

**INFORME**

02-2021

# **INTEGRACIÓN DE MERCADOS ENERGÉTICOS Y CAPTACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA (IED)**

Joan Batalla-Bejerano, Funseam

Jordi Paniagua, Universidad de Valencia

Elisa Trujillo-Baute, Universidad de Lleida y Cátedra  
de Sostenibilidad Energética IEB-UB



**Funseam**

Fundación para la Sostenibilidad  
Energética y Ambiental

**NOTA DE AUTOR.** Este documento ha sido realizado para Funseam -Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental-. Tanto el contenido como las conclusiones del documento reflejan la opinión de los autores. Estas opiniones no vinculan a las Empresas Patronas de Funseam. El presente informe ha sido realizado en el marco del proyecto de investigación con la Corporación Andina de Fomento (CAF).

# ÍNDICE

1.	Introducción	3
2.	La relevancia de la integración regional de mercados energéticos en el desarrollo económico y social	7
2.1.	Proceso de integración regional de mercados: aspectos críticos y fases	7
2.2.	Experiencia europea	11
2.3.	La SIEPAC en el marco de los procesos de integración regional en LAC	16
2.4.	SIEPAC y MER: Infraestructura y mercado eléctrico regional	18
3.	Evolución reciente de la Inversión Extranjera Directa (IED) en la región	20
3.1.	Introducción	20
3.2.	IED en SIEPAC	21
3.2.1.	Tendencias	21
3.2.2.	Sectores	22
3.2.3.	Países de origen	23
3.2.4.	Países de destino	24
4.	Aproximación metodológica	24
4.1.	Modelos de gravedad	24
4.2.	Especificación del modelo para el caso de la SIEPAC	25
5.	Resultados e implicaciones en la definición de políticas de promoción de la integración regional	28
6.	Conclusiones	33
7.	Bibliografía	34

---



# INTEGRACIÓN DE MERCADOS ENERGÉTICOS Y CAPTACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA (IED)

## 1. Introducción

La integración regional de los mercados energéticos ha despertado gran interés a los responsables de las políticas energéticas, en la medida en que pueden facilitar la generación de economías de escala, incrementar la seguridad de suministro, tanto a corto como a largo plazo, así como fomentar la incorporación de los procesos energéticos en el marco de las políticas de protección del medio ambiente y de lucha contra el cambio climático.

No obstante, todo proceso de constitución de un mercado integrado es complejo. A las dificultades intrínsecas asociadas a la pérdida de soberanía en materia energética por parte de los estados participantes en el proceso de creación del mercado regional, se unen las dificultades provocadas por la necesidad de armonizar modelos regulatorios con particularidades propias a cada uno de los sistemas energéticos. Cada modelo energético que se integra es diferente, fruto de sus circunstancias energéticas internas y de su historia, así como de su modelo económico y social, más o menos liberalizado.

A las ventajas propiamente económicas asociadas a todo proceso de integración se une el reto asociado al cambio climático. Este constituye, sin duda, uno de los grandes desafíos para la humanidad en el siglo XXI. En los últimos años este tema ha captado un nivel de atención sin precedentes, que ha impulsado una movilización internacional para concertar acciones destinadas a su mitigación, establecer mayores dinamismos en materia de innovación tecnológica y búsqueda de eficiencia para lograr sendas de desarrollo con baja emisión de carbono, y ha suscitado una seria preocupación por las consecuencias negativas que este fenómeno podría tener sobre el desarrollo económico y social de los países. En este contexto, más allá de las repercusiones de naturaleza económica o de seguridad de suministro, la integración regional de los mercados energéticos puede ser parte de la solución. Desde un punto de vista de sostenibilidad, un mercado integrado con un volumen significativo de infraestructuras energéticas facilita la integración de la electricidad generada a partir de fuentes

de energía renovables. Para compensar la variabilidad de estas energías, no poner en peligro la seguridad de suministro y mantener el equilibrio en un sistema eléctrico, se cuenta con la generación gestionable y con las interconexiones internacionales. A medida que aumenta la capacidad de interconexión, se maximiza el volumen total de producción eléctrica renovable que el sistema es capaz de integrar en condiciones de seguridad, dado que la energía procedente de esta fuente y que no tiene cabida en el propio sistema se puede enviar a otros sistemas vecinos, en lugar de ser desaprovechada. Al mismo tiempo, ante la falta de producción renovable o problemas en la red, un alto grado de capacidad de intercambio permite recibir energía de otros países (REE, 2012). Asimismo, y no únicamente desde una perspectiva de seguridad del suministro, la creación de mercados regionales permite la consecución de los objetivos de penetración de renovables de forma eficiente en costes (Abrell and Rausch, 2016).

Siendo múltiples los beneficios asociados con la integración regional de mercados energéticos en términos de reducción de costes de explotación y de inversión – y por ende de los precios finales de la electricidad –, de mejora de la seguridad de suministro o de sostenibilidad (BID, 2017), la presente propuesta de investigación pretende centrarse en la evaluación de un beneficio como es el impacto que la integración regional ha tenido sobre la captación de proyectos de inversión extranjera directa (IED). Siendo este un aspecto de gran relevancia no ha recibido hasta la fecha una especial atención, radicando aquí el carácter novedoso de la propuesta. En el caso concreto del SIEPAC, a partir de una situación inicial caracterizada por la existencia de sectores fuertemente regulados con una importante intervención de los Gobiernos, con unas empresas configuradas en régimen de monopolios u oligopolios eléctricos y con una escasa competencia, se ha ido avanzando en la conformación de mercados eléctricos de acuerdo a criterios de mercado – El Salvador, Guatemala y Panamá tienen ya mercados mayoristas competitivos –, donde la regulación energética de carácter supranacional ha desempeñado un papel protagonista. La conformación de órganos reguladores regionales, como la Comisión Regional de Integración Eléctrica (CRIE) así como del Ente Operador Regional encargado de la gestión del Mercado Eléctrico Regional (MER), es una buena muestra de ello.

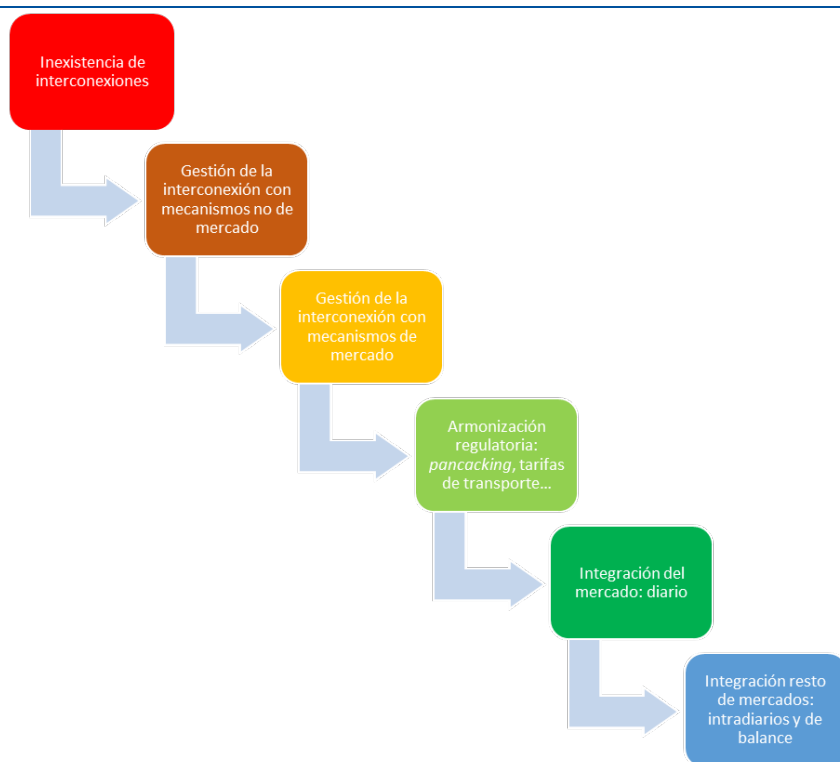
El presente trabajo pretende centrarse en esta experiencia de integración, no únicamente por ser la más consolidada en Latinoamérica, sino también porque el fomento de las interconexiones transfronterizas que eliminen las barreras físicas ha venido acompañado de un proceso de armonización regulatoria, un aspecto sumamente relevante y a veces olvidado.

La existencia de interconexiones transfronterizas suficientes constituye una condición necesaria, pero no suficiente, en todo proceso de creación de un mercado integrado. Es necesario que de forma paralela se acometa un proceso de armonización de las reglas de funcionamiento de los sectores energéticos, creando estructuras de mercado donde no las haya, e introduciendo competencia a la vez que se produce la integración de los respectivos sistemas energéticos de la mano de una creciente convergencia en los marcos regulatorios. Una cuestión nada baladí, dada la enorme dificultad que supone fusionar diversos sistemas energéticos nacionales, que han evolucionado de manera individual acorde con las necesidades domésticas y que pueden presentar, en consecuencia, matrices energéticas diferenciadas.

La efectividad de todo proceso de integración energética depende en gran medida de la existencia de recursos energéticos, infraestructura de redes de interconexión, así como de reglas en común. Los primeros existen y de forma abundante en la región. Los diferentes procesos de liberalización y de transformación de los distintos modelos regulatorios también favorecieron el establecimiento de infraestructuras de interconexión energética con la construcción de gaseoductos y redes de transmisión eléctrica. No obstante, sigue sin existir un verdadero proceso de armonización regulatoria en la región, y para ello es del todo necesario que de forma previa exista una clara voluntad política por parte de todos los Estados involucrados. Esto es, un proceso de armonización que establezca unas reglas compartidas que faciliten la configuración de mercados comunes de la energía. En todo proceso de creación de un verdadero mercado regional de la energía, existen diferentes hitos (Gráfico 1) que van desde la simple existencia de interconexiones que faciliten los flujos energéticos transfronterizos hasta la plena integración de los mercados de electricidad en sus diferentes horizontes temporales.

Estos procesos y objetivos son, sin duda, harto complejos, en la medida en que no se trata de hacer compatibles diferentes mercados individuales sino de avanzar hacia la creación de un mercado único de la energía. La experiencia europea así lo indica, ya que fue necesario un largo proceso evolutivo hasta llegar a la culminación del proyecto de integración, que en el caso europeo se produjo en el año 2014.

**Figura 1. Fases de la creación de un mercado regional**



**Fuente:** Elaboración propia.

Si bien es cierto que cada modelo energético que se integra tiene sus propias particularidades intrínsecas, que dificultan la existencia de recetas comunes, el proceso de consecución del mercado interior de la energía europeo constituye una referencia, teniendo en cuenta los notables avances que se han producido en la última década. Avances que han venido impulsados por parte de los organismos reguladores y sin cuya decidida actuación y liderazgo del proceso hubieran sido imposibles. Es precisamente en este ámbito en el que se pondrá mayor énfasis a lo largo del presente trabajo, dado que de los distintos mecanismos de cooperación de naturaleza supranacional se pueden desprender toda una serie de lecciones –tanto de sus aciertos como de sus errores– para aquellas regiones con proyectos de naturaleza similar, como es el caso de Latinoamérica.

Dentro del amplio abanico de beneficios que se derivan de la creación de mercados regionales de la energía, contribuyendo a la generación de competencia dentro y entre los países, cabe destacar la mejora en la eficiencia del suministro de energía, beneficiando a los consumidores y a la economía en su conjunto e incrementando su atractivo a ojos de todo inversor extranjero. Más en concreto, la integración de mercados energéticos da como resultado una mayor



estabilidad y competitividad en el precio de la electricidad (Robinson, 2007; Glachant, 2009; Huissman and Kilic, 2013) por lo que cabe esperar un aumento en el atractivo de la región como destino objetivo de la inversión extranjera (Costa-Campi et al., 2018). Este efecto se ve incrementado por la percepción positiva de la IED en instituciones más fuertes y creíbles (Ali et al., 2010). Frente a otras estimaciones de los beneficios directos (BID, 2017), esta investigación persigue el objetivo de explicar y probar estos efectos de integración de mercados energéticos en los volúmenes de inversión extranjera registrados.

## 2. La relevancia de la integración regional de mercados energéticos en el desarrollo económico y social

### 2.1. Proceso de integración regional de mercados: aspectos críticos y fases

En todo proceso de integración regional de mercados energéticos y en particular los eléctricos, los principales problemas detectados son la existencia de dificultades en el acceso no discriminatorio a la red, la ausencia del grado de coordinación necesario entre las redes energéticas nacionales y una inversión insuficiente por la falta de incentivos de los operadores para desarrollar la red, en parte motivada por la distorsión que supone en las decisiones de inversión la existencia de empresas verticalmente integradas. De ahí la importancia de impulsar una política energética regional que potencie los cambios necesarios para la creación de un mercado interior y, en particular, medidas que fomenten, por un lado, la inversión en interconexiones que eliminen las barreras físicas y por otro, que permitan la coordinación de las distintas redes nacionales en un sistema único de naturaleza supranacional.

#### a) Fomento de las inversiones

Actualmente, el desarrollo de las redes en toda región que se plantee integrarse resulta insuficiente, especialmente las correspondientes a interconexión transfronteriza. Esto es aún más evidente si tenemos en cuenta el cambio del papel que han tenido las interconexiones a lo largo del tiempo, en el que han pasado de tener como finalidad exclusiva la seguridad de suministro a tener un papel clave en la consecución de un mercado interior de la energía.

A la tradicional función de contribuir a la seguridad de los sistemas interconectados, facilitando el apoyo entre sistemas, se han añadido otras propias de un mercado interior como son: facilitar

los intercambios comerciales de energía eléctrica que aprovechen las diferencias de precios de la energía en los sistemas interconectados, facilitar la competencia en los mercados nacionales debido al aumento en el número de agentes pertenecientes a sistemas exteriores y facilitar la expansión de las empresas en el mercado supranacional.

#### b) Definición de un mecanismo de gestión de las congestiones

En la medida en que la capacidad de interconexión resulta reducida en algunas fronteras, si la demanda de capacidad de interconexión es superior a la oferta disponible, surge el problema de las congestiones. La capacidad de intercambio adquiere un valor de mercado en la medida en que se convierte en un recurso escaso, siendo necesario establecer los mecanismos de gestión de la congestión que resulten más eficientes y eficaces desde el punto de vista económico.

Este es un tema crucial, ya que para un generador o comercializador el grado de firmeza en la posición de los derechos de uso de la interconexión es esencial, tanto para la ejecución de los contratos de largo plazo como para la participación en los mercados *spot* de países vecinos sin incurrir en riesgos. Por ello, parte de esta capacidad suele estar reservada para contratos de largo plazo que tienen derecho a un empleo preferente, en tanto que el remanente debe ser objeto de una asignación a corto plazo, es decir la resolución de las congestiones. En definitiva, asignar la capacidad en interconexión consiste en resolver qué agente exporta o importa cuando la capacidad de interconexión es escasa, es decir, cuando los agentes desean realizar un volumen de transacciones superior al que permite la interconexión y se genera una congestión. Antes de dar respuesta a las posibles soluciones al problema de los mecanismos de gestión de las congestiones transfronterizas, es necesario dar respuesta a dos preguntas básicas. La primera es determinar la capacidad, qué volumen de capacidad de interconexión debe ser asignada mediante mecanismos de mercado. La segunda es determinar qué mecanismo se va a utilizar para asignar esa capacidad teniendo en cuenta la existencia de diferentes horizontes temporales: largo plazo, diario o corto plazo e intradiario.

Atendiendo al desarrollo en el tiempo del proceso de gestión de las congestiones cabe distinguir, por lo tanto, tres momentos principales. El primero sería la determinación por parte del Operador del Sistema (OS) de la capacidad de conexión disponible para los diferentes horizontes temporales. El segundo sería la asignación de la capacidad disponible y la resolución de las restricciones durante el periodo de programación mediante distintos métodos tanto de mercado como de no-mercado. Por último, vendría la gestión en tiempo real de las congestiones

en caso de que éstas se produzcan. Los diferentes mecanismos de asignación de capacidad y resolución de congestiones se pueden clasificar en mecanismos no basados en el mercado en los que la capacidad se asigna mediante un procedimiento administrativo- y en mecanismos basados en el mercado -en los que la capacidad se asigna a aquellos agentes que estén dispuestos a pagar más por ella, es decir, lo que más la valoran-. La tendencia a nivel internacional es favorecer la asignación de capacidad mediante mecanismos de mercado ya que de ellos resultan asignaciones más eficientes.

**Tabla 2. Mecanismos de gestión de las congestiones**

Mecanismos NO de mercado	Mecanismos de mercado
Regla prorata	Subastas explícitas
<i>First come, first serve</i>	Subastas implícitas
Por tipo de contrato	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Market coupling</i></li> <li>• <i>Market splitting</i></li> </ul>
Redespacho/ <i>Counter trading</i>	

**Fuente:** ETSO (2001).

Entre las metodologías que no son de mercado, cabe mencionar la regla prorata en la que la capacidad se reparte de manera proporcional entre: la capacidad solicitada por los distintos agentes; el método de orden de prioridad (*first come, first served*) en el que la capacidad se asigna por orden de llegada de la solicitud al TSO (*Transmission System Operator*) hasta agotar la capacidad y por último, la asignación que tiene en cuenta el tipo de contrato, que, en general, da prioridad a los contratos a largo plazo.

Entre los métodos de mercado, cabe mencionar las subastas explícitas y las subastas implícitas. La asignación de capacidad mediante subastas explícitas es independiente del mercado *spot*. El Operador del Sistema estima la capacidad de transmisión disponible en un punto, y oferta dicha capacidad en subasta. Los demandantes, una vez que conocen la capacidad disponible, hacen ofertas en las que especifican la capacidad que quieren y el precio que están dispuestos a pagar por ella. Las ofertas son ordenadas de mayor a menor precio y se asigna la capacidad hasta agotarla. El día anterior al empleo de la capacidad, si se comunica que se va a ejecutar un programa de intercambio haciendo uso de la capacidad asignada, se adquieren las obligaciones; en caso contrario, se incurre en un desvío y se paga por ello. Este mecanismo de asignación puede ser utilizado para cualquier plazo.

En la asignación de capacidad mediante subastas implícitas, la compraventa en mercado *spot* y la subasta de capacidad se producen en la misma operación, realizándose la asignación de capacidad implícitamente en el mercado *spot*. Se realiza la casación del mercado sin tener en cuenta las posibles congestiones y, en caso de no existir restricciones en la capacidad de interconexión, se producirá el despacho sin restricciones con precio único para toda la región. Si por el contrario existe congestión, se soluciona mediante mecanismos de mercado, separando el mercado *spot* en dos mercados a uno y otro lado de la congestión, se realiza la casación en cada uno de los mercados ajustando los flujos de energía para no exceder la capacidad máxima de la interconexión.

Los operadores de mercado resuelven de manera directa o iterativa qué ofertas serán aceptadas de manera que se realicen la máxima cantidad posible de transacciones sin exceder la capacidad disponible existente en ese momento. La casación por separado de ambas zonas dará como resultado distintos precios o precios zonales. La diferencia entre el precio del área importadora y el de la exportadora multiplicada por el flujo total de energía intercambiada entre las áreas, es lo que se conoce como renta de congestión. Este mecanismo no puede ser utilizado en plazos superiores a un día, siendo por lo tanto un mecanismo utilizable sólo en el corto plazo. En las subastas implícitas existen dos modalidades conocidas como *market splitting* y *market coupling*, dependiendo de si hay un solo mercado con un único Operador de Mercado o hay dos o más mercados, cada uno de ellos con su correspondiente Operador de Mercado. Entre las ventajas de las subastas explícitas destacan que es una metodología basada en mecanismos de mercado y por tanto proporciona una señal económica eficiente, -sólo existe pago cuando hay congestión-, la liquidación se realiza al precio marginal, hace aflorar las rentas de congestión, proporciona predictibilidad al OS al producirse la nominación con mayor antelación, incentiva el uso de los contratos bilaterales, puede ser combinada con métodos a corto plazo para una asignación más completa y eficiente y, por último, que es un mecanismo no discriminatorio. Los inconvenientes de este método son que la energía puede fluir en sentido antieconómico y que no optimiza el uso de la interconexión, pudiendo quedar capacidad ociosa al no darse las señales económicas oportunas. En cuanto las subastas implícitas, entre sus ventajas cabe mencionar que es también un mecanismo basado en criterios de mercado que asigna conjuntamente energía y capacidad, optimiza la interconexión al no dejar capacidad ociosa, permite aflorar totalmente la renta de congestión, facilita la integración de los mercados posibilitando la aproximación de sus respectivos precios marginales, mitiga los problemas de posición dominante, la energía fluye en sentido económico proporcionando señales claras y es un método no discriminatorio. Todas

estas ventajas lo convierten en el mejor método conocido de asignación de capacidad en el horizonte diario. Esta renta, producto de la congestión, constituye un bien generado y como tal y debe ser repartido de forma eficiente y equitativa entre los países correspondientes. Existen diferentes criterios de reparto de los ingresos económicos derivados de estas rentas de congestión (utilitarista, igualitario, rawlsiano...), siendo muy habitual la aplicación de un criterio de reparto igualitario en el que la suma de los beneficios debe ser igual en los dos países que comparten la interconexión.

Como inconvenientes principales, cabe señalar que pueden entorpecer los contratos bilaterales y que exige una buena definición de las zonas. Ambos métodos pueden coexistir en la misma interconexión y pueden combinarse con el redespacho o su caso particular de *Counter Trading*, para resolver problemas de congestión en tiempo real. El redespacho consiste en la modificación de los despachos de las unidades de producción en ambos sistemas para resolver problemas de congestión. El redespacho puede ser coordinado o no, entre los Operadores del Sistema (OS).

En el redespacho en su forma particular de *Counter Trading*, los OS implicados realizan transacciones de energía entre sus sistemas (retiran generación del mercado excedentario y adquieren energía en el deficitario), de manera que compensan los efectos de la congestión. Este mecanismo no asigna la capacidad entre los potenciales usuarios, sino que produce artificialmente un aumento de la capacidad disponible para transacciones, a cambio de que los sistemas incurran en costes para modificar la programación de las unidades de cada sistema. Este mecanismo no puede considerarse propiamente un mecanismo de resolución de congestiones, sino de corrección cuando en tiempo real se producen incidentes que modifican la capacidad de interconexión. A diferencia del *market splitting*, con el redespacho simplemente se está actuando sobre los generadores responsables de la creación de la congestión.

## 2.2. Experiencia europea

En la actualidad, la preocupación por temas energéticos a nivel europeo es creciente. Europa es consciente de que, para alcanzar sus objetivos económicos, sociales y medioambientales, debe hacer frente a importantes retos en materia de energía como son la creciente dependencia respecto a las importaciones, la volatilidad del precio de los hidrocarburos, el cambio climático, el aumento de la demanda y los obstáculos al mercado interior de la energía. La dependencia exterior de la UE actualmente es superior al 50% y se prevé que pase a rondar el 70% en las

próximas décadas. Además, existe una preocupación cada vez mayor por la sostenibilidad medioambiental como elemento imprescindible para contribuir a la lucha contra el cambio climático, que se concreta en compromisos de reducción de gases de efecto invernadero (GEI).

Si a ello le sumamos que en los últimos años se ha producido un cambio en el paradigma energético en Europa, se pueden entender los motivos por los que se ha abordado abiertamente la necesidad de disponer de una política energética común. Si bien es cierto que la energía siempre ha estado presente en la agenda comunitaria, de hecho, fue una de las bases sobre las que se fundó la Unión Europea, hasta fechas muy recientes no había adquirido cierta relevancia en la agenda política comunitaria.

Las crisis del petróleo de los años 70 cambiarían las prioridades y se tomarían medidas para asegurar el abastecimiento de productos petrolíferos, que habían desplazado al carbón como principal *input* energético. La formulación, por primera vez, de ciertos objetivos comunes relativos al mantenimiento de reservas estratégicas y el impulso de políticas orientadas a reducir la intensidad energética, constituyen lo que podría ser un primer esbozo de una política europea de la energía.

Un periodo de casi veinte años de energía abundante y barata que comenzó a mediados de los años 80 y finalizaría en el año 2003, cambia radicalmente el panorama energético y, por tanto, también las prioridades en esta materia, sustituyendo, como objetivo estratégico prioritario, la seguridad de suministro por la liberalización de los mercados y la protección del medio ambiente. Es precisamente en este periodo cuando se publican las primeras directivas relativas a la creación de un mercado interior de electricidad y gas natural y, en el ámbito climático, se adquieren los primeros compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, con la decisión en 1990 en un Consejo de Ministros mixto, de energía y medioambiente, de estabilización de las emisiones en el año 2000 al nivel de 1990, que posteriormente sería ratificada en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Más tarde, la Unión Europea se adhería al Protocolo de Kioto ratificado en 2005 estableciendo el ya mencionado compromiso de reducir en el periodo 2008-2012 un 8% las emisiones con respecto a las registradas en 1990.

En 2003 la vuelta a una situación de precios elevados pone nuevamente en primer plano la seguridad de suministro como objetivo prioritario, aunque ya no será el único. Más de medio siglo después de las primeras iniciativas europeas en materia energética, los objetivos van

mucho más allá de la «simple» preocupación por la seguridad de suministro y se añaden dos objetivos más, la competitividad y la sostenibilidad medioambiental, configurando un triángulo que es necesario abordar como un todo, por la gran interrelación que existe entre sus componentes – seguridad de suministro, sostenibilidad y competitividad-. La gran complejidad de los objetivos planteados y la dificultad de abordarlos desde una óptica nacional por ser en muchos casos problemas globales, parece indicar que la mejor forma de afrontar los retos en materia energética es la asunción de una política energética común que facilite la consecución de los objetivos perseguidos.

El primer paso para construir una política energética común es el desarrollo de los mercados interiores del gas y de la electricidad, que garantice un grado de competencia efectiva entre las empresas en el ámbito europeo con el objeto de dotar a Europa de una energía más segura y competitiva. Para desarrollar este mercado interior de la energía, es preciso intervenir en aspectos como: el desarrollo de una red europea con normas comunes sobre las cuestiones que afectan al comercio transfronterizo para permitir a los proveedores un acceso armonizado a las redes nacionales; la implementación de un plan de interconexión que permita incrementar las inversiones en las infraestructuras que conectan las diferentes redes nacionales, la mayoría todavía demasiado aisladas.

La sostenibilidad, uno de los principales pilares de esta Política Energética, es un aspecto clave que tiene implicaciones más allá de las puramente energéticas, afectando también al modelo económico y social y cuya gestión ha de suponer un cambio profundo que permita primero controlar y posteriormente reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera. La competitividad es fundamental para lograr un mercado único que permita la libre elección de suministrador y en el que la competencia lleve a alcanzar mejoras de calidad a precios óptimos, ofreciendo mayores oportunidades de negocio tanto a los consumidores como a los productores y, por lo tanto, aumentando el bienestar social.

Con este objetivo, en el año 2007 la Comisión Europea presentó por primera vez las líneas directrices de su política energética común integrada, acompañadas de un Plan de Acción concreto que giraba en torno a diferentes líneas estratégicas estrechamente interconectadas entre sí, que servirán de guía a la hora de definir las actuaciones, todas ellas pivotando sobre un verdadero mercado interior de la energía. Este se erige en un instrumento estratégico clave, tanto para ofrecer a los consumidores europeos la elección entre distintos proveedores de gas y electricidad a precios óptimos, como para permitir el acceso al mercado a todas las empresas,

en particular a las más pequeñas y a las que invierten en energías renovables. Por otra parte, se trata de garantizar un marco que facilite el funcionamiento del mecanismo de intercambio de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. La realidad de un mercado interior se basa, sobre todo, en la existencia de una red de energía europea segura y coherente y, por lo tanto, en las inversiones realizadas en las infraestructuras. Un mercado verdaderamente interconectado participa en la diversificación de los aprovisionamientos y, por ende, en la seguridad de suministro.

El mercado interior de la energía es un ambicioso proyecto que supone el suministro de energía a un mercado de importante tamaño de cerca de 500 millones de personas, con un consumo de electricidad de superior a los 3.000 TWh/año y una capacidad instalada cercana a los 800 GW, con la enorme dificultad que supone fusionar diversos sistemas energéticos nacionales que se han desarrollado individualmente y que presentan gran diversidad. Las interconexiones permiten el transporte interregional y transfronterizo de energía y constituyen un requisito previo para el buen funcionamiento del mercado interior de la energía.

Son, por lo tanto, una condición necesaria, aunque no suficiente para la existencia de un verdadero mercado interior. En este sentido, cabe destacar que, si bien en el Consejo Europeo de Barcelona de 2002 se acordó de manera no vinculante aumentar hasta un 10% los niveles mínimos de interconexión entre Estados miembros, hoy todavía un número significativo de países no llega a esta cifra. El reducido flujo de energía entre determinados países se traduce en la existencia de zonas geográficas con un reducido nivel de interconexión y en congestiones permanentes en determinadas fronteras, con un escaso peso de la capacidad máxima de las interconexiones para cubrir la demanda punta. Esto supone, en la práctica, la existencia de un área central en Europa con buenos niveles de interconexión con cuatro áreas periféricas escasamente interconectadas con el resto de Europa: Península Ibérica, Gran Bretaña, Península Escandinava e Italia. En vista del estado de estancamiento de los temas relativos a inversión en interconexiones transfronterizas, el propio Consejo de Europa instó, en marzo de 2006, a que se adoptaran medidas urgentes que remediaran esta situación. En él se propuso el desarrollo de un plan prioritario de interconexión que facilitara la realización de proyectos prioritarios de infraestructuras para contribuir a la diversificación del suministro y a la integración de los mercados regionales en el mercado interior de la UE.

El fomento de una infraestructura eficaz de conexiones transfronterizas en el ámbito europeo es clave para alcanzar los objetivos de sostenibilidad, competitividad y seguridad de abastecimiento. Desde un punto de vista de sostenibilidad, se requiere un volumen significativo



de infraestructuras energéticas para integrar la electricidad generada a partir de fuentes de energías renovables. Estas mismas infraestructuras contribuirán, asimismo, a mejorar la eficiencia de las capacidades de generación nuevas e instaladas a escala europea y a reducir las inversiones ineficaces en capacidad de generación. Desde el punto de vista de la competitividad, para el funcionamiento y desarrollo de un mercado interior de la energía eficiente resulta esencial disponer de unas infraestructuras eficaces reduciendo la capacidad de ejercicio del poder de mercado por parte de los incumbentes en los respectivos mercados nacionales. Por último, desde un punto de vista de la seguridad de suministro, dado que el mercado interior de la energía depende en gran medida del suministro externo, se requieren fuentes de energía diversificadas y redes interconectadas adecuadas para garantizar la seguridad del abastecimiento y la solidaridad entre los Estados Miembros. Conscientes de la importancia que el desarrollo de las interconexiones tiene para la creación de un mercado interior competitivo y eficiente de la energía, los últimos desarrollos normativos dan un papel central a las interconexiones.

En cuanto a las medidas que afectan directamente a las interconexiones contenidas en el Tercer Paquete cabe destacar, en primer lugar, una medida de vital importancia que pretende eliminar las trabas al desarrollo eficiente de las redes: la separación efectiva de las actividades transporte de las de generación y suministro, con la que se trata de evitar que las decisiones de inversión y desarrollo de las redes esté determinado por el interés del grupo verticalmente integrado y no del interés general. En segundo lugar, se intenta fomentar la colaboración transfronteriza y la inversión en interconexiones y para ello crea una serie de organismos que pretenden constituirse en foros de discusión y cooperación adecuados para seguir avanzando en la integración de los mercados. Se crea una red europea de operadores de red de electricidad y otra de gas, ENTSO-E y ENSTO-G, cuyos objetivos básicos son desarrollar los códigos de red comunes y proponer la planificación del desarrollo de la red a diez años. Asimismo, se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores Nacionales (ACER) que tendrá, entre otras funciones, la de supervisar el funcionamiento y la cooperación de los ENTSOs de gas y electricidad. En la Agencia de Cooperación de los Reguladores Nacionales (ACER) participan todos los reguladores nacionales cuyos poderes e independencia también pretende fortalecer la nueva normativa y reciben un claro mandato para cooperar a nivel europeo.

### 2.3. La SIEPAC en el marco de los procesos de integración regional en LAC

A nivel de Latinoamérica, han sido muchas las iniciativas encaminadas a interconectar sus respectivos sistemas eléctricos, con el objetivo principal de asegurar la seguridad de suministro. La existencia de interconexiones de carácter supranacional permite la asistencia mutua, en caso de presentarse una crisis energética, debido a un incremento de la demanda, o fallos en la generación eléctrica, aumentando considerablemente la confiabilidad y flexibilidad de los respectivos sistemas eléctricos interconectados (Lima, 2014). A pesar de la relevancia de los beneficios económicos, sociales y ambientales que la integración de los sistemas eléctricos de dos o más países de una región conlleva, el desarrollo de proyectos de interconexión (Figura 1) se ha limitado a casos muy puntuales (CIER, 2020), usualmente con el propósito de posibilitar intercambios transfronterizos en zonas apartadas, vinculadas normalmente a represas binacionales con el fin de explorar la posibilidad de una explotación conjunta de los recursos hidroeléctricos.

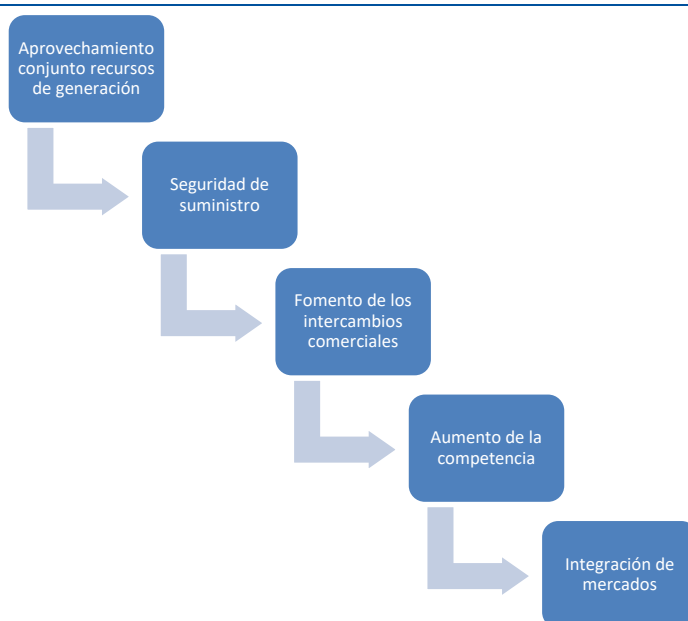
**Figura 2: Interconexiones eléctricas internacionales y centrales binacionales**



Fuente: CIER (2020).

Paralelamente a esta tipología de proyectos de interconexión, se han desarrollado líneas de interconexión con el objetivo dotar de mayor confiabilidad a los sistemas. Al mismo tiempo se buscaba aprovechar la eventual existencia de excedentes energéticos para colocarlos en países vecinos, posibilitando así una mejor utilización en el uso de los recursos. Tomando en consideración las características y objetivos de estas interconexiones es fácil comprender por qué los intercambios de energía eléctrica entre países sudamericanos que requieren del tránsito por terceros países han sido muy limitados – del orden del 5% al 7% en relación a la generación total de América del Sur y de América Central. Si tomamos en consideración las diferentes fases en todo proceso de creación de un mercado regional de la electricidad (Figura 3), en la gran mayoría de estos proyectos de interconexión transfronterizos, nos encontraríamos en esas primeras fases más incipientes centradas en el aprovechamiento conjunto de los recursos y la mejora de la seguridad de suministro con una ampliación de la capacidad de respaldo en momentos críticos para todo sistema eléctrico.

**Figura 3. Fases de la creación de un mercado regional**



**Fuente:** Elaboración propia

Por su parte, Centroamérica presenta un mayor grado de madurez en el que es quizás el proyecto de integración eléctrica regional más ambicioso, el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Este Sistema, completamente operativo desde 2013,

permite disponer de una capacidad de transporte de 300 MW entre los países de la región (Figura 4).

**Figura 4: Interconexiones eléctricas internacionales y centrales binacionales**



Fuente: CIER (2020).

Este sistema interconectado se desarrolló a partir del conjunto de enlaces binacionales, si bien distaba de ser una interconexión regional. A lo largo de las tres últimas décadas, con diferentes ritmos de desarrollo, se ha desarrollado una infraestructura de 1.800 km de longitud con una capacidad de 300 MW. Más allá de las características técnicas de esta interconexión en Centroamérica, el atractivo de este proyecto radica, como se aborda en el siguiente apartado, en la confluencia de dos elementos claves en todo proceso de creación de un mercado regional de la energía: disponibilidad de infraestructuras y armonización regulatoria con la puesta en marcha de un mercado regional.

## 2.4. SIEPAC y MER: Infraestructura y mercado eléctrico regional

Como se ha puesto de manifiesto en el apartado previo, la interconexión eléctrica de los países de América Central ha sido promovida durante varias décadas como un instrumento fundamental para el desarrollo económico y la integración regional. En este proceso de

construcción y desarrollo del proyecto SIEPAC, que busca un aprovechamiento óptimo, racional y eficiente de los recursos energéticos disponibles y los beneficios que se derivan del desarrollo y operación coordinada de un sistema eléctrico interconectado, se pueden identificar dos etapas diferenciadas:

- La primera etapa en el desarrollo de la integración eléctrica regional consistió en la construcción de interconexiones binacionales, posibilitando las primeras transferencias internacionales de energía entre los países del istmo. Este desarrollo paulatino culminó en 2014 cuando se energizó el último tramo de la línea de 230KV.
- Una segunda etapa, si bien su implementación transcurrió de forma paralela al desarrollo de la infraestructura, supuso la puesta en marcha de un mercado eléctrico competitivo con participación de todos los países centroamericanos. La implementación de este Mercado Eléctrico Regional (MER) se ha producido de forma gradual, entrando en plena vigencia en 2013. El MER funciona como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, pactadas libremente entre los agentes calificados, independientemente de su ubicación geográfica

El nivel de los intercambios de energía realizados entre los países de la región ha ido creciendo de forma significativa a lo largo de los años, pudiéndose identificar tres etapas importantes: en primer lugar, desde los primeros intercambios bilaterales en 1976 hasta comienzos de los años 90, se observa un incremento sostenido, alcanzando en 1990 los 410 GWh (3% de la energía disponible de la región). En segundo lugar, luego de varios años de bajos intercambios, a comienzos del presente siglo se produce un segundo período de incremento de los intercambios de energía eléctrica, que alcanzan en el año 2000 los 1.473 GWh (5,5% de la energía disponible), por el funcionamiento de los mercados mayoristas de cada uno de los países y por efectos estacionales. En tercer lugar, la última etapa en la que se produce un incremento que permite alcanzar intercambios superiores a los 1.700 GWh, como respuesta a la puesta en marcha del RMER en junio de 2013.

### 3. Evolución reciente de la Inversión Extranjera Directa (IED) en la región

#### 3.1. Introducción

Dentro de las diferentes modalidades de inversión, como las fusiones y adquisiciones, portfolio, o absorciones, el presente trabajo se centra en la Inversión Extranjera Directa (IED) de tipo *greenfield* o de nueva planta. Se trata de proyectos en los que un inversor no residente en el país, aportando todo el capital necesario desde el exterior, construye “desde cero” las instalaciones para el proyecto en marcha.

Este tipo de IED es el más arriesgado para el inversor, pero el más beneficioso para la economía receptora ya que promueve el desarrollo y estimula el empleo desde la construcción de las edificaciones hasta la puesta en operación del negocio, además de contribuir en la capacitación de los empleados, que se convierten en multiplicadores del *know how* obtenido. Son por tanto inversiones productivas que llevan asociado inversión en capital físico y puestos de trabajo. En el caso concreto de Latinoamérica, la IED de tipo *greenfield* supone un 7% de la inversión mundial.

En la medida en que la aproximación empírica pretende analizar el impacto de la integración regional del mercado eléctrico en el atractivo de la región como destino objetivo de la inversión extranjera, este apartado presenta de forma pormenorizada la inversión extranjera directa (IED) de los países que conforman el Sistema de Interconexión Eléctrica de América Central, SIEPAC (Costa Rica, El Salvador, Honduras, Guatemala, Panamá y Nicaragua). Los datos del informe provienen de *fDi Intelligence de The Financial Times Ltd* durante los años 2003-2020. Un conjunto de países que de media representan un 9% de la inversión total en Latinoamérica. Según datos de la OECD, la IED representa apropiadamente un 1.3% del PIB mundial y un 2.9% en Latinoamérica. En economías pequeñas del continente americano, la IED representa un porcentaje mayor; por ejemplo, un 4.5% del PIB de Costa Rica.

## 3.2. IED en SIEPAC

### 3.2.1. Tendencias

Entre enero de 2003 y diciembre de 2020 se registraron un total de 2.012 proyectos de IED, que representan una inversión total de capital de 123,73 mil millones de dólares EE.UU.(USD). Esto supone una inversión media de 61,50 millones de USD por proyecto. Durante el período, se crearon un total de 427.477 puestos de trabajo.

El mayor número de proyectos fue anunciado en 2019, concretamente 194 proyectos. La creación media de empleo alcanzó su punto máximo en 2005, mientras que la inversión media de capital alcanzó su punto máximo en 2013. El pico en la inversión en 2013 se concentra en proyectos del sector servicios empresariales en Nicaragua.

**Tabla 2. Principales tendencias de IED en SIEPAC por año**

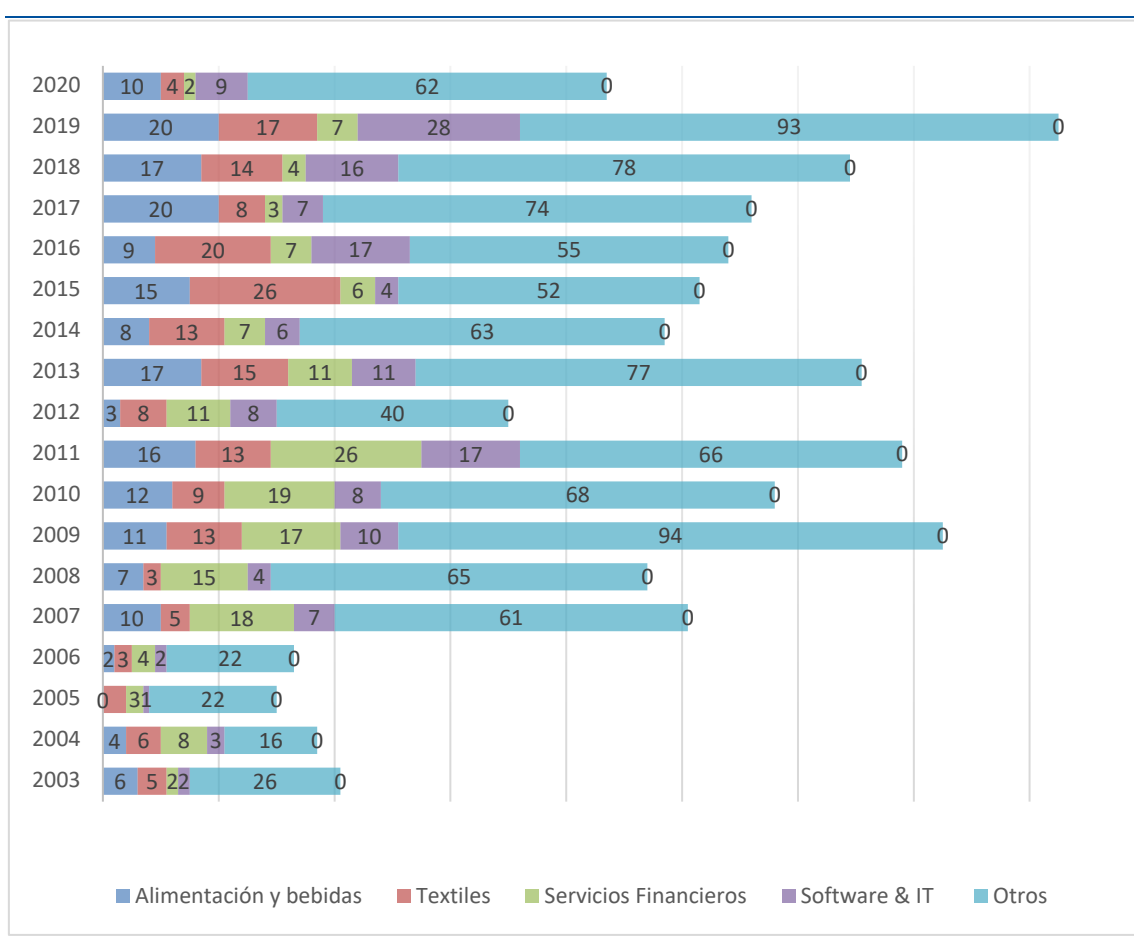
Año	Número de proyectos	Empleados creados		Inversión de capital (millones USD)	
		Total	Promedio	Total	Promedio
2020	100	30,783	307	3,599.20	36.00
2019	194	31,780	163	5,077.90	26.20
2018	145	22,207	153	3,858.40	26.60
2017	129	21,129	163	3,908.20	30.30
2016	126	19,754	156	2,318.10	18.40
2015	118	18,876	159	3,843.00	32.60
2014	117	26,917	230	11,537.20	98.60
2013	148	31,755	214	45,403.00	306.80
2012	98	16,701	170	2,345.50	23.90
2011	154	37,790	245	6,716.60	43.60
2010	132	23,256	176	4,618.80	35.00
2009	172	41,893	243	6,414.50	37.30
2008	109	23,763	218	6,421.40	58.90
2007	111	27,513	247	6,556.80	59.10
2006	41	10,675	260	2,237.20	54.60
2005	34	14,336	421	2,680.70	78.80
2004	39	10,630	272	1,819.70	46.70
2003	45	17,719	393	4,373.20	97.20
<b>TOTAL</b>	<b>2,012</b>	<b>427,477</b>	<b>212</b>	<b>123,729.40</b>	<b>61.50</b>

Fuente: fDi Intelligence de The Financial Times Ltd.

### 3.2.2. Sectores

De un total de 35 sectores, los cinco primeros (alimentación y bebidas, textiles, servicios financieros, y software & IT) representan casi la mitad de los proyectos. Los servicios empresariales son el sector principal que representa más de una octava parte de los proyectos rastreados. El volumen del proyecto en este sector alcanzó su punto máximo durante 2019, con 29 proyectos de seguimiento.

**Figura 4. Número de proyectos de IED en la SIEPAC por año y sector**



Fuente: fDi Intelligence de The Financial Times Ltd.

El sector textil ha generado el mayor número de puestos de trabajo totales y tiene el mayor tamaño de proyecto, con 415 puestos de trabajo por proyecto. Los servicios empresariales tienen la inversión total y media más alta, con 41.700 millones de dólares en total y 151,60 millones de dólares EE.UU. por proyecto.



**Tabla 3. Tendencias de IED en SIEPAC por sector**

Sector	Número de proyectos	Empleados creados		Inversión de capital (millones USD)	
		Total	Promedio	Total	Promedio
Servicios empresariales	275	69,810	253	41,699.90	151.60
Alimentos y bebidas	187	39,051	208	4,855.20	26.00
Textiles	186	77,288	415	2,860.50	15.40
Servicios financieros	170	10,977	64	4,480.40	26.40
Servicios de software e TI	160	18,122	113	1,642.50	10.30
Comunicaciones	147	12,811	87	11,434.10	77.80
Dispositivos médicos	98	22,587	230	1,980.80	20.20
Transporte y almacenamiento	96	19,354	201	5,978.10	62.30
Productos de consumo	80	19,806	247	1,443.50	18.00
Hoteles y turismo	64	26,281	410	5,114.00	79.90
Otros sectores	549	111,390	202	42,240.40	76.90
<b>TOTAL</b>	<b>2,012</b>	<b>427,477</b>	<b>212</b>	<b>123,729.40</b>	<b>61.50</b>

Fuente: fDi Intelligence de The Financial Times Ltd.

### 3.2.3. Países de origen

De un total de 64 países de origen, los cinco principales representan la mayoría de los proyectos. Estados Unidos es el país de mayor origen que representa dos quintas partes de los proyectos seguidos. El volumen del proyecto en este país de origen alcanzó su punto máximo durante 2019, con 94 proyectos seguidos.

**Tabla 4. Tendencias de IED en SIEPAC por país de origen**

País de origen	Número de proyectos	Empleados creados		Inversión de capital (millones USD)	
		Total	Promedio	Total	Promedio
Estados Unidos	794	460	196,558	247	23,491.40
España	201	118	33,106	164	8,358.20
México	86	50	13,036	151	3,060.20
Alemania	74	41	9,444	127	3,020.20
Reino Unido	69	50	10,864	157	3,394.90
Canadá	60	37	19,369	322	12,864.70
Colombia	58	36	8,683	149	1,546.90
Japón	49	33	17,341	353	2,058.50
Guatemala	42	17	7,970	189	1,150.20
Suiza	42	24	4,640	110	633.30
Otros países de origen	537	348	106,466	198	64,151.00
<b>TOTAL</b>	<b>2,012</b>	<b>1,207</b>	<b>427,477</b>	<b>212</b>	<b>123,729.40</b>

Fuente: fDi Intelligence de The Financial Times Ltd.

### 3.2.4. Países de destino

De un total de seis países de destino, Costa Rica es el país de destino principal, representando casi dos quintas partes de los proyectos seguidos. El volumen del proyecto en este país de destino alcanzó su punto máximo durante 2019, con 116 proyectos seguidos.

**Tabla 5. Tendencias de IED en SIEPAC por país de destino**

País de destino	Número de proyectos	Empleados creados		Inversión de capital (millones USD)	
		Total	Promedio	Total	Promedio
Costa Rica	791	525	149,706	189	18,173.80
Panamá	496	404	81,151	163	31,424.40
Guatemala	228	189	48,160	211	9,717.60
El Salvador	193	138	42,471	220	7,502.90
Nicaragua	155	120	60,279	388	48,748.20
Honduras	149	119	45,710	306	8,162.50
<b>TOTAL</b>	<b>2,012</b>	<b>1,207</b>	<b>427,477</b>	<b>212</b>	<b>123,729.40</b>

Fuente: *fDi Intelligence de The Financial Times Ltd*

## 4. Aproximación metodológica

### 4.1. Modelos de gravedad

La ecuación de gravedad es una de las herramientas empíricas más utilizadas para analizar los determinantes de los flujos económicos transfronterizos. Debe su nombre por la analogía con la Ley de Gravitación Universal de Newton. Al igual que sucede con la atracción de cuerpos celestes, la intensidad con la que dos países comercian es proporcional a su masa económica (Producto Interior Bruto) e inversamente proporcional a la distancia física entre ellos.

Desde su formulación inicial a principio de los años 60 del siglo XX, multitud de estudios han avalado su precisión a la hora de ajustar los datos de comercio internacional. Paralelamente, varios economistas han desarrollado modelos teóricos que fundamentan su uso empírico más allá de su capacidad de predicción empírica<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Para resumen de estas aplicaciones véase Anderson (2011), Bergstrand & Egger (2013), o Head & Mayer (2014).

Bajo el paraguas del modelo de gravedad, han florecido aplicaciones del modelo más allá del comercio internacional de bienes. Destaca el trabajo realizado en campos tan diversos como la inversión extranjera directa, fusiones y adquisiciones, el turismo, la migración, los refugiados, servicios, el comercio electrónico o más recientemente el comercio en energía.

Uno de los determinantes más importantes de los flujos comerciales es la integración de mercados. Las investigaciones en este ámbito señalan que la integración de mercados, por ejemplo, a través de tratados multilaterales como la Unión Europea, NAFTA o bilaterales entre pares de países han favorecido el flujo internacional de bienes, servicios, capital y personas.

Recientemente, tal como se detalla en el siguiente punto, se ha ampliado su aplicación al campo de la energía y los flujos de electricidad entre países. En el caso de la interconexión eléctrica ha ayudado a entender mejor los efectos de la integración de mercados eléctricos sobre el comercio de electricidad en Europa (Batalla-Bejerano et al., 2019) y sobre la inversión extranjera directa (Costa-Campi et al., 2018).

## 4.2. Especificación del modelo para el caso de la SIEPAC

Un mercado regional permite que las condiciones de competencia mejoren, en la medida que todo proceso de integración produce una intensificación de la competencia de gran relevancia a la hora de avanzar en la consolidación de mercados energéticos competitivos y eficientes, que cabe esperar que redunden en un mayor atractivo para la inversión extranjera. La aproximación metodológica propuesta para la evaluación de este impacto se centra en la construcción de un modelo de gravedad o gravitacional (*gravity model*), instrumento analítico de contrastada validez en el análisis de los patrones del comercio internacional o de los flujos de inversión extranjera. Partiendo de una especificación de una ecuación de gravedad, el carácter novedoso de la aproximación metodológica radica en la incorporación del coste de la energía en la especificación del modelo siguiendo la aproximación de Costa-Campi et. al. (2018).

Bajo esta aproximación, nuestro modelo empírico permitirá evaluar para el caso concreto de los países centroamericanos integrantes del SIEPAC los efectos de la integración de mercados energéticos (IME) sobre los flujos de inversión extranjera directa (IED) correspondientes 190 países para el período 2003 a 2017. En este marco la ecuación de gravedad a estimar incorpora

costes de energía bilaterales con dos predicciones principales: primero, que los márgenes intensivos y extensivos de IED aumentan con costes de energía bilaterales más bajos, y segundo, cómo son los dos mecanismos (estabilización y reducción de precios) que gobiernan el efecto sobre la IED después de unirse a todo proceso de IME.

En este modelo empírico, cabe esperar que los volúmenes de capital invertidos por las empresas extranjeras aumenten con la demanda (precios) y disminuyan con la distancia (costes de transacción), los costes financieros (tipos de interés) y los costes de la energía (precios de la energía). Esta metodología, por sus características, se apunta como la más apropiada para medir el impacto de IME en la IED contando con robustos fundamentos en la teoría económica (Bergstrand y Egger, 2007; Portes y Rey, 2005; Kleinert y Toubal, 2010; Costa-Campi et. al., 2018).

La especificación econométrica utilizada para el análisis del impacto de la integración de mercados energéticos en las inversiones extranjeras directas es la siguiente ecuación de gravedad aumentada, Ec. (1):

$$IED_{ijt} = \exp(\beta_1 \ln(IME_{jt}) + \beta_2 \ln(IME_{it}) + \beta_3 \ln(TBI_{ijt}) + \beta_4 \ln(ARC_{ijt}) + \beta_5 \ln(PIB_{ij}) + \beta_6 \ln(DIST_{ij}) + \beta_7 \ln(F_{ij}) + \beta_8 \ln(LC_{ij}) + \beta_9 \ln(RC_{ij}) + EF) \cdot \varepsilon_{ijt} \quad (1)$$

Donde:

i - j - t: país origen - país destino - año

$IED_{ijt}$  es la inversión extranjera directa

$IME_{ijt}$  aproxima la integración de mercados energéticos

$TBI_{ijt}$  tratados bilaterales de inversión

$ARC_{ijt}$  acuerdos regionales de comercio

$PIB_{ijt}$  es el producto interior bruto

$DIST_{ij}$  es la distancia entre países

$F_{ij}$  frontera

$LC_{ij}$  lenguaje común

$RC_{ij}$  religión común

EF: diversos efectos fijos

$\varepsilon$ : error estocástico

Los datos utilizados en este estudio son estándar en la literatura centrada en el análisis de los factores determinantes de la inversión extranjera y son similares a estudios anteriores. El monitor de inversiones transfronterizas *Financial Times Ltd. (FDI Markets, 2018)* es la fuente del conjunto de datos de  $IED_{ijt}$  que incluye tanto el margen extensivo como intensivo. En el margen extensivo se miden número de proyectos a nivel de empresa, mientras que en el margen intensivo se miden los flujos de capital en dólares constantes de 2005. El conjunto de datos cubre las inversiones bilaterales a nivel empresarial de 2003 a 2017, agregadas entre 190 países. Los proyectos de inversiones en nuevas instalaciones industriales (*greenfield*) se caracterizan por iniciar la actividad industrial desde cero, siendo por ello propensos a tomar en mayor consideración los costes de la energía, por lo tanto, son óptimas para medir la influencia de EMI en la  $IED_{ijt}$ .

Las variables de mayor interés para el estudio son  $IME_{it}$  y  $IME_{jt}$ , que son variables de tipo dicotómicas. La variable  $IME_{it}$  toma el valor de uno cuando el país origen de la inversión forman parte del acuerdo de integración de mercado energético y toma el valor de cero en caso contrario. La variable  $IME_{jt}$  toma el valor de uno cuando el país destino de la inversión forman parte del acuerdo de integración de mercado energético y toma el valor de cero en caso contrario.

En cuanto a las variables adicionales de control, incluimos en el análisis los acuerdos institucionales como los tratados bilaterales de inversión ( $TBI_{ijt}$ ) y los acuerdos regionales de comercio ( $ARC_{ijt}$ ) porque reducen la incertidumbre institucional extranjera (Bergstrand y Egger, 2013) y su incorporación permiten cuantificar de una forma más limpia el efecto asociado a IME. La variable vinculada a los TBI se construye manualmente con datos de la UNCTAD (2017), mientras que en el caso de la variable de los ARC la construcción se realiza con datos de WTO (2015). También incluimos como control el producto interior bruto de los países, medido en dólares constantes de 2005, ( $PIB_{ijt}$ ), con información procedente del Banco Mundial (Banco Mundial, 2018), para capturar el tamaño global de las economías. Adicionalmente, las variables de distancia ( $DIST_{ij}$ ), frontera ( $F_{ij}$ ), lenguaje común ( $LC_{ij}$ ) y religión común ( $RC_{ij}$ ) provienen

de la base de datos CEPII (2018), su incorporación permite controlar por los costes de flete, información, culturales y religiosos, históricos y administrativos entre pares de países.

Como método econométrico para la estimación aplicamos *Pseudo-Poisson Maximum Likelihood* (PPML) porque ofrece ventajas adicionales sobre la especificación *log-linear*. En primer lugar, es robusto a la presencia de heteroscedasticidad en el término de error (Silva and Tenreyro, 2010), y, en segundo lugar, la convergencia de la estimación está asegurada a partir de la inspección previa de los datos (Silva and Tenreyro, 2011). Adicionalmente, Baltagi et al. (2014) resaltan que la estimación utilizando PPML es apropiada cuando se disponen datos de panel, como es el caso de este estudio. Finalmente, para capturar por el efecto de otros factores específicos que permanecen constantes en el tiempo entre pares de países, en el país de origen o de destino y en el tiempo utilizamos tres tipos de efectos fijos: de pares de países (asimétricos), de origen/destino y temporales.

## 5. Resultados e implicaciones en la definición de políticas de promoción de la integración regional

Para evaluar el efecto de la participación en el acuerdo de integración de mercado energético sobre las inversiones extranjeras directas se realizaron cuatro conjuntos de estimaciones de la ecuación Ec. (1). En los dos primeros conjuntos de estimaciones (Tablas 6 y 7) se estudia el efecto sobre las inversiones de que solo uno de los países del par de países forma parte del acuerdo de integración, mientras que en los otros dos conjuntos de estimaciones (Tablas 8 y 9) se evalúa el efecto cuando ambos países del par de países forman parte del acuerdo de integración<sup>2</sup>.

Los resultados de los primeros conjuntos de estimaciones permiten afirmar que cuando uno de los países del par de países forma parte del acuerdo de integración, dicha participación ha contribuido a un incremento de las inversiones extranjeras directas, tanto en términos

---

<sup>2</sup> En todos los casos para el análisis de resultados (incluido el orden de magnitud) se considera el valor de los coeficientes correspondientes a las regresiones más restrictivas, con la mayor cantidad de efectos fijos incluyendo el de pares de países.

intensivos, medidas a partir de los flujos de capital (Tabla 6), como en términos extensivos, medidas como el número de proyectos a nivel de empresa (Tabla 7).

En orden de magnitud, los resultados muestran que, en todos casos, el efecto de la IME sobre la IED es superior cuando se considera en términos más intensivos que extensivos. Cuando uno de los miembros del par de países forma parte del IME, mientras que las estimaciones muestran que el flujo de inversiones es (en promedio) 100% superior que otros pares de países con similares características económicas, pero sin ningún miembro en el IME, los resultados relacionados con los márgenes extensivos muestran que el número de proyectos es 26,9% mayor. Los resultados de las estimaciones econométricas también muestran que cuando solo uno de los países del par de países forma parte del EMI, dicha pertenencia tendrá mayor efecto sobre las IED si se trata de un país de origen que de destino, esto es así tanto en términos intensivos como extensivos.

**Tabla 6. Resultados de la estimación econométrica**

	(1)	(2)	(3)	(4)
	IED Flujos	IED Flujos	IED Flujos	IED Flujos
<i>IME1_j</i>	0.668*** (0.219)		0.652*** (0.216)	
<i>IME1_i</i>	1.171*** (0.432)		1.068** (0.435)	
<i>IME1</i>		0.717*** (0.213)		0.696*** (0.209)
<i>ARC</i>	0.219*** (0.066)	0.219*** (0.066)	0.212** (0.098)	0.212** (0.098)
<i>TBI</i>	0.035 (0.064)	0.035 (0.064)	0.258 (0.188)	0.258 (0.188)
<i>PIB</i>	0.198*** (0.075)	0.198*** (0.075)	0.193*** (0.074)	0.193*** (0.074)
<i>DIST</i>	-0.507*** (0.042)	-0.507*** (0.042)		
<i>F</i>	-0.081 (0.094)	-0.081 (0.094)		
<i>LC</i>	0.610*** (0.073)	0.610*** (0.073)		
<i>RC</i>	1.192*** (0.135)	1.192*** (0.135)		
<i>Observaciones</i>	85372	85372	85540	85540
<i>EF Pares de países</i>	No	No	Yes	Yes
<i>EF Origen / Destino</i>	Yes	Yes	No	No
<i>EF Año</i>	Yes	Yes	Yes	Yes
<i>Pseudo R2</i>	.5808	.5808	.7154	.7154

**Tabla 7. Resultados de la estimación econométrica**

	(1) IED Extensivo	(2) IED Extensivo	(3) IED Extensivo	(4) IED Extensivo
<i>IME1<sub>j</sub></i>	0.230** (0.101)		0.189* (0.099)	
<i>IME1<sub>i</sub></i>	0.554** (0.234)		0.504** (0.237)	
<i>IME1</i>		0.318*** (0.104)		0.239** (0.098)
<i>ARC</i>	0.049 (0.055)	0.049 (0.055)	0.048 (0.057)	0.049 (0.057)
<i>TBI</i>	0.083 (0.051)	0.083 (0.051)	0.270* (0.141)	0.270* (0.141)
<i>PIB</i>	0.049 (0.068)	0.049 (0.068)	0.044 (0.068)	0.044 (0.068)
<i>DIST</i>	-0.474*** (0.031)	-0.474*** (0.031)		
<i>F</i>	0.004 (0.066)	0.004 (0.066)		
<i>LC</i>	0.709*** (0.057)	0.709*** (0.057)		
<i>RC</i>	1.037*** (0.092)	1.037*** (0.092)		
<i>Observaciones</i>	85372	85372	85540	85540
<i>EF Pares de países</i>	No	No	Yes	Yes
<i>EF Origen / Destino</i>	Yes	Yes	No	No
<i>EF Año</i>	Yes	Yes	Yes	Yes
<i>Pseudo R2</i>	.7078	.7078	.7750	.7750

Adicionalmente, podemos estimar la magnitud de la creación y diversión de comercio internacional como consecuencia de la integración del mercado energético con las variables  $IME1_{ijt}$  y  $IME2_{ijt}$ . La variable  $IME2_{ijt}$  toma el valor de uno cuando ambos países del par de países forman parte del acuerdo de integración de mercado energético y toma el valor de cero en caso contrario. Por otra parte, la variable  $IME1_{ijt}$  toma el valor de uno si solo uno de los países que componen el par de países forma parte del acuerdo de integración de mercado



energético y toma el valor de cero en caso contrario. Los resultados de los conjuntos de estas estimaciones restantes permiten afirmar que cuando ambos países del par de países forman parte del acuerdo de integración de mercado energético, dicha participación ha contribuido a un incremento de las inversiones extranjeras directas (Tablas 8 y 9). Esto es así tanto cuando las inversiones extranjeras se consideran en términos tanto intensivos como extensivos.

En consistencia con los resultados analizados para el caso en el que un país del par de países forma parte del acuerdo, cuando ambos países forman parte del acuerdo los resultados muestran que el orden de magnitud del efecto que ejerce la IME sobre la IED es en todos casos superior cuando se considera en términos intensivos que extensivos. Así, cuando los dos miembros del par de países forman parte del IME, las estimaciones muestran que el flujo de inversiones es (en promedio) tres veces superior que otros pares de países con similares características económicas, pero sin ambos miembros en el IME, los resultados relacionados con los márgenes extensivos muestran que el número de proyectos es dos veces mayor. Los resultados de las estimaciones econométricas también muestran que cuando sólo uno de los países del par de países forma parte del EMI, dicha pertenencia tendrá mayor efecto sobre las IED si se trata de un país de origen que de destino, esto es así tanto en términos intensivos como extensivos.

**Tabla 8. Resultados de la estimación econométrica**

	(1)	(2)	(3)	(4)
	IED Flujos	IED Extensivo	IED Flujos	IED Extensivo
<i>IME1_j</i>	0.679*** (0.222)	0.258** (0.105)	0.655*** (0.219)	0.162* (0.098)
<i>IME1_i</i>	1.410*** (0.513)	0.714*** (0.255)	1.137** (0.517)	0.336 (0.249)
<i>IME2</i>	0.456 (0.734)	-0.198 (0.594)	1.503** (0.692)	1.130** (0.514)
<i>ARC</i>	0.219*** (0.066)	0.049 (0.055)	0.212** (0.098)	0.048 (0.057)
<i>TBI</i>	0.035 (0.064)	0.083 (0.051)	0.258 (0.188)	0.270* (0.141)
<i>PIB</i>	0.198*** (0.075)	0.049 (0.068)	0.193*** (0.074)	0.044 (0.068)
<i>DIST</i>	-0.507*** (0.042)	-0.474*** (0.031)		
<i>F</i>	-0.081 (0.094)	0.004 (0.066)		
<i>LC</i>	0.610***	0.709***		

	(0.073)	(0.057)		
<i>RC</i>	1.192***	1.037***		
	(0.135)	(0.092)		
Observaciones	85372	85372	85540	85540
EF Pares de países	No	No	Yes	Yes
EF Origen / Destino	Yes	Yes	No	No
EF Año	Yes	Yes	Yes	Yes
Pseudo R2	.5820	.7081	.7154	.7784

**Tabla 9. Resultados de la estimación econométrica**

	(1)	(2)	(3)	(4)
	IED Flujos	IED Extensivo	IED Flujos	IED Extensivo
<i>IME1</i>	0.720***	0.331***	0.679***	0.187**
	(0.215)	(0.107)	(0.211)	(0.094)
<i>IME2</i>	0.409	-0.240	1.488**	1.120**
	(0.733)	(0.594)	(0.691)	(0.513)
<i>PIB</i>	0.198***	0.049	0.193***	0.044
	(0.075)	(0.068)	(0.074)	(0.068)
<i>ARC</i>	0.219***	0.049	0.212**	0.048
	(0.066)	(0.055)	(0.098)	(0.057)
<i>TBI</i>	0.035	0.083	0.258	0.270*
	(0.064)	(0.051)	(0.188)	(0.141)
<i>DIST</i>	-0.507***	-0.474***		
	(0.042)	(0.031)		
<i>F</i>	-0.081	0.004		
	(0.094)	(0.066)		
<i>LC</i>	0.610***	0.709***		
	(0.073)	(0.057)		
<i>RC</i>	1.192***	1.037***		
	(0.135)	(0.092)		
Observaciones	85372	85372	85540	85540
EF Pares de países	No	No	Yes	Yes
EF Origen / Destino	Yes	Yes	No	No
EF Año	Yes	Yes	Yes	Yes
Pseudo R2	.5802	.7161	.7750	.7750

En resumen, los resultados obtenidos permiten afirmar de forma robusta que la participación en la integración de mercados energéticos ha contribuido a un incremento de las inversiones

extranjeras directas medidas tanto en términos intensivos como extensivos. Se observa, además, que estos resultados positivos sobre la inversión tienen lugar tanto en los casos donde ambos países del par de países forman parte del acuerdo de integración de mercado energético, como en los casos donde que sólo uno de los países que componen el par de países forma parte del acuerdo.

## 6. Conclusiones

Todo proceso de integración regional de mercados se caracteriza por ser un proceso de alta complejidad tanto a nivel político, técnico y administrativo que fuerza a los Estados a alcanzar un compromiso firme de cesión de soberanía de su independencia energética en aras de una mayor eficiencia económica, así como una mejora en su seguridad de suministro. Un proceso lento en el que no existen fórmulas normalizadas que sirvan para todas las regiones, como ponen de manifiesto las experiencias internacionales existentes.

Son múltiples las ventajas existentes, especialmente en términos de eficiencia económica. No sólo permiten la introducción de economías de escala, sino también la introducción de competencia y un máximo aprovechamiento de los recursos energéticos existentes diversificando fuentes y orígenes energéticos y dando respuesta a los retos medioambientales desde una perspectiva regional.

Más allá de estos beneficios directos en términos energéticos, como se pone de manifiesto en el presente estudio, todo proceso de integración regional dota de mayor estabilidad institucional a los países que lo conforman, facilitando los procesos de inversión extranjera en la medida que suponen de facto una protección contra políticas a corto plazo.

Existiendo diferencias entre los distintos modelos regionales, hay denominadores comunes que pueden y deben ser aplicados en todo proyecto de esta naturaleza. Uno de estos aspectos comunes, clave en todo proyecto de mercado transfronterizo, es la necesaria armonización regulatoria. A diferencia de Europa, este proceso de convergencia en las reglas de mercado y de gestión y operación del sistema presenta, en el caso de las experiencias latinoamericanas, un menor grado de profundidad, siendo necesario seguir avanzando hacia la plena integración.

## 7. Bibliografía

- Abrell, J and S. Rausch (2016). “Cross-country electricity trade, renewable energy and European transmission infrastructure policy”. *Journal of Environmental Economics and Management* (79), 87-113. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0095069616300122>
- Ali, F. A., N. Fiess, and R. MacDonald (2010). “Do institutions matter for foreign direct investment?” *Open Economies Review* 21(2): 201–219. <https://doi.org/10.1007/s11079-010-9170-4>
- Anderson, J. E. (2011). The Gravity Model. *Annual Review of Economics*, 3(1), 133-160.
- Batalla-Bejerano, J., Paniagua, J., & Trujillo-Baute, E. (2019). *Energy Market Integration and Electricity Trade. Economics of Energy & Environmental Policy*, 8(2), 53-67.
- Bergstrand, J. H. and P. Egger (2013). “What determines BITs?” *Journal of International Economics* 90(1): 107–122. <https://doi.org/10.1016/j.jinteco.2012.11.004>
- Bergstrand, J. H. and P. Egger (2007). “A knowledge-and-physical-capital model of international trade flows, foreign direct investment, and multinational enterprises.” *Journal of International Economics* 73(2): 278–308. <https://doi.org/10.1016/j.jinteco.2007.03.004>
- BID (2017). “Integración eléctrica centroamericana”.
- CEPII (2018). *Centre d’études prospectives et d’informations internationales. Available from: <http://www.cepii.fr>*
- CIA World Factbook (2018). *Central intelligence agency. Available from: <https://www.cia.gov/library/publications/resources/the-world-factbook/index.html>*
- Costa-Campi, M. T., J. Paniagua, and E. Trujillo-Baute (2018). “Is energy market integration a green light for FDI?” *The Energy Journal* 39, 39–56. <https://doi.org/10.5547/01956574.39.SI1.mcos>
- ETSO (2001). “Coordinated use congestion management”. European Transmission System Operators. [www.ets-net.org](http://www.ets-net.org)
- FDI Markets (2018). *FDI markets - the financial times ltd. Available from: <http://www.fdimarkets.com>*
- Gil-Pareja, S., Llorca-Vivero, R., Paniagua, J., 2013. *The effect of the great recession on foreign direct investment: global empirical evidence with a gravity approach. Applied Economics Letters* 20 (13), 1244.
- Glachant, J.M. (2009). “Electricity reform in Europe: towards a single energy market”. Edward Elgar Publishing.
- Head, K., Mayer, T., and J. Ries(2010). *The erosion of colonial trade linkages after independence. Journal of international Economics*, 81(1), 1-14.
- Head, K., & Mayer, T. (2014). *Gravity equations: Workhorse, toolkit, and cookbook. In Handbook of international economics* (Vol. 4, pp. 131-195). Elsevier.
- Huisman, R. and M. Kilic (2013). “A history of European electricity day-ahead prices”. *Applied Economics*, 45(18):2683–2693.
- Kleinert, J. and F. Toubal (2010). “Gravity for FDI.” *Review of International Economics* 18(1): 1–13. <https://doi.org/10.1111/j.1467-9396.2009.00869>.
- Laeven, L. and F. Valencia (2013). “Systemic banking crises database.” *IMF Economic Review* 61(2): 225–270. <https://doi.org/10.1057/imfer.2013.12>.

- Portes, R. and H. Rey (2005). “*The determinants of cross-border equity flows.*” *Journal of international Economics* 65(2): 269–296. <https://doi.org/10.1016/j.jinteco.2004.05.002>
- Red Eléctrica de España (REE) (2012). Interconexiones eléctricas: un paso para el Mercado único de la energía en Europa.
- Robinson. T. (2007). “*The convergence of electricity prices in Europe*”. *Applied Economics Letters*, 14(7):473–476, 2007.
- UNCTAD (2017). *United Nations Conference on Trade and Development*. Available from: [www.unctad.org](http://www.unctad.org)
- World Bank (2018). *World Bank open data*. Available from: [www.worldbank.org](http://www.worldbank.org)