisors, strong political support and solid commercial relationships. I have a great opinion of Kenya Power. Their regulatory reform has worked. They are rapidly increasing electrification rates. The FiT are close to right. Solar could be higher. What reassures investors is to see that their competitors are being paid and are getting their investment back. That is why Kenya will go well.

Project Manager, Aldwych International

Kenya is now the fourth country in the world in terms of installed geothermal capacity and has attracted investment for what will be the largest wind farm in Africa. It is also the third country for solar lighting systems and the fifth for solar home systems deployment (REN21, 2016). The pace of capacity additions is such that Kenya's Generation Capacity Expansion Plan describes a potential situation of overcapacity in the medium term (Lahmeyer International, 2016). Behind Kenya's success there are prices set at cost-recovery, the partial privatisation of the national power utilities, and openness to private sector investment through trustworthy competitive bids. But this model has some shortcomings: rural electrification was a casualty of cost-recovery pricing, as it was not financially feasible without heavy subsidisation. International competitive bids for fossil fuel based capacity drew prices up as compared to least cost endogenous energy sources. Political support and finance gravitated towards very large scale, flagship projects, whether geothermal, wind, coal or imports from Ethiopia. This mix is more suitable for higher demand levels. A more appropriate smaller scale, geographically diversified mix did not get enough political and financial support

Figure 8 summarises the constraints identified through our diagnosis. The "project attractiveness" side of the decision tree features strongly as a potential setback for future investment in renewables. Returns for wind and geothermal are high at the moment, and they have benefitted from low cost finance mainly provided by donors and development banks. High returns but could be jeopardised by low demand due to customers' low ability to pay, economic growth below projections and low international power trade. The addition of intermittent renewables could increase system costs, due to the need of new transmission lines and back-up capacity. The Kenyan system is remarkably inflexible, with a large share of baseload capacity and low transmission capacity.

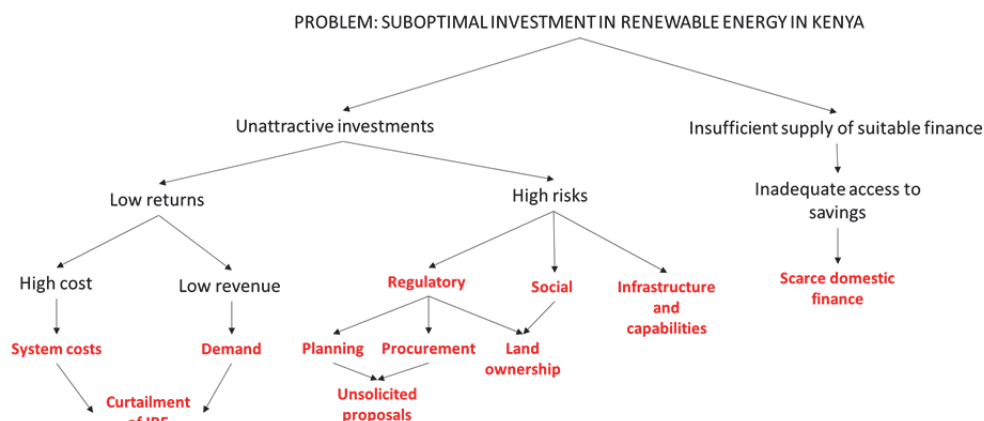


Figure 8- Kenya's constraints decision tree

Regulatory risks persist even if responsibilities for planning, procurement, contracting and permitting of power generation capacity in Kenya are generally well defined and efficient. At the planning stage, there has been a lack of coordination between the off-grid efforts of donors and the private sector and grid extension programmes as well as some problems in elaborating demand forecasts, which have led to overoptimistic growth forecasts. At the procurement stage, even though Kenya has a good track record in organising international competitive bids, it has not followed this approach for renewable energy projects. The regulator has been overwhelmed with unsolicited proposals and consequently the off-taker is in “no hurry” to approve more wind related PPAs, according to an industry stakeholder.

The process of land acquisition for project development and getting way leaves for transmission lines can cause cost costly delays on the project start and fuel opposition from local residents. There have been several precedents of social opposition to renewable energy projects in Kenya, including a wind power plant being withdrawn after financial closure due to disputes with local communities. One stakeholder from the equity firm behind a large wind farm to be constructed in Kenya declared that “Community issues are a major problem in Kenya. They can kill a project. Protests scare investors and they are a massive reputational issue. This was particularly a problem for the transmission line of more than 400 km”. His view is seconded by the EPC contractor in charge of the wind project that had to be abandoned: “Communities see it as the opportunity of a lifetime to get a payoff. Resettlements are a big issue and we have to budget for it”

The supply of geothermal and biomass energy resources for future projects is unreliable. Other technical problems come from deficient infrastructure (mainly roads and transmission lines) and a low human capital and industrial development. The lack of local skills increases the cost of projects, as they must rely on external staff, and may prevent technology transfer (Director of Q&E, International EPC contractor). Finally, on the financial side of the decision tree, there are constraints to raise domestic finance and hence a shortage of local equity and debt partners. Interviews also pointed at constraints to raise finance for small projects.

The key constraint threatening the existing model based on centralised, large scale generation is the low ability to pay for it by the population without access. Several pressures will emerge:

- Pressures on the distribution company, coming from ambitious and expensive rural electrification programmes; the penetration of intermittent renewable energy requiring take-or-pay clauses in their PPAs, a large number of unsolicited proposals for renewable energy projects and potential overcapacity. These pressures could damage the creditworthiness of the off-taker and prevent future investment in renewable energy.
- Upward pressures on prices, due to the elements above, the required investments on the transmission and distribution network. This may raise opposition among industry that already considers Kenya's electricity prices are too high. Industrial and urban consumers are essential to enable universal electrification through a cross-subsidy scheme.

Some secondary constraints refer to the difficulty to access land and potential disputes with local communities; and the lack of local human and financial capital to contribute to renewable energy projects, which would leave profits and knowledge in foreign hands.

5. Conclusions

Several reforms to promote investment in electricity generation capacity in Africa, particularly from renewable sources, have been ineffective. We have developed an approach to identify the most binding constraints and have tested it in Kenya and Ghana. Both countries share the goals of providing universal access to affordable electricity and reducing vulnerability from imported fuels and hydropower. Both also share many constraints, such as inadequate access to local finance and regulatory flaws at the planning and procurement stages. The latter have led to an explosion of unsolicited renewable energy proposals for renewable energy in both countries. However the most binding constraints differ in each context and each country should target their policy resources to solve these.

In Ghana, the most important constraint is an unreliable off-taker. Behind this failure is a history of prices set below cost-recovery and political interference in State-owned utilities. Kenya has successfully reformed the power sector and enjoys financially healthy utilities. The future of renewables could be jeopardised by an inflexible system more appropriate for larger levels of demand. A large-scale, centralised system for electricity supply is incompatible with the goal of making electricity access universal for the rural poor, unless generous subsidies are put in place. These subsidies and the obligations set by take-or-pay clauses in Power Purchase Agreements could endanger the financial sustainability of the distribution utility.

Both countries are discussing approaches to deal with these constraints. For example, Ghana has been urged by the IMF and the Millennium Development Corporation to privatise or offer a concession for the distribution utility. It has also enacted several price increases to get closer to cost recovery. The World Bank recently commissioned a group of consultants to prepare an integrated on-grid and off-grid generation capacity plan for the country. Both countries have

also started moves towards competitive auctions to replace FiT, to solve the problem of unsolicited proposals clogging the system. These policies will prosper if they are not only technically and economically desirable, but also if they are politically feasible. In both countries there are interests groups that can lose from proposed reforms and hence understanding the political context where reform takes place is an essential element for successful implementation. A political economy analysis of desirable reform is the next step of our analysis, and is currently being developed on the basis of an extensive consultation among stakeholders in Kenya and Ghana.

Acknowledgements. This paper is part of the research project “Green Growth Diagnostics for Africa”, funded by the UK Engineering and Physical Sciences Research Council (EPSRC) and the UK Department for International Development (DfID). Research is led by the Institute of Development Studies (IDS), in partnership with the Kenya Institute of Public Policy Research and Analysis (KIPPRA), the Institute of Statistical, Social and Economic Research- University of Ghana (ISSER), Durham University, the University of Newcastle, the Policy Practice and Integral Advisory. Final results of the project can be found in the project webpage: <https://www.ids.ac.uk/project/green-growth-diagnostics-for-africa>

References

- Africa Progress Panel (2015). Power, people, planet. Africa Progress Report 2015.
- Bank of Ghana, 2015. Statistical Bulletin of the Central Bank of Ghana.
- Cass, N. and Walker, G. (2009) Emotion and rationality: The characterisation and evaluation of opposition to renewable energy projects. *Emotion, Space and Society* 2 62-69.
- Demircuc-Kunt, A.; Martinez Peria, M.S., 2010. A framework for analyzing competition in the banking sector : an application to the case of Jordan. Policy Research working paper ; no. WPS 5499. Washington, DC: World Bank.
- Eberhard, Anton; Foster, Vivien; Briceño-Garmendia, Cecilia; Ouedraogo, Fatimata; Camos, Daniel; Shkaratan, Maria (2008). Underpowered : The State of the Power Sector in Sub-Saharan Africa. World Bank, Washington, DC. © World Bank.
- Malgas, I. and Eberhard, A. (2011). Hybrid power markets in Africa: Generation planning, procurement and contracting challenges. *Energy Policy* 3)
- Hausmann, R.; Rodrik, D. and Velasco, A. (2004) Growth Diagnostics, John F. Kennedy School of Government, Harvard University
- Hausmann, R.; Klinger, B. and Wagner, R. (2008) Doing Growth Diagnostics in Practice: A ‘Mindbook’, Center for International Development Working Paper 177, Harvard University
- International Energy Agency, 2015. World Energy Outlook 2015. Paris, OECD/IEA, 2015.
- Juarez-Hernandez and Leon, 2014 or the UK. Energía eólica en el istmo de Tehuantepec: desarrollo, actores y oposición social. *Revista Problemas del Desarrollo*, 178 (45), julio-septiembre 2014

Kenya Power and Lighting Company, 2015). Annual Report and Financial Statements for the Year ended 30th June 2015

Pueyo, A. and Orraca, P. (2015). What Explains the Allocation of Aid and Private Investment for Electrification?. IDS Evidence Report 123

Pueyo, A, Bawakyillenuo, S. and Osiolo, H. (2016). Cost and Returns of Renewable Energy in Sub-Saharan Africa: A Comparison of Kenya and Ghana. IDS Evidence Report 190

REN21 (2016) Renewables 2016. Global Status Report. Paris: REN21 Secretariat.

Weissbein, O.; Glemarec, Y.; Bayraktar, H. and Schmidt, T.S. (2013) Derisking Renewable Energy Investment. A Framework to Support Policymakers in Selecting Public Instruments to Promote Renewable Energy Investment in Developing Countries, New York, NY: United Nations Development Programme (UNDP).

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: DE LA SUBVENCIÓN AL AUTOCONSUMO

Julio Cárabe

CIEMAT. Dpto. de Energía. Ud. de Energía Solar Fotovoltaica. *E-mail:* julio.carabe@ciemat.es

Resumen

La sociedad actual se enfrenta al reto de afrontar una revolución energética que dé respuesta a tres grandes requerimientos: sostenibilidad, garantía de suministro y preservación del medioambiente. En ese contexto, las energías renovables en general y la energía fotovoltaica en particular representan aportaciones esenciales.

El desarrollo de la energía fotovoltaica hasta llegar a la actual situación de plena competitividad económica y tecnológica ha requerido el crecimiento del mercado a gran escala hasta que los costes se han reducido drásticamente. Este proceso se apoyó en su momento en las tarifas de inyección a red. En la actualidad, sin embargo, el desarrollo comercial de esta tecnología no depende ya de subvención alguna, sino simplemente de que determinadas administraciones eliminen las barreras legales que han levantado para preservar los privilegios de los oligopolios energéticos en detrimento del interés general.

En contra de lo que muchas personas piensan, la energía fotovoltaica es barata (además de limpia) y, por lo tanto, económicamente competitiva. Su desarrollo no requiere subvención alguna, sino simplemente un marco legal justo y estable que le permita competir en condiciones de igualdad con otras fuentes de energía y regule un derecho tan elemental como es el del autoconsumo. El establecimiento de este marco legal no sólo aportará nuevas soluciones al problema energético y medioambiental, sino que, además, proporcionará nuevos modelos de negocio y de desarrollo tecnológico, generando empleo de calidad y bienestar social.

1. Introducción

Se llama conversión fotovoltaica de la energía solar a la transformación directa de la energía de los fotones de la radiación del sol en electricidad. A diferencia de otras formas de conversión, como la termoeléctrica, por ejemplo, en el proceso no se da conversión intermedia a energía mecánica o térmica.

El dispositivo fundamental para la conversión fotovoltaica es la célula solar. Se trata de un dispositivo electrónico capaz de generar una fuerza electromotriz entre sus dos electrodos cuando es iluminado. Simplificando, podemos decir que una célula solar es un diodo sometido a la acción de la luz. Como dispositivos electrónicos que son, las células solares están basadas en semiconductores, con mucha frecuencia en silicio. La idea fundamental sobre la que se basa el funcionamiento de una célula de silicio es que la absorción de luz por parte del material provoca la excitación de electrones. La mayor parte de los fotones que tienen suficiente energía generan cargas eléctricas libres en el seno del semiconductor. Como se puede apreciar

en la Figura 1, la capa más gruesa de la célula, normalmente llamada *absorbente* o *base* (en este caso el silicio de tipo p), absorbe los fotones y produce cargas libres por excitación de electrones. Esas cargas tienden a difundirse por el seno del material, de forma que una buena parte de ellas tocan en algún momento la interfaz con la otra capa, que recibe el nombre *emisor* (en este caso el silicio de tipo n). Dicha interfaz está invadida por un campo eléctrico formado entre ambas capas, que arrastra los portadores de carga negativa hacia la zona n y rechaza los de carga positiva dejándolos en la zona p. En definitiva lo que sucede es que la luz sirve para generar cargas eléctricas libres y el campo eléctrico que se forma en la llamada *unión p-n*, es decir, en la interfaz entre las dos capas se encarga de separar esas cargas de tal manera que las negativas tienden a acumularse en el lado n y las positivas en el lado p.

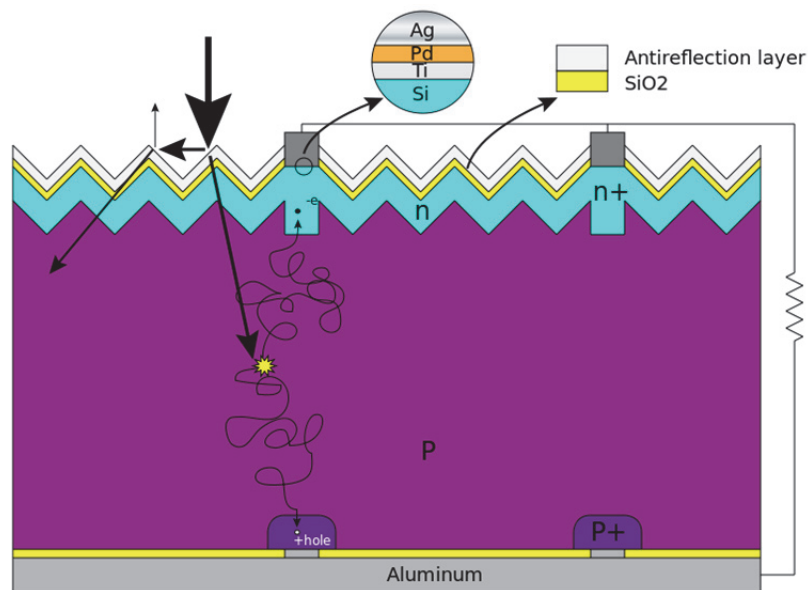


Figura 1. Esquema de funcionamiento de una célula solar de silicio. Fuente: Wikimedia Commons 2016

El dispositivo se completa con la formación de electrodos frontales y posteriores, que se encargan de extraer la energía eléctrica producida y entregarla a un circuito exterior. Obsérvese que el electrodo frontal no puede cubrir toda la superficie, sino sólo algunas zonas adecuadamente diseñadas, para que sea posible no sólo extraer la carga, sino también dejar pasar la luz hasta el interior de la célula.

Aunque el efecto fotovoltaico se conoce desde su descubrimiento por Alexandre Edmond Bécquerel en 1839, la primera célula solar reconocida como tal por la comunidad científica se debe a Chapin, Fuller y Pearson [Chapin 1954], investigadores de los *Bell Labs* que consiguen desarrollar una primera célula basada en una unión p-n formada a partir de una oblea de silicio cristalino. Este dispositivo marca un hito con una eficiencia de 6%, muy por encima de la de algunos prototipos previos basados en selenio que no habían alcanzado ni siquiera 0,5%. Unos años después, en 1963, *Sharp Corporation* produce el primer módulo fotovoltaico comercial. En 1970 el investigador ruso Z. Alferov desarrolla en la URSS una célula solar de heteroestructura de GaAs y en 1971 la nave espacial soviética Salyut 1 se alimenta eléctricamente con células fotovoltaicas. Son los años de la carrera espacial como elemento de acción en la Guerra Fría y sólo dos años después, la NASA pone en órbita el laboratorio espacial *Skylab*, equipado también con módulos fotovoltaicos (véase Figura 2).

La tecnología fotovoltaica, hasta ese momento completamente dominada por el silicio cristalino, amplía su espectro tecnológico en 1976 con la aparición de la primera célula de silicio amorfo en lámina delgada gracias al trabajo de D. Carlson y C. Wronski, 1976, investigadores de los *RCA Laboratories*. De este modo el mercado fotovoltaico se extiende a la llamada tecnología de 2ª generación o de lámina delgada, basada no sólo en el silicio amorfo, sino también en otros materiales muy relevantes para la conversión fotovoltaica, como el CIGS (cobre-indio-galio-selenio) y el CdTe.



Figura 2. El Skylab, visto desde el Apolo-SL4. Fuente: NASA 2013

Más recientemente, en 1991, aparece la primera célula solar de colorante (*DSSC: Dye-sensitised solar cell*), desarrollada por O'Regan y Grätzel [O'Regan 1991], que inaugura la llamada conversión fotovoltaica de 3ª generación.

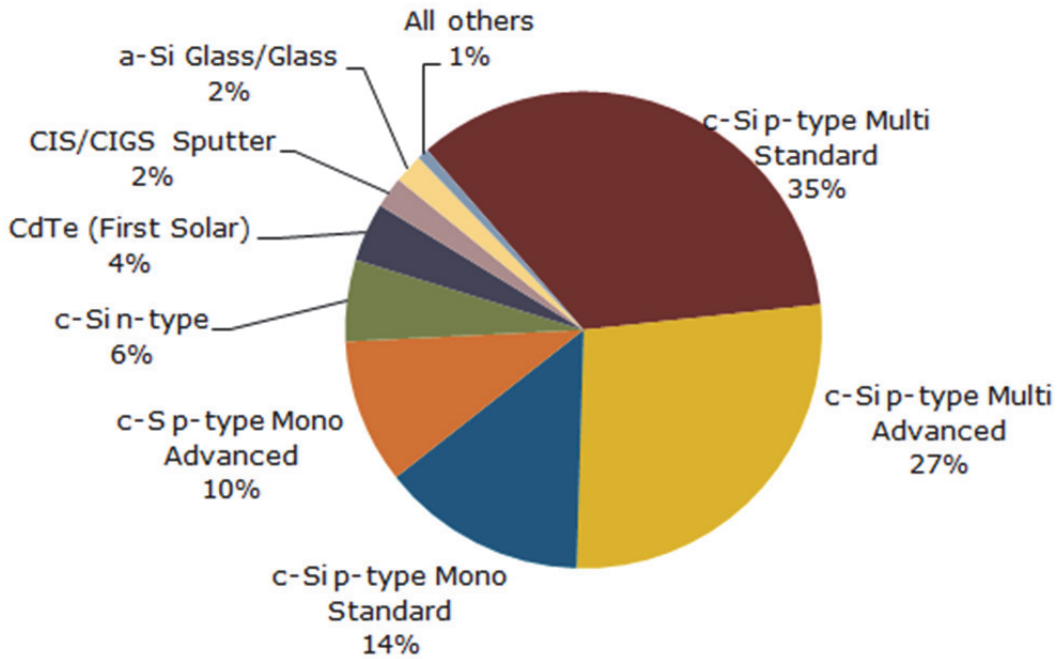


Figura 3. Cuotas de mercado de las diferentes tecnologías fotovoltaicas en 2014. Fuente: Solar-Energy News. <http://www.cleanenergyauthority.com>

Como se puede apreciar en la Figura 3, la mayor parte de los dispositivos fotovoltaicos comerciales están basados en obleas de silicio monocristalino o multicristalino. Es posible que el desarrollo de la integración fotovoltaica en edificios (*Building-Integrated PhotoVoltaics* or *BIPV*), o de otros sectores del mercado, como el de la ropa, las aplicaciones militares, etc. introduzcan cambios de este escenario a medio y largo plazo, pero ciertamente la situación del mercado está dominada por estas tecnologías desde hace décadas.

2. Las tarifas de inyección a red y la expansión del mercado

Más allá de la evolución histórica de la tecnología, cabe señalar por un lado que durante décadas la energía solar fotovoltaica (ESFV) se desarrolló en un ámbito constreñido a la investigación, las aplicaciones espaciales y un pequeño mercado basado en las instalaciones aisladas, que eran las únicas aplicaciones comerciales en las que determinadas limitaciones imponían la ventaja de las células solares sobre otras fuentes de energía a pesar del elevado coste que aún tenían aquéllas. Sin embargo, la combinación de varios factores de forma sostenida en el tiempo dio lugar a una evolución espectacular del coste de la energía de origen fotovoltaico (véase Figura 4) que ha cambiado completamente el panorama. Estos factores, claramente interdependientes, son: (1) la mejora de la tecnología de fabricación tanto de células y módulos como de materiales, y (2) el aumento del volumen de mercado, apoyado en diferentes medidas entre las que debemos destacar la implantación de tarifas de inyección a red.

Este sistema, que se ha mostrado extraordinariamente eficaz como reductor de costes, fue aplicado por primera vez en los Estados Unidos por el Presidente Carter en 1978 por medio de la *Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)*, una de las cinco actas separadas de la *National Energy Act (NEA)*. Esta norma establecía que las compañías eléctricas comprasen energía eléctrica de productores independientes y disponía unos criterios para el coste de la misma. Un sistema similar fue adoptado una década después por el gobierno federal alemán con la promulgación de la *Stromeinspeisungsgesetz (StrEG)* o “Ley de inyección de electricidad a la red”. Esta ley obligaba a las compañías eléctricas a comprar energía eléctrica de suministradores de energías renovables a un porcentaje del precio vigente de comercialización de la electricidad. El porcentaje que se ofreció a las energías solar y eólica fue del 90%, mientras que a otras renovables, como la hidroeléctrica y la biomasa se les asignó porcentajes entre 65 y 80%. La norma resultó insuficiente para una tecnología entonces demasiado cara, como la fotovoltaica, pero contribuyó decisivamente al desarrollo de la energía eólica con 4,4 GW en nuevas instalaciones entre 1991 y 1999.

En 2000 se produjo en Alemania una reestructuración de este mecanismo, con la evolución de la normativa hacia la *Erneubare-Energien-Gesetz (EEG)* o Ley de Energías Renovables. Esta nueva norma introducía importantes cambios, como:

- Precios de compra de la electricidad por parte de las compañías eléctricas basados en los costes de generación. Esto dio lugar a que dicho precio fuese diferente para diferentes tecnologías.
- Las compañías eléctricas fueron autorizadas a participar.
- Las tarifas (*tarifas de inyección a red*) se diseñaron para disminuir con el tiempo a medida que los costes se fueran reduciendo. El diseño de esta curva de disminución se mostró clave para conseguir que los costes se redujesen sin provocar especulación.

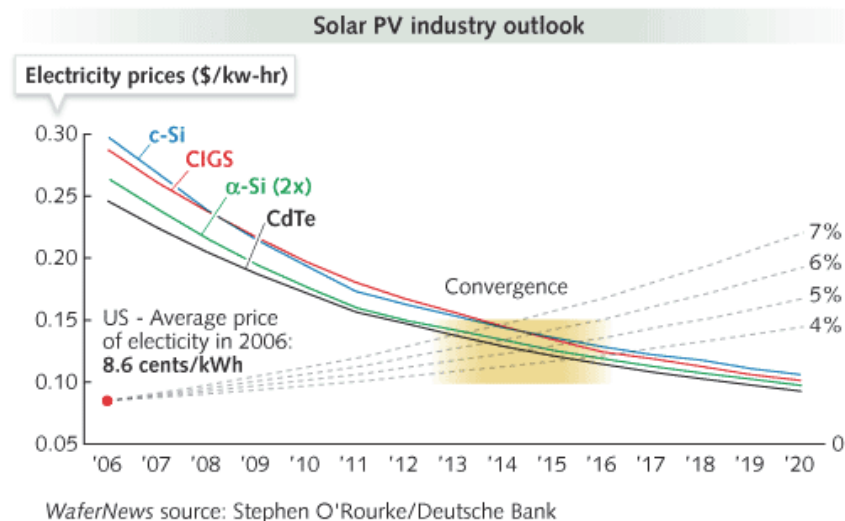


Figura 4. Evolución del precio de la electricidad fotovoltaica basada en diferentes tecnologías en comparación con el precio medio de la electricidad de origen convencional. Fuente: Deutsche Bank

La EEG resultó ser una herramienta extraordinariamente eficaz para acelerar el desarrollo de las energías renovables y se convirtió por ello en una referencia para la normativa de muchos otros países en esta materia. Las consecuencias fueron muy buenas para los consumidores y para el conjunto de la sociedad. Sin embargo, las compañías eléctricas comenzaron a acusar el cambio del mercado en el sentido de ver mermada su tradicional posición de ventaja como oligopolio, y emprendieron una amplia y sostenida campaña de presión sobre el gobierno alemán, que redujo los apoyos en 2012. Por desgracia, las presiones de las grandes compañías energéticas sobre los gobiernos y la falta de firmeza de muchos de éstos para primar el bien común sobre el beneficio de las minorías poderosas son probablemente el único factor relevante de freno en la actualidad a la expansión de las energías renovables en el mundo.

3. Etapas del desarrollo fotovoltaico en España

El desarrollo del mercado fotovoltaico en España había sido muy limitado hasta mayo de 2007, cuando el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, inspirado por la legislación alemana, publicó el Real Decreto RD 661/2007 para la regulación de la producción de energía en el régimen especial. El RD 661/2007 estableció una tarifa de inyección a red (TIR) del orden de 0,40 €/kWh, dependiente de la potencia nominal de la instalación, revisable anualmente según la inflación durante los primeros 25 años, más una reducción escalonada después.

El RD 661/2007 estableció un marco legal que tenía: TIRs bien establecidas, una regla clara de actualización y una garantía a largo plazo. Estas condiciones dieron lugar a que el sector fotovoltaico experimentase un desarrollo tremendo. El marco era válido hasta 371 MW de potencia nominal instalada en total. Tan pronto como se alcanzase el 85% de este límite un nuevo real decreto debería sustituir al antiguo en un período no inferior a un año. Ya en junio de 2007, la frenética actividad desencadenada unos meses atrás había dado lugar a una potencia acumulada nada menos que de 326 MW, así que en septiembre de 2007 se aprobó un período de validez de un año para el RD 661/2007. Todo el mundo sabía que las instalaciones fotovoltaicas que estuviesen funcionando antes de septiembre de 2008 se beneficiarían de tarifas de inyección a red garantizadas más altas que las que pudieran corresponder a cualquier otra instalada después. Se habían generado las condiciones para una fiebre del oro fotovoltaica. El ritmo de puesta en marcha de instalaciones fotovoltaicas se disparó hasta 500 MW/mes, de modo que en septiembre de 2008 la potencia instalada acumulada había alcanzado 3116 MW (véase Figura 5).

Se había producido un crecimiento del 500% (el mayor en todo el mundo) en tan sólo un año. Varios factores habían favorecido esta evolución explosiva Mir 2012: (a) ya habían aparecido los primeros síntomas de la crisis financiera, así que muchos inversores estaban buscando productos financieros alternativos; (b) el crédito era barato y fácil de conseguir; (c) el marco legal permitía construir grandes instalaciones compartidas por muchos pequeños propietarios que compartían servicios (huertas solares); (d) la evidencia de que las condiciones empeorarían después de la fecha límite; (e) disponibilidad de mucho sol y tierras; (f) el cambio del euro con respecto al dólar favorecía la importación de módulos fotovoltaicos.

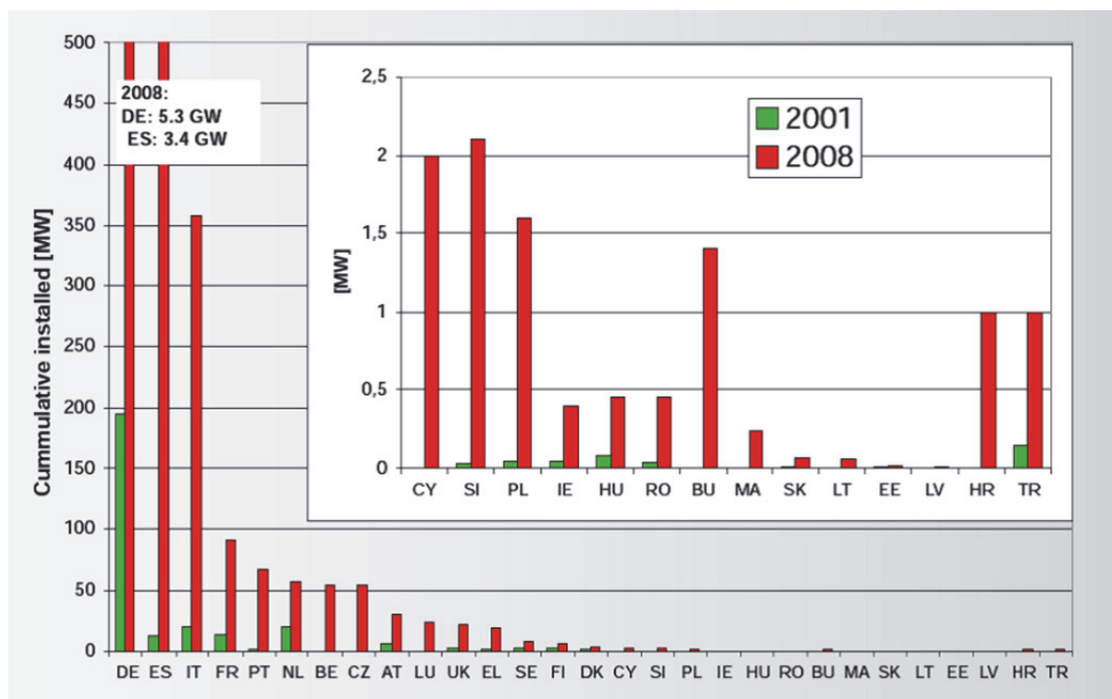


Figura 5. Potencia fotovoltaica instalada en diferentes países en el mundo hasta 2001 (verde) y hasta 2008 (rojo) respectivamente. Fuente: Jäger-Waldau 2013

Cuando en septiembre de 2008 se alcanzó la fecha límite, se publicó un nuevo Real Decreto: el RD 1578/2008. Por primera vez se trataba a las instalaciones sobre cubierta y a las de campo de forma diferente. Se redujeron las tarifas de inyección a red, pero el mayor impacto sobre el mercado lo causó la limitación de la potencia instalada.

El nuevo sistema imponía un registro de pre-asignación que abría cuatro convocatorias al año con abundante burocracia disuasoria y un ritmo de reducción del 10% por año. El nuevo decreto devastó el mercado interior, que desde entonces ha crecido sólo ligeramente hasta alcanzar la presente capacidad instalada acumulada de 4667 MW [UNEF 2016], estancada desde 2012.

Con todo y ello, el marco legal no fue el único factor que auspició el colapso del mercado fotovoltaico interno. Por añadidura a la contracción de la demanda forzada por decreto, los precios de venta internacionales se redujeron drásticamente por simple *dumping*. Desgraciadamente la Comisión Europea y el Parlamento Europeo fueron muy ineficientes para legislar a favor de la protección de la industria europea en tales circunstancias.

4. La entrada en paridad con la red y el autoconsumo

Los citados decretos no han sido las únicas medidas legales aplicadas para frenar el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en España. El problema se agravó abiertamente como consecuencia de la evolución de precios que ya adelantábamos en la Figura 4. Como se puede apreciar en la misma, las curvas descendentes de costes de la energía eléctrica de origen fotovoltaico de diferentes tecnologías se cruzan con las ascendentes que marcan la evolución

del precio medio de la electricidad convencional en una zona temporal en torno a 2013-2015. Esto, que nació como una predicción, se ha convertido en una realidad contrastada (véase la situación ya en 2012, en la Figura 6). Con unos márgenes determinados por la zona geográfica en cuestión (que determina tanto el nivel de radiación solar como el precio de la energía eléctrica tradicional), hace ya dos o tres años que entramos en lo que se ha dado en llamar *paridad con la red*, es decir: la electricidad fotovoltaica tiene un coste competitivo con respecto a la energía eléctrica comercial.

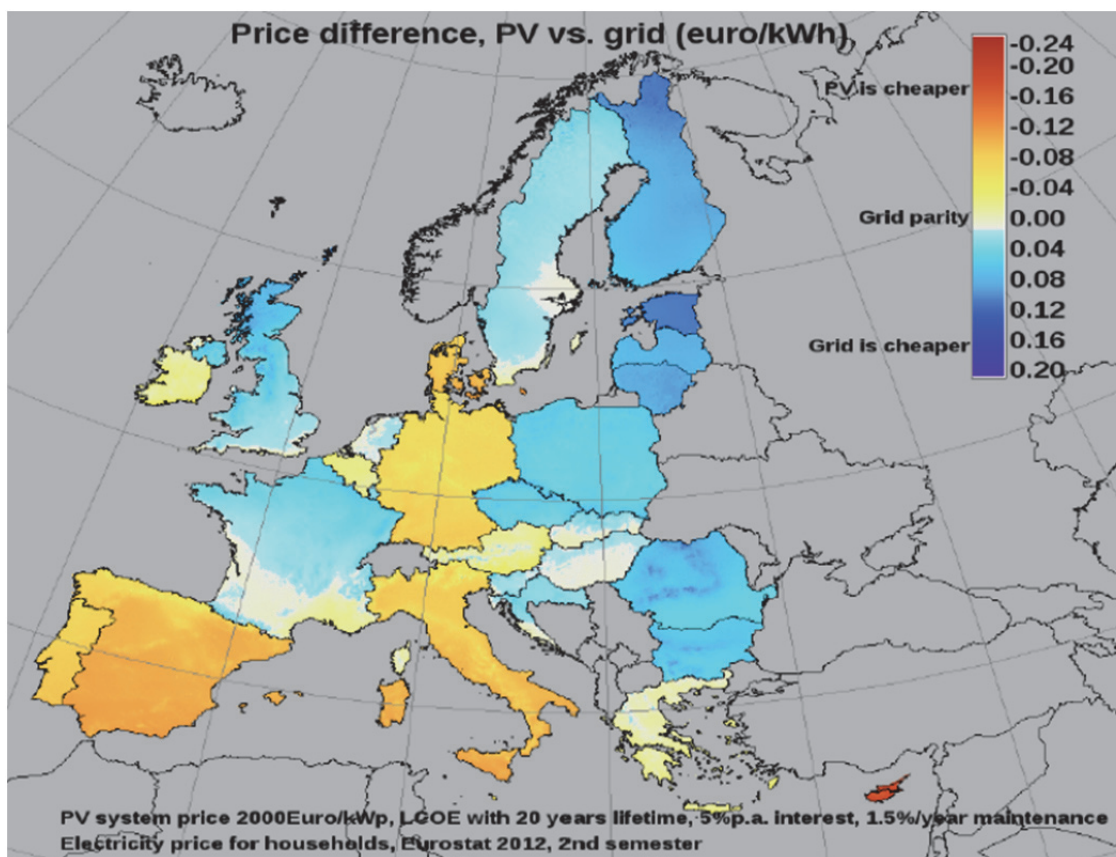


Figura 6. La paridad de coste de la energía solar fotovoltaica con la red en Europa en 2012. Fuente: Eurostat

Esto, que en teoría habría debido dar lugar a una expansión masiva de esta nueva forma de producción de energía eléctrica limpia e inagotable, ha sido paradójicamente la causa fundamental de la drástica contracción del mercado fotovoltaico en España. Una vez que el coste de la energía fotovoltaica había disminuido lo suficiente como para ser plenamente competitiva (actualmente por debajo de 0,07 €/kWh en promedio en España y de 0,09 €/kWh en Alemania), el *lobby* de las compañías eléctricas locales comenzó a presionar al Gobierno para que aplicara la reducción o eliminación retroactiva de las tarifas de inyección a red, limitase el número de horas de funcionamiento e impusiese importantes peajes al uso de la red eléctrica, todo ello con el objetivo de frenar el desarrollo de una fuente de energía, como la fotovoltaica, que no sólo es “demasiado” competitiva, sino además demasiado fácil de

adoptar por parte de los usuarios finales, haciéndolos menos dependientes de las grandes compañías que explotan aún el negocio energético tradicional.

La situación actual es, pues, que en un mundo en el que el mercado global fotovoltaico crece a un ritmo en torno al 25% anual (véase Figura 7), determinados países –entre los que España es probablemente el ejemplo más significativo- están dilapidando su potencial tecnológico y desaprovechando sus recursos naturales en detrimento de su economía y del medio ambiente sólo por la cesión del Gobierno a los *lobbies* de grandes compañías energéticas que, en lugar de aprovechar las nuevas oportunidades de negocio que el cambio del paradigma energético les ofrece, prefieren intentar frenar legalmente una tendencia que a medio plazo es imparable. Se trata de un caso flagrante de iniciativa de gobierno a favor de una minoría poderosa.

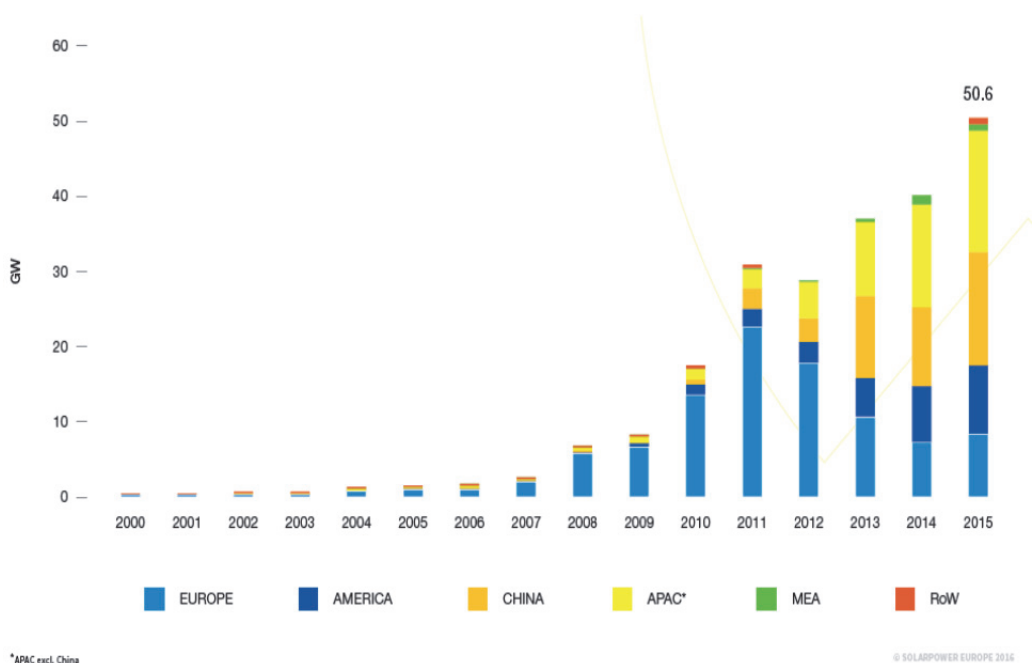


Figura 7. Evolución de la potencia fotovoltaica anual instalada en el mundo. Fuente: SPE 2016

Alcanzada la paridad de red, no tiene sentido ni seguir aplicando tarifas de inyección para estimular el mercado, ni reducir las mismas para ahogarlo. La cuestión central ahora es el autoconsumo. En 2015 el Gobierno de España, promulga el Real Decreto 900/2015 de Autoconsumo. En el mismo se establecen, entre otras medidas, las siguientes:

- El auto consumidor debe darse de alta en un registro, que comporta el pago de impuestos no despreciables, incluido el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA).
- La potencia de la instalación no puede superar la contratada con la compañía eléctrica.
- El auto consumidor puede vender a la compañía la energía excedente al precio de subasta (pool), pero añadiendo un peaje de 0,5 €/MWh y un 7% de impuesto sobre la producción.
- El auto consumidor deberá pagar a la compañía por la energía que no le compra, porque él mismo la produce y la consume. Esto es lo que se conoce comúnmente como impuesto al sol. Si la instalación es pequeña (hasta 10 kW) el auto consumidor

no paga por este concepto, pero tampoco puede acogerse a balance neto, es decir regala a la red (a la compañía) toda la energía que su sistema fotovoltaico produce y no es almacenado en baterías.

- También hay que pagar a la compañía por la potencia que no se contrata con ella por tener baterías (si es el caso).
- Están prohibidas las instalaciones comunitarias.

Una simple lectura por encima de estas medidas lleva a la clara conclusión de que no han sido redactadas para regular el autoconsumo, sino para impedirlo, obligando en la práctica al consumidor a desistir de la instalación de sistemas fotovoltaicos y aceptar las condiciones impuestas por el oligopolio eléctrico. Las grandes compañías energéticas se sitúan en esta normativa en la posición de agente privilegiado autorizado a cobrar tanto por los servicios energéticos que presta como por los que no. Esto resulta tan patente, que la propia Agencia Internacional de la Energía ha calificado la legislación actual española en materia de energía solar fotovoltaica como la más restrictiva y penalizadora del mundo [Masson 2015].

En este punto, cabe señalar que el artífice de esta lamentable normativa es el ex-Ministro de Industria, Energía y Turismo de España, José Manuel Soria, que hubo de dimitir de su cargo por su implicación en el escándalo de los *Papeles de Panamá*. Una vez fuera del Gobierno, José Manuel Soria fue propuesto para un alto cargo en el Banco Mundial, pero el Gobierno tuvo que retractarse de la propuesta por una alta contestación social en contra.

Afortunadamente esta legislación ni estará siempre vigente en España ni es igual a la que se aplica en otros países. El autoconsumo con balance neto está regulado en Alemania, Australia, Bélgica, Brasil, Canadá, Chile, China, Dinamarca, los Estados Unidos, Francia, Israel, Italia, Japón, México, los Países Bajos, el Reino Unido y otros países. El balance neto supone que cuando una instalación de autoconsumo genera más energía de la que está consumiendo en ese momento (por ejemplo, un hogar que permanece vacío durante el día) la vierte a la red para más adelante tomar energía eléctrica de la misma en los momentos en que necesita consumir más energía de la que está produciendo. El sistema se basa en un medidor bidireccional, que permite calcular el saldo energético entre el autoconsumidor y la compañía en un período determinado y, por lo tanto, establecer la liquidación económica que corresponda. Obviamente dicha liquidación debe contemplar una contribución por parte del autoconsumidor al coste de mantenimiento de la red eléctrica (puesto que hace uso de ella), pero la misma debe corresponder razonablemente al uso de la infraestructura, no a la voluntad de gravar injustamente el uso de energías renovables.

Como se puede apreciar en la Figura 8, ya en 2013 había 43 estados con regulación de autoconsumo con balance neto en los Estados Unidos de Norteamérica. Éste es el resultado de la aplicación de la Ley de Política Energética de 2005, que obliga a todas las operadoras a ofrecer balance neto (*net metering*) si los clientes lo requieren.

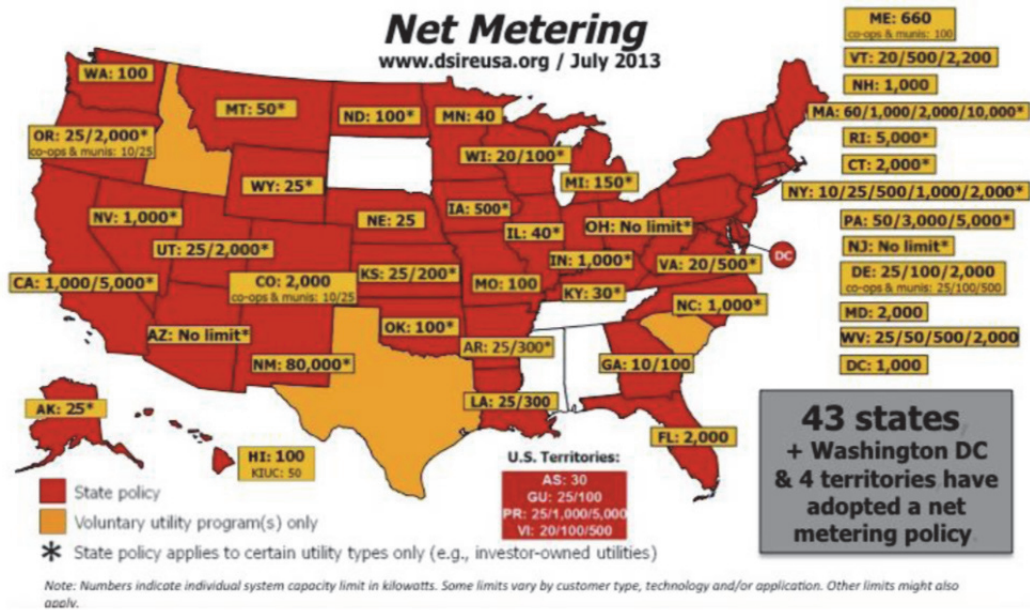


Figura 8. Autoconsumo y balance neto en diferentes estados de los Estados Unidos. Las cifras indican el correspondiente límite de capacidad de cada instalación en kW. Fuente: DSIRE 2013

En México existe desde 2007 un esquema de interconexión para fuentes de energía fotovoltaica a pequeña escala en las regiones donde opera la Comisión Federal de Electricidad y la infraestructura lo permite. En este sistema, el auto consumidor puede inyectar sus excedentes a la red eléctrica y consumir energía de la misma cuando lo necesita Sitio solar 2013. El balance queda reflejado en el correspondiente contador bidireccional. Finalizado cada mes, se establece la diferencia entre la energía entregada a la red y la consumida de la misma. En función del resultado se pueden tener los siguientes casos (véase Figura 9):

1. El auto consumidor ha inyectado más energía de la que ha consumido de la red. En este caso adquirirá un saldo a su favor en energía eléctrica, igual a la diferencia en kWh entre lo inyectado y lo consumido, que podrá recuperar de la red en un futuro (obviamente, sin costo alguno). Este saldo a favor podrá recuperarlo por un tiempo de hasta 12 meses. Transcurrido ese tiempo, el saldo a favor se cancela y el productor de energía renovable no puede pedir compensación alguna por ese saldo (ni económica, ni en energía).
2. El auto consumidor ha inyectado menos energía de la que ha consumido de la red. En ese caso la CFE le cobrará la diferencia entre la electricidad consumida y la inyectada a tarifa aplicable, tal como se hace en las casas convencionales. En caso de que el productor de energía renovable cuente con saldo positivo de electricidad a su favor de meses anteriores, la CFE lo descontará hasta que el balance del mes actual quede en cero. La CFE empezará a descontar los saldos a favor del productor de energía renovable empezando por tomar los del mes más antiguo y desde ese punto hacia los meses más recientes hasta que el saldo del mes actual quede en cero. Si el balance llega a cero antes de que se agote el saldo a favor del productor de energía renovable,

lo que quede, se guardará en reserva para meses próximos. En el caso de los sistemas renovables de mediana escala, el contrato no permite balancear la toma de electricidad de la red con la inyección de la misma que se haya hecho en un mismo mes, sino que tendrá que hacerse con el saldo a favor de meses anteriores.

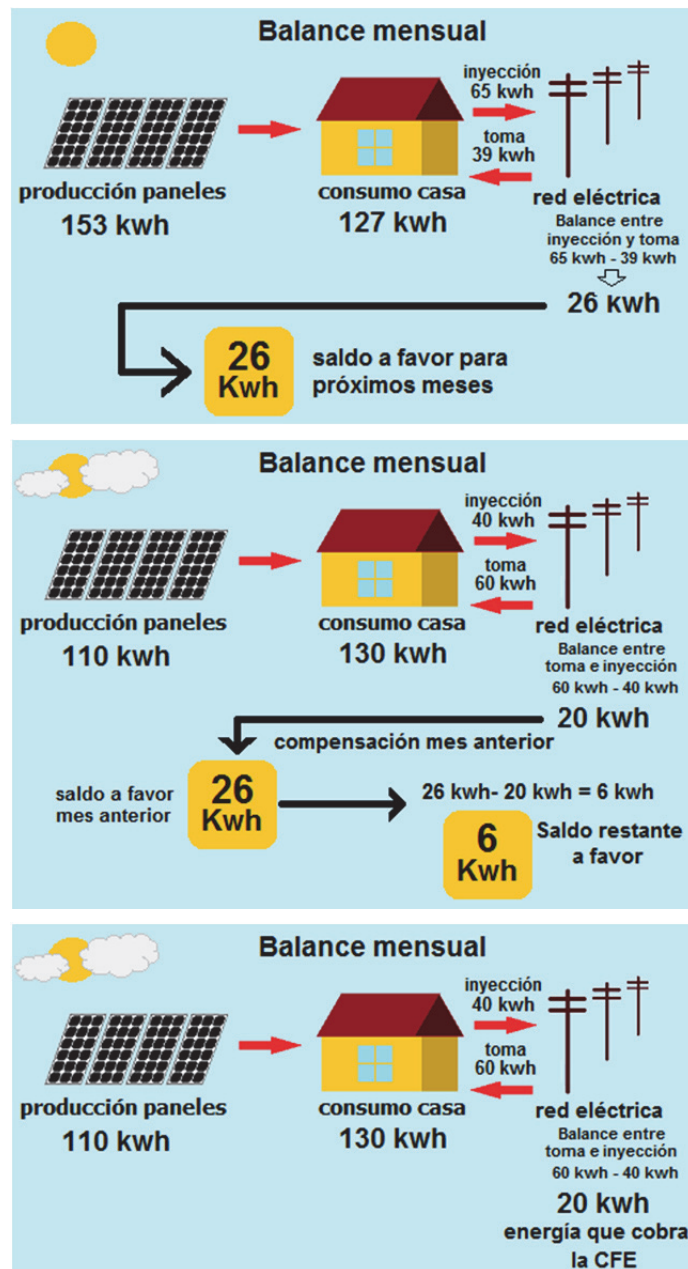


Figura 9. Esquema de funcionamiento del balance neto en México según la diferencia entre inyección a red y consumo. Fuente: Sitio solar 2013b

5. Conclusiones

Los seres humanos hemos consumido más recursos energéticos (y con ellos también recursos naturales) en los últimos 150 años que en toda la historia anterior. Este consumo está asociado a la Revolución Industrial y los procesos de desarrollo productivo y tecnológico que la han sucedido y que han dado lugar, entre otras cosas, a un aumento notable de la calidad de vida de los habitantes de los países desarrollados. La situación, sin embargo, no es prolongable de forma indefinida porque se asienta sobre procesos no sostenibles en varios aspectos, entre los que cabe destacar el energético y el medioambiental.

El mundo necesita un cambio radical de modelo energético. Como contempla la Unión Europea en los documentos que definen su estrategia energética, es necesario desarrollar un nuevo modelo energético basado en tres pilares fundamentales:

- La sostenibilidad de los recursos
- La garantía de suministro
- La protección del medioambiente

Estos pilares nos llevan a su vez a concentrar nuestros esfuerzos en tres direcciones:

- Ahorro energético
- Eficiencia energética
- Integración de energías renovables.

En este esquema, el desarrollo de una fuente de energía eléctrica limpia, inagotable y altamente integrable, como la energía solar fotovoltaica, es una pieza clave.

Durante décadas, la energía solar fotovoltaica se desarrolló como un área de trabajo esencialmente académica, con escasa proyección comercial, limitada a las aplicaciones espaciales y algunos sistemas aislados alejados de la red, para los que los costes de enganche eran muy altos o simplemente se encontraban en entornos en los que no había red en absoluto. Sin embargo, el desarrollo tecnológico, el crecimiento natural de la actividad industrial, la aplicación de políticas de incentivo económico, como las tarifas de inyección a red y algunos otros factores entre los que destaca el desarrollo de los sistemas fotovoltaicos conectados a red, dieron como resultado un desarrollo furibundo del mercado fotovoltaico y una impresionante disminución de costes que nos ha llevado a la paridad con la red en amplias zonas del mundo.

Los sistemas de subvención, tarifas de inyección a red y otros, ya cumplieron su cometido. El precio medio de la electricidad fotovoltaica en España está hoy en día por debajo de 7 céntimos de euro por kWh, lo cual implica una inequívoca competitividad económica más allá de las muchas ventajas adicionales de esta tecnología (fiable, limpia, con muy bajo mantenimiento, integrable, modular...). Las viejas frases *“las energías renovables son caras”* y *“la energía solar fotovoltaica es cara”* son hoy en día radicalmente falsas.

El gran reto de la humanidad en el ámbito energético y medioambiental radica en las energías renovables y la clave de la implantación masiva de las renovables en general y de la energía

solar fotovoltaica en particular está en este momento no tanto en la tecnología, como en la política por la necesidad de que se extiendan por los diferentes países legislaciones que regulen de forma racional y eficaz el autoconsumo y el balance neto.

El resultado no puede ser otro que la obtención de energía limpia e inagotable, el desarrollo tecnológico, la conquista de nuevos modelos de negocio en el sector energético, la mejora del medioambiente, la mitigación del cambio climático y, en definitiva, el bien colectivo de la humanidad.

Referencias

- A. Jäger-Waldau, PV Status Report 2013. JRC. European Commission (2013).
- B. O'regan, M. Grätzel (1991), Nature 353, p 737(6346).
- Sitiosolar.com. Portal de energías renovables. <http://www.sitiosolar.com/el-autoconsumo-fotovoltaico-inyectado-a-red/>
- D.E. Carlson & C.R. Wronski (1976), *amorphous silicon solar cell*, Applied Physics Letters 28, p 671.
- D.M. Chapin, C.S. Fuller & L. Pearson (1954), *A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power*, Journal of Applied Physics 25, p 676.
- Dsire USA, July 2013. <https://breakingenergy.com/wp-content/uploads/sites/2/2013/07/Net-Metering.png>.
- G. Masson (2015), *¿Genera la energía fotovoltaica nuevos modelos de negocio para las compañías eléctricas?*, Foro Solar Español, Madrid.
- NASA Feb 1, 2013. *Skylab: America's First Space Station*. <https://www.nasa.gov/centers/marshall/history/skylab.html>
- P. Mir (2012), *La regulación fotovoltaica y solar termoeléctrica en España*, P. Mir, *Cuadernos Económicos del ICE*, vol 83, p 185.
- Sitiosolar.com. Portal de energías renovables. <https://www.sitiosolar.com/la-normativa-de-net-metering-en-mexico/>
- Solar Power Europe. Global Market Outlook for Solar Power 2016-2020.
- UNEF (2016) Informe Anual.
- Wikimedia Commons. Solar-cell structure and mechanism. https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Silicon_Solar_cell_structure_and_mechanism.svg

