

Revista Peruana de Energía

Número 4

Diciembre 2014

DEL COPEY A LAS ENERGÍAS ALTERNATIVAS: PANORAMA HISTÓRICO DE
LAS FUENTES DE ENERGÍA EN LA REGIÓN PIURA.

JORGE LUIS LOSSIO

ANÁLISIS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN PRODUCCIÓN ELÉCTRICA:
ESTUDIO COMPARATIVO ENTRE ESPAÑA Y ARGENTINA

JORGE SILVA COLOMER, FERNANDO BLANCO SILVA, CARINA MAROTO, LIDIA B.
DONATO Y ALFONSO LÓPEZ DÍAZ

CARACTERIZACIONES FORZADAS EN MATERIA DE EFLUENTES:
PRECISIONES SOBRE LA NATURALEZA DE LAS AGUAS TURBINADAS DEL
PROCESO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

KARIM KAHATT, CECILIA AZERRAD Y BORIS PACHECO

SMART GRID EN EL PERÚ: RETOS Y FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO.

JAVIER ALEXANDER MURO ROSADO

ENERGÍA Y SUS DERIVADAS POLÍTICAS, ESTRATÉGICAS, TECNOLÓGICAS,
DE MERCADO Y SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL. UN SECTOR COMPLEJO.

JUAN IGNACIO SÁNCHEZ SANCHÍS

DE LA DESLOCALIZACIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO
INVERNADERO: LA INCIDENCIA DE LA POLÍTICA DE BIOCOMBUSTIBLES DE
LA UE EN EL CAMBIO DE USO INDIRECTO DE LA TIERRA (ILUCs).

SUSANA BORRÀS

REVISTA PERUANA DE ENERGÍA

REVISTA PERUANA DE ENERGÍA

- Diseño de Portada : Gabriel Gutt Rodríguez.
- Composición de Interiores : Tarea Asociación Gráfica Educativa
- Comité Editorial : Paul Sumar Gilt
Abel M. Venero Carrasco
- Apoyo Editorial : Marianne Denegri Hacking
Bruno Vega Nuñez

Esta revista se terminó de imprimir en diciembre de 2014, en los talleres de Tarea Asociación Gráfica Educativa - Lima.

ISSN 2307-0870

Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú N 2013-10554

Fondo Editorial Santiváñez Abogados
Santiváñez Abogados S.A.
Av. República de Colombia 791. Of. 602
Lima 27 - Perú

Índice

Presentación	7
Hidrocarburos	
Del copey a las energías alternativas: panorama histórico de las fuentes de energía en la Región Piura.	
Jorge Luis Lossio	11
Generación eléctrica	
Análisis de las energías renovables en producción eléctrica: estudio comparativo entre España y Argentina.	
Jorge Silva Colomer, Fernando Blanco Silva, Carina Maroto, Lidia B. Donato, y Alfonso López Díaz	61
Caracterizaciones forzadas en materia de efluentes: precisiones sobre la naturaleza de las aguas turbinadas del proceso de generación hidroeléctrica.	
Karim Kahatt, Cecilia Azerrad y Boris Pacheco	93
Transmisión eléctrica	
Smart Grid en el Perú: Retos y factores críticos de éxito.	
Javier Alexander Muro Rosado	117
Política energética	
Energía y sus derivadas políticas, estratégicas, tecnológicas, de mercado y sostenibilidad ambiental. Un sector complejo.	
Juan Ignacio Sánchez Sanchís	147
De la deslocalización de emisiones de gases de efecto invernadero: La incidencia de la política de biocombustibles de la UE en el cambio de uso indirecto de la tierra (ILUCs).	
Susana Borràs	173

Presentación

La *Revista Peruana de Energía* es la primera publicación académica peruana especializada en el sector energético, cuyo objetivo es analizar desde una perspectiva multidisciplinaria, los acontecimientos y temas más relevantes relacionados con dicho sector. Esta iniciativa viene permitiendo la integración de una comunidad internacional de profesionales, profesores y funcionarios de la industria quienes, a través de las investigaciones planteadas, vienen brindando alternativas a la regulación y a las prácticas vigentes lo cual se traduce, cada vez, en mayores niveles de competitividad en el sector.

Este cuarto número de la *Revista Peruana de Energía* incluye, entre sus artículos de debate y actualidad en el sector energético peruano e iberoamericano, un recuento histórico sobre las fuentes de energía en la Región Piura. De esta manera, la presente edición se suma a las celebraciones por el quincuagésimo aniversario del Estudio Santiváñez Abogados, fundado en Piura en 1964.

La *Revista Peruana de Energía* es la primera publicación presentada por el Fondo Editorial Santiváñez Abogados, constituido con el fin de financiar la difusión del conocimiento especializado en temas energéticos.

El Comité Editorial

HIDROCARBUROS

Del copey a las energías alternativas: Panorama histórico de las fuentes de energía en la Región Piura.

Jorge Luis Lossio

1. PRIMERA PARTE: La brea y otras fuentes de energía en la piura pre-hispánica y virreinal

1.1 El *copey*

A diferencia de la actualidad, los pobladores del antiguo Perú utilizaron los hidrocarburos como fuente de energía de forma limitada. Antes del encuentro con el mundo occidental, la principal fuente de energía para calentar los hogares o alumbrar las noches provino de la leña, obtenida principalmente de los algarrobales o arbustos que se formaban alrededor de los ríos. Otra fuente común de energía era la grasa de los animales, que en la Costa peruana se tomó principalmente de los lobos de mar y que fue usada como combustible en ceremonias rituales, para hacer brebajes en hechicerías y en ceremonias para los muertos.

Igualmente importante en tiempos pre-hispánicos fue el uso de la energía hidráulica. Por ejemplo, los mochicas fueron uno de los reinos de la Costa norte que tuvo mayor proyección y desarrollo tecnológico a partir del usufructo de la energía hidráulica, mostrándose expertos en el uso de canales, reservorios y acueductos. Hay que tomar en cuenta que una de las actividades económicas más importantes de los moches fue la agricultura. La base técnica de esta actividad fue un manejo hidráulico eficiente mediante el uso de canales que enlazaban valles ubicados a distancias relativamente lejanas respecto de los ríos utilizados. Todo esto ha llevado a señalar a los moches como los planificadores primigenios de obras de irrigación como la actual Chavimochic.¹

¹ Holmquist y Bellina (2010), pp. 54-55. La referencia completa de las notas a pie se desarrolla en la bibliografía.

Aunque la leña y la fuerza hidráulica constituyeron los pilares energéticos de las sociedades norteñas pre-hispánicas, algunas poblaciones ubicadas al norte del río Chira, en particular los Tallanes, usaron la brea. La brea era obtenida de afloraciones naturales, conocidas como “los manantiales de brea”, y usada para tareas rituales, como combustible y para la elaboración de recipientes de barro. Así lo refiere el naturalista José de Acosta, quien en su *Historia natural y moral de las Indias* (1590), una de las crónicas más ricas en descripciones sobre el uso de recursos naturales en el Perú pre-hispánico, señala que la brea era untada en la cara de los pobladores del norte peruano durante rituales religiosos. Según los cronistas españoles, los Tallanes, quienes fueron un conjunto de señoríos y curacazgos distribuidos a lo largo de la costa y valles del extremo norte del Perú y parte del Ecuador, estaban dentro de los reinos más opulentos del antiguo Perú. Aparentemente tuvieron su origen en el 500 o 600 d.C., siendo su época de esplendor durante el siglo XIII y XIV. Posteriormente serían anexados por los chimúes y a mediados del siglo XV fueron conquistados por el Inca Túpac Yupanqui.²

La estructura política tallán estaba constituida a la usanza de los señoríos del norte, es decir era un conglomerado de diversos reinos, los cuales todos juntos constituían una nación.³ Respecto de su estructura social, los Tallanes presentaban un sector nobiliario (señores de la tierra), otro sacerdotal y finalmente el pueblo. Al igual que los moches, el pueblo estaba organizado a partir de criterios de división laboral en donde la pesca ocupaba un lugar principal.⁴ Debe mencionarse también que los tallanes utilizaron los antiguos canales de riego construidos por sicanes, tecnología que les permitió expandir el terreno agrícola de los valles Alto y Medio Piura. Asimismo, utilizaron el agua del subsuelo como medio de riego de plantaciones ubicados en zonas alejadas de los ríos.⁵

Como señala el historiador Eduardo Torres, se denominaba entonces a la brea *copey*, término que los cronistas españoles rescataron en sus primeros encuentros con las poblaciones locales. Según los cronistas los nativos utilizaban el término *copey* para referirse a una sustancia pegajosa o a un betún que emanaba de los suelos sin que nadie lo buscara. El *copey* se usó

2 Regalado (2008), pp.32-33.

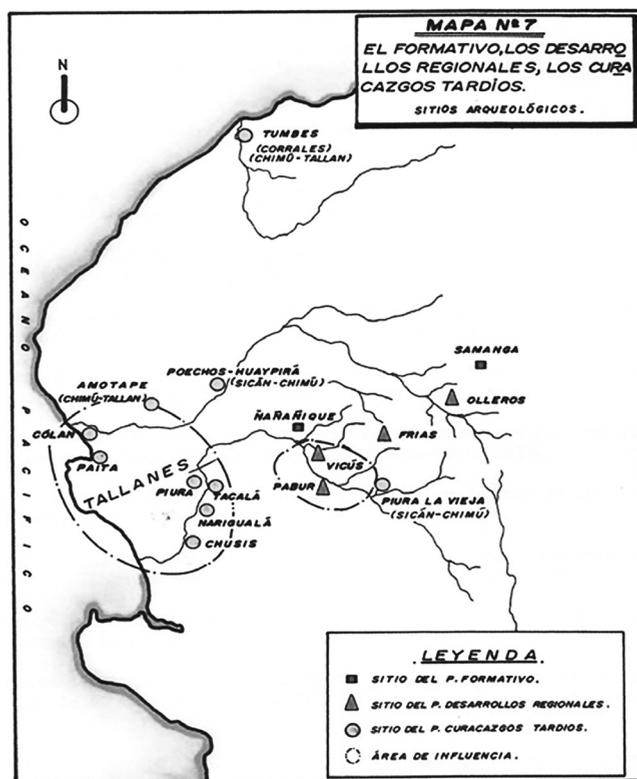
3 Velezmoro (2004), p. 83.

4 Velezmoro (2004), p. 43.

5 Velezmoro (2004), p. 43.

también en el norte peruano de forma medicinal, para curar heridas y evitar la posibilidad de infecciones. Algunos nativos lo utilizaban también para espantar a los mosquitos que en ciertas épocas del año, particularmente en verano, resultaban especialmente molestos.⁶

Según el científico José Eusebio Llano de Zapata, quien resultado de sus viajes por el Perú hacia mediados del siglo XVIII escribió unas *Memorias histórico, físicas, crítico, apologeticas de la América Meridional*, los indígenas utilizaban la breá como combustible para sus antorchas. Cuando los Incas conquistaron a los Tallanes llamó la atención de los invasores cusqueños la existencia de la breá. Notaron que la breá mezclada con arcilla se solidificaba y la usaron para bañar sus caminos. Posteriormente lo hallaron también útil los Incas para alumbrar ceremonias religiosas, reforzar sus vasijas y momificar a sus muertos.⁷



Tomado de *Historia de Piura* de José Antonio del Busto (director), 2004.

6 Torres (2008), p.78.

7 Torres (2008), p.78.

Es decir, aunque de forma limitada, los pobladores del antiguo Perú conocieron y utilizaron los hidrocarburos. En el siglo XVI se produjo la conquista hispana de los territorios americanos. Una de las consecuencias de este encuentro fue la casi desaparición de las poblaciones costeñas. Este colapso demográfico se dio tanto a partir del contacto biológico y la aparición de enfermedades frente a las cuales las poblaciones nativas no mostraban inmunidad, como producto de la violencia y las guerras de conquista. Liderados por Francisco Pizarro, los hispanos conquistaron el Imperio de los Incas e instalaron un sistema administrativo virreinal que modificó hábitos de vida y sistemas económicos con profundos impactos en las formas de uso de los recursos naturales. La brea adquirió una singular relevancia durante la era virreinal, cuando se empezó a demandar para el calafateo de los barcos y para revestir toneles de vino y aguardiente.

1.2 La brea en la era virreinal

Según lo referido por los cronistas españoles que estudiaron y escribieron sobre el Perú en los tiempos virreinales, los yacimientos más importantes de brea se localizaban en Santa Elena (al norte del Golfo de Guayaquil, actual Ecuador) y en las minas de Amotape (en la actual Piura). La abundancia del recurso puede desprenderse de la anécdota narrada por el naturalista José de Acosta, según el cual el fuerte olor de la brea que emanaba de Santa Elena servía de guía a los marineros durante los viajes nocturnos. Las minas de Amotape, nombre dado por la cercanía de un pueblo de indios del mismo nombre, se encontraban entonces dentro de la jurisdicción de la Intendencia de Trujillo. Como lo señala Pablo Macera en su *Historia del Petróleo Peruano*, las minas de Amotape comprendían un sector del desierto costero enclavado en las quebradas de Jaguelles, Muerto y Cerro Prieto y fueron descubiertas por los pescadores de Colán.⁸

Las breas de Amotape, como fueron conocidas durante la era virreinal, fueron explotadas inicialmente por un sistema de arrendatarios, siendo el primero de ellos el vecino de Piura Mateo de Urdapileta. Acusado de no entregar al Tesoro lo que correspondía por el alquiler de la mina, en 1739 la Corona entregó el arriendo al capitán y corregidor de Piura Víctorino Montero, quien pasó a pagar 1000 pesos anuales a la Corona por la explotación de las breas frente a los 80 pesos que pagaba su antecesor. A la muerte de Víctorino Montero se entregó el arriendo a Francisco de las Heras.

8 Macera (1963), pp.1-35.

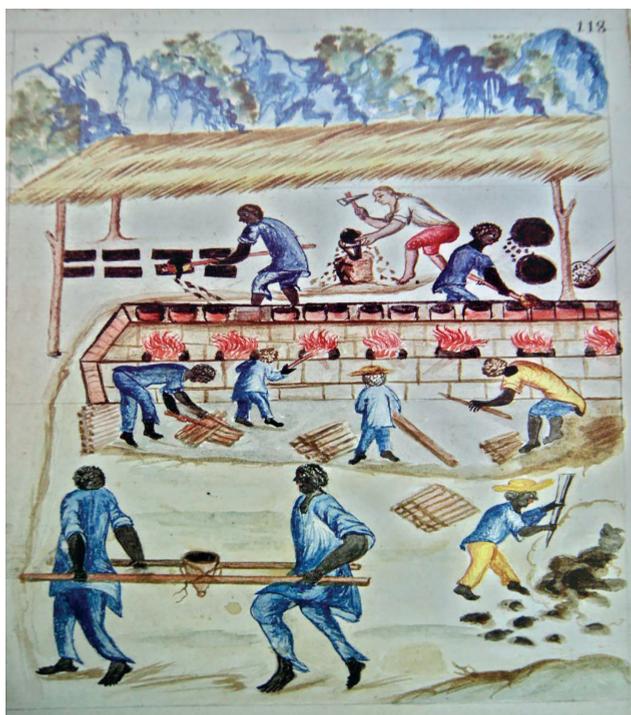
Aunque el recurso era abundante, un problema que confrontaron los arrendatarios de Amotape fue la escasez de mano de obra. Hay que recordar que la Costa norte había quedado casi totalmente despoblada tras la conquista española, por lo que los arrendatarios de Amotape recurrieron a los esclavos africanos. Entonces la explotación de la brea era poco sofisticada, no requería de mayor maquinaria y más bien se basaba en el esfuerzo humano. Como señala Pablo Macera, para la extracción del copé se abría, con barreta y lampa, pozos de 50 y 100 varas de largo y 2 o 3 varas de profundidad. La brea que brotaba de las paredes venía mezclada con agua sulfurosa, por lo cual había que esperar a que se evaporara. La brea era luego conducida a grandes tinajones de barro provenientes de Catacaos que eran colocados en zanjales donde el copé hervía hasta formar una melcocha que era envasada en petacas y trasladada al puerto de Paita. Desde Paita se embarcaba al Callao, se almacenaba en Bellavista y se distribuía al resto del virreinato.⁹

Durante la era virreinal se usó la brea para el calafateo de las embarcaciones que entonces eran de madera. Este proceso consistía en introducir entre cada dos tablas estopa y brea, de manera que se evitaba la entrada de agua por las rendijas que quedan entre los tablones. Como señala Torres, el maestro calafate tenía una enorme responsabilidad dentro de la tripulación de un galeón y en todo momento debía estar al tanto de las juntas del casco y la cubierta, inspeccionando al menos dos veces al día el calafateado. Era una profesión respetada dentro de la sociedad virreinal por las habilidades que requería y las responsabilidades asumidas. En alta mar los marineros viajaban con el temor que la brea que se usaba para el calafateo podría incendiarse a bordo destruyendo la embarcación, por ello se cuidaba de forma especial que ningún elemento combustible pudiera hacer contacto con la brea almacenada.

El segundo uso principal de la brea durante la era virreinal fue para barnizar el interior de las botijas de los aguardientes del sur peruano, a fin de lograr una mejor conservación. Dada la magnitud e importancia del negocio del vino y el aguardiente y la producción masiva de toneles que se usaban para distribuir estas bebidas no debe sorprender el valor creciente que adquirió la brea, al punto de impulsar a la monarquía a monopolizar su venta.¹⁰

9 Macera (1963), pp.1-35.

10 Torres (2008), p.78.



Diversas etapas de la producción de la brea en la mina de Cerro Prieto de Amotape.
Lámina del Obispo de Trujillo Baltasar Jaime Martínez de Compañón (1782).

1.3 Las breas de Amotape en el tránsito del virreinato a la república

La mayor demanda de la brea hizo que su precio se incrementara y que la monarquía buscara sacarle el mayor provecho económico posible. Hacia fines del siglo XVIII, las reservas de brea del cerro de Amotape y de Santa Elena pasaron a manos del Rey de España por decreto del 24 de noviembre de 1781 y se creó el Estanco de la Brea. La idea de crear el Estanco fue del riguroso y controvertido Visitador José Antonio de Areche, quien en sus viajes de control administrativo por el virreinato peruano dio cuenta de las corrupciones que giraban en torno a la explotación de la brea por los arrendatarios privados. Propuso entonces que el Estado monopolizara las reservas de la brea y ofreciera su comercialización al mejor postor.

Según lo ha rescatado Macera, los asentistas que manejaron la comercialización de la brea en el norte peruano a partir del Estanco fueron: el comerciante José Rodríguez; seguido del comerciante guayaquileño José Antonio Rocafuerte y finalmente el capitán Cristóbal de la Cruz. Debe decirse que la creación de

un estanco no evitó las corruptelas, y mientras el Estado virreinal presionaba para obtener la mayor rentabilidad económica posible, los asentistas vieron la forma de incrementar sus ganancias mediante diversas argucias, otorgando por ejemplo menos brea de la que era pagada por su clientela.¹¹

Aunque la brea gozó de un valor considerable, no fue en lo absoluto la principal fuente de energía para los hogares o las industrias en tiempos virreinales. Como en tiempos pre-hispánicos la principal fuente de energía en la Región Piura fue la leña. De hecho, al momento de fundar ciudades, los españoles tomaban en cuenta la calidad de las tierras, el clima, presencia de ríos o manantiales que abastecieran de agua y acceso a bosques para proveerse de leña. La leña se usaba para la dar lumbre en los hogares, cocinar y hervir agua, y era el combustible privilegiado en la industria del pan, azúcar y obrajes.

Lograda la Independencia el Estado peruano, a sugerencia del Libertador Simón Bolívar, por Ley del 5 de marzo de 1825, dispuso que las deudas contraídas por particulares durante las Guerras de Independencia fueran pagadas mediante la concesión de haciendas y minas. Fue una decisión pragmática frente a una realidad de arcas vacías tras más de una década de guerras y revoluciones. Antonio de la Quintana, acreedor del Estado peruano al haber contribuido financieramente con cinco mil pesos en las guerras de Independencia, reclamó “la mina de brea o betún de Amotape” situada en Cerro Prieto. Por decreto del 22 de setiembre de 1826, se le adjudicó la misma sirviendo para cancelar de forma total la deuda que el Estado peruano tenía con de la Quintana.¹²

En décadas siguientes la mina de Amotape cambió varias veces de mano. En 1827, José de Lama, dueño de la hacienda Máncora compró a Antonio de la Quintana “la mina de La Brea”. En 1857, Josefina de Lama heredó la propiedad y desde entonces pasó a conocerse como la Hacienda de La Brea y Pariñas (al unirse en una sola propiedad con otras tierras adyacentes). Al morir Josefina de Lama la propiedad pasó a Juan Helguero e hijos, uno de los cuales, Genaro Helguero, a la par Congresista de la Nación, compró la propiedad a su padre y hermanos quedando como único dueño.

Al quedar como único dueño, Genaro Helguero reclamó propiedad al Estado peruano sobre sobre el suelo y subsuelo de los minerales de La Brea y Pariñas y declaró que la Ley Minera de 1877, que determinaba el pago de

11 Torres (2008), p.78.

12 Valdizán (2013).

impuestos de superficie, no podía aplicarse a su propiedad por ser ésta una regalía y no una concesión. Asimismo, señaló que la propiedad se extendía más allá del área fijada por Bolívar e incluía el depósito de Negritos. El entonces fiscal de la Nación, Manuel María Gálvez, reconoció la inscripción de la mina de Helguero pero bajo la Ley Minera de 1877, es decir, pagando impuestos sobre la superficie. Esto dio inicio a una larga disputa con respecto al régimen legal y de pago de impuestos que debía seguir La Brea y Pariñas. Debe señalarse también que el Estado peruano no prestó mayor atención ni procuró solucionar la disputa sino hasta décadas después cuando el petróleo se convirtió en uno de los recursos más demandados a nivel global.¹³

2. SEGUNDA PARTE. Del copey al oro negro: el petróleo y otras fuentes de energía durante la primera centuria republicana (1821-1914)

2.1 Industrialización y querosene en la segunda mitad del siglo XIX

Hacia mediados del siglo XIX el interés global por el querosene generó un mayor interés local por las posibilidades de la explotación petrolera en el norte del Perú. El paso de una explotación petrolera artesanal a una más industrial se produjo por el valor que adquirió el querosene como insumo de combustión para los faroles en las ciudades. Desde mediados del siglo XIX se produjo en Europa y Norteamérica un crecimiento acelerado de las ciudades producto de la Revolución Industrial, y con ello una mayor demanda de energía. El querosene o “luz del siglo”, como se le conocía entonces, demostró ser más eficiente que los aceites vegetales, animales y otros combustibles químicos que se usaban para el alumbrado público, lo cual alentó entre el empresariado norteamericano una búsqueda global por fuentes de petróleo.¹⁴

Esta mayor demanda global del petróleo impulsó los inicios de la extracción moderna de petróleo en el Perú. En la década de 1860, en el distrito de Zorritos en Tumbes, se perforó el primer pozo industrial para extraer petróleo en Latinoamérica y el segundo en el mundo. Esto se hizo sólo cuatro años después que el coronel Edwin Drake aplicara esta misma técnica por primera vez a la búsqueda del petróleo en Pennsylvania Estados Unidos,

13 Aranda (1998).

14 Millones (2008), pp.87-100.

fuelle primera y principal de petróleo antes del descubrimiento de grandes yacimientos en Texas.

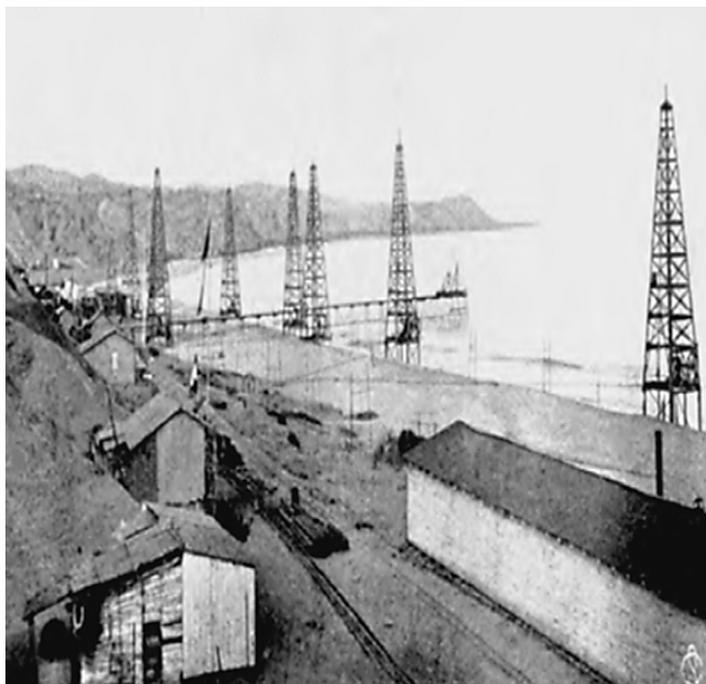
Como señala Iván Millones, ante la mayor demanda global por petróleo, el peruano Diego de Lama, propietario de la hacienda Máncora, se asoció con Alexander Rudens, cónsul estadounidense en Paita, para explorar la costa norte en busca del oro negro. De Lama y Rudens enviaron muestras del petróleo hallado en Zorritos a laboratorios de los Estados Unidos, donde se demostró que el mismo era apto para la producción de querosene. Se les unió luego el ingeniero estadounidense E. A. Prentice, quien eligió el sitio para la perforación y las técnicas para hacerlo: un área al sur de la Bahía de La Cruz, en la bocanoma de la quebrada de Tucillal. Se perforó un pozo de 25 metros de profundidad que en sus inicios producía alrededor de 2.500 galones por día y aunque el crudo se refinaba en Zorritos, casi toda la producción de querosene era llevada a Lima.¹⁵

Una figura importante en los inicios de la industria del petróleo en Zorritos fue la de Faustino Piaggio, inmigrante genovés que llegó al Callao en la década de 1860 en busca de fortuna. Aunque empezó como asistente en una tienda de abarrotes, su empuje, visión empresarial y un contexto favorable a los emprendedores como lo fue la Era del Guano, hicieron que pocos años después de llegado al Perú tuviera inversiones en banca, cerveceras, minas de salitre y negocios inmobiliarios. Se adaptó rápidamente al país y en el contexto de la Guerra del Pacífico integró los cuerpos de voluntarios para la defensa de Lima. Tras la Guerra contra Chile, un contexto durísimo para la economía nacional por la destrucción del aparato productivo y la infraestructura de caminos y ferrocarriles, incursionó en la industria petrolera y en 1884 formó el Establecimiento Industrial de Petróleo de Zorritos iniciando la explotación y comercialización de petróleo a gran escala en el país.

A fines del siglo XIX, la refinería de Zorritos cobró notoriedad por la calidad del petróleo refinado, el querosene y productos derivados como la gasolina, bencina y aceite lubricante. Ubicados a pocos metros del mar, los yacimientos de Zorritos fueron los más importantes del país en la primera década del siglo XX, en gran medida gracias al empuje del genovés Piaggio, también conocido como “el Rockefeller peruano”.¹⁶

15 Millones (2008), pp.87-100.

16 Flores (2008), pp.101-130.



Pozos petroleros en Zorritos a mediados del siglo XX (Tumbes)

2.2 El oro negro

El creciente interés a fines del siglo XIX por el oro negro se puede apreciar en el mayor número de empresarios interesados por explotarlo. Hacia la década de 1870, el neoyorquino Henry Meiggs, magnate de los ferrocarriles, encontró petróleo en la caleta de Negritos. A su muerte las instalaciones petroleras de Negritos pasaron a la empresa J.B. Mulloy y Cía, que fueron bombardeadas y destruidas durante la Guerra del Pacífico por el buque chileno *Amazonas*. Tras la Guerra del Pacífico, Negritos pasó a manos de Genaro Helguero y se circunscribió dentro de la explotación de La Brea y Pariñas. Otro actor interesado en el sector energético petrolero fue el almirante Miguel Grau, quien apoyó como Diputado por Paita los esfuerzos de Miguel Manzanares para la explotación de petróleo en el desierto de Sechura. Lamentablemente, la Guerra del Pacífico, con la consiguiente muerte de Grau, puso fin a dichos esfuerzos iniciales.¹⁷ En Lobitos desde 1903 la Peruvian Petroleum Syndicate obtuvo 170 pertenencias entre Cabo Blanco y Punta Capullana.

¹⁷ Flores (2008), p.110.

En 1908 comenzó a trabajar la Lobitos Oilfield Limited fundada en Londres, popularmente conocida como La Lobitos, que instaló un castillo de 76 pies de altura, una perforadora, un caldero sobre ruedas y un motor portátil a vapor.

El interés por el petróleo a nivel global empezó a desarrollarse con mayor notoriedad a partir de fines del siglo XIX y primeras décadas del siglo XX, en parte impulsado por el crecimiento urbano, la revolución de los automóviles de Henry Ford y la segunda Revolución Industrial. Desde inicios del siglo XX, el uso del automóvil empezó a imponerse como el principal medio de transporte en el creciente mundo urbano europeo y norteamericano, lo que abrió un mercado enorme a la gasolina. Junto a la creciente demanda por gasolina, las industrias en todo el mundo empezaron a demandar petróleo y derivados para sus calderas en un contexto de expansión acelerada de fábricas y producción industrial en el mundo desarrollado.

La Primera Guerra Mundial, que involucró a millones de combatientes y el uso de autos, motos, tanques y barcos de guerra, contribuyó también a elevar la demanda por gasolina y a posicionar al petróleo como un recurso estratégico desde el punto de vista de la seguridad nacional. Se empezó a hablar entonces del oro negro y las posibilidades infinitas que ofrecía el petróleo como fuente de recursos fiscales para los Estados y de oportunidad de riqueza personal para aquellos con espíritu emprendedor.

En el Perú, esta demanda global por petróleo coincidió con un interés renovado por conocer, mapear y explotar los recursos minerales que existían en el país como forma de compensar las pérdidas territoriales tras la derrota en la Guerra con Chile. Entre fines del siglo XIX y primeras décadas del siglo XX, se desarrolló una ardua labor científica de exploración para detectar posibles fuentes de riqueza mineral. El Estado peruano creó la Sociedad Geográfica de Lima (1888), se empezaron a publicar boletines científicos como el *Boletín de la Sociedad Geográfica de Lima* y el *Boletín de Minas, Industria y Construcciones de la Escuela de Ingenieros*, que incluían artículos sobre el petróleo; se comisionaron científicos para explorar la costa norte y reconocer zonas petrolíferas; y se publicaron las obras de Antonio Raimondi, que permitieron un mejor conocimiento general del territorio peruano. En su obra *Minerales del Perú*, Raimondi dio cuenta de cómo crecía el interés por el petróleo hacia fines del siglo XIX, hallándosele en abundancia en la costa norte peruana. Estudios científicos ordenados por la Escuela de Ingenieros entre fines del siglo XIX e inicios del siglo XX, demostraron que existía

petróleo también en otras regiones del país, como por ejemplo en la selva de Cusco, en los alrededores del lago Titicaca y en la Amazonía.¹⁸

Debe decirse que durante la República Aristocrática, 1899-1919, se estableció un modelo económico que apostó por la exportación diversificada de materias primas y la llegada de inversiones extranjeras. Asimismo, se buscó ordenar una confusa legislación minera que databa de tiempos virreinales con el fin de salvaguardar los intereses del Estado en relación a sus riquezas minerales. En abril de 1873, se expidió la primera Ley del Petróleo, que buscó fomentar su producción y ordenó su cateo y denuncias.¹⁹

En 1897, la recién creada Sociedad Nacional de Minería elaboró un Código de Minería que fue aprobado después de mucho debate por el Congreso del Perú en julio de 1900. Central a dichos esfuerzos por normar y ordenar el negocio del petróleo, fue el ingeniero polaco Eduardo de Habich, quien además logró consignar un reglamento que tomaba en cuenta las particularidades del petróleo frente a otras actividades mineras. Este ordenamiento no impidió, sin embargo, dimes y diretes entre el Estado y las compañías petroleras respecto al pago de impuestos y propiedad del subsuelo. Esos debates marcaron también la vida política del país a lo largo de la primera mitad del siglo XX.

2.3 Energía eléctrica y eólica en la primera mitad del siglo XX

Aunque el petróleo se convirtió en el producto de mayor demanda en el norte del país hacia inicios del siglo XX, otras fuentes de energía siguieron aprovechándose. Condicionados por la tiranía de la naturaleza, los piuranos –y sus antepasados- han tenido que hacer frente a una geografía, en donde el desierto y la escasez de agua constituyen el paisaje preponderante. El ritmo irregular de sus ríos les ha terminado por enseñar que el conocimiento empírico de los vaivenes fluviales no es suficiente a la hora de afrontar el riego de sus plantaciones. Desde tiempos inmemoriales los piuranos se han valido de canales y pozas para mitigar las sequías inoportunas de los veranos norteños.

En la Costa norte el agua ha sido principalmente racionalizada a través de proyectos de irrigación. Tenemos como muestra de la pericia regional las obras de ingeniería prehispánicas realizadas por los moches y sus coetáneos.

18 Orrego (2008), pp.131-168.

19 Millones (2008), pp.87-100.

Siglos después, la tiranía de la naturaleza marcó el desarrollo agrario de Piura, cuando a finales del siglo XVIII las recurrentes sequías terminaron por agravar la crisis de las haciendas coloniales²⁰. Crisis preocupante además si se tiene en cuenta que, para mediados del siglo XVIII, Piura se había erigido como el centro comercial más importante de la costa norte peruana. Así como la región que articulaba la economía proveniente del actual Ecuador y del resto del Virreinato peruano.

Tendrían que pasar casi cincuenta años para que Piura volviera a tener el rol protagónico que el agua, su antigua aliada, les había despojado. En 1860, otra crisis, la de las plantaciones algodonerías del sur de Estados Unidos, alentaron el inicio del boom del algodón piurano que terminaría por reconfigurar la actividad económica de la región, que fue de una economía mixta (agricultura y ganadería) a erigirse en una gran plantación regional eficiente²¹. La creciente demanda mundial por el algodón piurano llamó la atención de capitalistas tanto peruanos como extranjeros. La llegada del capital foráneo trae además consigo la prédica industrial de la época: el deseo por la tecnificación del cultivo algodonerío. Para asegurarse una producción eficiente, los algodoneros necesitaron hacerse de sistemas de riego adecuadamente organizados. Así utilizaron al máximo lo que los ríos Piura y Chira les proveían²².

El deseo por la tecnificación de la agricultura piurana terminaría por impulsar el uso del vapor como fuente de energía. Como señala Gleydi Sullón, la instalación de bombas de vapor hacia mediados del siglo XIX sirvió básicamente para el traslado del agua desde los márgenes de los ríos hasta las plantaciones de algodón²³. Aunque canales como los que unían la Hacienda *Sol* con el Río Seco constituyeron extraordinarios ejemplos de ingeniería industrial, hay que señalar que éstas no deben eclipsar las obras de ingeniería decimonónicas que, aunque modestas, fueron las iniciadoras de estas obras más sofisticadas. Los canales desarrollados por los hacendados de Chapairá, Parales, Malinguitas, entre otras, reflejan no sólo el complicado proceso de descentralización en el Perú, sino además el poder que progresivamente fueron adquiriendo los terratenientes de la costa norte entre finales del siglo XIX y principios del XX²⁴.

20 Elías Larneque (2004), p.290.

21 Sullón Barreto (2004), p. 425.

22 Sullón Barreto (2004), p. 425.

23 Sullón Barreto (2004), pp. 425-426.

24 Seminario Ojeda (1995), p.191.

Luego del terremoto que azotó Piura en 1912, las autoridades municipales decidieron darle un nuevo rostro a su ciudad. Así, gran parte de la arquitectura piurana fue modernizada siguiendo los cánones del urbanismo modernista de la época. Ejemplo de la modernización piurana fue la llegada del cine en 1914. El conocido *Cine Edén* fue regentado por el empresario nacional Edmundo Seminario Aramburú, quien en un empeño sin precedentes no sólo trajo el séptimo arte a una provincia desprovista de espectáculos de tal magnitud, sino que lo hizo en una ciudad a oscuras, sin provisión eléctrica. El *Edén* funcionaba como algunos de los negocios de la región, que tenían un pequeño grupo electrógeno en sus interiores. Debe decirse que el suministro energético provisto por grupos electrógenos ya era usado por algunos comerciantes o familias adineradas de la región.

La falta de suministro eléctrico en Piura a inicios del siglo XX era un impedimento para el desarrollo económico de la ciudad. A mediados del siglo XIX, la falta de iluminación artificial durante las noches era considerada una de las principales razones de la inseguridad ciudadana en una región en donde el bandolerismo y la delincuencia comenzaron a asolar con mayor fuerza. En aquellos años, la iluminación nocturna era constituida por pequeños faroles que funcionaban a base de querosene. Aunque en 1874, se convocó a una licitación para alumbrar públicamente la ciudad de Piura, se tiene registro que en 1914 todavía se seguían usando los vetustos faroles. Tendrían que pasar cinco años para la esperada electrificación de Piura, cuando en enero de 1919 se inauguró el servicio de alumbrado eléctrico, progreso en parte asociado al crecimiento de la región por la creciente explotación petrolera.²⁵

Otra fuente de energía poco explotada en la región fue la que proveen los fuertes vientos que caracterizan al litoral costero. En un reciente estudio del Ministerio de Energía y Minas se señala que las zonas que colindan con el mar de Grau se caracterizan por ser las de “mayor potencial para la energía eólica debido a la fuerte influencia del Océano Pacífico y la Cordillera de los Andes”²⁶. Aunque no quedan vestigios de que los antiguos piuranos hayan utilizado la potencia del viento para sus actividades, lo cierto es que es bastante probable que durante el virreinato les haya servido como energía para sus molinos u otros enseres. En décadas recientes, se ha intentado racionalizar esta energía desaprovechada con aerogeneradores en la zona de Yacila.

25 Sullón (2004), pp. 416-419.

26 Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (2013), p.2.

3. TERCERA PARTE. El arribo de la International Petroleum Company (IPC) y la politización del petróleo durante el siglo XX

3.1 La Brea y Pariñas

La Brea y Pariñas ha marcado un hito en la historia del petróleo en el Perú. No sólo por su historia pre-hispánica o por las riquezas generadas, sino por sobre todo por haberse convertido en el imaginario peruano en un símbolo de la lucha contra el imperialismo económico de las corporaciones norteamericanas. Lo que ocurrió con La Brea y Pariñas hacia fines del siglo XIX, específicamente hacia el año de 1888, es que Genaro Helguero la vendió a un consorcio de empresarios ingleses representado por Herbert Wilkin Tweddle por 18,000 libras esterlinas. Tweddle a su vez vendió la mitad de la misma a otro grupo de inversionistas londinenses, representados por William Keswic, venta que incluía suelo y subsuelo, por 30,000 libras esterlinas. Como señala el historiador Enrique Flores, un año más tarde, en 1889, Teddle y Keswick cedieron La Brea y Pariñas en arrendamiento a la London and Pacific Petroleum Company (LPPC) para depositar, extraer, refinar y trasladar el petróleo a cambio de una cuarta parte del petróleo crudo extraído.

El centro de la London and Pacific Petroleum Company se estableció en Negritos y las casas para los trabajadores en Talara y Paita. Para fines del siglo XIX, la LPPC contaba con nueve pozos que producían alrededor de 300,000 litros de crudo por día. Los pozos eran hechos por medio de la perforación por barreno y la succión se realizaba por tubos metálicos. Se usaban estructuras de madera para la contención del petróleo, torres cuadradas de madera de poco menos de veinte metros de alto que empezaron a formar parte del paisaje de Talara.

En este contexto, la Standard Oil, urgida de yacimientos de petróleo para cubrir la creciente demanda de China, fijó sus ojos hacia Piura. Walter Teagle, ejecutivo de la Standard Oil, recomendó la compra de la London and Pacific Petroleum Company utilizando para ello a la filial canadiense de la Standard, la Imperial Oil. En 1914, se formó la International Petroleum Company (IPC), bajo legislación canadiense, como compañía de acciones generales para todas las operaciones de la Standard en América Latina. Así, La Brea y Pariñas pasó a manos de la IPC, subsidiaria de la poderosa Standard Oil Company propiedad del multimillonario John D. Rockefeller.

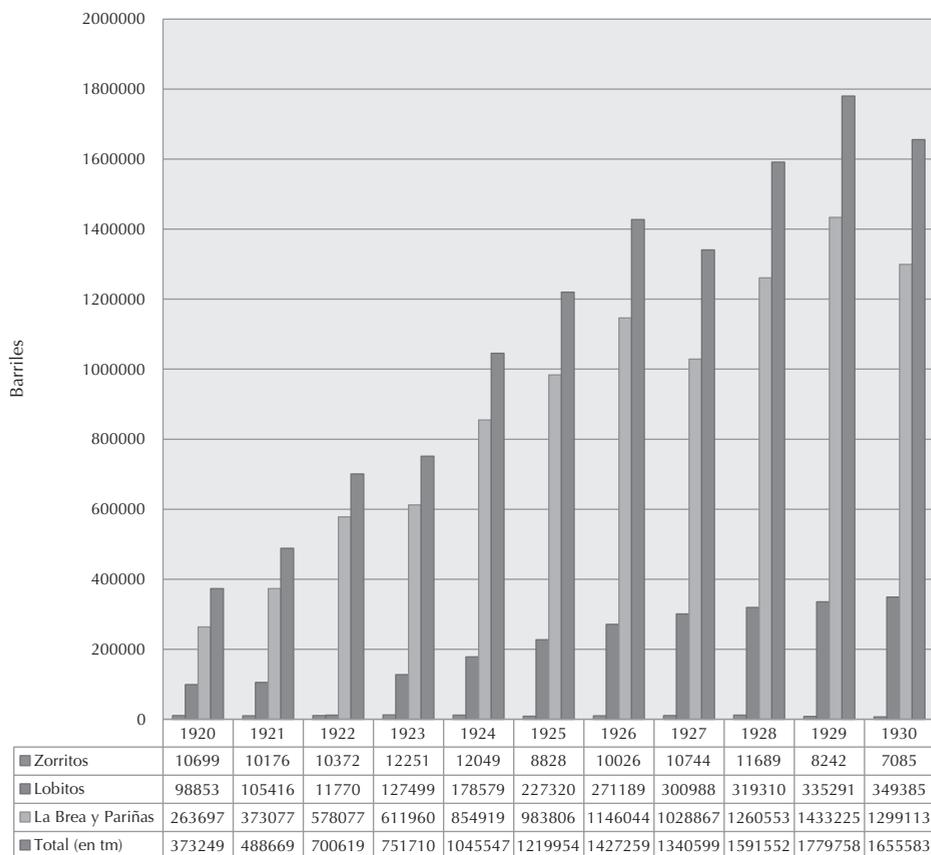
La historia del petróleo está irreversiblemente asociada a la figura de Rockefeller. Cuando tenía veinte años de edad invirtió junto a dos socios cuatro mil dólares para construir una refinería de petróleo en Cleveland, Ohio, inversión que resultó sumamente rentable. Pocos años después, con un capital acumulado de un millón de dólares y convencido que el petróleo podía generarle una enorme riqueza, decidió formar la Standard Oil Company. Empezó entonces una agresiva política de expandir el negocio del refinamiento, tanto en la Costa Oeste como Este de los Estados Unidos, reorganizó la logística del transporte del petróleo colocando las refinerías cerca de las estaciones de ferrocarril y estableciendo contratos con las compañías ferrocarrileras para adecuar tanques petroleros que permitieran abaratar los costos del transporte.

Hacia fines del siglo XIX, la Standard Oil de Rockefeller había logrado absorber o sacar del negocio a la mayoría de sus competidores y manejaba casi monopolícamente el negocio del petróleo en los Estados Unidos, lo que le valió una serie de disputas legales y la dación de leyes anti-trust. Con una visión profética sobre las posibilidades del negocio petrolero y sus agresivas tácticas de expansión, Rockefeller se convirtió en el hombre más rico del mundo y en la figura más emblemática del mundo corporativo norteamericano. Las inversiones de Rockefeller tuvieron un enorme impacto regional. La IPC invirtió enormes cantidades de dinero en tecnificar los sistemas de perforación y explotación petrolera en el norte del país. Se construyó una nueva planta refinadora (que incrementó la capacidad de 3,000 a 15,000 barriles diarios), se instalaron torres de fraccionamiento y se construyeron unidades de craqueo.

La modernización de Talara hizo que la producción de petróleo se incremente de 8,000 barriles al año en 1890, a 200,000 en 1915 a 10'000,000 en 1930. La participación de estos yacimientos en la producción total aumentó de 50% en la década de 1890, a 63% en la de 1900, a 80% en la de 1920, a 83% en la de 1930. Si en 1915 el valor de las exportaciones de petróleo representó el 10% de las exportaciones totales peruanas, en 1930 llegaron a representar el 30%.²⁷

27 Orrego (2008), pp.131-168.

Producción de petróleo crudo, 1920 - 1930



3.2. El estado peruano y la IPC: una historia de desencuentros

La historia de la IPC fue desde sus inicios una historia de encuentros y desencuentros con el Estado peruano. Hubo por ejemplo muchas críticas al modelo de negocio empleado por la IPC. Se le acusó de haber creado una economía de enclave, donde los yacimientos peruanos eran explotados por una compañía extranjera utilizando tecnología norteamericana, con mano de obra calificada foránea cuyas ganancias se iban en su mayoría al exterior. Es decir, se cuestionó lo poco que quedaba para el país al ser un sector que casi no se conectaba con otras áreas de la economía peruana y donde las decisiones importantes de inversión no eran tomadas dentro del país. Esto en un contexto de crecientes críticas al 'imperialismo económico norteamericano' y al creciente poder global de sus corporaciones.

Debe recordarse que tras la Revolución Rusa de 1917, empezó una expansión global de partidos de inspiración marxista, que reclamaban un mayor rol del Estado en la economía y la nacionalización de las empresas extranjeras, particularmente las dedicadas a minería y petróleo. La Revolución Mexicana, que llevó a la expropiación estatal de los yacimientos y negocios petroleros manejados por norteamericanos, generó temor entre las empresas petroleras respecto a una posible ola de estatizaciones en América Latina. En el Perú esto generó la preocupación de la IPC, más aún cuando existían problemas no resueltos con el Estado peruano por impuestos no pagados que se arrastraban desde fines del siglo XIX.

En diciembre de 1911, el ingeniero peruano Ricardo Deustua presentó una denuncia ante la Presidencia de la República manifestando que la London and Pacific Petroleum Company estaba operando en un territorio 7,000 veces mayor de lo que declaraba al fisco. Es decir, que no operaba sobre 40 hectáreas según declaraba, sino sobre 166,000 hectáreas. La LPPC señaló en su defensa que compró las propiedades de buena fe y que las autoridades de Paita habían avalado la concesión. Tras un proceso administrativo que duró cuatro años, en 1915 el Estado peruano ordenó que la LPPC pagase una obligación tributaria de 1.248.420 soles (600,000 dólares) anuales en lugar de los 300 soles que había estado pagando. El tema se complicaba aún más por el hecho que las operaciones en La Brea y Pariña ya estaban a cargo de la IPC. Frente a las exigencias del Estado peruano, la IPC apeló a la presión diplomática.

En su condición de empresa canadiense la IPC solicitó la protección del Gobierno Británico, mientras que la Standard Oil pidió la intervención del Departamento de Estado de los Estados Unidos, países que demandaron al Estado peruano anular lo decretado. Amenazaron también con paralizar las inversiones en el Perú y aparecieron editoriales en el *New York Times* y otros diarios estadounidenses defendiendo la postura de la IPC de no pagar dichos impuestos. La tensión llegó a tal punto que hacia 1917 se escuchaban fuertes rumores de expropiación de los yacimientos petroleros por parte del Estado peruano y de intervención del gobierno canadiense para defender los mismos.²⁸

Aunque la opinión pública peruana se indignó contra la IPC, el Estado aceptó un laudo arbitral internacional. Sin embargo, mientras el laudo seguía su

28 Orrego (2008), pp.131-168.

camino, el presidente Augusto B. Leguía, interesado en fomentar las inversiones británicas y norteamericanas, accedió a firmar un acuerdo con el embajador británico en el Perú que resultó muy favorable a los intereses de la empresa norteamericana. El acuerdo estipulaba, entre otras cosas, que la propiedad de La Brea y Pariñas abarcaba el suelo y subsuelo; liberaba a la IPC de pagar por cincuenta años los impuestos del canon de producción, regalías y otros impuestos; y liberaba por veinte años de impuestos a la exportación de los derivados del petróleo.

El Tribunal de Arbitraje, conformado por el Presidente de la Corte Federal de la Confederación Helvética (Suiza), el árbitro del gobierno peruano y el árbitro del gobierno británico, reunido en París en abril de 1922, ratificó lo establecido por este acuerdo firmado entre el gobierno de Leguía y el embajador británico.²⁹ Esta decisión generó indignación pública y el Congreso Peruano se negó a ratificar el mismo. La IPC, por su parte, consideró el tema cerrado.

3.3 El auge petrolero en la década de 1930

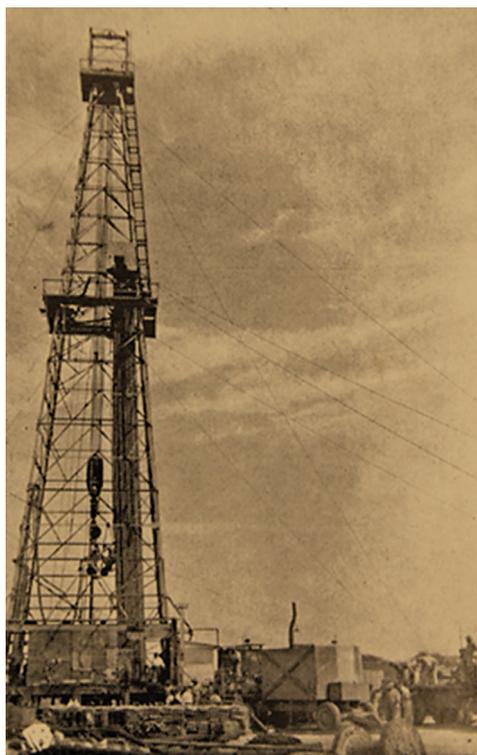
En octubre de 1929 se produjo el Crack de Wall Street, lo que dio inicio a la Gran Depresión, una de las peores crisis que ha sufrido el capitalismo global. Aunque la crisis norteamericana se sintió en el Perú, algunas de nuestras exportaciones más bien se elevaron, como fue el caso del petróleo. La IPC, que se convirtió en la empresa petrolera más importante del país, elevó su producción de 26,800 barriles diarios en 1925 a 41,300 barriles en 1936 (con retornos de casi el 100%). La elevada producción fue resultado tanto del interés de la empresa por aprovechar los beneficios tributarios obtenidos como de la introducción de nuevas tecnologías como el *gas lift*, que consistía en inyectar gas a fuerte presión. Se modernizó también la refinería de Talara que desarrolló capacidad para tratar 16,000 barriles de petróleo crudo diarios, y se construyó una destilería para la producción de lubricantes y una planta para la manufactura de asfalto. Para fines de la década de 1930, la IPC empleaba en Talara a más de 4,000 personas.

En los 1930s operaba también la Lobitos Oil Fields al norte de Paita, que se dedicó exclusivamente a la explotación del petróleo crudo y la Sociedad Comercial Piaggio en Zorritos, que fue comprada por el Estado peruano

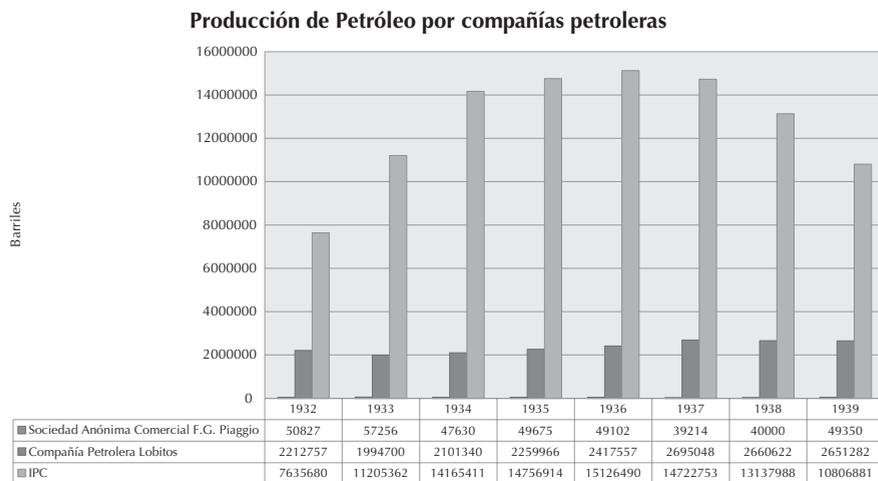
29 Orrego (2008), pp. 131-168.

en 1939. Como señala el historiador Emilio Candela, en la década de los 1930s el Estado peruano empezó a mostrar mayor interés por participar del negocio petrolero. En 1934 se creó el Departamento de Petróleo del Cuerpo de Ingenieros de Minas conformada por un ingeniero jefe, un geólogo, un ingeniero ayudante, un auxiliar, un administrador de campamentos y una mecanógrafa.

Los objetivos del Departamento fueron básicamente dos: explorar en busca de nuevas reservas petrolíferas y desarrollar infraestructura estatal capaz de manufacturar y refinar el petróleo. En 1939, con el objeto de ampliar la participación estatal en el mercado del petróleo se dispuso la expropiación de la empresa de Piaggio (se compró por 3 millones de soles) y la formación de una empresa estatal dedicada a manejar los yacimientos de Zorritos, la Empresa Petrolera Fiscal (EPF), antecesora de lo que luego sería Petroperú. Muchos de los esfuerzos de los años treinta se frenaron en el contexto de la Segunda Guerra Mundial.



Torre propia del paisaje de Talara. Tomado de Revista Fanal. N 3 (1945)



Fuente: Perú en Cifras, 1945. Cuadro: elaboración propia

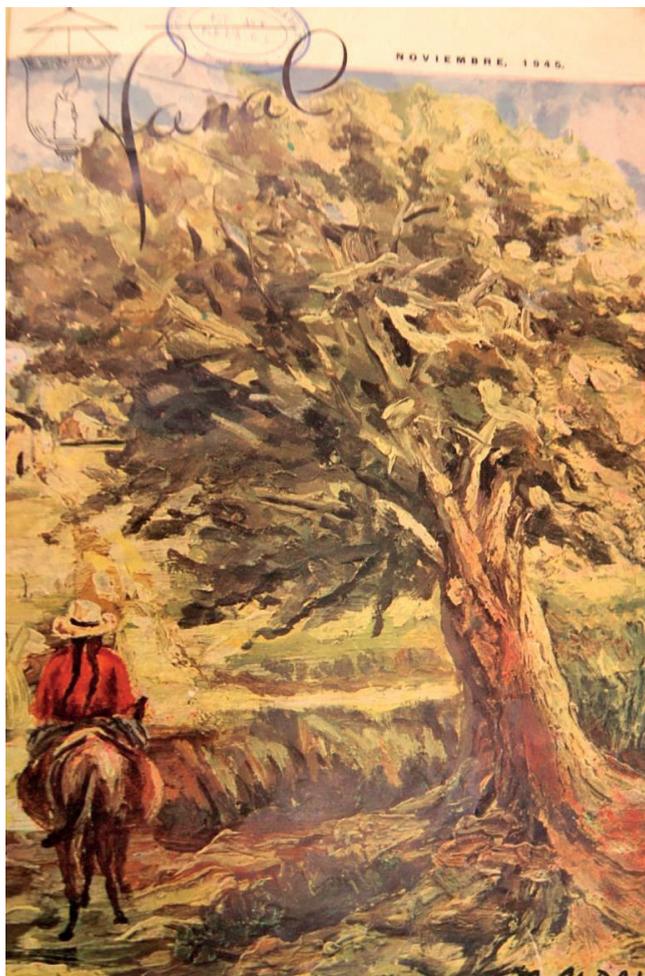
3.4 El impacto de la Segunda Guerra Mundial (1939-1945)

La Segunda Guerra Mundial tuvo un impacto enorme en la economía global que afectó los intereses del negocio petrolero. En el caso peruano, la Segunda Guerra significó la imposibilidad de importar maquinaria e insumos y la paralización del comercio internacional. Se cerraron las exportaciones a Europa, hundida entonces en medio de una guerra que causaba millones de muertos y destrucción masiva de las ciudades y los barcos tanque petroleros dejaron de arribar a las costas peruanas, o lo hicieron en menor medida. Tras la finalización de la guerra el escenario no mejoró pues las potencias mundiales lograron ponerse de acuerdo en cómo se repartirían los gigantescos yacimientos del Medio Oriente, lo que presuponía una menor demanda por el oro negro que pudiera ser exportado de Sudamérica.

Por otro lado, lo que sí aumentó considerablemente durante la década de 1940 fue el consumo interno de gasolina, principalmente por la explosión demográfica, el crecimiento acelerado aunque desordenado de las ciudades y el mayor número de autos que empezó a circular en el país. Hacia 1947, del total de petróleo extraído el 50% era destinado al mercado interno. En los 1920s esta cifra no superaba el 10%, pues hacia la primera mitad del siglo XX el petróleo era considerado básicamente un bien de exportación.³⁰

30 Candela (2008), p.192.

Asimismo, es importante recordar que en 1945 apareció Fanal, órgano de difusión de la IPC, que contenía artículos sobre la industria del petróleo, tecnologías empleadas, limitaciones para el desarrollo del sector y artículos de índole cultural sobre el norte del país.



Portada de la emblemática Revista Fanal. Número 2 (1945).

3.5 Petróleo y política: El polémico contrato de Sechura

Hacia mediados del siglo XX, el petróleo se había convertido en un tema muy sensible en la opinión pública y en una herramienta utilizada por los políticos para impulsar sus carreras o acabar con la de los opositores. El petróleo tenía

además un peso cada vez más gravitante sobre la canasta familiar y la inflación pues cada subida del precio del combustible disparaba automáticamente el precio del transporte. Sólo a partir de esta creciente sensibilidad se puede explicar lo polémico que resultó la firma del Contrato de Sechura entre el Estado Peruano y la IPC.

El origen del mismo se encuentra, por un lado, en el interés del Estado por encontrar nuevos yacimientos de petróleo sin contar con los recursos para hacer los trabajos de exploración y perforación. Por el otro, el interés de la IPC por explorar el desierto de Sechura. En 1946, el Estado peruano representado por el presidente José Luis Bustamante y Rivero y la IPC firmaron un contrato por el cual la empresa norteamericana exploraría el desierto de Sechura en busca de reservas de petróleo a cambio de la concesión para explotar petróleo en un 30% del mismo. El otro 70% quedaría a manos del Estado con los estudios geológicos, exploraciones y perforaciones ya hechas.

Como señala el historiador Emilio Candela, en el Congreso de la República el contrato desató una enorme polémica. Los Congresistas opositores acusaron al presidente Bustamante y Rivero de entreguista y se usó el mismo para fustigar a los apristas que habían apoyado su firma. En este contexto de polarización política nunca pudo siquiera votarse su aprobación pues en octubre de 1948 el general Manuel A. Odría dio un golpe de Estado, cerró el Congreso y expulsó a Bustamante y Rivero del país.³¹

3.6 La ley del petróleo de 1952

Una vez en el poder y ante una realidad de creciente demanda interna y disminución de la producción petrolera, el gobierno de Odría (1948-1956) contrató a una serie de especialistas para elaborar una nueva Ley del Petróleo. Esta nueva ley fue promulgada con la opinión favorable de la Sociedad de Minería y Petróleo en marzo de 1952. La ley 11780, que constaba de 16 capítulos y 150 artículos, derogaba la Ley del Petróleo dada por Augusto B. Leguía en 1922 y empezaba señalando que los yacimientos petroleros e hidrocarburos análogos eran propiedad imprescriptible del Estado peruano. La Ley 11780, sin embargo, tenía como objetivo alentar las inversiones privadas y dar con nuevos yacimientos. La ley autorizaba al gobierno otorgar nuevas

31 Candela (2008), pp.169-230.

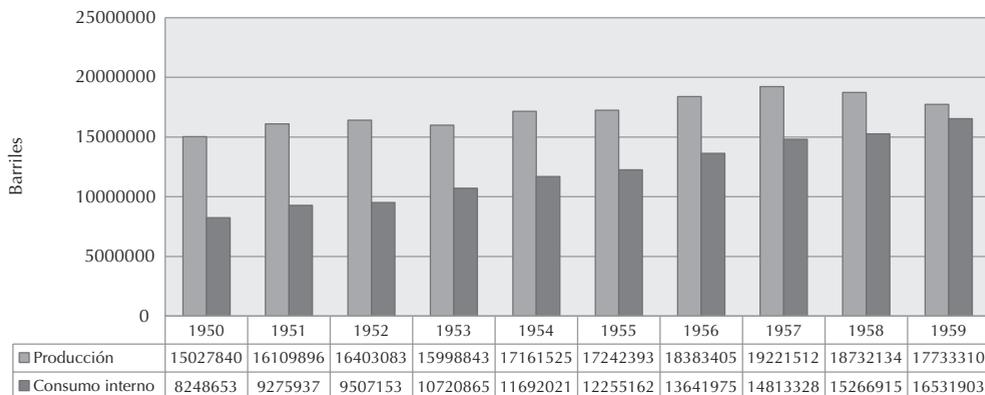
concesiones de exploración y producción sin mayores exigencias y limitando las trabas burocráticas. Eliminaba también impuestos a la exportación y regalías de producción. Se abrió nuevamente el desierto de Sechura para la exploración privada aunque se buscó dar preferencia a los capitales nacionales frente a los extranjeros.

A partir de la Ley de 1952, aparecieron empresarios nacionales y extranjeros interesados en involucrarse en el negocio petrolero peruano y se exploraron las más diversas regiones del país en busca de nuevos yacimientos. En 1952 se formó la Petrolera Peruana, compañía dirigida por el magnate del azúcar Augusto Gildemeister, quien empezó trabajos de exploración y explotación en el Mirador de Paita. Esta empresa de capital peruano fue comprada pocos años después por la estadounidense Belco Petroleum Corporation, que tuvo una producción importante en las décadas siguientes, convirtiéndose en la tercera empresa en importancia después de la IPC y la Lobitos.

A pesar del entusiasmo inicial los emprendimientos que nacieron a partir de la ley de 1952 no dieron frutos. No se encontraron yacimientos valiosos en el desierto de Sechura; el zócalo continental demostró ser técnicamente muy complicado; y en el oriente peruano no se hallaron tampoco las reservas esperadas. En *Fanal* se empezó a hablar de crisis y de la urgente necesidad de aumentar el precio de los combustibles en el país para sostener de forma rentable a la industria petrolera. El aumento de los precios de los combustibles, sumado a la posición casi monopólica que había desarrollado la IPC por la quiebra o compra de otras empresas petroleras, le valió una opinión pública muy adversa. Estaba el problema también que ya casi no se exportaba petróleo pues el consumo interno había equiparado a la producción y se tuvo que empezar a importar petróleo.

CUADRO: elaboración propia

Producción y consumo interno de petróleo, 1950 - 1959



Fuente: *Estadística Petrolera del Perú 1968* número 19.

4. CUARTA PARTE. Del oro negro a las energías alternativas: La región piura como centro energético del Perú (1968-2000).

4.1 El camino a la expropiación de los hidrocarburos: La década de los 1960s

La falta de nuevos campos petrolíferos, el aumento del costo de las operaciones y el notable incremento en la demanda interna llevaron a las empresas petroleras a reclamar un sustancial incremento en el precio del combustible (exigían triplicar el precio, que en 1958 era de 0,09 dólares el galón). El Congreso de la República, puntualmente la representación por Piura, recomendó la formación de una Comisión Técnica destinada a analizar el problema. El gobierno de Manuel Prado (1956-1962) hizo eco de esta sugerencia y se nombró la Comisión Especial para el Estudio de la Crisis de la Industria del Petróleo, presidida por Carlos Moreyra Paz Soldán e integrada por Augusto Cabrera La Rosa y Jorge Grieve, el general José Tamayo, Ricardo Ortiz de Zevallos y tres representantes de los sindicatos obreros de Talara.

La Comisión emitió un informe que apoyaba el pedido de las petroleras, por lo cual Pedro Beltrán, a la sazón Primer Ministro de Prado, elevó en julio de 1959 el precio del combustible a 24 centavos de dólar el galón. Esta duplicación del precio del combustible generó una ola de protestas públicas y los políticos de diversos sectores lo usaron como caballo de batalla para retomar el tema del

laudo arbitral de 1922 y cuestionar la legalidad de la presencia de la IPC en el Perú.³²

La década de los sesentas estuvo políticamente marcada por un sentimiento de cada vez mayor rechazo a la presencia de las corporaciones norteamericanas en el Perú. Estudiantes universitarios y sindicatos obreros protestaban contra las actitudes imperialistas de los Estados Unidos, que se acrecentaban a partir de las impactantes imágenes que llegaban de la Guerra de Vietnam. Simbólico de ello fue el recibimiento a pedradas que los estudiantes de la Universidad de San Marcos le dieron al entonces vice-presidente de los Estados Unidos Richard Nixon en su visita a Lima.

Asimismo, se empezó a escuchar cada vez más fuerza la demanda por justicia social, en la idea que el Perú era un país con muchas riquezas pero éstas no se repartían de forma equitativa entre la población. Se extendía la noción que eran las empresas norteamericanas las que se beneficiaban de las riquezas mineras del país y no así los peruanos. En este contexto la prensa, particularmente *El Comercio*, lideró una campaña a favor de la estatización de los yacimientos de la IPC. En la Fuerza Armada se incrementó también un sentir nacionalista contra el imperialismo económico norteamericano y de desconfianza frente a los políticos civiles que parecían incapaces de hacer las reformas estructurales que necesitaba el país.

En 1963, el electo presidente Fernando Belaunde Terry envió al Parlamento un anteproyecto de ley por el cual se le restituía al Estado la propiedad del subsuelo de La Brea y Pariñas. El Parlamento asumió una postura más radical y aprobó dos leyes sustitutorias: La ley 14695 que revocaba la ley de 1918 que había autorizado al Gobierno peruano a ir a un tribunal arbitral internacional; y la Ley 14696, que declaraba nulos los contenidos del laudo de 1922, dejando a la IPC en un limbo legal. El del petróleo había dejado de ser abordado desde un punto de vista técnico o económico y se había convertido en un asunto primordialmente político.³³

El 12 de febrero de 1964 el Congreso aprobó la Ley 14863 por la cual encargaba al Poder Ejecutivo resolver el tema de La Brea y Pariñas en una forma que garantice los intereses del país. Pasaban los años y las negociaciones no llegaban a ningún lado mientras las tensiones en el país aumentaban,

32 Candela (2008), pp.169-230.

33 Candela (2008), pp.169-230.

escuchándose cada vez más voces que reclamaban la nacionalización del petróleo y la expulsión de la IPC. Empero, el 28 de julio de 1968, el presidente Belaunde anunció que se había llegado a un acuerdo con la IPC por el cual el Perú recuperaría sus yacimientos sin pagar un solo centavo. El 13 de agosto de 1968 se firmó el Acta de Talara, por medio del cual se ponía fin, supuestamente, a un largo litigio entre el Estado y la empresa norteamericana.

El Acta de Talara contemplaba que los yacimientos de La Brea y Pariñas eran propiedad del Estado, incluyendo suelo y subsuelo. La IPC podría seguir operando la Refinería de Talara en forma de concesión por un lapso de cuarenta años y el sistema de distribución del crudo y el gas. La empresa estatal (EPF) cobraría a la IPC un precio acordado por la venta del crudo y el gas. Finalmente, se condonaban todos los impuestos impagos de la empresa estadounidense, que se calculaban en decenas de millones de dólares. Todo parecía haberse resuelto hasta que el 10 de setiembre de 1968, Carlos Loret de Mola, presidente de la empresa estatal de petróleo, apareció en un canal de televisión anunciando que la página 11 del Acta de Talara, donde se fijaba el precio que la empresa estatal cobraría a la IPC por el crudo, había desaparecido. Esta declaración generó un escándalo público, recriminaciones de los más diversos sectores políticos, incluyendo del mismo partido de gobierno, Acción Popular, que se dividió frente al tema.³⁴

El 3 de octubre de 1968, Juan Velasco Alvarado, comandante en jefe del Ejército, dio un golpe de estado e inició un proyecto estatista conocido como El Gobierno Revolucionario de la Fuerza Armada. Al día siguiente del golpe, por decreto ley 3, el gobierno militar declaró nulo el Acta de Talara. Lo inevitable estaba por llegar, y el 9 de octubre de 1968, por decreto ley 4, se ordenó la expropiación del complejo petrolífero de la IPC. Empezaba así una nueva etapa en la historia del petróleo y la energía en el país.

34 Candela (2008), pp.169-230.



Portada de la Revista Caretas. Octubre de 1968.

4.2 El petróleo durante el régimen de Juan Velasco Alvarado (1968-1975)

El 9 de octubre de 1968, tan sólo tres días después de tomar el poder, el Gobierno Revolucionario de la Fuerza Armada, dirigido por el General Juan Velasco Alvarado, expropió los yacimientos de la International Petroleum Company (IPC), clausurando una polémica que había marcado la agenda pública del petróleo desde el régimen de A.B.Leguía en los años veinte. Los militares dirigidos por

Velasco impulsaron un régimen estatista que llevó a una serie de reformas en la economía, incluyendo la expulsión de las corporaciones mineras y petroleras norteamericanas y la expropiación de las haciendas pertenecientes a la poderosa oligarquía terrateniente costeña.

El régimen militar de los setentas fomentó el nacionalismo económico y una política de industrialización por sustitución de importaciones, lo que en el mundo de la Guerra Fría se determinó una tercera vía, que no seguía al pie de la letra ni los preceptos del capitalismo liberal ni del comunismo. El cambio tal vez más importante del régimen de Velasco fue el crecimiento del Estado y el rol fundamental que adquirió en el ámbito económico frente a la iniciativa privada. Entre 1968 y 1975 se multiplicaron las empresas públicas y la burocracia.

Dentro de este marco conceptual e ideológico, el petróleo fue percibido como un recurso estratégico que debía ser manejado por el Estado, tanto por un tema económico (posibilidades que ofrecían la producción y comercialización) como por una cuestión nacionalista y de seguridad nacional. El día que se expropiaron los yacimientos de Talara, el 9 de octubre, fue conmemorado como el “Día de la Reparación y Dignidad Nacional” (el mismo que se celebró hasta el segundo gobierno de Fernando Belaunde Terry).

El día de la expropiación de la IPC se decidió firmar una nueva “Acta de Talara”, donde se especificó que los terrenos de La Brea y Pariñas, así como la refinería de Talara, pertenecían al Estado peruano. A pesar que se señaló que no se brindaría reparación económica alguna a la empresa norteamericana, la tensión con el gobierno de los Estados Unidos llevó en 1974 a la firma del Acuerdo Green-De la Flor, donde el Perú acordó pagar más de 76 millones de dólares por las empresas expropiadas. El gobierno de Lyndon B. Johnson, basado en la Enmienda Hickenlooper, había amenazado con suspender la ayuda económica de los Estados Unidos al Perú y restringir el acceso del país al crédito internacional.³⁵

Las otras posesiones de la IPC pasaron inicialmente a la EPF en su calidad de administradora, pero el 24 de julio de 1969, se decidió crear la empresa Petróleos del Perú (PetroPerú), empresa estatal que velaría por la exploración y explotación del oro negro. PetroPerú se creó por el Decreto Ley No 17753 del 24 de julio de 1969, sobre la base de la Empresa Petrolera Fiscal (EPF), lo expropiado a la IPC y la Interlob (empresa establecida entre la IPC y la Compañía Petrolera Lobitos). A partir de entonces Talara se inscribió dentro de

35 Torres Laca (2008), pp.239-241.

las Operaciones Noroeste de PetroPerú, que ocuparon un territorio de 1'578 000 hectáreas que limitó al sur con el río Chira, al este con los cerros de Amotape, al oeste con el Océano Pacífico y al norte con el Ecuador.³⁶

La fundación de una nueva empresa estatal de la magnitud de PetroPerú, así como el ímpetu del régimen militar de Velasco de buscar un mayor control sobre todas las fases del negocio petrolero, generaron problemas legales y administrativos. Hasta entonces la EPF solo se encargaba de administrar y no participaba activamente en el proceso de la industrialización del petróleo. Como lo indicaba el decreto ley 17753: "Que es conveniente a los intereses nacionales afectar en propiedad tales bienes (yacimientos de La Brea y Pariñas y el Complejo Industrial de Talara) a la Empresa Petrolera Fiscal, que actualmente sólo tiene la condición de administradora, que no se compece con las responsabilidades y decisiones que se tienen que tomar a fin de obtener un eficiente funcionamiento de este valioso Complejo Industrial, íntimamente vinculada al abastecimiento de combustible a nivel nacional" (Decreto Ley No 17753).

PetroPerú se constituyó con un régimen legal distinto al de otras empresas estatales en el sentido que, como se indicó en su memoria institucional de 1969: "está sometida a un régimen que le permite actuar con la flexibilidad e iniciativa de la empresa privada, sin perder por ello la sensibilidad social a que le obliga su carácter de empresa pública" (Memoria de PetroPerú de 1969, citado en Campodónico 1986: 166). PetroPerú fue concebida como una empresa estatal de régimen privado, ya que según sus funciones se encargaba de "gestión empresarial del Estado en todas las actividades de la industria y comercio del petróleo e hidrocarburos" (Ley Orgánica de PetroPerú de 1973).

Esta particularidad administrativa se dio para atender una de las preocupaciones del Estado peruano: aumentar la producción de petróleo. Con este mismo fin se elaboró el "Plan Nacional de Desarrollo 1971-1975", de mayo de 1971, donde se señaló como objetivos primordiales de PetroPerú: "encontrar nuevas reservas de petróleo para así poder recuperar el autoabastecimiento del petróleo y, en lo posible, obtener saldos exportables".³⁷ Como se puede ver en los cuadros 1 y 2, entre 1965 y 1974, mientras las exportaciones

36 Basadre Ayulo (2001), p.87.

37 Campodónico (1986), p.167.

disminuían la demanda interna aumentaba, lo que hacía urgente descubrir nuevos yacimientos de oro negro.

CUADRO No. 1
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO DE LA BREA Y PARIÑAS
(En miles de barriles, promedios anuales)

AÑO	PRODUCCIÓN
1930-1939	11,879
1940-1949	10,968
1950-1959	10,348
1960-1969	7,230
1970-1971	4,421

Fuente: (Thorp y Bertram 1985: 343).

CUADRO No. 2
PRODUCCIÓN Y EXPORTACIONES DE PETRÓLEO 1950-1974
(Millones de barriles, promedios anuales)

AÑOS	PRODUCCIÓN	EXPORTACIONES	CONSUMO INTERNO
1950-1954	16.1	7.2	9.9
1955-1959	18.3	6.8	14.5
1960-1964	20.9	4.8	21.9
1965-1969	25.1	3.3	31.3
1970-1974	25.3	2.0	N.D

Fuente: (Thorp y Bertram 1985: 337)

El afán por aumentar la producción se confrontó con la carencia de recursos técnicos y financieros para la exploración y explotación de nuevos pozos petrolíferos, lo que llevó a la búsqueda de la participación de capitales privados. PetroPerú decidió crear un nuevo modelo de inversión llamado “Contrato Modelo Perú” que tuvo como base jurídica las siguientes leyes: Ley 11780 de 1952, Decreto Legislativo No 17440 del 19 de febrero de 1969, Decreto Legislativo No 18883 del 15 de junio de 1971, el Decreto Legislativo 18890

del 17 de junio de 1971 y el Decreto Supremo 081-68-FO. Sin embargo, como lo indica Humberto Campodónico “el gobierno de Velasco consideraba el régimen de los contratos como algo transitorio, teniendo como objetivo el control total del Estado en la actividad petrolera”.³⁸

Bajo el “Contrato Modelo Perú” se daba a la empresa con la que se firmaba el contrato un lote, donde ésta se encargaba de los estudios geológicos, prospección sísmica y la perforación de los pozos exploratorios. En caso que la cantidad de petróleo hallada fuera comercialmente atractiva, la empresa podía iniciar la explotación con su infraestructura, tecnología, recursos económicos y financieros. A cambio el Estado retenía un porcentaje del petróleo extraído (el 50%), con contratos que variaban de 30 años en el zócalo continental a 35 años en la selva. Las zonas establecidas por el Estado para la exploración petrolífera fueron: Costa y Zócalo Norte, Zócalo Central; Sierra; Sierra, Marañón, Napo, Tigre; Alto Ucayali; Huallaga; Bajo Ucayali; Santiago; y, Madre de Dios.³⁹

A través de este mecanismo se firmaron, entre 1971 y 1973, dieciocho contratos (11 en la selva norte, 5 en la selva central y sur, y 2 en el zócalo continental). De todos estos contratos sólo dos concesiones encontraron suficiente petróleo para hacerlos comercialmente atractivos: la de Occidental Petroleum (OXY) en la selva norte y el consorcio Tenneco Oil-UnionOil (Belco) en el zócalo continental.⁴⁰ Ambas empresas realizaron importantes inversiones como se muestra en el cuadro 3. Hay que indicar que en 1978 la OXY firmó un contrato con la empresa argentina Bidas (OXY-Bidas) con el fin de la recuperación secundaria en los campos petrolíferos en la costa que exceptuaban a La Brea.⁴¹ Las inversiones petroleras en la selva tendrían un impacto importante en Piura a través del oleoducto nor-peruano que transformó el puerto de Bayóvar.

38 Campodónico (1986), p. 78.

39 Campodónico (1986), p. 168.

40 Torres Laca (2008), p.245.

41 Philip (1989), p.458.

CUADRO No. 3
INVERSIONES EFECTUADAS POR CONTRATISTAS BAJO EL MODELO
PERU PERIODO 1971-1976
(En miles de dólares)

AÑOS	OXY-SELVA	BELCO	EXCONTRATISTAS	TOTAL
1971	584		422	1 006
1972	8 541		20 876	29 471
1973	25 640	23 644	68 052	117 336
1974	39 482	24 476	158 523	222 481
1975	30 611	27 790	168 085	226 486
1976	50 502	19 454	22 945	92 901
TOTAL	155 360	95 364	438 903	689 627

Fuente: (Campodónico 1986: 87).

4.3 El oleoducto Norperuano y la creación del puerto petrolero de Bayóvar

Entre 1971 y 1972 se dieron dos grandes hallazgos de petróleo en la selva peruana. PetroPerú encontró reservas comercializables en el lote 8 y la OXY hizo lo mismo en el lote 1-A. En ambos casos el hallazgo se hizo en la cuenca del río Marañón. Frente a la magnitud de estos hallazgos, el gobierno de Velasco tomó la decisión de construir un oleoducto que transportara el petróleo para su comercialización. A través del Decreto Legislativo No 19435 de 1972, el gobierno le otorgó alta prioridad al proyecto y le encargó a PetroPerú que asumiera la responsabilidad del mismo, desde los estudios técnicos necesarios para su construcción hasta negociar con las empresas privadas capaces de realizar la obra, la misma que debía estar culminada el 31 de diciembre de 1975.⁴²

El oleoducto nor-peruano fue una empresa de enorme envergadura. Un punto que se discutió inicialmente fue el recorrido que iba a tener el oleoducto. Inicialmente se pensó que se podía exportar el petróleo al Brasil, pero esta idea fue desechada dada la prioridad que tuvo el gobierno de Velasco en cubrir la demanda interna. Finalmente se decidió que el oleoducto termine en la costa de Piura (puerto de Bayóvar), para que luego el “petróleo crudo” sea transportado a las refinerías existentes.⁴³

42 Campodónico (1986), p.101.

43 Torres Laca (2008), pp.250-251.

Los estudios de factibilidad del oleoducto concluyeron en 1973 y luego se tuvo que buscar la empresa capaz de hacer la obra y los recursos financieros. En cuanto a lo primero, en 1973 se adjudicó a la empresa norteamericana Betchel la construcción de la obra, la misma que le tomó dos años. En cuanto a lo segundo, en agosto de 1974, el Perú firmó un contrato con la Japan Peru Oil Co. (Japeco) y la Japan National Oil Corp, de donde se obtuvo US\$ 230 millones (para la construcción del oleoducto) y US\$100 millones (para la exploración de petróleo en la selva). Asimismo, países árabes a través del Wells Fargo Bank le prestaron al Perú US\$100 millones adicionales para la construcción del oleoducto, que terminó costando sólo el ramal principal US\$ 672 millones.⁴⁴

El 31 de diciembre de 1976, la estación No 1 (San José de Saramuro) recibió el petróleo y el 24 de mayo de 1977 arribó a Bayóvar. En 1976 se decidió crear el ramal norte que permitió sacar el petróleo de Andoas y se conectaba a la estación No. 5. El oleoducto favoreció la creación del puerto petrolero de Bayóvar en la bahía de Sechura. Antes de iniciarse este proyecto, esta región contaba con una caleta y se empleaba para el embarque de la sal y el azufre que provenían de la pampa Reventazón. En Bayóvar se construyó un muelle de 500 metros de extremos y con una capacidad de atraque de barcos de hasta 250000 TPM (tonelaje de peso muerto) de calado máximo de 21 metros. Se construyeron también tanques de almacenamiento de dos millones de barriles y una poza de 70 mil barriles.⁴⁵

La posición geográfica ayudó muchísimo a su elección, debido a que “tenía la ventaja de contar con aguas profundas, en las cuales podían recalar grandes barcos petroleros sin necesidad de construir muelles demasiado largos” (Torres Laca 2008: 251). El puerto petrolero de Bayóvar ha ayudado al traslado del petróleo crudo al mercado interno y la exportación hasta la actualidad, a pesar de los cambios que hubo en la legislación del petróleo a partir del gobierno de Francisco Morales Bermúdez como se verá en el siguiente acápite.

44 Campodónico (1986), p.101.

45 Flórez Nohesell (1986), p.861.

CUADRO No. 4 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL OLEODUCTO NOR-PERUANO

		TRAMO I	RAMAL NORTE	TRAMO II
Longitud	Kms	306	252	538
Diámetro	Pulg.	24	16	36
Estación de bombeo	MBDP	1	2	5
Capacidad nominal de diseño.	MBDP	70	105	200
Capacidad nominal futura	MBDP	250	105	500
Producción actual atendida		20	35	55
Recubrimiento del tubo		EPOXICO	EPOXICO	POLYKEN

Fuente: (Cámara de Comercio y Producción de Lambayeque 2010: 81)

4.4 La segunda fase del Gobierno Revolucionario de la Fuerza Armada (1975-1980): del estatismo a una economía mixta

La segunda fase del Gobierno Revolucionario de la Fuerza Armada liderada por Francisco Morales Bermúdez (1975-1980) marcó el fin de la revolución iniciada por Velasco. Francisco Morales Bermúdez convocó a una Asamblea Constituyente en 1978, que promulgó la Constitución de 1979. Esta nueva carta magna cambió el régimen económico estatista del gobierno de Velasco a uno mixto, donde se alternaba la participación del Estado con la iniciativa privada en un régimen de economía social de mercado. Este fue el marco conceptual que guió los futuros emprendimientos petroleros en el Perú a lo largo de la década de los 1980s.

Frente a las grandes deudas de PetroPerú, en 1976 la empresa nacional tenía una deuda de 26 millones de dólares⁴⁶ y en 1978 un déficit de más de 75 millones de soles⁴⁷, se promulgaron los Decretos Leyes No 22774, No 22775 y No 22862, que buscaron proteger fiscalmente a las empresas nacionales e incentivar alianzas entre empresas nacionales y extranjeras. El Decreto Ley No 22774 denominado “Bases Generales para Contratos Petroleros” permitió a la empresa nacional de hidrocarburos la renegociación de los contratos de exploración y extracción del petróleo. Uno de los principales beneficios que

46 Philip (1989), p.453

47 Campodónico (1986), 90.

obtuvo la empresa nacional fue que, a pesar que se mantenía la extracción del petróleo en un 50% de ambas partes, el contratista pagaría el 68.5% de su parte de impuesto a la renta.⁴⁸

El Decreto Ley No 22775 llamado “Normas Tributarias para Operaciones Petroleras” normó con mayor profundidad las obligaciones tributarias de las empresas extranjeras encargadas de la exploración y explotación del petróleo en el Perú. Este decreto permitió el pago a cuenta del impuesto a la renta en petróleo crudo que equivalía a un 40% del valor de cada exportación. El exceso del pago a cuenta del impuesto a la renta sería devuelto. El crudo sería contabilizado por el transferido a PetroPerú como aporte del capital donde se debía de emplearlo como inversión.⁴⁹ A pesar de estos esfuerzos, no hubo mayores inversiones extranjeras. Frente a este panorama, el segundo gobierno de Fernando Belaunde Terry (1980-1985) empezó una política que buscó una mayor inversión en la exploración y explotación del petróleo. Ejemplo de esto fue la así llamada Ley Kuczynski.

4.5 LaleyKuczynskiyelimpulsoalaactividadpetroleraenladécadade1980

Durante el segundo gobierno de Fernando Belaunde Terry (1980-1985), se designó a Pedro Pablo Kuczynsky como Ministro de Energía y Minas, quien llevó a cabo importantes reformas en la política petrolera. Entre los puntos débiles que encontró de la herencia del gobierno militar podemos señalar: en primer lugar, déficit en la producción petrolera causada por falta de inversión; en segundo lugar, PetroPerú se encontraba debilitada en los aspectos técnico, financiero y administrativo; y por último, el marco legal que no alentaba la llegada de nuevas inversiones.⁵⁰ Por todo ello, el ministro Kuczynsky decidió cambiar la ley petrolera con el fin de mejorar la exploración y alentar la llegada de nuevos capitales.

El 26 de diciembre de 1980 se promulgó la Ley No 23231, “Modifican normas sobre la explotación y exploración de hidrocarburos”, más conocida como la “Ley Kuczynsky”. La importancia de esta ley para la llegada de nuevos capitales fue que amplió las exoneraciones tributarias que se dieron en el Ley No 23231 y rebajó el Impuesto a Renta del 68.5% al 41%, (ver el cuadro

48 Perez-Taiman (2009), p.212.

49 Campodónico (1986), 96.

50 Pontoni (1982), pp.41-42

No 5)⁵¹. Esta política alentó a que las empresas que ya estaban trabajando aumenten sus inversiones (OXY, Belco y Oxy-Bridas, entre 1980 y 1984, elevaron sus inversiones en el Perú a una suma de US\$ 900.7 millones) y se firmaron diversos contratos, entre 1981 y 1984, con empresas extranjeras: la Superior Oil (selva norte), Shell (selva central), Belco (zócalo continental), Hamilton-Petroinca (selva norte) y el consorcio Texaco, Union Texas y Enserch (selva norte).⁵²

Durante la década de 1980, sin embargo, no hubo claridad ni continuidad en las políticas estatales. Así, durante el primer gobierno de Alan García (1985-1990) se renegociaron los contratos petroleros y el 25 de diciembre de 1985 se derogaron los artículos que brindaban las excepciones tributarias a las empresas petroleras extranjeras de la Ley No 23231. El impuesto a la renta regresó al 68% y la ganancia por extracción al 50% para cada parte.⁵³ Frente a este nuevo panorama, Belco decidió retirarse del Perú y sus activos pasaron a formar parte de PetroPerú. Los vaivenes en la política económica se volverían a activar en 1990, cuando se adoptarían políticas de libre mercado y desregulaciones en diversas áreas de la economía.

51 Parodi Revoredo (2008), p.280.

52 Campodónico (1986) pp.126-128.

53 Parodi Revoredo (2008), p.285.

CUADRO No. 5
DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENTRE EL ESTADO,
PETROPERÚ Y LAS COMPAÑÍAS CONTRATISTAS

	MODELO PERU 1971-1973	MODELO "RENEGOCIADO" (1980)	MODELO RENEGOCIADO CON LA LEY 23231
Total Producción	100	100	100
50% PetroPerú	50	50	50
50% Contratista	50	50	50
Menos: 20% costos	-20	-20	-20
Utilidad antes de impuestos	30	30	30
IMPUESTOS	-	-21 (68.5%)	-12 (41%)
Utilidad Neta	30	9	18
PetroPerú y Estado	50	71	62
Contratistas	30	9	18
Costos	20	20	20
TOTAL	100	100	100

Fuente: (Campodónico 1986: 98).

4.6 La ley de hidrocarburos de 1993 y su impacto en la Región Piura

Con la llegada de Alberto Fujimori (1990-2000) a la presidencia, se iniciaron una serie de reformas en la política económica que buscaron orientar la economía a los mercados internacionales, alentar la llegada de inversión privada y desregular y dar más facilidades a la inversión extranjera. Dichos ímpetus se recogieron en la Constitución de 1993, que también flexibilizó la legislación laboral y consagró la economía de mercado.

Dentro de este contexto, el 18 de agosto de 1993 se publicó la Ley Orgánica de Hidrocarburos No 26221, que modificó la forma de contratación entre las empresas extranjeras con el Perú en materia de la exploración y explotación del petróleo. La Ley Orgánica de Hidrocarburos se enmarcó dentro del espíritu liberal con el fin de insertar la economía nacional al sistema financiero internacional con el fin de desarrollar económicamente al Perú. Como lo indica su artículo 2: "El Estado promueve el desarrollo de las actividades de

Hidrocarburos sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica con la finalidad de lograr el bienestar de la persona humana y el desarrollo nacional” (Ley No 26221). El encargado de realizar la política sectorial fue el Ministerio de Energía y Minas y la regulación de los aspectos técnicos y legales estuvo a cargo de Osinerg (hoy Osinegmin).⁵⁴

Otro punto importante de la Ley Orgánica de Hidrocarburos fue que a través del artículo 6 de dicha norma se dio la creación de una nueva empresa estatal de derecho privado llamada Perúpetro S.A. Esta empresa, a partir de 1993, se encargaría de la inversión en exploración y explotación de hidrocarburos, la negociación, celebración y supervisión de contratos de licencia y servicios así como de convenios de evaluación técnica, el cobro de la regalía y pago de la retribución en los contratos, según corresponda a su respectiva naturaleza, la organización y administración de un banco de datos y la transferencia de la propiedad de los hidrocarburos extraídos a los licenciarios en los contratos de licencia.⁵⁵

En cuanto al impacto que generó esta política petrolera en Piura se debe indicar que para el 2007 el área de extracción del petróleo era 1,1 millones de hectáreas (300 millones de hectáreas en tierra y 800 millones de hectáreas en el zócalo continental). (BCRP 2008:104-105). En cuanto a lo invertido en la explotación, entre 1993 y 2002 se dieron 10 contratos (entre empresas y consorcios) que decidieron invertir en el litoral de Piura, mientras que solo una empresa decidió explotar el zócalo continental. El monto invertido ascendió a US\$ 458.52 millones que se dividió en US\$ 304.64 en la costa norte y US\$ 153.84 en el zócalo continental como se aprecia en los cuadros 6 y 7. Los incentivos legales dados en la década de 1990 alentaron inversión en la explotación petrolera. En cuanto a la producción del petróleo en Piura se puede notar en el cuadro 8 que, entre el 2001 y 2007, la producción descendió, aunque se dio una cierta recuperación tras la Guerra de Irak de 2003, debido al aumento de los precios internacionales el petróleo.⁵⁶

En suma, podemos ver que los cambios en la legislación mediante la promulgación de la Ley General de Hidrocarburos junto a factores del contexto internacional, como las guerras en el medio oriente, ayudaron a estimular la llegada de capitales extranjeros tanto en la exploración como la explotación

54 Pérez-Taiman (2011), p.214.

55 Pérez-Taiman (2011), p.214.

56 BCRP (2008), p.105.

del petróleo en la región Piura. Más allá del petróleo, en las últimas décadas del siglo XX, Piura ha visto emerger la inversión en fuentes de energía alternativas como el etanol y la fuerza eólica, además de la extensión del uso de la energía eléctrica.

CUADRO No 6
INVERSIONES EN LA EXPLOTACIÓN PETROLERA
EN LA COSTA DE PIURA (1993-2002)
(En millones de dólares)

COMPAÑÍA	LOTE	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
GMP	I	1.13	1.20	2.5	0.11	1.03	0.28	0.56	0.49	0.36	0.56	8.23
Petrolera Monterrico	II	1.06	0.11	0.05	0.75	2.95	1.14	0.08	0.24	0.12	0.1	6.6
Mercante	III		0.07	0.09	13.05	6.1	1.78	0.73	0.52	1.31	0.14	23.79
Río Bravo	IV	0.59	1.67		0.59	1.91	0.1	0.06	0.71	0.09	0.08	5.8
GMP	V	0.13	0.25	1.08	0.86	0.13	0.06	0.01	0.04	0.06	0.13	2.75
Sapet	VI			0.29	6.73	6.85	2.94	5.35	0.18	3.1	0.91	26.35
Unipetro	IX	0.07	0.55	0.43	0.2	0.8	0.04	0.02	0.33	0.09	0.06	2.59
PetroPerú/ Pérez Companic	X	8.72	33.13		50.71	9.67	33.43	16.89	38.05	24.39	11.5	226.49
OXY/ Canoxy/ Bridas	XI	0.12	0.09						0.21			0.42
Petrolera Monterrico	XV					0.08	0.15	0.38	0.17	0.03	0.81	1.62
TOTAL		11.82	37.07	4.45	73	29.52	39.92	24.08	40.94	29.55	14.29	304.64

Fuente: (Parodi Revoredo 2008: 296).

CUADRO No. 7
INVERSIONES EN LA EXPLOTACIÓN PETROLERA
EN EL Z CALO CONTIENENTEAL DE PIURA (1993-2002)
(En millones de dólares)

COMPAÑÍA	LOTE	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
Petrotech	Z-2B	0.15	11.61	26.04	25.57	27.59	13.13	7.22	11.08	20.81	10.63	153.84

Fuente: (Parodi Revoredo 2008: 296)

CUADRO No. 8
PRODUCCIÓN DEL PETRÓLEO EN PIURA (2001-2007)
(Miles de barriles)

COMPAÑÍA	LOTE	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Petrobras	X	4217	4095	4209	4144	4590	4648	4859
Río Bravo	IV	197	202	211	226	305	414	573
Sapet	VI-VII	1557	1264	1203	1321	1215	1114	1045
Otros		2177	872	868	839	938	981	1064
COSTA		8148	6433	6491	6531	7048	7158	7541
Petrotech	Z-2B	4778	4526	4238	3930	3919	4556	4338
Z CALO		4788	4526	4238	3930	3919	4556	4338
TOTAL		12927	10959	10729	10461	10967	11713	11879

Fuente: (BCRP 2008: 105)

4.7 Piura como centro de experimentación con energías alternativas

El crecimiento de la ciudad Piura a mediados del siglo XX trajo consigo la necesidad de modernizar y extender el servicio eléctrico en la región. Históricamente las fuentes principales de dicha energía en el Perú han sido las plantas térmicas e hidroeléctricas. La primera aporta el 40% del total y la segunda (la generación hidroeléctrica) comprende el 60% de dicha provisión⁵⁷. Sobre las plantas térmicas, en el caso piurano, la planta de Edegel (Endesa) en Talara aporta el 4.8% de la producción de energía eléctrica en Perú, donde Piura tiene dos centrales térmicas: Malacas y CT Piura, que aportan entre ambas alrededor de 80 MW⁵⁸. Por otro lado, Piura pertenece a la red hidroeléctrica denominada Sistema Interconectado Centro Norte⁵⁹, el cual es el más importante y de mayor capacidad, genera alrededor de 3 mil MW y abastece a las principales metrópolis peruanas como Piura, Chiclayo, Lima y Trujillo.⁶⁰

57 La Gaceta Geográfica. "Centrales hidroeléctricas en el Perú", Enero 2010. [4 de agosto de 2014]. Disponible en la web: <http://gaceta geografica.blogspot.com/2010/01/centrales-hidroelectricas-en-el-peru.html>

58 Documental Región Piura. "Electricidad y agua en Región Piura", Diciembre 2013. [4 de agosto de 2014]. Disponible en la web: <http://www.documentalpiura.net/index.php/economia-regional-de-piura/224-electricidad-y-agua/224-electricidad-y-agua-en-region-piura>

59 El nombre de la otra red hidroeléctrica es el Sistema Interconectado Sur.

60 La Gaceta Geográfica. "Centrales hidroeléctricas en el Perú", Enero 2010. [4 de agosto de 2014]. Disponible en la web: <http://gaceta geografica.blogspot.com/2010/01/centrales-hi>

Uno de los principales problemas pendientes de la historia peruana ha sido la descentralización económica y política del aparato estatal. Aunque con aciertos relativos, el esfuerzo por hacer de las regiones peruanas más autosuficientes a inicios de la década de 1980, comprendió un proceso que terminaría en marzo de 1988 con la promulgación de la Ley 24793, que daba origen a la Región Grau, actualmente llamada Región Piura. La ley estipulaba, entre otras cosas, que el gobierno regional tenía la responsabilidad de administrar los recursos materiales, presupuestales y financieros de los departamentos que comprendía la naciente región⁶¹.

Cercanos desde un inicio a los problemas energéticos de la región, debido por ejemplo a la supervisión que tuvieron a su cargo de la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Noroeste S.A., los presidentes regionales supieron observar en la provisión energética un desafío trascendental a una región que no detenido su crecimiento a lo largo de la última década del siglo XX y primeras del siglo XXI⁶².

La búsqueda de soluciones al problema energético ha llevado a experimentar con energías alternativas como la eólica y el etanol. Sobre la energía eólica, Piura se ha erigido como el principal bastión de un proyecto ambicioso que busca diversificar las fuentes energéticas de la región. Los generadores eólicos son ahora la principal opción para afrontar el desafío energético. La Central Eólica Talara, que fue puesta en operación a mediados de 2014, tiene un campo que alberga alrededor de 700 hectáreas. Integrada a la red eléctrica del SEIN (Sistema Interconectado Norte), la central está en un 95% de su fase de construcción final. Al cierre de un informe de inicios de 2014, se señalaba que cuenta con 17 aerogeneradores instalados.⁶³

La importancia de la empresa privada en la economía peruana y especialmente en el crecimiento energético del norte, ayuda a entender afirmaciones como las de Sergio Quiñones, gerente de SiteManager Talara, quien afirmó que Piura debía apostar por la autosuficiencia energética. Señaló además que 114 MW de los 700 MW que necesitaba la región podrían ser obtenidos por la provisión

droelectricas-en-el-peru.html

61 Peña Pozo (2004), p.595.

62 Peña Pozo (2004), p.596-598.

63 Osinergmin. "Central Eolica Talara", Julio 2014. [Agosto de 2014]. Disponible en la web: <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFE/SupervisionContratos/sup6/61/CE%20Talara%2030MW.pdf?2>

eólica.⁶⁴ La magnitud del proyecto eólico norteño es sólo eclipsada por los parques eólicos de Brasil, consolidándose así como el parque eólico más grande de la región hispanoparlante de Sudamérica. Sobre el proyecto y sus posibilidades, Alessandra Marinheiro señaló lo siguiente: “El buen momento de crecimiento económico que presenta el país hace necesario el desarrollo de infraestructura nueva de generación de energía confiable, barata y amigable con el medio ambiente”⁶⁵.

En años recientes, además de la energía eólica, se han empezado a desarrollar proyectos energéticos que tienen al etanol como principal fuente. Inspirados en la experiencia brasileña, Piura se ha convertido en el centro de experimentación de plantaciones de caña que tienen en el etanol a su principal objetivo. En un primer momento, el principal abanderado del etanol piurano fue el Grupo Romero que financió un proyecto que involucrase a la Empresa Caña Brava en la producción de etanol con 99% de pureza. Para el poderoso conglomerado nacional, la oportunidad era única pues, como se sabe, la costa peruana produce alrededor de 130 toneladas de caña de azúcar por hectárea⁶⁶.

Además de la viabilidad geográfica que brinda la costa norteña peruana, el objetivo central del proyecto de generación de energía a partir del etanol tiene la ventaja de ser un producto renovable, ambientalmente óptimo dadas las condiciones actuales del problema medioambiental por los que atraviesa la industria contemporánea. Un manifiesto sobre la producción de etanol peruano es relatado por la propia Caña Brava en la presentación de su proyecto en la web de la empresa: “[Nosotros] somos pioneros en la producción de Etanol en el Perú desde la compra en el 2006 de 3,800 hectáreas de terrenos eriazos, destinados al proyecto Especial Chira Piura”.

En el 2007 se iniciaron los trabajos de preparación del terreno y del sistema hidráulico y los cultivos de caña. En el 2008 se inició la construcción de la

64 Osinergmin. “Central Eólica Talara”, Julio 2014. [Agosto de 2014]. Disponible en la web: <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFE/SupervisionContratos/sup6/61/CE%20Talara%2030MW.pdf?2>.

65 Perú.com, portal web. “Anuncian llegada de aerogeneradores de parques eólicos en La Libertad y Piura”, 11 junio de 2013. [agosto de 2014]. Disponible en la web: <http://peru.com/actualidad/economia-y-finanzas/peru-anuncian-llegada-aerogeneradores-parques-eolicos-libertad-y-piura-noticia-144644>

66 El Comercio. “Piura empezó a producir etanol: 350 mil lt por día”. 24 agosto de 2009. [agosto de 2014]. Disponible en la web: <http://elcomercio.pe/economia/negocios/piura-empezo-producir-etanol-350-mil-lt-dia-noticia-332335>

fábrica de etanol, la primera en Latinoamérica con un sistema de extracción directa y con una inversión de 60 millones de dólares. La producción de etanol ha permitido en parte reducir la dependencia de combustibles de otros países, del petróleo extranjero, aumentando la independencia energética del Perú⁶⁷.

No obstante, Caña Brava, que fue la primera empresa peruana en recibir la Certificación Internacional LEAF, no es la única empresa que se dedica a la producción de etanol en el Perú. Existen seis grandes proyectos de fabricación de etanol en los departamentos de Piura, Lambayeque y La Libertad⁶⁸. El etanol, que para el ex- presidente brasileño Lula da Silva es el futuro, es también producido por la planta Central Termoeléctrica Maple Etanol. La empresa que produce energía eléctrica derivada del uso del bagazo, está integrada a la red del SEIN y tiene como principal propósito garantizar un elemento central en el desafío del crecimiento de la gigante región del norte: la confianza en el Sistema Eléctrico Norte⁶⁹.

Como desenlace a este recorrido por el uso de energías alternativas en Piura, debe resaltarse el esfuerzo de la región por ir no sólo más allá de las energías convencionales o los ambiciosos proyectos de energía eólica o del etanol-combustible. Por ejemplo, la Universidad de Piura ha venido desarrollando proyectos de investigación que acerquen al departamento al usufructo de energía como la que provee la inclemencia del sol norteño. Aunque aún establecido como un proyecto universitario, los investigadores de dicha casa de estudios han propuesto el desarrollo de esta empresa en su región como un centro de experimentación nacional. En sus propios términos, Piura es “una de las ciudades del norte más relevante en cuanto a radiación solar”⁷⁰. Estamos, por lo tanto, ante una región con enorme potencial en cuanto a energías alternativas se refiere.

67 Página web de Caña Brava. “Home”. S/f. [Agosto de 2014]. Disponible en la web: http://www.canabrava.com.pe/index.php?option=com_content&view=article&id=131&Itemid=78

68 Caretas. “Etanol, a la vuelta de la esquina”. Noviembre de 2009, pp. 54-55.

69 Osinergmin. “Central Termoeléctrica Maple Etanol”, Julio 2014. [Agosto de 2014]. Disponible en la web: <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFE/SupervisionContratos/sup6/61/CT%20Maple%20Etanol.pdf?2>

70 León Caminiti, Álvaro y otros. “Alumbrado público con energía renovable en la Universidad de Piura”. Piura: Universidad de Piura, 2013, p. 73. Disponible en la web: http://pirhua.udep.edu.pe/bitstream/handle/123456789/1718/PYT__Informe_final__Udep_Solar.pdf?sequence=1

Bibliografía

Aranda, Edith. *Del Proyecto Urbano moderno a la Imagen Trazada*. Talara 1950-1990. Lima: PUCP, 1998.

Banco Central de Reserva del Perú. "Encuentro económico. Informe económico y social de la Región Piura 19 y 20 de mayo de 2008". (2008). «<http://www.bcrp.gob.pe/docs/Proyeccion-Institucional/Encuentros-Regionales/2008/Piura/Informe-Economico-Social/IES-Piura-00.pdf>».

Basadre, Jorge. *Historia de la República del Perú (1822-1933)*. Lima: El Comercio, 2005.

Basadre, Jorge. *Derecho de Minería y del Petróleo*. Lima: Editorial San Marcos, 2001.

Benavides Correa, Alfonso. *Oro negro del Perú: La Brea y Pariñas, problema para la I.P.C. y la solución para el Perú*. Lima: El Escritorio, 1963.

Cámara de Comercio y Producción de Lambayeque. *Anatomía económica del sub espacio del Norte, base de la Macro Región Norte*. Chiclayo: Cámara de Comercio y Producción de Lambayeque, 2010.

Campodónico, Humberto. *La política petrolera 1970-1985. El Estado, con contratistas y PetroPerú*. Lima: Desco, 1986.

Campodónico, Humberto. *La inversión en el sector petrolero peruano en el periodo 1993-2000*. Santiago de Chile: Cepal, 1999.

Candela, Emilio. "Los hidrocarburos en el Perú (1930-1968)", en Margarita Guerra (editora), *Historia del Petróleo en el Perú*. Lima: Petroperú-IRA, 2008.

Contreras, Carlos y Marcos Cueto. *Historia del Perú Contemporáneo*. Lima: IEP, 2005.

Del Busto, José Antonio (compilador). *Historia de Piura*. Lima: Universidad de Piura, 2004.

Elías Larneque, Pavel. "El corregimiento de Piura en tiempos de la Casa de Austria", en José Antonio del Busto (compilador), *Historia de Piura*. Lima: Universidad de Piura, 2004.

Fitzgerald, E.V.K. *La economía política del Perú 1956-1978. Desarrollo económico y reestructuración del capital*. Lima: IEP, 1981.

Flores Rosales, Enrique. "Nacimiento de la industria del petróleo en el Perú (1860-1900)", en Margarita Guerra, (editora) *Historia del Petróleo en el Perú*. Lima: Instituto Riva Agüero, Ediciones Copé, 2008.

Guerra, Margarita (editora). *Historia del Petróleo en el Perú*. Lima: Petroperú-IRA, 2008.

Holmquist, Ulla y Javier Bellina de los Heros. *Historia del Perú II. El Perú Antiguo II (200 a.C. - 500). El período de los desarrollos regionales*. Lima: El Comercio, 2010.

Huertas Vallejos, Lorenzo. *Injurias del tiempo. Desastres naturales en la historia del Perú*. Lima: Editorial Universitaria de la Universidad Ricardo Palma, 2009.

Macera, Pablo. *Historia del Petróleo peruano*. Lima: UNMSM, 1963.

Millones, Iván. "La explotación petrolera a mediados del siglo XIX", pgs.87-100, en Margarita Guerra (ed.) *Historia del Petróleo en el Perú*. Lima: Instituto Riva Agüero, Ediciones Copé, 2008.

Miro Quesada, María Luisa. "50 años de campaña por el petróleo, el diario "El Comercio" y la IPC". Tesis para obtener el grado de Bachiller en Historia. Facultad de Letras y Ciencias Humanas de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 1984.

Noejovich, Héctor. "Ordoliberalismo: ¿alternativo al «neoliberalismo»?" *Económica*. Vol. XXXIV (2011) No 67: 203-211.

Ochoa, César. "Economía y constitución: la influencia del pensamiento neoliberal en el modelo económico de la Constitución Peruana de 1979", en Francisco Eguiguren (director), *La Constitución peruana de 1979 y sus problemas de aplicación*. Lima: Cultural Cuzco S.A Editores, 1984.

Orrego, Juan Luis, "De la República Aristocrática al Oncenio de Leguía", pgs. 131-168, en Margarita Guerra, (editora) *Historia del Petróleo en el Perú*. Lima: Instituto Riva Agüero, Ediciones Copé, 2008.

Parodi Revoredo, Daniel. "Los hidrocarburos y los últimos tiempos: fluctuaciones políticas entre Morales Bermúdez y Toledo", pgs.271-325, en Margarita Guerra (editora) *Historia del Petróleo en el Perú*. Lima: Instituto Riva Agüero, Ediciones Copé, 2008.

Parodi, Carlos. *Perú 1960-2000. Políticas económicas y sociales en entornos cambiantes*. Lima: Universidad del Pacífico, 2000.

Peña Pozo, Elena. "La historia reciente: 1950-2000", en José Antonio del Busto (editor), *Historia de Piura*. Lima: Universidad de Piura, 2004.

Pérez Taiman, Jorge. "Breve reseña de la exploración y explotación de petróleo en el Perú desde el punto de vista legal". *Revista de Derecho Administrativo*. Año 4, Vol. 8: 209-219, 2009.

Philip, George. *Petróleo y política en América Latina. Movimientos nacionalistas y compañías estatales*. México D.F.: Fondo de Cultura Económica, 1989.

Pontoni, Alberto. *Políticas petroleras en el Perú: 1968-1982*. Lima: PUCP-CISEPA. Serie: Documentos de Trabajo No 53, 1982.

Quiroz, Alfonso. *Historia de la corrupción en el Perú*. Lima: Instituto de Defensa Legal, IEP, 2013.

Regalado, Liliana. "Sobre el posible uso de hidrocarburos en el Perú Antiguo", en Margarita Guerra (editora) *Historia del Petróleo en el Perú*. Lima: Instituto Riva Agüero, Ediciones Copé, 2008.

Seminario Ojeda, Miguel. *Historia de Tambogrande*. Piura: Municipalidad Distrital de Tambogrande, 1995.

Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía. *Informe quincenal de la SNMPE*. Número 213. Lima: SNMPE, 2013.

Sullón Barreto, Gleydi. "Piura en la República hasta la Guerra con Chile", en José Antonio del Busto (compilador), *Historia de Piura*. Lima: Universidad de Piura, 2004.

Thorp, Rosemary y Geoffrey Bertram. *Perú 1890-1977: crecimiento y políticas en una economía abierta*. Lima: Mosca Azul Editores, Fundación Friedrich Ebert, Universidad del Pacífico, 1985.

Torres, Eduardo. "Las breas del Perú", en Margarita Guerra (editora), *Historia del Petróleo en el Perú*. Lima: Instituto Riva Agüero, Ediciones Copé, 2008.

Torres, Víctor. "El Gobierno Revolucionario de las Fuerzas Armadas". En: GUERRA, Margarita (ed.) *Historia del Petróleo en el Perú*. Lima: Instituto Riva Agüero, Ediciones Copé: 231-270, 2008.

Valdizán, José. *El Perú Republicano: 1821-2011*. Lima: Universidad de Lima, 2013.

Velezmoro, José. "La conquista Inca", en José Antonio del Busto (editor), Historia de Piura. Lima: Universidad de Piura, 2004.

Zimmerman, Augusto. La historia secreta del petróleo. Lima: Gráfica Labor, 1968.

GENERACIÓN ELÉCTRICA

Análisis de las energías renovables en producción eléctrica: Estudio comparativo entre España y Argentina

Dr. Jorge Silva Colomer
Estación Experimental Agropecuaria de Junín.
Centro Regional MZA-SJ. INTA. Argentina,
silvacolomer.jorge@inta.gob.ar

Dr. Fernando Blanco Silva
Unidad de Energía y Sostenibilidad de la Universidad
de Santiago de Compostela. A Coruña. España,
fernando.blanco.silva@usc.es

Ingeniera Química Carina Maroto
Facultad Regional Mendoza. Universidad Tecnológica Nacional.
carinamaroto@gmail.com

Ingeniero Agrónomo M.Sc. Lidia B. Donato
Instituto de Ingeniería Rural - INTA. Castelar. Buenos Aires.
Argentina donato.lidia@inta.gob.ar

Dr. Alfonso López Díaz
Profesor de la Universidad Católica Santa Teresa de Jesús, Ávila.
España. alfonso.lopez@ucavila.es

1. Introducción: la motivación del desarrollo de las tecnologías renovables en la generación eléctrica

Denominamos fuentes de energía renovables a aquellas que no se agotan con el tiempo y tienen dos tipos de usos, los térmicos (solar térmica, biocarburantes, biomasa, geotérmica...) y eléctricos (producción de electricidad en centrales fotovoltaicas, eólicas, hidráulicas...). Además de tener esa naturaleza renovable como su propio nombre indica, también se caracterizan por un impacto ambiental mucho menor (con una producción de Gases de Efecto

Invernadero muy reducida) y, en general ser mucho menos perjudiciales para el medio ambiente que los combustibles convencionales. La explotación de este tipo de tecnologías se realiza desde tiempo inmemorial (arquitectura solar pasiva, combustibles vegetales...) aunque no es hasta el siglo XX cuando se empiezan a desarrollar tecnologías que aprovechan comercialmente estos recursos para la producción de electricidad. En nuestro caso nos centraremos en la producción de energía eléctrica.

La generación eléctrica de origen renovable se conoce desde finales del siglo XIX empleando la energía mecánica del viento o el agua, aunque hasta los años setenta sólo se explotaba comercialmente la energía hidroeléctrica. El resto de fuentes (la fotovoltaica, eólica, biomasa...) apenas tenían desarrollo por ser el coste de generación superior a las fuentes convencionales (carbón, termonuclear, ciclos combinados de gas natural o derivados petrolíferos).

Las crisis del petróleo de los años setenta (1973 y 1979) suponen la aparición de un problema serio para aquellos países que carecían de recursos energéticos propios (básicamente aquellos países que en esos momentos no disponían de yacimientos petrolíferos). Los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (O.P.E.P.) se pusieron de acuerdo para actuar como cártel y encarecieron de forma premeditada este combustible. Las consecuencias fueron catastróficas para los países oleodependientes que se dieron cuenta que debían desarrollar tecnologías alternativas al hidrocarburo. Con esta crisis se incorpora la energía como un nuevo coste en los procesos productivos, hasta el momento este coste pasaba casi desapercibido (el petróleo era en términos generales barato), y esto distorsionó todos los mercados con graves consecuencias para los países que carecían de este combustible.

España fue uno de los países más afectados a nivel mundial. A la inexistencia de petróleo en la Península Ibérica se le debe añadir un momento de especial inestabilidad política y una total ineficacia por parte de la administración para gestionarla. Las crisis petrolíferas provocaron el encarecimiento del proceso productivo y los sucesivos gobiernos no fueron capaces de aplicar políticas restrictivas hasta los años ochenta por la inestabilidad del país en ese momento (tenían miedo de la respuesta de los ciudadanos). Así se mantuvieron de forma artificial los precios del petróleo (no se internalizó la subida), siendo el resultado final un incremento de la inflación, del paro e inestabilidad económica que no se supera hasta los años ochenta [1], [2].

La situación política social en Argentina en la década de los 70 transcurría en un proceso importante ya que se alejaba de un gobierno de facto para ingresar al tercer gobierno democrático del General Perón. La economía se encontraba bastante estabilizada y con el regreso a la democracia y en especial el apoyo de la comunidad a este cambio político, se mejoró la situación económica con un pacto social para disminuir la inflación. El efecto de la crisis del petróleo tuvo su impacto en la industria local pero no tanto, ya que Argentina tenía un interesante balance energético. Por otro lado, el país había contraído poca deuda a nivel internacional. En la segunda crisis petrolera mundial, la situación fue distinta ya que Argentina era un país endeudado y la situación social y económica no era la apropiada para otro pacto social para evitar la inflación. Esta creció fuertemente cayendo el país en una superinflación [3]. En los últimos años Argentina contaba con una producción de petróleo para unos 10 años, pero en la actualidad con el descubrimiento del yacimiento Vaca Muerta la oferta energética mejora. Se considera que la situación actual permite pensar que Argentina dispone de una reserva para los próximos 50 años. Esto será si se logra combinar la extracción con el cuidado del ambiente, tema que crece adecuadamente en la sociedad.

Una vez descubierta la oleoddependencia de los países con menos recursos petrolíferos las energías renovables se conciben como una alternativa a medio plazo a los combustibles fósiles (petróleo y gas natural) para los países con mayores dependencias, y una alternativa a largo (futuro) para todos por su naturaleza renovable (no se acaban como los fósiles). La generación de energía utilizando fuentes renovables permite la independencia energética y sobre todo que blindaría a los países que carecen de recursos petrolíferos en abundancia de las catastróficas consecuencias de una tercera crisis del petróleo, que se puede producir en cualquier momento.

En la década de los noventa se produce otro hecho importante en cuanto a las políticas energéticas, la posterior firma del Protocolo de Kioto, como consecuencia del cambio climático. El Cambio Climático es el calentamiento de la atmósfera que estaban causando las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (G.E.I.), con consecuencias imprevisibles para el medio ambiente. Existen un total de seis G.E.I. (CO_2 , CH_4 , N_2O hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos y SF_6), siendo el más común el dióxido de carbono; el origen más habitual de las emisiones de CO_2 es la combustión de hidrocarburos (gas natural, petróleo...) y carbón para generar calor y/o electricidad, por lo que las principales estrategias de ahorro van a ser:

- i) Reducción de la demanda de energía útil
- ii) Mejora de la eficiencia energética y por lo tanto reducción de la energía primaria
- iii) Desarrollo de fuentes que provocan menos emisiones por cada kWh útil (gas natural, renovables, energía nuclear, cogeneración...) en lugar de otras más contaminantes como petróleo o carbón. Es importante citar que la cogeneración o el uso de gas natural también tienen altas emisiones, aunque menores que el petróleo o carbón [4], [5].

El Protocolo identifica a los países firmantes en dos grupos, los industrializados (incluidos en el Anexo I) y el resto. El Anexo I comprende treinta y cuatro estados (ninguno de ellos latinoamericano), siendo el objetivo global la reducción en el periodo 2008-2012 de un 5,2% sus emisiones de G.E.I. En el caso de los tres primeros se toma como año base 1990 mientras que los tres últimos el año de referencia es 1995, repartiéndose de forma desigual el objetivo en función del grado de desarrollo industrial (existió una cierta permisividad con los menos industrializados). El resto de países firmantes se comprometen a luchar contra el incremento de las emisiones pero no se les marca un objetivo cuantitativo. La Unión Europea es la que debería de hacer un esfuerzo mayor (frenar un 8% las emisiones) seguida por EEUU (7%) y Japón (6%); otros países deberían estabilizar estas emisiones (Nueva Zelanda, Rusia, Ucrania) mientras que a algunos como Noruega o Australia podían aumentar estas emisiones (respectivamente un 1% y un 8%). En el seno de la UE el reparto fue desigual porque mientras que algunos países deberían hacer importantes esfuerzos (a Luxemburgo se le exigía una reducción de un 27% mientras que a Alemania o Dinamarca de un 21%) a los menos industrializados (España, Portugal, Grecia e Irlanda se les permitía superar las emisiones de referencia en más del 10%).

Tabla 1: Objetivo 2008-2012 de reducción de emisiones de CO₂ según objetivos marcados en Kioto

País	Emisiones CO ₂ en 1990 (Mton)	Objetivo 2008 (%)
Alemania	1012,4	-21%
Australia	289,0	8%
Austria	59,2	-13%
Bélgica	113,4	-8%
Canadá	457,4	-6%
Dinamarca	52,1	-21%
España	260,7	15%
EEUU	4957,0	-7%
Federación Rusa	2388,7	0%
Finlandia	53,9	0%
Francia	366,6	0%
Grecia	82,1	25%
Holanda	167,6	-6%
Irlanda	30,7	13%
Italia	429,0	-7%
Japón	1173,4	-6%
Luxemburgo	11,3	-28%
Noruega	35,5	1%
Nueva Zelanda	25,5	0%
Portugal	42,1	27%
Reino Unido	584,1	-13%
Suecia	61,3	4%
Ucrania (*)	919,2	0%
UE15	3325,0	-8%
Total	13728,5	

Fuente: Ministerio de Medioambiente del Gobierno de España

El resto de países firmantes del Protocolo (entre ellos todos los latinoamericanos) no están incluidos en el Anexo I, aunque sí deben realizar esfuerzos para la reducción de las emisiones, y además pueden ser beneficiarios de los

Mecanismos de Desarrollo Limpio y de Aplicación Conjunta. Estos son acuerdos internacionales para implantar tecnologías limpias que reduzcan las emisiones de G.E.I. Argentina, por ser una economía en desarrollo y con aproximadamente el 0,6 % del total de las emisiones mundiales, ratificó el Protocolo de Kioto previa aprobación del Congreso Nacional, mediante la Ley Nacional 25.438. En consecuencia, su condición de país adherente la compromete a reducir emisiones o, al menos, no incrementarlas. [6]

La firma del protocolo también tuvo sus externalidades positivas sobre la cultura en la visión ambiental.

Una vez superado el año 2012 queda pendiente la renovación del Protocolo de Kioto con unos objetivos más ambiciosos. En las cumbres de Cancún (2010) y Durban (2011) se preveía un incremento de los compromisos, que debería materializarse en Doha (2012) pero en esta última cumbre simplemente se renovaron los objetivos de 2012 y ni siquiera para todos los países (Rusia, Japón y Canadá denegaron la firma). Actualmente los objetivos de Kioto simplemente se mantienen. El marcarse objetivos más estrictos depende del compromiso de cada país y está pendiente un nuevo pacto mundial en 2015 al que se incorporarían China, India y Rusia aunque. La Unión Europea se ha marcado el objetivo 20-20-20, que consiste en alcanzar una cuota de un 20% para la reducción de las emisiones de G.E.I., porcentaje de mejora en la eficiencia energética y finalmente que un 20% de la energía primaria (tanto térmica como eléctrica) provenga de las fuentes renovables.

2. Las fuentes renovables en España: marco jurídico y evolución

2.1 Introducción: La ley 54/1997 del sector eléctrico como punto de partida

La entrada de España en la Comunidad Económica Europea (C.E.E.) en 1986 obliga al cumplimiento de las directrices básicas de ésta en todos los sectores. En algunos la adaptación a normas supranacionales se hizo de forma rápida, mientras que los sectores más sensibles (electricidad, hidrocarburos, comunicaciones, abastecimiento de agua...) tuvieron una convergencia mucho más lenta. Estos sectores eran considerados estratégicos y estaban fuertemente regulados por la administración pública, por lo que los procesos de liberalización que exigía la C.E.E. se tomaron con mucha lentitud, siendo la electricidad uno de ellos. La exigencia de la C.E.E. comprendía la normalización

de las instalaciones (como resultado de la *Ley* antes citada también se aprobó un nuevo Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión), facilitar la incorporación de las nuevas tecnologías (renovables, cogeneración...) y la libre competencia en el sector.

En 1997 se aprobó la *Ley 54/1997, de 8 de noviembre, del Sector Eléctrico* [7], que es la norma básica que regula la electricidad en España, fruto de la necesaria adaptación de la normativa nacional a la europea. Hasta su aprobación el suministro eléctrico se concebía como un servicio público sin estar muy claros los límites entre empresas y administración, ya que ambas realizaban conjuntamente la planificación de las redes. Este servicio público deja de ser el objetivo principal de la *Ley* marcándose ahora los siguientes:

- i. Garantizar el suministro eléctrico a la población
- ii. Garantizar que éste tiene la calidad suficiente
- iii. Garantizar que se realice al menor coste posible

Otro punto importante es la descripción de los participantes en el mercado. Hasta 1997 las empresas eléctricas realizaban toda la actividad al completo (desde la generación a la venta al consumidor) mientras que ahora distinguimos entre los productores, transportistas, empresas distribuidoras y comercializadoras.

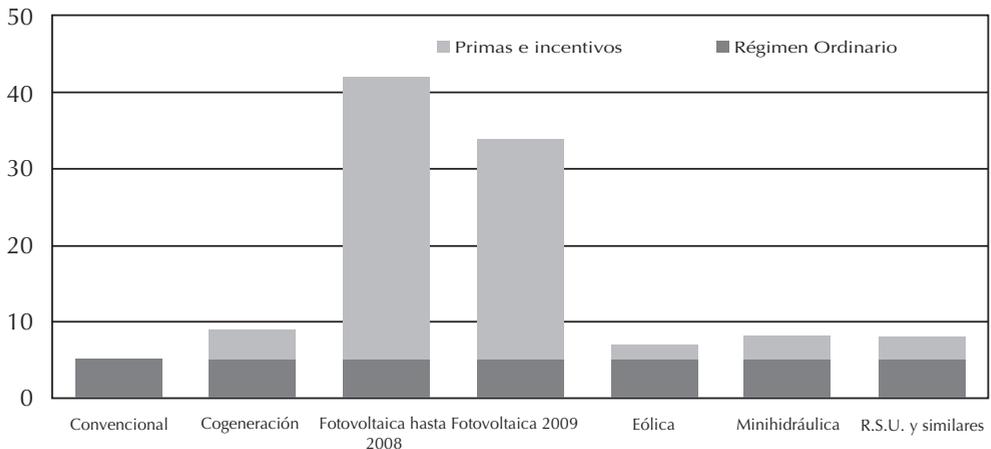
Otra característica de la liberalización es que el precio de la energía deja de ser fijo en líneas generales (hasta el momento era impuesto por el Ministerio de Industria y actualizado anualmente según los costes del mercado). A partir de 1997 el precio se impone mediante un procedimiento de ajuste oferta-demanda, siendo la electricidad más cara a las horas de mayor demanda (por las mañanas) mientras que las horas más baratas serán por la noche y fines de semana, en los que cae la demanda. Este procedimiento se produce para las fuentes convencionales y con ciertas particularidades para el Régimen Especial.

2.2 Régimen especial y régimen ordinario. Primas a la electricidad verde

Esta *Ley 54/1997 de 8 de noviembre del Sector Eléctrico* promueve las fuentes renovables para la producción de energía eléctrica, estableciendo como novedad la discriminación entre el Régimen Ordinario y el Régimen Especial. El Régimen Ordinario incluía las centrales tradicionales (térmicas,

termonucleares, gran hidroeléctrica...) mientras que las del Régimen Especial son las renovables, tratamiento de R.S.U., cogeneración, residuos agrícolas, con potencia instalada menor a 50 MW. La preferencia está localizada en que las fuentes del Régimen Especial no deben someterse a un procedimiento de oferta-demanda sino que pueden acogerse a un precio fijo de venta por cada kWh. Este precio de venta se calculará en función del precio medio de venta de las fuentes del Régimen Ordinario incrementado en una cantidad variable denominada prima. En casos especiales se podrá dar también la prima a otras fuentes renovables no hidráulicas de potencia superior a 50 MW. La prima es una cantidad económica que se abona por cada kWh por encima del precio ordinario y que depende de la fuente. Por ejemplo en el caso de la eólica eran unos 3 céntimos por cada kWh mientras que para la solar fotovoltaica era del orden de los 30 céntimos por cada kWh. El motivo de la existencia de la prima es compensar los sobrecostes que suponen para el promotor la generación de electricidad renovable, y según esta Ley se calculará de forma que estas centrales tengan una viabilidad razonable [8].

Figura 1: Precios de venta de la energía eléctrica de origen renovable a la red según tecnología



Fuente: Elaboración propia

La Ley del Sector Eléctrico divide en cuatro grandes partes el proceso, que son la producción de electricidad, transporte, distribución y la venta al consumidor final. En este artículo analizaremos la producción; esta actividad se realiza en las centrales eléctricas, que producirán electricidad mediante el proceso de generación. El mercado de la producción eléctrica (es decir

el precio de venta de cada kWh producido) se regula por un procedimiento de compra y venta de la electricidad mediante un proceso denominado casación. Todas las instalaciones del Régimen Ordinario superiores a los 50 MW están obligadas a participar en el procedimiento de casación mientras que las instalaciones renovables y las de potencia menor a 1 MW no están obligadas a participar en este procedimiento aunque tienen la posibilidad de hacerlo. El Régimen Especial incluye tres grupos, a, b y c. El Grupo A son las centrales de cogeneración, el Grupo B son las centrales que usan energías renovables (eólica, solar fotovoltaica y termosolar, geotérmica, hidroeléctrica, biomasa y residuos forestales...) mientras que el Grupo C, residuos sólidos urbanos y valorización energética de residuos [9]. Tal y como citábamos antes el Régimen Especial es que tiene un trato muy favorable en cuanto a la venta de energía eléctrica por lo siguiente:

- La energía eléctrica del Régimen Especial siempre será vendida a la red
- El precio de venta es fijo, indiferente del proceso de compra-venta en el mercado
- Las instalaciones de potencia superior a 1 MW tienen la posibilidad de entrar en el proceso de casación de compra-venta de energía, junto a las instalaciones del Régimen Especial.

2.3 Planificación energética en renovables y crecimiento de la red de transporte

Una característica importante de la *Ley del Sector Eléctrico* es la liberalización; hasta el momento la actividad eléctrica era realizada en régimen de monopolio por la empresa eléctrica implantada en la zona y la posibilidad de elección era inexistente. Con la aprobación de la Ley se introduce la competencia en los procesos de generación y comercialización (venta al cliente); en distribución y transporte sigue habiendo monopolio pero se permite el uso de líneas ajenas pagando un peaje. Fruto de esta liberalización cualquier promotor tiene la libertad de implantar centrales (únicamente deben obtener los permisos y licencias, pero existe libertad para construir nuevas centrales). Al Estado sólo le corresponde realizar la estimación de las líneas de transporte y distribución en función de las previsiones de implantación de generadores y consumidores. Las empresas productoras se pueden ajustar o no a estas estimaciones en función de los beneficios económicos previstos, es decir que tienen libertad de implantar nuevas centrales en aquellas ubicaciones que consideren idóneas. El Estado únicamente realiza la planificación vinculante de las grandes líneas

de transporte, tanto en electricidad como en gas natural, ya que estas son imprescindibles para que se desarrollen las nuevas instalaciones generadoras. Además de esta planificación debe estimar el crecimiento de la generación eléctrica, clasificándolo según las tecnologías. Algunos documentos que recogen la planificación energética son los siguientes:

- *Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) 1999-2010 [10]*, que es la normativa nacional de transposición del *Libro Blanco de la UE*¹. Hasta este momento existían Planes Energéticos Nacionales en los que se incluía una previsión general de crecimiento de la producción y en este caso por primera vez se desarrolla una planificación exclusiva para las fuentes renovables. Este documento se actualiza posteriormente mediante el *Plan de Energías Renovables 2005-2010 [11]* y con el *Plan de Energías Renovables 2011-2020 [12]*. El *Plan de Fomento* de 1999 plantea como objetivo principal alcanzar los objetivos del Protocolo en España, con un aporte de energía de origen renovable del 12% de la energía primaria. Esta reducción se realizaría potenciando los usos térmicos (un 5% del consumo de energía térmica tendría este origen) y sobre todo los eléctricos, que es donde se realiza la mayoría del esfuerzo, ya que se marca como objetivo que un 22% de la energía eléctrica tenga este origen (en 1998 era de un 13,9%). Incluimos a continuación las tablas de ambos objetivos.

Tabla 2: Resumen del Plan de Fomento de Energías Renovables 2000-2010 para usos térmicos

	1998	2010	Variación
	Energía (ktep)	Energía (ktep)	Energía (ktep)
Biomasa	3476	4376	900
Solar Térmica	26	336	310
Geotérmica	3	3	0
Biocarburantes		500	500
Total usos térmicos	3505	5215	1710

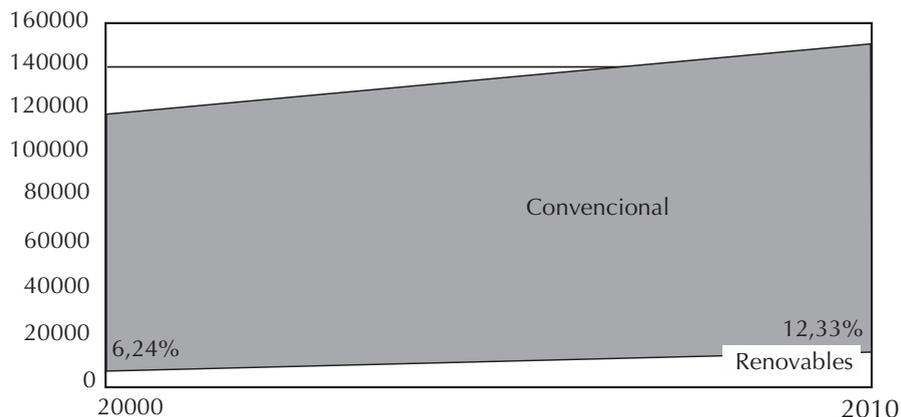
Fuente: Ministerio de Industria e I.D.A.E.

1 El Libro Blanco es un documento general que marca los objetivos estratégicos de la Unión Europea en diversos aspectos; uno de éstos es el Libro Blanco por el que se establece una estrategia y un plan de acción comunitarios en políticas energéticas, con un compromiso que el 12% de la energía consumida en la UE tenga origen renovable, para alcanzar los objetivos firmados en el Protocolo de Kioto. Puede encontrarse abundante información sobre éste en http://europa.eu/legislation_summaries/other/l27023_es.htm

Tabla 3: Resumen del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 para usos eléctricos.

	1998		2010		Variación 1998-2010	
	Potencia (MW)	Electricidad (GWh)	Potencia (MW)	Electricidad (GWh)	Potencia (MW)	Electricidad (GWh)
Minihidráulica	1510	4680	2230	6912	720	2232
Gran hidráulica	16221	30429	16571	31129	350	700
Eólica	834	2002	8974	21538	8140	19536
Biomasa	189	1139	1897	13949	1708	12810
Biogás			78	546	78	546
Solar Fotovoltaica	8	15	144	218	136	203
Solar termoeléctrica			200	459	200	459
R.S.U.	94	586	262	1846	168	1260
Total Electricidad	18856	38851	30356	76597	11500	37746

Fuente: Ministerio de Industria e I.D.A.E.

Figura 2: Evolución prevista de las renovables según el Plan de Fomento 2000-2010

Fuente: Ministerio de Industria e I.D.A.E.

- En el caso de España, en el 2010 ya se había alcanzado un 12% de cuota renovable en la energía nacional y el porcentaje actual ronda un 15% (existen pequeñas variaciones porque el aporte de hidroeléctrica es muy variable) y será necesario un empujón importante para alcanzar el objetivo del 20 % que se marca la Unión Europea como objetivo en el año 2020 [13].

Tabla 4: Evolución prevista del porcentaje de renovables en la producción de energía primaria entre 2005-2020 (ktep)

Ktep	2005	2010	2015	2020
Carbón	21.183	8.271	10.548	10.058
Petróleo	71.765	62.358	56.606	51.980
Gas natural	29.116	31.003	36.660	39.237
Nuclear	14.995	16.102	14.490	14.490
Energías renovables	8.371	14.910	20.593	27.878
Saldo eléctrico (Imp-Expor)	-116	-717	-966	-1.032
Total energía primaria	145.314	131.927	137.930	142.611

Fuente: Plan de Fomento de las Energías Renovables 2011-2020

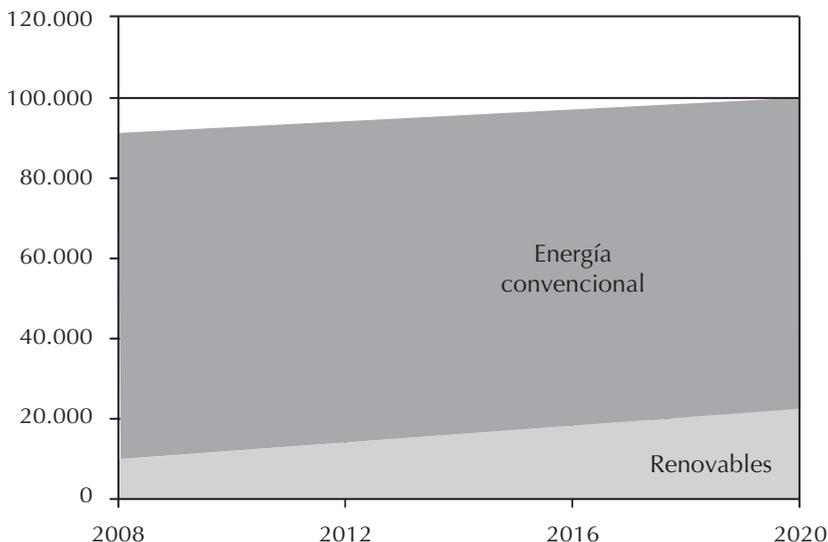
Por usos destacamos que este Plan de Fomento se marca como objetivo que un 38% de la generación eléctrica bruta tenga origen renovable, cuando en la actualidad ronda un 32%. Podemos ver a continuación la evolución esperada de la generación eléctrica nacional entre 2005 y 2020.

Tabla 5: Evolución prevista de las distintas fuentes en la generación de energía eléctrica entre 2005-2020 (GWh)

	2005	2010	2015	2020
Carbón	81.458	25.493	33.230	31.579
Nuclear	57.539	61.788	55.600	55.600
Gas natural	82.819	96.216	120.647	133.293
Petrolíferos	24.261	16.517	9.149	8.624
Renovables	42.441	97.121	112.797	146.080
Hidroeléctrica por bombeo	4.452	3.106	6.592	8.457
Producción bruta	292.970	300.241	338.016	383.634
Porcentaje de renovables en generación (%)	14,5%	32,3%	33,4%	38,1%

Fuente: Plan de Fomento de las Energías Renovables 2011-2020

Figura 3: Evolución prevista de recursos renovables y energía convencional en el consumo energético nacional 2008-2020



Fuente: Plan de Fomento de las Energías Renovables 2011-2020

2.4 El régimen económico de las fuentes del régimen especial

Desde la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico se han desarrollado múltiples normas en forma de reales decretos y normativa de rango menor, que sería imposible desarrollar al completo. A continuación haremos un pequeño resumen de la evolución de esta normativa a lo largo de los últimos años.

Hasta 2004 la evolución de las fuentes renovables en generación eléctrica era inferior a las previsiones del *Plan de Fomento*, de forma que el *Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*, incorpora varias medidas para consolidar su crecimiento. Por un lado implanta una medida de consolidación de primas, consistente en asegurar que las empresas cobrarán un precio de la prima en /kWh durante la vida útil de ésta (hasta ese momento las primas se aprobaban anualmente pero no se aseguraba su existencia durante un plazo de años). Además impone que durante los primeros veinticinco años se cobre el total de la prima y una vez que la instalación ha cumplido el cuarto de siglo en funcionamiento cobrará un 80% de ésta. En otros casos se aprobó normativa particular, como es en la fotovoltaica, este Real Decreto elevó la

potencia nominal con derecho a percibir la prima máxima desde los 5 kW a 100 kW, lo que supuso una rebaja en el precio de implantación y que las instalaciones fotovoltaicas empiezan a ser rentables para los promotores. En el periodo 2004-2008 esta tecnología ha aumentado espectacularmente porque mientras que los precios de implantación se rebajaban ampliamente las primas se mantenían; en 2004 el precio de cada kW instalado eran de unos 7.000 / kW (para instalaciones del orden de 5 kW) y las instalaciones empezaban a ser rentables, desde este año a 2007 el precio se rebajó hasta los 4.500 /kW (instalaciones hasta 100 kW), pero las primas seguían siendo prácticamente iguales, de forma que la potencia aumentó exponencialmente y supuso un sobrecoste muy importante.

La evolución de la potencia instalada muy por encima de las estimaciones del Plan de Fomento estaba causando una cierta inseguridad en el sector, que resuelve el *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica del Régimen Especial*. Este Real Decreto soluciona una situación de incertidumbre en el mercado, existían múltiples rumores de cierre del Registro del Régimen Especial porque algunas tecnologías estaban superando de largo los objetivos del Plan de Fomento 2000-2010 (en particular la fotovoltaica) y no estaba regulado qué pasaría en el caso de superarse los objetivos de este Plan. Ahora se asegura que seguirán existiendo las primas aunque son variables en función de la tecnología empleada. Estos precios se mantendrían para las instalaciones en funcionamiento hasta llegar al 85% de la potencia objetivo para el año 2010 y que es variable en función de cada fuente; una vez superado el 85% se aplicaría un sistema de cupos por el que las nuevas instalaciones cobrarían una prima decreciente en función de la potencia instalada en ese momento. Otra novedad que introduce el *Real Decreto 661/2007* es la metodología para la actualización de la prima a las renovables, conforme hasta el 31 de diciembre de 2012 el precio del kWh del que partíamos se actualizará con el índice de precios al consumo menos el 0,25% mientras que a partir de enero de 2013 la actualización de estos precios se realizará con el I.P.C. menos el 0,5%. La tercera novedad importante es la necesidad de un aval bancario para la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones del Régimen Especial. Unos meses más tarde se aprueba la *Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2008*; esta Orden calcula el precio de venta de cada kWh (recordemos que las instalaciones del Régimen Especial no están obligadas a calcular el precio en función de la relación oferta-demanda).

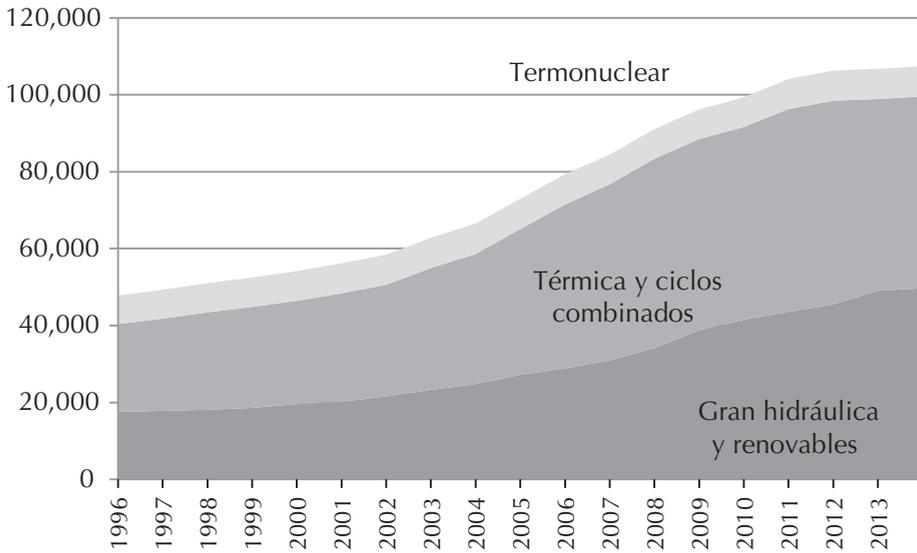
Las primas a las renovables eran necesarias para incentivar al inversor (sin ellas estas instalaciones no eran rentables) pero debido a que estas se mantenían mientras que el precio de la implantación era cada vez menor las nuevas centrales superaron de largo las previsiones, de forma que incluso aquellas situadas en lugares no idóneos (sin mucha radiación solar, sin excesivo viento...) podían ser rentables, especialmente en el caso de la fotovoltaica.

En la línea de moderar las primas debemos citar el *Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología*. Este Real Decreto rebaja sustancialmente el precio de las primas a la tecnología fotovoltaica por haberse superado los objetivos previstos para 2010; las primas en vez de ser fijas pasarán a ser decrecientes, es decir que al aumentar la potencia eléctrica de origen fotovoltaica disminuirá; a partir de 2008 el precio es de unos 32 céntimos por cada kWh pero en los próximos años este valor fue en decrecimiento.

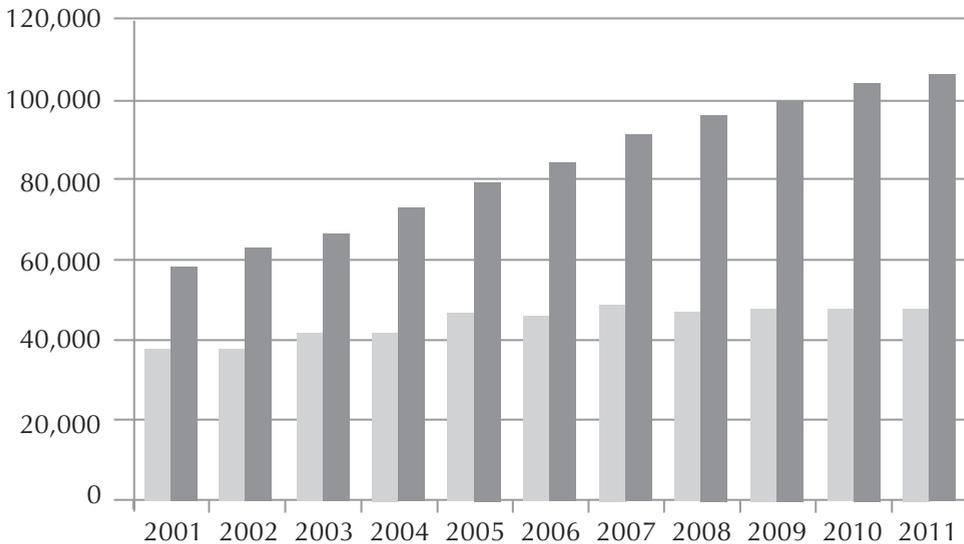
Posteriormente se han aprobado algunas modificaciones sectoriales, que incentivan que las grandes centrales renovables (entre 10 y 50 MW) participen en el proceso de casación de oferta y demanda, por el que se introduce la posibilidad de participar en el mercado. Como esta participación supone a priori la pérdida de ingresos, se les premia con un incentivo sobre aquellas instalaciones que producen en las condiciones convencionales (precio fijo más prima) de forma que tenemos dos modalidades de venta a la red:

- Mediante un precio fijo más prima
- Mediante precio variable más prima más incentivo. De esta manera aproximadamente el precio final a lo largo del año sale el mismo, pero en los periodos de mayor demanda el kWh se paga a más precio y en menor demanda a menos precio. A esta modalidad sólo se podían acoger las centrales mayores a 10 MW.

Como resultado de la aplicación de la política de apoyo a las renovables mediante las primas el incremento de la potencia disponible en los últimos veinte años en España ha sido muy importante, aunque por muy por encima de la demanda eléctrica (que apenas se movía). Entre 1998 y 2012 la potencia disponible se multiplicaba por dos mientras que la demanda eléctrica sólo aumenta un 20%.

Figura 4: Evolución de la potencia instalada (MW)

Fuente: Foro Nuclear (anuario Energía 2013)

Figura 5: Comparación de potencia eléctrica instalada y demanda máxima de potencia (MW)

Fuente: Foro Nuclear – Anuario Energía 2013 y elaboración propia

2.5 El déficit tarifario y evolución de las primas

Decíamos antes que la evolución de las renovables supuso un incremento de las primas, que ha desatado una crisis importante en el sector. El precio de producir electricidad a partir de las tecnologías del Régimen Especial es superior que utilizando las del Régimen Ordinario, de forma que la Ley del Sector Eléctrico incentivaba estas tecnologías con diferentes herramientas, donde las primas es la más importante. El valor de las primas depende de cada tecnología, tal y como vimos en la Figura 1, pero supone un coste global muy importante que ha crecido a medida que lo hicieron las tecnologías renovables. En 2012 estas primas ascendían a unos 7.000 millones de euros.

En España la normativa recoge que los costes de las primas deben ser imputados a los consumidores finales, pero el precio del kWh no se ha encarecido de forma acorde con estas primas por lo que existe un desfase entre ambos muy importante, que forma parte de un término más amplio denominado el Déficit Tarifario. Este Déficit es la diferencia entre los costes que las empresas eléctricas afirman tener (esto es discutible porque se trata de un sector sin competencia en el que las empresas no son totalmente eficientes) y los costes que los usuarios pagan, ascendiendo a casi 30.000 millones de euros y el Ministerio de Industria ha decidido apostar por atajarlo lo antes posible. En el Déficit Tarifario se incluyen además de las primas otros capítulos como los derechos de interrumpibilidad de las grandes fábricas (en caso de demandas imprevistas se les podría cortar el suministro a los grandes consumidores aunque esta medida no ha sido adoptada prácticamente nunca), garantía de potencia (en particular la disponibilidad que cobran las centrales de Ciclo Combinado aunque no entren en funcionamiento), sobrecostes extrapeninsulares (el precio de la electricidad fuera de la Península es idéntico, aunque el coste de generación es muy superior) o incluso la Moratoria Nuclear (indemnizaciones por centrales nucleares que se empezaron a construir y que posteriormente se paralizaron por iniciativa del Gobierno). Temporalmente estos costes han sido soportados por las empresas eléctricas aunque la normativa recoge explícitamente que serán trasladados a los consumidores finales; en el caso de las tarifas intervenidas (Tarifas de Último Recurso) el Ministerio de Industria mantiene unos valores estables de forma que las comercializadoras no pueden trasladar el incremento de las primas a los consumidores; de esta forma un desfase que inicialmente era coyuntural (se debería liquidar al año siguiente) se convierte en estructural.

Con el fin de frenar este Déficit (en el que los precios de las primas son uno de los participantes) el Ministerio de Industria ha aprobado el *Real Decreto Ley 1/2012 por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución en las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica del Régimen Especial*. Este Real Decreto Ley impide temporalmente que las nuevas centrales sean beneficiarias de las primas a la producción, que eran imprescindibles para ser viables. La suspensión temporal de las primas supuso un freno drástico a la implantación de estas centrales, ya que sin primas desaparece el interés de los promotores y se paraliza el mercado.

El *Real Decreto 436/2004* consolidaba el valor de las primas para las instalaciones que ya estaban en funcionamiento e impedía que las primas se recortasen. El Ministerio de Industria deseaba disminuirlas pero no podía hacerlo tan fácilmente. Así ideó el cobro de un “impuesto sobre el valor de la producción eléctrica”, recogido en la *Ley 15/2012 de Medidas Fiscales para la Sostenibilidad Energética*. Este nuevo impuesto grava un 7% el importe total recibido por la energía vertida a la red eléctrica, con independencia de la fuente utilizada. Esto es especialmente perjudicial para las centrales renovables por tratar a todas las tecnologías por igual. Este impuesto ha sido recurrido por todo el sector porque supone un cambio de la normativa que explícitamente estaba consolidada (en la práctica es recortar las primas un 7%) estando pendiente de ser resuelto el recurso de inconstitucionalidad.

Finalmente debemos citar la nueva Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. Esta Ley sustituye a la Ley 54/1997 y supone la paralización definitiva de las primas a las renovables, ante el encarecimiento de las mismas y sobre todo motivadas por el Déficit Tarifario.

2.6 Las posibilidades de futuro sin primas: autoconsumo y balance neto

Ante la desaparición de las primas la principal esperanza de los participantes en el sector es la implantación de centrales para autoconsumo, es decir que una empresa consumiera la energía que ella misma produzca con una pequeña central (fotovoltaica, minieólica...)². El problema es que la regulación

2 El autoconsumo es posible para cualquier consumidor aunque en la práctica sólo es económicamente viable para fábricas, grandes edificios y centros de consumo entorno a los 100 kW. No es previsible que los consumidores domésticos (con potencias consumidas en torno a los 10 kW) puedan aprovecharse de esta modalidad con los precios de implantación existentes en la actualidad.

del autoconsumo no está actualizada, ya que entre otras limita la potencia máxima a conectar a 100 kW (sólo se permitiría elevar esta potencia a 1.000 kW en biomasa) y faltan por concretar muchos detalles. Además el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión obliga a contar con la autorización de la empresa distribuidora de la zona, que no lo va a facilitar por ser contrario a sus intereses. Está pendiente del desarrollo de un Real Decreto que regule completamente el autoconsumo. Existe un borrador publicado por el Ministerio de Industria en el que exige unos “peajes de respaldo” que harían inviable la inversión económica (se debe de pagar un sobrecoste por los derechos de potencia disponible, por encima de un consumidor ordinario) aunque está pendiente de desarrollar.

Actualmente el mercado de las renovables para la generación eléctrica está detenido a la espera que se apruebe el Real Decreto de Autoconsumo, y que se definan las condiciones de esta modalidad. Es especialmente importante que el autoconsumo sea una modalidad comercialmente interesante porque es donde están centradas todas las esperanzas de conseguir incrementar un 6% la participación de las renovables en la generación eléctrica, imprescindible para alcanzar los objetivos del *Plan de Fomento de las Energías Renovables 2011-2020*.

3. Las fuentes renovables en Argentina: marco jurídico y evolución

3.1 La liberalización eléctrica en Argentina: la ley 24065/91 de régimen de la energía eléctrica

En Argentina la provisión de electricidad comienza a fines del siglo XIX, centrándose en Buenos Aires para luego extenderse progresivamente al resto del país. A mediados del siglo XX se consolidan las empresas estatales de Agua y Energía y son las principales generadoras y distribuidoras de electricidad.

A fines de los años 60 la generación térmica aportaba alrededor del 70% de la demanda, situación que cambió en las décadas siguientes debido a la inclusión de tecnología apropiada para la instalación de centrales hidroeléctricas. Hacia fines de los '80 la hidroelectricidad alcanzaba cerca del 50% de la oferta del mercado.

A mediados de los 80, el sistema entró en crisis con dificultades de financiamiento que llevó a problemas técnicos de mantenimiento. Además

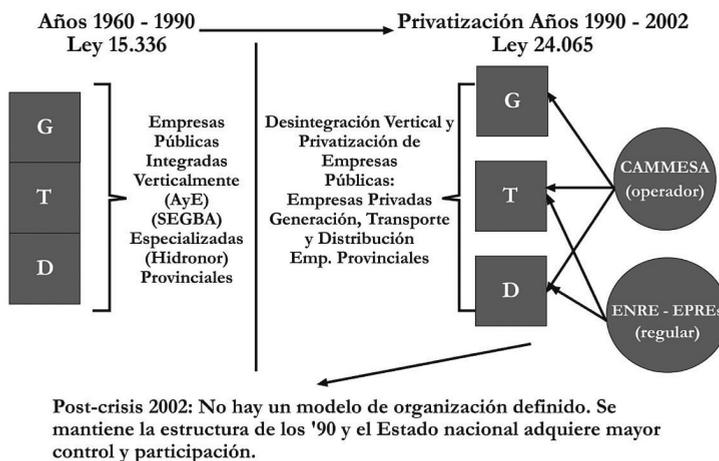
dos de los principales sistemas hídricos mostraron fuertes bajas en sus caudales, provocando escasez y obligando a consecuentes racionamientos y cortes programados. Como resultado, se reforma el sistema realizando una desintegración vertical de las empresas estatales, separando las mismas en segmentos independientes de generación, transporte y distribución, privatizándose todas las empresas estatales.

El nuevo régimen permite que la generación funcione bajo condiciones de libre competencia, no así el transporte y la distribución que se manejan como servicios públicos conformando condiciones de monopolio natural.

Esto obliga a que el Estado cumpla sus funciones de control y regulación del sistema. En relación a la distribución, la función de controlador la tiene el Ente Nacional Regulador Eléctrico para las distribuidoras de la provincia de Buenos Aires, donde se centra más del 50% de la demanda nacional, mientras que en el interior del país existen organismos provinciales. [14]

En 1992 es creada la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad Sociedad Anónima (CAMMESA), el cual es el organismo encargado de la coordinación de operaciones de despacho, responsabilidad por el establecimiento de precios mayoristas y administración de transacciones que se realizan en el sistema interconectado nacional. Es una empresa de gestión privada con propósito público. [15]

Figura 6: Evolución del modelo de organización del mercado eléctrico argentino

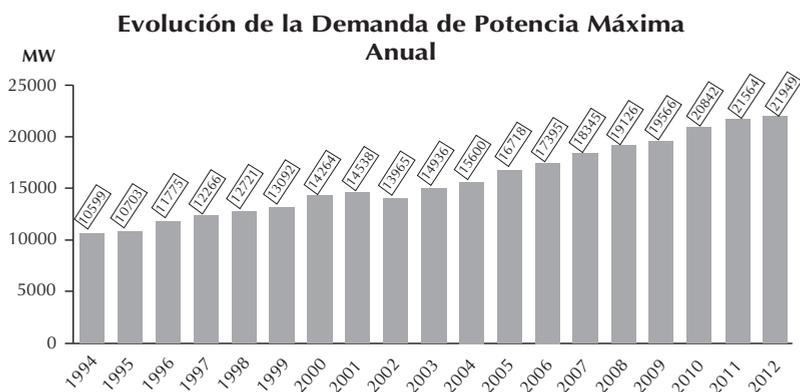


En el 2002 la Argentina atraviesa una fuerte crisis socio – económica, en donde se decretan leyes de Emergencia Económica y se realiza una renegociación de contratos de servicios públicos de electricidad y gas natural. En los años siguientes Argentina entra en un proceso de restricciones generalizadas y la situación se mantiene, aunque se incorpora nueva infraestructura para la generación y distribución de energía. Las tarifas de energía y combustible suben exponencialmente, como así también los subsidios a las empresas para controlar los precios a los consumidores. Las nuevas inversiones destinadas a la generación provienen de financiación pública o contratos con garantía soberana.

3.2 El incremento de la demanda de potencia

La demanda de potencia ha crecido con un ritmo sostenido durante los últimos 20 años, situación que responde no sólo al crecimiento demográfico sino también a un crecimiento económico – industrial.

Figura 7 – Evolución de la demanda de potencia máxima anual argentina



Fuente: CAMMESA

La tendencia creciente nos llevó desde 9.515 MW en 1992, hasta 21949 MW en el 2012; aunque se aprecian en la gráfica algunos años de disminución de demanda, coincidentes con crisis socio-económicas en el país.

La demanda del mercado eléctrico está dividida en varios sectores, el 38% corresponde al consumo residencial, el 32% a grandes y medianos usuarios industriales, el 26% responde a la demanda comercial, mientras que el 4% restante se utiliza en alumbrado público. [16]

3.3 La capacidad instalada

En la actualidad, la capacidad instalada del Parque de Producción de Electricidad alcanza los 30.937 MW.

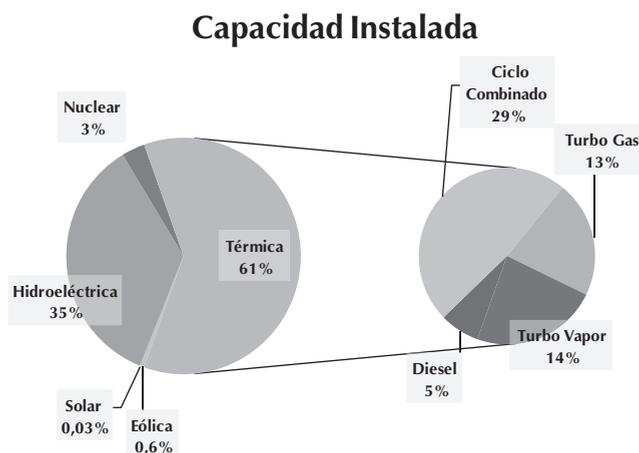
La producción se basa principalmente en el uso de combustibles fósiles, representando el 60,7% de la capacidad total, mientras que las hidroeléctricas cubren el 35%, el resto se completa con energía nuclear, mientras que las renovables (solar y eólica) no alcanzan al 1%. [17]

Tabla 6: Producción de energía eléctrica en Argentina en 2013

Tipo de Central	Tecnología	Porcentaje
Hidroeléctrica		35,30%
Nuclear		3,21%
Eólica		0,60%
Solar		0,03%
Térmica	Ciclo Combinado	29,29%
	Turbo Vapor	14,13%
	Turbo Gas	12,96%
	Diesel	4,47%

Fuente: Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista CNEA – Marzo 2014

Figura 8 – Capacidad instalada en 2013



Fuente: Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista CNEA – Marzo 2014

El aumento de la población en las capitales así como las industrias en los alrededores de la misma, llevan a que en Argentina el 80% de la demanda se concentra en esas zonas. Esto motiva, que aunque exista el SIN (Sistema Interconectado Nacional), las mayorías de las centrales térmicas se encuentren en la zona urbanas, dejando solamente para otras regiones generaciones de tipo hidroeléctrica, siguiendo la geografía natural. Las centrales eléctricas de mayor capacidad se aprecian en la tabla 7 siguiente.

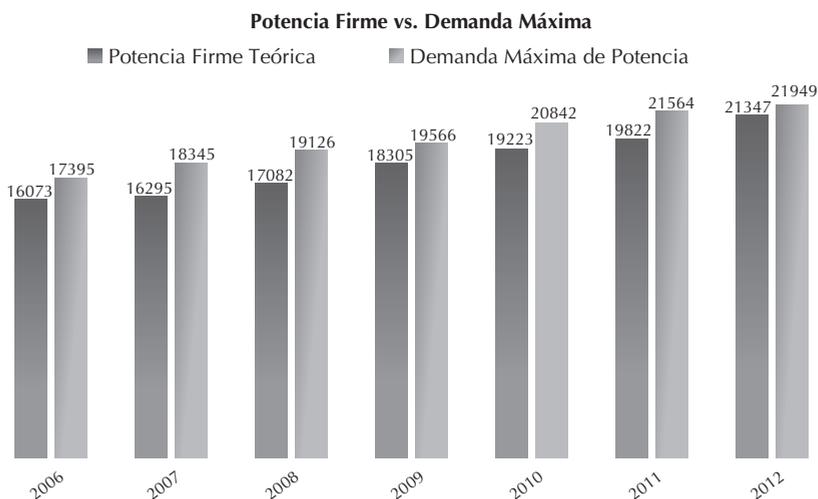
Tabla 7: Centrales hidroeléctricas de mayor capacidad instalada

Nombre	Potencia [MW]	Tipo	Origen de capitales
Yaciretá	3100	Hidroeléctrica	Argentino - Paraguayo
Costanera Central	2318	Central Térmica	Chileno
Salto Grande	1890	Hidroeléctrica	Argentino – Uruguayo
Piedra del Águila	1424	Hidroeléctrica	Chileno

Fuente: Elaboración propia. Información tomada de Secretaría de Energía

Tomando en cuenta que la potencia firme teórica difiere de la capacidad instalada, podemos apreciar en la siguiente figura que existe un déficit, que se repite año a año, para atender la demanda energética. Esta situación obliga a la importación de combustibles para generación eléctrica.

Figura 9: Comparativa de evolución de potencia firme teórica y demanda máxima de potencia en Argentina



Fuente: CAMMESA

Frente a esta situación se han planteado políticas para el aumento de la capacidad instalada a fin de abastecer la demanda creciente. Estas han llevado a un incremento aproximado de 2000 MW en los últimos 3 años, siendo los mismos en su mayoría generación a base de combustibles fósiles. También debemos sumar 745MW que se aportarán en los próximos meses por el ingreso de Atucha II (Central Nuclear).

3.4 La presencia de las renovables en argentina

El desarrollo de un modelo energético sustentable que integre las fuentes renovables con las no renovables necesita de un mejor uso de la energía. Queda mucho margen en los distintos usos de la energía para eficientizar el aprovechamiento de la misma.

En la variedad de escenarios eléctricos conocidos se puede comprobar que todos ellos mejoran su performance general (técnica, económica y ambiental) cuando asisten a una demanda con un fuerte componente en uso eficiente de la energía.

Un complemento esencial para las políticas de uso racional de la energía es aprovechar el potencial de las renovables a baja escala utilizadas por los usuarios en sistemas integrados a la red. En la generación distribuida los sistemas de solar térmicos son interesantes por el ahorro de gas o de electricidad. La generación renovable distribuida permite tener un sistema más eficiente tanto por la reducción de la demanda de la red como por las menores pérdidas en la transmisión de energía.

Es muy grande el potencial que posee nuestro país para aprovechar diversas fuentes renovables, como es el caso de eólica, solar o biomasa. El potencial eólico existente y la competitividad de los modernos aerogeneradores despertaron el interés inicial en las primeras normas de promoción. Se estima que el 70% del territorio es apto para generar energía eléctrica en base a este recurso.

En la región latinoamericana Argentina está en el 5 lugar con baja potencia respecto a Brasil o México pero en porcentaje en el 2011 aumentó más que los otros países.

En el año 2003 teníamos un potencial de 26,3MW posteriormente con la incorporación del parque de la provincia de La Rioja (2011) y Chubut (2012)

pasamos a 141,8 MW. De esta potencia solo se comercializaba a la red SADI nacional (Sistema Argentino de Interconexión) un 78,8 %, quedando el resto localmente. [18]

La energía solar también tiene buenas posibilidades especialmente en la región centro-oeste del país. Para que el uso de la energía solar sea una alternativa energética viable es preciso garantizar el suministro necesario mediante una mejora de los sistemas de captación, acumulación y distribución. El nivel técnico actual de dichos sistemas es muy elevado habiéndose desarrollado grandes avances en todos los campos. Se puede afirmar que las posibilidades técnicas de la energía solar están en un orden muy superior al aprovechamiento actual que se está haciendo de este tipo de energía. Además, la energía solar puede perfectamente ser complementada con otras energías renovables o convencionales lo que haría que se redujesen las necesidades de acumulación en períodos de escasa radiación solar.

La energía solar térmica presenta un potencial tal que podría sustituir, a corto plazo, a la electricidad y al gas en la calefacción y el calentamiento de agua, sobre todo a nivel domiciliario y comercial, con costos accesibles. [19]

Para la generación de energía eléctrica a nivel rural, muchos productores han recurrido a paneles fotovoltaicos. La demanda de estos paneles ha crecido entre un 20% y un 50% anual en los últimos diez años.

Aunque los costos del equipamiento son elevados, en muchos casos la distancia a la red nacional los vuelve factibles, generando pequeñas redes autónomas. El Programa PERMER (Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales) tiene como objetivo proveer de electricidad a 1,8 millones de personas nucleadas en 314 mil hogares, y a 6.000 servicios básicos (escuelas, emergencias médicas, destacamentos policiales, etc.), el que se ejecuta a través de varias tecnologías, como paneles solares, cocinas y hornos solares, aerogeneradores, etc.

Asimismo, por iniciativa de los Ministerios de Agricultura y de Planificación a través de las Secretarías de Agricultura, Ganadería y Pesca y la Secretaría de Energía se crea el Proyecto para la promoción de la energía derivada de la biomasa llamado PROBIOMASA, también cuenta con el apoyo de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO). [20]

El objetivo principal del proyecto es incrementar la producción de energía térmica y eléctrica derivada de biomasa a nivel local, provincial y nacional para

asegurar un creciente suministro de energía limpia, confiable y competitiva, y a la vez, abrir nuevas oportunidades agroforestales, estimular el desarrollo regional y contribuir a mitigar el cambio climático.

Para cumplir sus objetivos se plantean tres líneas de acción:

- Fortalecimiento institucional: reforzar el marco institucional y crear infraestructura para impulsar el uso sustentable de la energía obtenida de biomasa.
- Incubadora de proyectos energéticos: promover el establecimiento de emprendimientos bioenergéticos.
- Difusión y sensibilización: informar y capacitar a los actores políticos, empresarios, investigadores y al público en general acerca de las oportunidades y ventajas que ofrece la bioenergía.

Mediante estos lineamientos se obtendrán beneficios entre los cuales los más destacados son: convertir residuos en subproductos útiles para la generación de energía, evitar el gasto generado debido a la importación de combustibles fósiles, generar nuevos puestos de trabajo y favorecer inversiones en diversos sectores agroindustriales e industriales.

El proyecto a su vez ofrece asesoramiento en proyectos bioenergéticos públicos y/o privados, obras municipales o provinciales de disposición de residuos y posterior aprovechamiento, ofrece información actualizada sobre financiamiento y marco regulatorio vigente, entre los servicios más destacados.

El primer régimen de promoción para energías renovables, puesto en vigencia en 1999, estuvo básicamente centrado en el pago de una remuneración adicional de un centavo por kWh para la generación eólica y solar. Rápidamente ese régimen quedo desactualizado producto de la crisis económica y posterior devaluación de 2001/2002. En el año 2004, la Secretaría de Energía adoptó la meta del 8% de participación de fuentes renovables en la matriz de generación eléctrica nacional. Esa meta fue luego adoptada por la Ley 26.190 (2006) y en la misma se actualiza el régimen de promoción original para un abanico más amplio de fuentes renovables. [21]

En el año 2009 se reglamentó la ley aunque varias de las medidas vinculadas a los mecanismos de promoción no se han puesto en marcha.

El Programa Federal para el Desarrollo de las Energías renovables, de gran importancia, no fue puesto en ejecución.

De todos modos, si bien es necesario que la ley este plenamente en vigencia, la actual estructura de precios dentro del sistema eléctrico hace que las remuneraciones adicionales no resulten suficientes para impulsar el desarrollo de las renovables dada la brecha entre los costos de generación y los precios del mercado.

En el 2009 fue de interés nacional la presentación del programa del Gobierno Nacional llamado GENREN ya que se trató de una licitación de proyectos de energías renovables para realizar contratos a precios acordados por 15 años.

El GENREN recibió ofertas por un total de 1.437 MW, superándose en más del 40% lo esperado por el programa. Quedó claro el interés de las empresas en desarrollar proyectos sobre la base de energías renovables. Se espera que haya más promoción y especialmente apoyo financiero para el sector.

A pesar de tratarse de un programa y una modalidad de contratos adecuados para el actual contexto del mercado eléctrico, al día de hoy se ha instalado menos del 10% de los proyectos acordados en el marco del GENREN. Han sido pocos los avances y una de las principales barreras identificadas es la dificultad en la obtención de financiamiento para proyectos que basan su rentabilidad en los pagos comprometidos por el Estado Nacional por los próximos 15 años. La desconfianza en lo público trae este tipo de consecuencias. [22]

La situación macroeconómica y otras externalidades al sector energético hacen que no se aprovechen las grandes posibilidades que tiene la Argentina para el crecimiento de energías renovables. El costo de instalación por MW es superior a países vecinos con menos potencial.

Esta situación es perfectamente superable en la medida que se mejoren, tanto el acceso al crédito como las condiciones contractuales y regulatorias.

También debe señalarse que aún en las condiciones actuales, las energías renovables en Argentina son competitivas frente a los altos costos de generar energía con combustibles importados o la importación de energía eléctrica desde Brasil o Paraguay.

4. Conclusiones

Hemos visto a lo largo del presente artículo dos modelos de infraestructura eléctrica en dos países separados por más de 10.000 km de distancia aunque en la práctica se trata de sistemas con rasgos comunes. En ambos países tanto la producción como la comercialización están razonablemente liberalizados mientras que el transporte y distribución se realizan en régimen de monopolio. Esto permite que en el caso de disponer de ubicaciones privilegiadas (con gran cantidad de sol, viento o agua) un promotor puede implantar una central eléctrica asumiendo un cierto riesgo económico, aunque en el caso de realizar un buen estudio éste se minimizaría. Las primeras centrales renovables que se instalan en ambos países son las hidroeléctricas y al día de hoy son las únicas que alcanzan rentabilidad económica por sí mismas y son capaces de competir en igualdad de condiciones con las que usan combustibles fósiles. En el caso de las nuevas renovables (solar fotovoltaica, biomasa, eólica e incluso minihidráulica) es necesario que sean complementadas con la prima a la producción de electricidad “verde”.

En España han existido las ayudas a la generación de origen renovable en forma de primas; estas sirvieron para dar un empuje muy importante entre los años 2004 y 2010. No obstante al mismo tiempo provocaron un encarecimiento del sistema eléctrico y que la potencia instalada es muy superior a la demanda real. A partir de 2012 el Estado impide que las nuevas instalaciones que utilizan energías renovables cobren las primas, y después de 2013 reduce el importe de éstas a la mitad. Actualmente las nuevas instalaciones que se pongan en funcionamiento deben competir en igualdad de condiciones con las fuentes convencionales. Aunque los avances en el sector han sido importantes el rendimiento económico de las centrales renovables sigue siendo menor que el de las convencionales (por eso son imprescindibles las primas). La maduración tecnológica es insuficiente y el marco jurídico tampoco ayuda, así a partir de 2013 hay un freno importantísimo al crecimiento experimentado durante la primera década del Siglo XXI, ya que no pueden luchar en igualdad de condiciones con las tecnologías tradicionales.

En Argentina el proceso normativo para la implantación de las energías renovables ha sido formalmente similar aunque más lento, Existe una retribución adicional a la producción de electricidad verde aunque estas ayudas son más reducidas. Por lo tanto la implantación de estas tecnologías (minihidráulica, eólica y solar fotovoltaica) son mucho más reducidas y se limitan a zonas con

condiciones climáticas (lluvia, sol o viento) muy adecuadas, sin llegar a ser masivas. Esto supone que aún queda un margen importante de crecimiento, mediante una subida de las primas o una generación de tecnológica, por lo que es de esperar que siga creciendo la implantación de instalaciones renovables.

En los dos países destacamos que pese a la liberalización en la implantación de centrales eléctricas y el interés de las empresas privadas, las renovables no alcanzan el nivel de rentabilidad de las convencionales, con la excepción de la gran hidroeléctrica.

En ambos países es imprescindible la ayuda del Estado, pero a diferencia de España, que ya ha alcanzado su límite en el mercado, Argentina posee un mercado más promisorio.

Bibliografía

- [1] Gallardo Olmedo, Fernando. *Crisis financieras y energéticas en el ámbito internacional: un análisis de las crisis del petróleo*. Madrid : Thomson-Paraninfo, 2005. ISBN 84-9732-306-8
- [2] Centeno, Roberto. *Petróleo y crisis en la economía española. Papeles de Economía Española*, Nº 14, 1983, págs. 373-389
- [3] Rapoport, Mario. *Historia económica, política y social de la Argentina*. Editorial Emecé Colihue. 2008 Págs. 690-702.
- [4] Fernández López, María Ángeles. *El Protocolo de Kioto, un reto para el sistema eléctrico español. Cuadernos de economía: Spanish Journal of Economics and Finance*, Vol. 29, Nº. 80, 2006, págs. 141-163
- [5] Nieto Saniz, Joaquín. *Cambio climático y Protocolo de Kioto: efectos sobre el empleo, la salud y el medio ambiente*. Información Comercial Española, ICE: Revista de economía, Nº 822, 2005, págs. 25-38
- [6] Ley 25.438. República Argentina. Protocolo de Kioto sobre cambio climático. 2001
- [7] López de Castro García-Morato, Lucía. *La nueva Ley 54/1997, del Sector Eléctrico*. Anuario de la Facultad de Derecho de la Universidad Autónoma de Madrid, Nº. 3, 1999, págs. 241-254

[8] Pérez del Blanco, Gilberto. Fomento jurídico de la energía renovable. Era solar: Energías renovables, N^o. 120, 2004, págs. 48-66

[9] Blanco Silva, Fernando; Bao Cruz, Sergio; López Díaz, Alfonso. La reforma eléctrica pendiente: propuesta para una solución de compromiso entre electricidad verde y amortización del déficit. Boletín de estudios económicos, Vol. 68, N^o 209, 2013, págs. 317-342

[10] Ministerio de Ciencia y Tecnología; Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE), 1999. Disponible en http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_4044_PFER2000-10_1999_1cd4b316.pdf

[11] Ministerio de Industria; Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE), 2005. Disponible en <http://www.idae.es/index.php/mod.pags/mem.detalle/id.14/re/menu.12>

[12] Ministerio de Industria; Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE), 2010. Disponible en <http://www.minetur.gob.es/energia/es-es/novedades/paginas/per2011-2020voli.aspx>

[13] Bachiller Araque, Juan. Energía y sostenibilidad: el reto europeo del logro de los objetivos de 2020. Economía industrial, N^o 377, 2010, págs. 127-139

[14] Ciclo de Conferencias "Argentina Energética". Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi". Sector eléctrico argentino- situación actual y proyecciones Ing. Gerardo Rabinovich 2013

[15] Ley 24065/91. República Argentina. "Régimen de la energía eléctrica". 1991

[16] El Mercado eléctrico Argentino. Secretaria de política económica. Ministerio de Economía. Nota técnica N 22. 2009. Pág. 2

[17] Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista. Comisión Nacional de Energía Atómica. Abril 2014, págs. 1-5

[18] Energía Eólica. 2008. Secretaría de Energía. República Argentina.

[19] Energía Solar. 2008. Secretaría de Energía. República Argentina.

[20] www.probiomasa.gob.ar

[21] Ley 26.190. República Argentina. Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. 2007

[22] ENARSA (Energía Argentina. S.A.). www.enarsa.com.ar

Caracterizaciones forzadas en materia de efluentes: precisiones sobre la naturaleza de las aguas turbinadas del proceso de generación hidroeléctrica

Karim Kahatt
Pontificia Universidad Católica del Perú
The University of Texas at Austin
The London School of Economics and Political Science

Cecilia Azerrad
Pontificia Universidad Católica del Perú
The University of Texas at Austin
Universidad de Alicante

Boris pacheco
Universidad de Lima
Pontificia Universidad Católica del Perú

1. Introducción

En una investigación anterior¹ se ha planteado la urgente necesidad de la actualización del régimen legal ambiental del subsector eléctrico. El desfase anotado, que se manifiesta en varios ámbitos y aspectos ambientales, viene generando serios problemas de interpretación y aplicación tanto por parte de los operadores eléctricos como de las autoridades que exigen el cumplimiento de la normativa ambiental en el desarrollo de un proyecto de inversión.

Uno de los grandes problemas derivados de esta situación es el tratamiento legal de las descargas de aguas turbinadas procedentes de los procesos de generación de las centrales hidroeléctricas, sobre las cuales se exige al titular

¹ KAHATT, Karim y Cecilia AZERRAD: Evolución del régimen ambiental para las actividades eléctricas: a propósito del vigésimo aniversario de la promulgación de la ley de concesiones eléctricas. Revista Peruana de Energía, Número 1, noviembre de 2012.

del proyecto la realización de monitoreos de calidad de agua, sin contar con una normativa clara aplicable a los mismos.

Si bien es indiscutible que la generación de energía supone la responsabilidad del titular del proyecto de llevar a cabo sus procesos de manera ambientalmente adecuada, sin perjudicar o empeorar la calidad de las aguas que le fueron otorgadas con fines no consuntivos, no existe normativa que establezca los parámetros de calidad ambiental referidos a aguas turbinadas, que deben respetar dichos titulares durante la ejecución del proceso de generación hidroeléctrica.

Para salvar este vacío legal, los instrumentos de gestión ambiental de los proyectos de inversión han venido recogiendo los parámetros de medición establecidos en la Resolución Directoral N° 008-97-EM/DGAA, que aprueba los niveles máximos permisibles para efluentes líquidos de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Sin embargo, resulta indispensable preguntarse si esta norma es realmente aplicable a la descarga de aguas turbinadas en los procesos de generación hidroeléctrica, o en otras palabras, si las aguas turbinadas de los procesos de generación hidroeléctrica califican como efluentes de acuerdo a nuestra legislación ambiental. Incluso resulta necesario preguntarse si esta norma podría ser aplicada para sancionar a los titulares de las actividades de generación hidroeléctrica por el incumplimiento de dichos parámetros de medición en su punto de descarga.

Este ensayo tiene como finalidad analizar estas y otras interrogantes, tomando en consideración las definiciones sobre efluentes consignadas en nuestra legislación de aguas, así como las obligaciones que se derivan de las normas sobre calidad de aguas, y sobre todo los principios que inspiran el derecho peruano, y en particular el derecho administrativo y el derecho administrativo sancionador.

2. Naturaleza de la descarga de agua turbinadas procedente de los procesos de generación de las centrales hidroeléctricas

La actividad de generación de energía hidroeléctrica empieza con la recaudación de agua de un cuerpo natural hídrico superficial (ríos, lagos, lagunas, canales, estanques, etc.) que es conducida a través de canales y tuberías, con o sin embalses o reservorios, desde una ubicación de mayor altura hacia otra de menor altura donde se produce la energía.

El agua se conduce a través de tuberías a una instalación de maquinarias (llamado “cuarto de máquinas”) en donde se ubica generalmente una turbina hidráulica. La fuerza con la que cae el agua desde el reservorio produce el movimiento de la turbina, que genera un campo magnético desde donde se extrae la energía para procesarla y transmitirla a los usuarios.

Para utilizar el agua que se recauda de las fuente natural, ésta debe pasar por un tratamiento debido a que en su estado natural se hallan cuerpos o partículas sólidas (sedimentos) que desgastan las turbinas y generan ineficiencias en el proceso de generación eléctrica.

Como resultado del proceso de tratamiento, se obtienen dos productos separados: i) el sedimento que, generalmente, se deposita en el fondo del reservorio, o en el desarenador, en el caso de centrales sin reservorio, y ii) el agua que desciende por las tuberías para la producción de energía.

Luego de la etapa de producción de energía el agua que sale del cuarto de máquinas (donde se halla la turbina hidráulica) es devuelta a un cuerpo natural hídrico que en la normativa se denomina cuerpo receptor y que puede ser el mismo cuerpo natural desde donde se recaudó el agua, u otro cuerpo distinto. Este proceso de devolución del agua procedente de la generación de las centrales hidroeléctricas al cuerpo receptor es el que denominamos descarga de aguas turbinadas.

El hecho de que las aguas turbinadas sean descargadas a un cuerpo natural de agua no significa, sin embargo, que las mismas constituyan efluentes, ni que por tanto, deban recibir un tratamiento legal como tales, con las consecuencias que ello implica. En ese sentido, para determinar las características y naturaleza del agua descargada, a continuación se analizan las definiciones y características de los efluentes, y se contrastan con las definiciones y características de las aguas utilizadas en usos no consuntivos, que luego son devueltas a un curso natural de agua.

2.1 Definición y características de las aguas residuales o efluentes en nuestra legislación

Dentro de los dispositivos legales que tienen una definición del término aguas residuales está el artículo 131 del Reglamento de la Ley N° 29338, Ley de Recursos Hídricos y el punto 1.7 del Anexo 1 del Glosario de Términos del Reglamento para el Otorgamiento de Autorizaciones de Vertimiento y Reúso de

Aguas Residuales Tratadas, aprobado por la Resolución Jefatural N 224-2013-ANA. Conforme a los dispositivos legales mencionados, las aguas residuales:

“Son aquellas cuyas características originales fueron modificadas por actividades antropogénicas, que tengan que se vertidas a un cuerpo natural de agua o reusadas y que por sus características de calidad requieren de un tratamiento previo”.

Por su parte, una definición más amplia del término aguas residuales se encuentra en el punto 8 del Glosario de Términos del Protocolo Nacional de Monitoreo de la Calidad de los Cuerpos Naturales de Agua Superficial, aprobado por la Resolución Jefatural N 182-2011-ANA. De acuerdo a dicho dispositivo legal:

“Las aguas residuales son aquellas cuyas características originales fueron modificadas por actividades antropogénicas”.

En este último caso, la norma no hace referencia al vertimiento de las aguas residuales a un cuerpo natural de agua o a su reúso. Tampoco señala que debido a sus características de calidad requiera que sean sometidas a un tratamiento previo.

Sin perjuicio de la diferencia anotada en la definición del término aguas residuales en el marco legal en materia de recursos hídricos, se aprecia que ambas definiciones legales coinciden en definir como aguas residuales a aquellas cuyas características originales fueron modificadas por actividades antropogénicas, es decir que son aquellas aguas cuyas características originales fueron modificadas como consecuencia de actividades humanas.

De acuerdo a la definición antes indicada y las normas que se analizan a continuación, las aguas residuales serían clasificadas como tales al verificarse las siguientes cuatro características: a) que sus características iniciales fueron modificadas por actividades antropogénicas; b) que requieren de un tratamiento previo a su vertimiento; c) que impliquen su vertimiento o descarga a un cuerpo natural de agua; y d) que su vertimiento o descarga no es libre, y requiere de la autorización emitida por la Autoridad Nacional del Agua.

A continuación, se desarrollan cada una de las características de las aguas residuales:

- a) Que sus características iniciales hayan sido modificadas por actividades antropogénicas

Las aguas residuales son aguas que antes de su uso en el desarrollo de actividades humanas tenían determinadas características originales (físicas, químicas y biológicas), las cuales como consecuencia de dicho uso, son modificadas de manera negativa, es decir que presentan un riesgo a la calidad del cuerpo receptor. Respecto de las actividades humanas éstas pueden ser de distinto tipo: actividades domésticas, actividades industriales, de uso consuntivo, o de uso no consuntivo.

- b) Requieren de un tratamiento previo a su vertimiento

Previamente a su vertimiento o descarga en un cuerpo natural de agua, las aguas residuales requieren ser sometidas a un tratamiento para desaparecer o disminuir el riesgo de afectar la calidad de las aguas del cuerpo receptor. Dicho tratamiento permite el cumplimiento de los Límites Máximos Permisibles – LMP correspondientes a la actividad económica que genera las aguas residuales y que no se trasgreden los Estándares de Calidad Ambiental – ECA en el cuerpo receptor.

- c) Implican su vertimiento a un cuerpo natural de agua

La eliminación final de las aguas residuales se realiza mediante su descarga en una extensión de agua continental o marítima que cubre parte de la Tierra, conforme a lo indicado en el artículo 5.1 del Reglamento para el Otorgamiento de Autorizaciones de Vertimiento y Reúso de Aguas Residuales Tratadas.

Las aguas continentales son cuerpos de agua permanentes que comprenden las aguas superficiales y subterráneas, aunque se podrá autorizar el vertimiento de aguas residuales a cuerpos de agua no permanentes tales como los lechos de quebrada seca o cauce inactivo, siempre que esté considerado como la última alternativa de disposición final en el instrumento de gestión ambiental correspondiente al proyecto o actividad en curso. Dentro de los cuerpos de agua continentales tenemos a los ríos, lagos y lagunas, mientras que dentro de los cuerpos de agua marítimos tenemos a mares u océanos.

Cabe mencionar que existen excepciones al presente supuesto expresamente señaladas en el Reglamento para el Otorgamiento de Autorizaciones de Vertimiento y Reúso de Aguas Residuales Tratadas. De acuerdo a su artículo 8.1, se permite la inyección de aguas residuales para su disposición final por confinamiento en el sub-suelo, la cual debe contar con la autorización de vertimiento de la ANA, sin que se requiera de la opinión previa técnica favorable de la DIGESA, considerando que no habrá cuerpo natural de agua afectado.

- d) Su vertimiento o descarga no es libre y requiere de la autorización por parte de la Autoridad Nacional del Agua – ANA

Conforme al artículo 80 de la Ley de Recursos Hídricos, todo vertimiento de agua residual en una fuente natural de agua requiere de autorización de vertimiento. Asimismo, de acuerdo al artículo 79 de la Ley, al artículo 135.1 del Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos aprobado por el Decreto Supremo N° 001-2010-AG, y al artículo 6 del Reglamento para el Otorgamiento de Autorizaciones de Vertimiento y Reúso de Aguas Residuales Tratadas, ningún vertimiento de aguas residuales podrá ser efectuado en las aguas marítimas o continentales del país sin la autorización de la ANA. De acuerdo al artículo 137.1 de dicho reglamento, la ANA otorga autorizaciones de vertimientos de aguas residuales tratadas con las opiniones previas técnicas favorables de la Dirección General de Salud Ambiental – DIGESA, vía el procedimiento administrativo establecido por dicha entidad, y de la autoridad ambiental sectorial competente. Conforme al artículo 138 del reglamento, la opinión previa técnica favorable de la autoridad ambiental sectorial competente se expresa mediante la certificación ambiental correspondiente que comprenda al sistema de tratamiento de aguas residuales y al efecto del vertimiento en el cuerpo natural de agua receptor.

Ninguna de las características de las aguas residuales se verifican en el caso de las descargas de aguas turbinadas del proceso de generación hidroeléctrica. Esto se debe a que las aguas provenientes del proceso de turbinaación para la generación hidroeléctrica no suponen la modificación química ni biológica de las características originales de las aguas captadas, y en el caso de las características físicas, la temperatura solo se modifica temporalmente. Por esta razón es que no requieren de un tratamiento previo a la descarga, ni requieren

de la autorización emitida por la Autoridad Nacional del Agua, antes de ser vertidas en un cuerpo receptor.

Por lo tanto, de acuerdo a este análisis, podría concluirse que por su definición y características las aguas descargadas provenientes de los procesos de turbinación para la generación hidroeléctrica, de acuerdo a nuestra legislación, no califican como aguas residuales. Esta postura ha sido asumida por la propia Autoridad Nacional del Agua, la misma que mediante Oficio N 513-2013-ANA-DGCRH señaló que *“De acuerdo con la definición establecida en el Reglamento de la Ley N° 29338 (Ley de Recursos Hídricos), se tiene que las aguas captadas de una fuente natural de agua para generar energía eléctrica no sufren modificaciones en sus características originales, pues ingresan a las turbinas y posteriormente, regresan al cuerpo receptor. Por lo que no son consideradas aguas residuales y, por tanto, no requieren de autorización de vertimientos de aguas residuales tratadas”*.

2.2 Definición y características de las aguas para uso no consuntivo

En el marco legal no hay una definición explícita del uso no consuntivo del agua. Sin embargo el artículo 74.1 del Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos, Ley N 29338, aprobado por el Decreto Supremo N 001-2010-AG, al referirse a la licencia de uso de agua para uso no consuntivo señala que es aquella (licencia) en la que el volumen de agua asignado no se consume al desarrollar la actividad para la cual se otorgó el uso del agua. El titular de ésta licencia está obligado a captar y devolver las aguas en los puntos señalados en la resolución de otorgamiento de la licencia de uso de agua, debiendo contar en ambos lugares (en los puntos de captación y de devolución) con obras o instalaciones de medición.

De acuerdo a lo expuesto, podemos definir al uso no consuntivo del agua para fines productivos como el uso en el que las aguas no se consumen al desarrollar la actividad para la cual se otorgó el uso del agua, si no que se devuelven al cuerpo natural de agua, sin afectar la calidad o las características iniciales en que fueron otorgadas.

En relación a las características del uso no consuntivo del agua, consideramos que seis rasgos lo distinguen: a) el volumen de agua asignado no se consume al desarrollar la actividad económica; b) las aguas devueltas pueden destinarse a otros usos; c) no se afecta la calidad o las características iniciales de las

aguas devueltas; d) las aguas devueltas no requieren de tratamiento previo a su devolución; e) no se afecta la calidad o las características del cuerpo natural de agua receptor; y, f) su uso requiere de licencia otorgada por la Autoridad Nacional del Agua – ANA.

A continuación, se profundiza el análisis de las características del uso no consuntivo del agua:

- a) El volumen de agua asignado no se consume al desarrollar la actividad económica

A diferencia del uso consuntivo del agua para el desarrollo de una actividad económica, en el cual el volumen de agua asignado se agota o se consume en porcentajes significativos, debido a las características del proceso productivo que forma parte de dicha actividad, en el uso no consuntivo del agua el volumen de agua asignado no se consume, salvo por el volumen de pérdidas propio del proceso productivo (en volúmenes insignificantes). Esto se debe a que el proceso productivo requiere usar el volumen de agua fijado, pero sin agotarlo.

- b) Las aguas devueltas pueden destinarse a otros usos

Luego del uso de las aguas en el desarrollo de la actividad económica y de su devolución aguas abajo del cuerpo natural de agua receptor, esto último debido a que el volumen de agua fijado no se consume al desarrollar la actividad económica, las aguas devueltas pueden estar aptas para su uso en el desarrollo de otras actividades.

- c) No se afecta la calidad o las características iniciales de las aguas devueltas

El proceso productivo de la actividad para la cual se asignó el volumen de agua, no implica la mezcla de las aguas con sustancias o elementos que alteren su composición química, aun cuando las aguas son extraídas del cuerpo de agua para su uso en el desarrollo de una actividad económica como es el caso de las aguas utilizadas en la generación de energía hidroeléctrica. Por el contrario, en dicho caso, el agua que es utilizada para hacer girar la turbina y de esa forma producir electricidad, mejora su calidad, al reducir los sedimentos.

d) Las aguas devueltas no requieren de tratamiento previo

El proceso productivo de la actividad para la cual se asignó el volumen de agua no afecta la calidad o las características iniciales de las aguas devueltas. Es decir que no varían sus características químicas y biológicas, por tanto, no pueden afectar la calidad del cuerpo receptor. En ese sentido, no es necesario que las aguas devueltas sean sometidas a un tratamiento previo a su devolución, a fin de desaparecer o disminuir el riesgo a la calidad del agua.

e) No se afecta la calidad o las características del cuerpo natural de agua receptor

Específicamente en el caso de la generación hidroeléctrica, el uso no consuntivo del agua no afecta la calidad o las características iniciales de las aguas devueltas. En ese sentido, las aguas devueltas mantienen su calidad o características iniciales, por tanto, no se generan impactos negativos a la calidad o las características del cuerpo natural de agua receptor.

f) Su uso requiere de licencia otorgada por la Autoridad Nacional del Agua – ANA

Conforme al artículo 45 de la Ley de Recursos Hídricos, Ley N° 29338, las clases de derechos de uso de agua son 3: licencia de uso, permiso de uso y autorización de uso.

De acuerdo al artículo 48 de la ley, la licencia de uso de agua se clasifica en dos clases: licencia para uso consuntivo y licencia para uso no consuntivo. Conforme al artículo 73 del reglamento de dicha ley, la licencia de uso de agua para uso consuntivo es aquella en la que el volumen de agua asignado se consume al desarrollar la actividad para la cual se otorgó.

Respecto de la licencia para uso no consuntivo, el artículo 74.1 del reglamento de dicha ley, señala que es una clase de licencia de uso de agua en la que el volumen de agua asignado no se consume al desarrollar la actividad para la cual se otorgó el uso del agua. Este tipo de licencia obliga a su titular a captar y devolver las aguas en los puntos señalados

en la resolución de otorgamiento (de la licencia de uso de agua) debiendo contar en ambos lugares con obras o instalaciones de medición.

En ese sentido, de las tres clases de derechos de uso de agua existentes, para el uso no consuntivo del agua le corresponde la licencia de uso de agua, específicamente de agua superficial. Asimismo de las tres clases de uso de agua existentes: uso primario, uso poblacional y uso productivo, mediante la licencia de uso se faculta al titular a usar el recurso hídrico para un uso productivo, específicamente, para el uso acuícola y pesquero, energético, medicinal, recreativo, turístico y de transporte.

En la práctica, el ANA otorga licencia de uso de agua superficial con fines energéticos para el desarrollo de actividades en centrales hidroeléctricas, licencia de uso de agua superficial para fines piscícolas, licencia de uso de agua superficial para fines turísticos para el desarrollo de servicios turísticos de centros termales, etc.

De acuerdo a este análisis, se concluye que la descarga de aguas provenientes de los procesos de turbinación para la generación hidroeléctrica, conforme a nuestra legislación, corresponde a un proceso de devolución de aguas utilizadas, como parte del proceso no consuntivo de uso de las mismas, que requiere no sólo de un punto de captación, sino también de un punto de devolución. Si bien en el estudio ambiental del proyecto se exige contar con obras o instalaciones de medición o monitoreo, no puede concluirse que las aguas turbinadas provenientes del proceso de generación hidroeléctrica califiquen como efluentes o aguas residuales según la definición contenida en nuestra legislación. El proceso de turbinación de la actividad de generación eléctrica no cambia las características físicas, químicas y biológicas de las aguas utilizadas, salvo por su temperatura, la cual se eleva temporalmente durante este proceso para volver a temperaturas ambientales antes de ser descargadas.

3. Límites máximos permisibles (Imp) y su aplicabilidad a la descarga de aguas turbinadas

El hecho de que las aguas turbinadas no califiquen como aguas residuales o efluentes, es decir, que no sean consideradas efluentes industriales en materia de calidad de aguas, tiene algunas repercusiones importantes en la

aplicación de los límites máximos permisibles de calidad de agua, sobre las aguas descargadas.

En lo que queda de este artículo desarrollaremos los principales conceptos de la teoría ambiental relacionados con la calidad de las aguas, para centrarnos, en el siguiente punto, en la determinación de la responsabilidad de los titulares de generación hidroeléctrica sobre la calidad de las aguas provenientes de los procesos de turbinación.

3.1 LMP de efluentes líquidos en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica

De acuerdo a lo indicado en el Anexo 1, numeral 20 del Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, los LMP son los estándares legalmente establecidos, de la cantidad de elementos contaminantes contenidos en las emisiones provenientes de actividades eléctricas ubicadas dentro de una concesión. En el reglamento bajo comentario, el término emisiones se utiliza para referirse a los contaminantes producidos en la actividad eléctrica, lo cual incluye, entre otros, a los efluentes.

Por su parte, la Ley General del Ambiente (en adelante, "LGA"), define al LMP, en el artículo 32, de la siguiente manera:

"El Límite Máximo Permissible – LMP, es la medida de la concentración o grado de elementos, sustancias o parámetros físicos, químicos y biológicos, que caracterizan a un efluente o una emisión, que al ser excedida causa o puede causar daños a la salud, al bienestar humano y al ambiente (...)

Asimismo, dicho artículo establece que:

El LMP guarda coherencia entre el nivel de protección ambiental establecido para una fuente determinada y los niveles generales que se establecen en los ECA. La implementación de estos instrumentos debe asegurar que no se exceda la capacidad de carga de los ecosistemas, de acuerdo con las normas sobre la materia".

En ese sentido, el LMP se utiliza como un instrumento para controlar la contaminación y promover la producción limpia. Es decir, sirve para controlar,

en el caso de los efluentes, que los mismos reciban un tratamiento tal, de modo que previamente a ser vertidos al ambiente, específicamente en un cuerpo natural de agua, el nivel de contaminantes que contienen haya sido reducido a un nivel capaz de ser soportado por el cuerpo receptor.

Por lo tanto, el cumplimiento de los LMP es de responsabilidad del generador de los efluentes, y se miden en el punto mismo de descarga al medio ambiente², con la finalidad de determinar la cantidad de elementos contaminantes contenidos en los efluentes provenientes de actividades eléctricas, y que los mismos se ajusten a los parámetros establecidos en las normas, de modo que no afecten el medio ambiente al momento de ser vertidos en el cuerpo receptor.

Asimismo, de acuerdo con el mencionado artículo 32 de la LGA, *“Su cumplimiento es exigible legalmente por el Ministerio del Ambiente y organismos que conforman el Sistema Nacional de Gestión Ambiental”*.

Ahora bien, en nuestro ordenamiento ambiental, la protección de la calidad del agua asociada a la descarga de efluentes en las actividades eléctricas se encuentra regulada por la Resolución Directoral N° 008-97-EM/DGAA³. Esta norma aprobó los niveles máximos permisibles para los efluentes líquidos producto de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, a fin de contribuir efectivamente a la protección ambiental. Si bien la norma hace referencia a **niveles** máximos permisibles, se entiende que se trata de los límites máximos permisibles a que se refiere la LGA. En el Anexo 1 del instrumento normativo se señalaron los siguientes niveles máximos permisibles de efluentes líquidos para las actividades de electricidad:

ANEXO 1		
Parámetro	Valor en cualquier momento	Valor promedio anual
PH	Mayor que 6 y menor que 9	Mayor que 6 y menor que 9
Aceites y grasas (mg/l)	20	10
Sólidos suspendidos (mg/l)	50	25

- 2 De acuerdo con el artículo 5 de la Resolución Directoral N 008-97-EM/DGAA, que aprueba los niveles máximos permisibles para efluentes líquidos de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, la descarga del efluente a los ríos deberá tomarse en cuenta considerando el valor a partir de un radio igual a 5 (cinco) veces el ancho de su cauce en torno al punto de descarga.
- 3 Con fecha 13 de marzo de 1997, se aprobó la Resolución Directoral 008-97-EM/DGAA, por medio de la cual se aprobaron niveles máximos permisibles para efluentes líquidos producto de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

La Resolución Directoral N 008-97-EM/DGAA contiene algunas incongruencias conceptuales, debido a que incluye dentro de la regulación de los niveles o límites máximos permisibles de sustancias contaminantes en el agua, los cuales se miden en el punto de descarga al ambiente, obligaciones referidas a estándares de calidad ambiental (ECAs)⁴, los cuales se miden en el cuerpo receptor. Concretamente, el artículo 5 de la resolución, en la parte referida a temperatura de ríos, confunde el rol de los LMPs versus el rol de los ECAs, estableciendo parámetros de monitoreo propios de los monitoreos de ECAs.

Además, nótese que a diferencia de los LMP, los ECAs no pueden ser utilizados para sancionar a los titulares de actividades, a menos que la autoridad fiscalizadora o judicial competente demuestre que existe causalidad entre la conducta del titular de la actividad y la transgresión de dichos estándares. De acuerdo con el artículo 31 de la Ley General del Ambiente: *“Ninguna autoridad judicial o administrativa podrá hacer uso de los estándares nacionales de calidad ambiental, con el objeto de sancionar bajo forma alguna a personas jurídicas o naturales, a menos que se demuestre que existe causalidad entre su actuación y la transgresión de dichos estándares. Las sanciones deben basarse en el incumplimiento de obligaciones a cargo de las personas naturales o jurídicas, incluyendo las contenidas en los instrumentos de gestión ambiental”*.

Esto quiere decir que la única oportunidad en que los ECAs pueden ser utilizados para sancionar al titular de una actividad es cuando, salvo por el titular, no existe ninguna otra persona natural o jurídica, cuya actividad

4 El artículo 31º de la Ley General del Ambiente define al ECA de la siguiente manera:

“El Estándar de Calidad Ambiental – ECA es la medida que establece el nivel de concentración o del grado de elementos, sustancias o parámetros físicos, químicos y biológicos, presentes en el aire, agua o suelo, en su condición de cuerpo receptor, que no representa riesgo significativo para la salud de las personas ni al ambiente. Según el parámetro en particular a que se refiera, la concentración o grado podrá ser expresada en máximos, mínimos o rangos.

En ese sentido, lo que el ECA distingue es el máximo grado de concentración de un componente que puede soportar un cuerpo receptor con la finalidad de no perder sus características como cuerpo receptor que lo hacen valioso para un ecosistema o el medio ambiente en general. En el caso de los cuerpos de agua, indica los parámetros capaces de soportar dependiendo de las cualidades del cuerpo de agua que se trate.

sea susceptible de causar dicho impacto en el cuerpo receptor. Bastaría con que exista(n) otra(s) actividad(es), distinta(s) a la del titular de la actividad, susceptible(s) de generar dicho impacto sobre el medio receptor para que se rompa el nexo causal y el titular de la actividad específica no pueda ser sancionado.

3.2 Obligación de monitorear los efluentes líquidos

Si bien no es específicamente aplicable al sub-sector eléctrico, el Protocolo de Monitoreo de Calidad de Agua del Sector Energía y Minas, estableció que el primer paso para decidir dónde efectuar el muestreo de la calidad de agua es identificar el balance de agua: de dónde ingresa el agua y por donde sale. El siguiente paso es identificar todas las fuentes posibles de contaminantes que se encuentren aguas arriba y aguas debajo en la fuente receptora.

Por otro lado, se señala que el motivo para la realización del monitoreo es garantizar la protección del medio ambiente local. En ese sentido, en cada curso de agua importante debe existir una estación de muestreo aguas arriba y aguas abajo. Lo indicado es considerado decisivo para determinar i) cuáles son las condiciones naturales o de “base” para el curso de agua, ii) si se está aportando contaminantes a las aguas naturales, iii) si existen otras fuentes contaminantes, ya sean naturales o antropogénicas, distintas a la de la actividad del titular, iv) hasta qué nivel se necesita controlar la descarga de contaminantes.

Asimismo, se precisa que todos los parámetros que se miden en las fuentes o puntos de descarga al ambiente, deben medirse en el medio ambiente receptor.

Nótese que el Protocolo de Monitoreo de Calidad de Agua del Sector Energía y Minas parte del principio de que los monitoreos se efectúan sobre aguas residuales, y por tanto, en el punto de emisión están sometidos a la normativa de LMP. **Sin embargo, y a pesar de ello, se establece la necesidad de realizar mediciones antes de la toma de agua**, es decir, en el punto de captación del recurso, y luego en el punto de devolución al curso natural, siendo que la medición deberá reflejar la afectación al recurso ocasionada por un titular específico, **a fin de identificar responsabilidades sobre la contaminación generadasobre el curso natural en otros puntos previos al punto de captación o posteriores a la devolución de las aguas tratadas.**

Si bien consideramos que no existe una normativa expresa que obligue a monitorear las aguas turbinadas, al no tratarse de efluentes líquidos o aguas residuales, de los Protocolos de Monitoreo sectoriales se desprende la obligación de llevar a cabo el monitoreo en el punto de descarga de las aguas del proceso de turbinación, siempre y cuando dicho compromiso haya sido expresamente asumido en el estudio ambiental de la central hidroeléctrica, **lo cual no implica que se le apliquen las normas sobre límites máximos de efluentes líquidos, por no encontrarse dentro de su ámbito de aplicación.**

Cuando la obligación de monitorear se encuentre establecida como un compromiso del estudio ambiental, deberá exigirse también la toma de muestras en el punto de captación, para determinar el efecto del proceso de turbinación sobre el recurso natural de agua, de modo que pueda establecerse que dicho proceso no modifica de manera significativa la calidad de las aguas.

Asimismo, para poder sancionar al titular de una actividad deberán establecerse claramente las reglas a imponerse sobre las actividades de monitoreo. Extender las reglas de monitoreo de efluentes al monitoreo de la descarga de aguas turbinadas, para imponer una sanción, no sólo es errado sino también antijurídico y genera una clara vulneración a los principios de legalidad y tipicidad, que informan los procedimientos administrativos sancionadores en general.

Por lo tanto, ni el Protocolo de Monitoreos, ni la Resolución Directoral N 008-97-EM/DGAA, deberán utilizarse para establecer una exigencia a las empresas de generación hidroeléctrica, y menos para sancionarlas por supuestos incumplimientos referidos a la descargas de aguas turbinadas.

4. Responsabilidad ambiental del generador

Si bien no existe una regulación expresa de asignación de responsabilidad en las normas ambientales para la actividad eléctrica, el artículo VIII del título preliminar de la Ley General del Ambiente, establece el principio de internalización de costos, que señala que toda persona natural o jurídica, pública o privada, debe asumir el costo de los riesgos o daños que genere sobre el ambiente. En ese sentido, el costo de las acciones de prevención, vigilancia, restauración, rehabilitación, reparación y la eventual compensación, relacionadas con la protección del ambiente y de sus componentes de los impactos negativos de las actividades humanas debe ser asumido por los generadores de dichos impactos.

En similar sentido, el artículo IX del título preliminar de la Ley General del Ambiente reconoce el principio de responsabilidad ambiental como aquel por el cual *“El causante de la degradación del ambiente y de sus componentes, sea una persona natural o jurídica, pública o privada, está obligado a adoptar inexcusablemente las medidas para su restauración, rehabilitación o reparación según corresponda o, cuando lo anterior no fuera posible, a compensar en términos ambientales los daños generados, sin perjuicio de otras responsabilidades administrativas, civiles o penales a que hubiera lugar”*.

Estos artículos tienen su correlato en el artículo 142 de la misma norma, que señala en el inciso 1 que aquél que mediante el uso o aprovechamiento de un bien o en el ejercicio de una actividad pueda producir un daño al ambiente, a la calidad de vida de las personas, a la salud humana o al patrimonio, está obligado a asumir los costos que se deriven de las medidas de prevención y mitigación del daño, así como los costos relativos a la vigilancia y monitoreo de la actividad y de las medidas de prevención y mitigación adoptadas.

En ese sentido, si bien el artículo 74 de la Ley General del Ambiente señala que todo titular de operaciones es responsable por las emisiones, efluentes, descargas y demás impactos negativos que se generen sobre el ambiente, la salud y los recursos naturales, como consecuencia de sus actividades, esta responsabilidad se limita a su propia actuación u omisión, y no se extiende a actos de terceros, quienes deben asumir la responsabilidad ambiental por sus propios actos, y a quienes la autoridad ambiental debe exigir su cumplimiento, y en su caso, iniciar un proceso sancionador de imputación de responsabilidad. Nótese que la teoría de la responsabilidad extracontractual exige que, para imputar responsabilidad por daños, se requiere probar la existencia de un nexo de causalidad entre el hecho que se alega como causante del daño y el daño mismo. Esto quiero decir que debe probarse que el hecho o acto ejecutado por el titular de la actividad debe ser el que genera el daño alegado.

4.1 Postura del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) sobre la calificación de las aguas turbinadas del proceso de generación hidroeléctrica

Dentro de un procedimiento sancionador contra un administrado, la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos (DFSAI) del OEFA se pronunció sobre una imputación de cargos referida al incumplimiento de *“efectuar muestreo de efluentes y sus análisis químicos con una frecuencia*

mensual”, conforme lo señala el Art. 9º de la Resolución Directoral N 008-97-EM/DGAA, que establece Niveles Máximos Permisibles para efluentes líquidos producto de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

El administrado, una empresa de generación hidroeléctrica, sostenía que las aguas turbinadas, que son las aguas que se descargan terminado el proceso de generación, no pueden ser consideradas como efluentes y por ello no cabían dentro del ámbito de aplicación de la Resolución Directoral N 008-97-EM/DGAA.

Luego de conocer los descargos de parte del administrado, la DFSAI postuló las siguientes consideraciones respecto del concepto de efluentes:

- Cita el concepto genérico y por tanto impreciso contemplado en la Resolución Directoral N 008-97-EM/DGAA respecto de efluentes, cuyo artículo 11º establece que *“Efluentes Líquidos de la Actividad de Electricidad.- Son los flujos descargados al ambiente, que provienen de las operaciones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.”*
- Luego sostiene que *“para clasificar a las aguas turbinadas como efluente líquido tiene que determinarse si el agua de río embalsada (el agua que ingresa al proceso de generación) tiene las mismas características físico-químicas que el agua que luego es retornada al río (agua expulsada)”*.

Al respecto, la DFSAI considera que, para que un líquido de origen natural (en este caso agua) utilizado por el hombre no sea considerado como efluente al momento de su descarga a un cuerpo de agua, dicho líquido debe tener las mismas características físico-químicas que tuvo cuando fue recibida.

En ese sentido, la DFSAI aborda las características propias de la generación hidroeléctrica, para determinar si efectivamente existe un uso inalterable del agua de río, de acuerdo al razonamiento que se expone a continuación:

- “En el proceso de generación eléctrica , las alteraciones físico-químicas que sufre el agua de río embalsada son las siguientes:
 - Primero. Cuando el agua ingresante llega al desarenador se genera un incremento de los sólidos suspendidos (STS), causado por la acumulación de sedimentos en el fondo del desarenador.

- Segundo. Cuando el agua ingresante llega a las turbinas se genera un incremento en su temperatura, causado por el recalentamiento del sistema mecánico de las turbinas. Cabe señalar que este recalentamiento es ocasionado por el desgaste de las piezas mecánicas y la fricción entre ellas.
- Tercero. Existe riesgo que las aguas se alteren con aceites y lubricantes de piezas mecánicas de la turbina”.

Por lo expuesto, la DFSAI concluye que las aguas turbinadas sí constituyen efluentes. En ese sentido, sostiene que:

- “El agua que descarga al ambiente proviene del movimiento de las turbinas de la central hidroeléctrica. La operación de esta instalación está clasificada como una actividad de generación eléctrica.
- El agua que descarga al ambiente puede contener características físico-químicas distintas, las cuales alteran, finalmente, la calidad del río”.

Al respecto, se aprecia una incongruencia en la postura de la DFSAI, ya que al desarrollar su planteamiento considera como condición necesaria para que el agua turbinada califique como efluente al momento de su descarga a un cuerpo de agua, que efectivamente se hayan alterado sus características físico-químicas. Sin embargo, contrariamente a su análisis inicial, en la conclusión no logra establecer que las aguas turbinadas haya experimentado efectivamente dicho detrimento en su calidad. Es decir, admite que el proceso de turbinación puede no generar una alteración a la calidad del agua antes de su vertimiento a un curso natural.

Por su parte, el Tribunal de Fiscalización Ambiental (TFA) del OEFA sostiene una postura similar a la de la DFSAI, al dar por sentado que la descarga de aguas turbinadas procedentes de los procesos de generación eléctrica, califican como efluentes.

En un procedimiento administrativo en el que se sanciona a una empresa hidroeléctrica por la descarga de aguas turbinadas, transgrediendo los LMP establecidos en el Anexo I de la Resolución Directoral N° 008-97-EM/DGAA, en el punto de descarga al cuerpo receptor, el TFA señaló lo siguiente:

- La Resolución Directoral N° 008-97-EM/DGAA, que establece Niveles Máximos Permisibles para efluentes líquidos producto de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, establece LMP de efluentes.

- El administrado ha presentado informes trimestrales de descargas líquidas, de acuerdo a lo dispuesto por la Resolución Directoral N° 008-97-EM/DGAA, y en dichos informes se puede constatar que ha sobrepasado el LMP para sólidos suspendidos totales (SST), que establece un máximo de 50mg/l.
- Dichas aguas industriales son emitidas a un cuerpo de agua receptor, que se ve perjudicado por la descarga de aguas turbinadas.
- En la medida que el agua descargada tiene un alto nivel de contaminación, el OEFA, a través del TFA, resuelve sancionar al administrado por sobrepasar el LMP para SST establecido en el Anexo 1 de la Resolución Directoral N 008-97-EM/DGAA.

En ese sentido, el TFA consideró que la descarga proveniente de la actividad de generación hidroeléctrica debía respetar los niveles máximos permisibles, que de acuerdo con el Anexo 1 de la Resolución Directoral N 008-97-EM/DGAA son los siguientes:

ANEXO 1		
Parámetro	Valor en cualquier momento	Valor promedio anual
Sólidos suspendidos (mg/l)	50	25

En este caso, el TFA ni siquiera cuestionó si la descarga de aguas turbinadas por parte del administrado constituía efluentes, y aun así, sin siquiera llevar a cabo ese análisis, aplicó a las aguas turbinadas lo establecido en la Resolución Directoral 008-97-EM/DGAA para el caso de efluentes que se descargan a un cuerpo natural y que requieren de un tratamiento previo.

El TFA perdió de vista que en el citado, caso el administrado utilizó agua proveniente de un río altamente contaminado por sedimentos, y que más bien el nivel de sedimentación inicial era mayor que aquel reportado en el punto de descarga de las aguas turbinadas.

Este hecho no valorado por el TFA es sumamente relevante para determinar que la descarga de aguas turbinadas no solo no constituye un efluente, sino que dicho proceso, en alguna medida mejora la calidad de las aguas que pasan por el proceso de turbinación.

Si bien puede ser innegable que la generación hidroeléctrica genera impactos ambientales que pueden resultar significativos, dichos impactos no se encuentran en la calidad de las aguas provenientes de los procesos de turbinación. En todo caso, el proceso de turbinación no justifica la aplicación de normativa que no se ajusta al supuesto de hecho regulado.

Por lo tanto, la pregunta que debe responderse ahora es, si las descargas de aguas provenientes del proceso de producción eléctrica califican como efluentes y, si por lo tanto, dichas mediciones debe generar la imputación de una sanción por el incumplimiento de la Resolución Directoral N 008-97-EM/DGAA.

Al respecto, el TFA señaló que en relación al supuesto de captación de aguas con elevados niveles de SST, la condición en que son captadas las aguas por dicha empresa no la libera de su obligación de cumplir los LMP establecidos. Los autores consideramos que esta postura es errada y que el hecho de que la descarga de aguas turbinadas no califique como efluente libera al titular del cumplimiento de la Resolución Directoral N 008-97-EM/DGAA.

El proceso de turbinación no genera la obligación en el titular de la actividad de generación de implementar plantas de tratamiento adicionales para mejorar la calidad de las aguas que fueron captadas para el proceso de generación. En este caso, la obligación del titular de la actividad de generación hidroeléctrica es captar el recurso hídrico, someterla a un proceso de turbinación y devolverla al mismo o a otro curso de agua natural, para permitir su uso en otra actividad.

Consideramos que la resolución del TFA comete un grave error al dar por hecho que las aguas turbinadas califican como efluentes y que por tanto se encuentran dentro del ámbito de aplicación de la Resolución Directoral N 008-97-EM/DGAA. El TFA debió cuestionar la calificación de las aguas turbinadas como efluentes, a fin de determinar si se encuentran dentro del ámbito de aplicación de la Resolución Directoral N 008-97-EM/DGAA, dado que el uso que se da a dichas aguas corresponde más bien a un uso no consuntivo del recurso hídrico.

4.2 Pronunciamiento de la Autoridad Nacional del Agua (ANA) sobre la calificación de las aguas turbinadas del proceso de generación hidroeléctrica

A partir de una consulta planteada por OEFA, a través de la Dirección de Supervisión, a la Autoridad Nacional del Agua (ANA), ésta se pronuncia sobre la necesidad de que las centrales hidroeléctricas obtengan autorización de

vertimiento para aguas turbinadas o de algún otro permiso para su vertimiento en una fuente natural de agua.

La ANA, a partir del concepto de aguas residuales establecido en el artículo 131º del Decreto Supremo N° 001-2010-AG, Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos, señala que *“Se entiende por aguas residuales a aquellas cuyas características originales han sido modificadas por actividades antropogénicas, que tengan que ser vertidas a un cuerpo natural de agua o rehusadas y que por sus características de calidad requieran de un tratamiento previo.”*

Como puede observarse, el Reglamento acoge un concepto restringido de aguas residuales, ya que establece que son aquellas que *por sus características de calidad requieren de un tratamiento previo*. Es decir, por definición son aquellas aguas que contienen un nivel de contaminación tan alto que el ambiente, a partir de sus propios servicios ambientales, no puede contrarrestar para que no se vea desequilibrado o alterado.

En base a dicho artículo, la ANA concluye que:

“Las aguas captadas de una fuente natural de agua para generar energía eléctrica no sufren modificaciones en sus características originales, pues ingresan a las turbinas y posteriormente, regresan al cuerpo receptor. Por lo que no son consideradas aguas residuales y por tanto no requieren autorización de vertimiento de aguas residuales tratadas.”

En esta respuesta de la ANA, se puede observar una posición contraria a la emitida por el OEFA. Directamente, la ANA sostiene que el agua utilizada en la generación eléctrica no sufre modificaciones en sus características originales, y por lo tanto, no pueden ser consideradas como efluentes.

5. Conclusiones

Conforme a la definición específica del marco legal en materia de recursos hídricos, las aguas residuales tienen las siguientes cuatro características: a) que sus características iniciales fueran modificadas por actividades antropogénicas; b) que requieran un tratamiento previo a su vertimiento; c) que impliquen su vertimiento o descarga a un cuerpo natural de agua; y d) que su vertimiento o descarga no sea libre, y requiera de la autorización emitida por la ANA.

Las descargas de aguas turbinadas del proceso de generación hidroeléctrica no cumplen con las características anteriores. Por el contrario, las aguas

provenientes del proceso de turbinación para la generación hidroeléctrica no suponen la modificación química de las características originales de las aguas captadas, ni requieren de la autorización de vertimientos, según la ANA.

Por su parte, el uso no consuntivo del agua tiene las siguientes seis características: a) el volumen de agua asignado no se consume al desarrollar la actividad económica; b) las aguas devueltas pueden destinarse para otros usos; c) no se afecta la calidad o las características iniciales de las aguas devueltas; d) las aguas devueltas no requieren de tratamiento previo a su devolución; e) no se afecta la calidad o las características del cuerpo natural de agua receptor; y, f) su uso requiere de licencia otorgada por la ANA.

La descarga de aguas provenientes de los procesos de turbinación para la generación hidroeléctrica, por su definición y características, corresponde a un proceso de devolución de aguas utilizadas, como parte del proceso no consuntivo de uso de las mismas, que requiere de un punto de captación y de un punto de devolución.

Por lo tanto, no puede exigirse que el agua captada, al momento de su devolución tenga características distintas a las originales. Exigir la mejora de la calidad del agua, para alcanzar los niveles máximos permisibles de los efluentes, supondría la exigencia de implementación de sistemas de tratamiento previos a la descarga de las aguas turbinadas, y la asunción de responsabilidades que no son propias del titular eléctrico, vulnerando al principio del derecho ambiental de internalización de costos, y la teoría sobre responsabilidad civil que exige un nexo causal entre el daño y la conducta generadora del mismo.

Si bien puede sostenerse que es necesario monitorear las aguas descargadas del proceso de turbinación en el punto de descarga, al no tratarse de efluentes dicha obligación no se desprende de la Resolución Directoral N 008-97-EM/DGAA u otro dispositivo legal. En todo caso, para que sea una exigencia cuyo incumplimiento sea sancionado, deberá estar contenida como un compromiso del estudio ambiental de la actividad, o en el futuro, deberá generarse la normativa específica que exija los monitoreos de las descargas de aguas turbinadas, tomando en consideración las particularidades de esta actividad y de este tipo de descargas. Por el momento, si la obligación no está contenida como un compromiso del EIA, no debería ser exigible. Al no tratarse de efluentes o aguas residuales, la Resolución Directoral N 008-97-EM/DGAA, no es exigible a la descarga de aguas turbinadas del proceso de generación hidroeléctrica.

TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

SMART GRID EN EL PERÚ: Retos y Factores Críticos de Éxito

Ing. Javier Alexander Muro Rosado
Gerente Corporativo Comercial
Grupo Distriluz

1. Introducción

El mundo vive hoy en la era inteligente o denominada popularmente como era “Smart”, cuyos atributos son asociados a las diferentes actividades donde existe una participación intensiva de las tecnologías de información y comunicaciones (TIC’s), así tenemos hoy elementos que van desde un Smart TV hasta un Smart Home o Smart City. Por lo que; estar “conectados” hoy, se convierte en una necesidad cada vez mayor sin distinción de sectores o grupos de habitantes.

En la presente publicación trataremos sobre la Red Eléctrica Inteligente - Smart Grid, cuyo concepto rompe con algunos paradigmas de la red eléctrica convencional como son: la producción centralizada, la interconexión eléctrica, el almacenamiento de la energía, la diversificación de fuentes de generación, la capacidad unidireccional de las redes, la participación pasiva del consumidor en las transacciones, la elasticidad de la curva de demanda, la optimización de los recursos energéticos y la administración de los elementos de la red.

Partiremos del enunciando que ***“la red que se construye hoy debe satisfacer las necesidades del mañana”***. En ese sentido, haremos un juicio de valor sobre la evolución de la Smart Grid en el contexto global, regional y, propondremos ambiciosamente factores críticos de éxito, para su implementación en el Perú.

Como antecedentes; se tiene que en el 2012, OSINERGMIN llevo a cabo un estudio internacional para el diagnóstico e implementación de las redes eléctricas inteligentes en el Perú, desarrollado por la consultora española INDRA. Asimismo, se han realizado diversos congresos y seminarios sobre el tema; sin embargo, aún no existe una política o regulación expresa sobre el particular.

2. Algunas definiciones

- La Plataforma Tecnológica Europea de Smart Grids (Smart Grids: European Technology Platform) la define como “la aplicación de nuevas tecnologías de comunicación e información digital, para gestionar en forma eficiente los recursos de generación, transmisión, distribución y las instalaciones del cliente. Esto, con el objetivo de conseguir un suministro eléctrico eficiente, seguro y sostenible”.
- El Departamento de Energía (DOE) de EE.UU., señala que “la red del 2030 prevé un network de distribución de la energía completamente automatizado que monitorea y controla todo cliente y nodo, asegurando un flujo bidireccional tanto de informaciones como de electricidad entre la central y el dispositivo final, y todos los puntos en ello incluidos”. Las Redes Inteligentes ocupan “tecnología digital para mejorar la fiabilidad, la seguridad y la eficiencia del sistema eléctrico”.
- Electric Power Research Institute (EPRI) de EE.UU., señala que “el término Smart Grid hace referencia a la modernización del sistema de entrega de energía eléctrica de manera que este pueda monitorear, proteger y optimizar automáticamente las operaciones de sus elementos interconectados – desde los generadores centralizados y distribuidos a través del network de alto voltaje y el sistema de distribución, hasta los usuarios industriales y los sistemas de automatización de edificios, las instalaciones de almacenaje de energía y los usuarios finales con sus termostatos, vehículos eléctricos, electrodomésticos y otros aparatos”.
- El Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE), señala que “Smart Grid no es un fin sino, un camino que permitirá en el futuro la producción de una energía más limpia y un uso eficiente de la energía, apoyando el desarrollo de otros proyectos que vendrán como, autos eléctricos, uso de paneles solares para producción de energía, almacenamiento de energía, domótica, etc.”.

Aplicando estas definiciones en un entorno; en el cual, gran parte de los consumidores desconoce la cantidad de energía que consume, la opción tarifaria justa o como administrar su consumo, nos invita a proponer reformas en políticas sectoriales orientadas a maximizar el bienestar social mediante

la implementación progresiva de Smart Grid, debido a que las compañías eléctricas por sí solas no promocionarán el uso racional de la energía en la medida que tengan un impacto económico positivo.

Cabe señalar que, con la cantidad de información disponible al respecto, (por ejemplo obtenemos cerca de 2 millones de páginas web de resultados si “Googlear” la palabra Smart Grid) el desafío es sin duda diferenciar la información entre lo que llamaremos “la presión de la demanda” – objetivo del análisis por ser una necesidad real - y “la presión de la oferta” – que excluimos del análisis por el natural interés económico de los agentes.

La publicación está organizada de la siguiente forma. En el capítulo II se presentan los antecedentes con la problemática de la red convencional, una reseña breve de las redes inteligentes y un benchmarking global de implementación. En el capítulo III, se presentan los factores críticos de éxito para la implementación de las redes inteligentes bajo un enfoque sistémico. En el capítulo IV, se presenta la transformación paulatina de una red convencional en inteligente, la identificación del punto de partida y la propuesta de la ruta a seguir en el Perú y en el capítulo V, se presentan las conclusiones más importantes.

3. Antecedentes

i. Problemática de la red convencional

El modelo de la red de electricidad convencional, data desde mediados del siglo XX, donde la característica principal es que los centros de producción o generación eléctrica son fuentes centralizadas de hidroelectricidad, nucleares, recursos fósiles no renovables y energías renovables (solar, eólica, etc.), estas últimas con un crecimiento exponencial en los últimos años. Los centros de producción están generalmente enmallados entre sí e interconectados a los centros de transformación en muy alta o alta tensión mediante largas extensiones de red de transporte. A partir de estos centros de transformación en alta, media y baja tensión se tienden redes de distribución hacia los puntos de consumo final (consumidores), ver Gráfico No. 01.

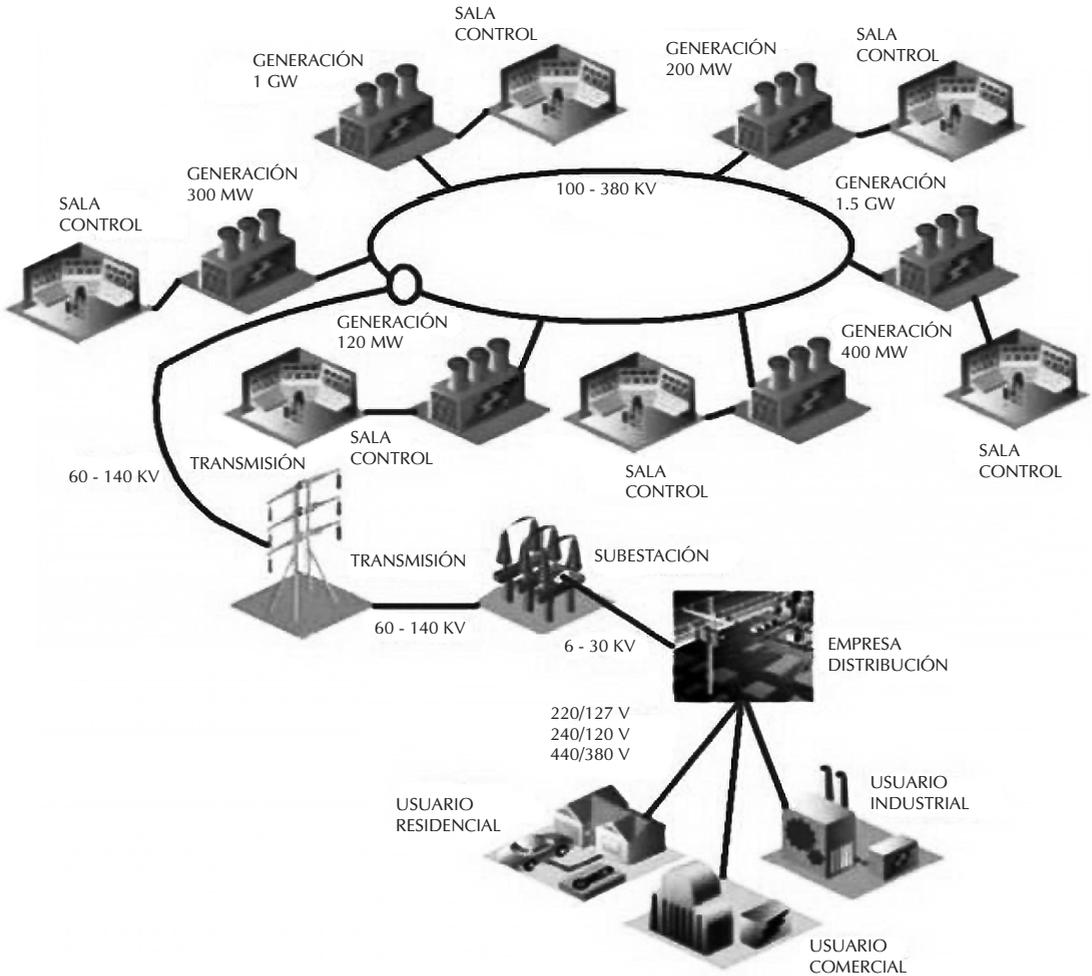
El modelo de la red convencional considera que la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades, con economías de escala

y, donde la demanda de los consumidores debe ser igualada en forma horaria con la producción de electricidad centralizada o enmallada en un sistema eléctrico interconectado. En este contexto, la generación tiene un rol “activo” y la demanda de los consumidores un rol “pasivo”. Todos estos elementos definen los atributos característicos de la red convencional, como son las pérdidas técnicas de energía, el despacho económico centralizado, la estabilidad del sistema y la coordinación de la protección eléctrica.

Antes de la década de los 90, el sector eléctrico en los diferentes países de la región estaba verticalmente integrado, manejado por empresas públicas que atendían en conjunto la generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. Sin embargo, en el marco de las reformas de los servicios públicos y la liberalización de mercados, se realizó la desintegración vertical y la privatización en algunos países (Chile, Colombia, Perú, etc.), constituyéndose en forma independiente empresas de generación, transporte, distribución y/o comercialización. Algunos países han mantenido el modelo integrado y de empresa estatal (México, Ecuador, etc.).

En el caso peruano, existen 03 tipos de agentes: Los generadores, los transmisores y los distribuidores. Las transacciones entre los diferentes agentes, se dividen en i) la comercialización del mercado de corto plazo (ventas entre agentes generadores, cuyo despacho lo realiza el operador del sistema interconectado nacional - COES), ii) el mercado mayorista (ventas de generador a distribuidor) y iii) las ventas a los usuarios libres y regulados. Las ventas a clientes libres pueden realizarse por el generador o el distribuidor y las ventas a los clientes regulados únicamente las realizan los Distribuidores.

Grafico No. 01
Modelo de la Red Convencional



Fuente: Article Evolution Of The Electricity Networks Towards Smart Grid In The Andean Region Countries – Junio 2013

ii. Smart Grid

El término Smart Grid, se introdujo en septiembre del 2005 en la revista IEEE Power & Energy, donde se hacía referencia a las herramientas, tecnología, control y comunicación, para permitir que las redes de energía sean capaces de autorregularse.

El origen de este nuevo concepto parte de los intentos por usar controles de consumo a través de medidores y monitorización. Es así que a partir de 1980 se instalaron en forma masiva medidores de electricidad para monitorear las cargas de millones de clientes. En 1990, se instalaron los primeros medidores capaces de determinar la curva de demanda de los clientes. En el 2000, Italia desarrolló el primer proyecto de Smart Metering instalando medidores en 27 millones de hogares conectados a través de una línea de comunicación.

En abril de 2006, el Consejo Asesor de la Plataforma Tecnológica de redes tecnológicas del futuro de Europa presentó su visión de Smart Grid.

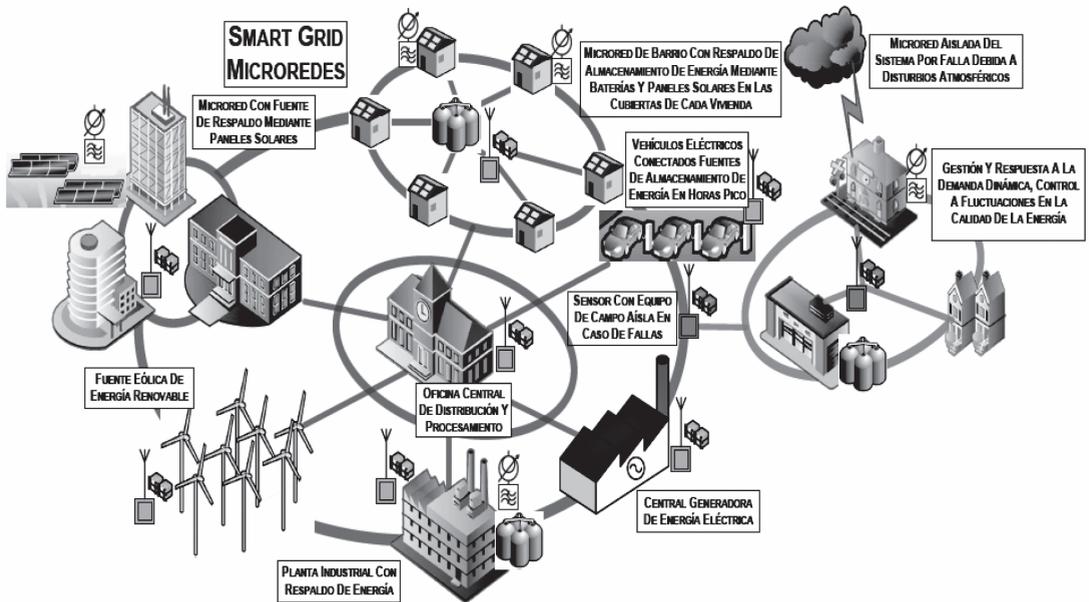
En el 2007, se publicó la Agenda Estratégica de Investigación. En esta, se describen las áreas a ser investigadas, técnicas y no técnicas, que conducirán a una investigación concreta dentro de la Unión Europea y sus Estados Miembros.

Se puede observar que, actualmente no existe un consenso en las definiciones, no obstante a nivel mundial existen diversos proyectos implementados de redes inteligentes en los cuales se integran las tecnologías de la información y la infraestructura eléctrica creando la denominada “Internet de la energía”.

El nuevo modelo de Smart Grid (ver Gráficos No. 02 y No. 03), transforma la concepción de la red eléctrica permitiendo:

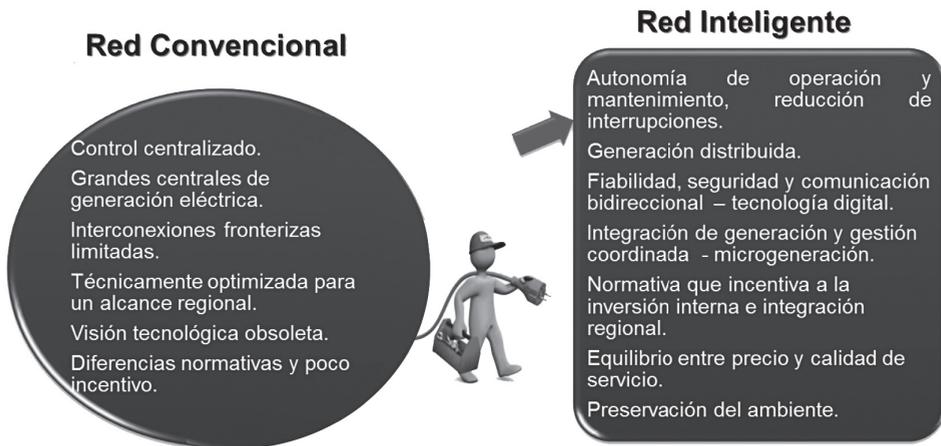
- La participación activa de los consumidores o el ingreso de nuevos agentes (generadores locales renovables, autos eléctricos, etc.), entregando y recibiendo energía a la red, promoviendo la diversificación de fuentes de suministro y la aparición de nuevos mercados.
- Contar con una red con autonomía operativa, la cual en tiempo real identifique puntos de falla de manera predictiva, permitiendo la rápida y óptima reposición del servicio eléctrico ante ocurrencias, desastres naturales o ataques al sistema.
- La utilización eficiente de los activos de la red, optimizando las pérdidas técnicas y controlando las pérdidas no técnicas de energía.
- La administración de la demanda ofreciendo una óptima señal de precios a los consumidores.

Grafico No. 02
Modelo de SMART GRID



Fuente: Article Evolution Of The Electricity Networks Towards Smart Grid In The Andean Region Countries – Junio 2013.

Gráfico No. 03
Hacia el nuevo Modelo



Fuente: Elaboración propia

iii. Benchmarking

En el análisis de la información de los diferentes países que han implementado el modelo Smart Grid, se verifica que estos son “sistemas a la medida”; por tanto, se puede enunciar que los inductores que sustentan su aplicación son específicos para cada región; país; mercado o empresa.

En el Cuadro N° 01, se muestra algunos inductores para la implementación de Smart Grid en distintas regiones:

Cuadro No. 01
Benchmarking de Inductores SMART GRID por Región

Inductor/ Región	USA, Canadá	Europa	Asia	Latinoamérica
Económico/ Social	- Estimulo al crecimiento país. - Fortalecer suposición tecnológica.	- Integración regional de mercados. - Consolidar la liberalización y desregulación de mercados.	- Incremento de ingresos por fabricación y exportación de nuevas tecnologías.	- Reducir costo de la energía.
Operativo	- Reducir OPEX - Mejorar gestión de activos.	- Reducir OPEX - Mejorar gestión de activos.		- Reducir OPEX y cargos fijos. - Mejorar gestión de activos. - Reemplazo de tecnología obsoleta.
De Calidad	- Mejorar SAIDI/SAIFI			- Mejorar SAIDI/SAIFI
Seguridad	- Respuesta a desastres naturales o ataques. - Independencia energética.	- Crear la super red Europea.	- Integración eléctrica local.	- Integración eléctrica regional.
Eficiencia	- Eficiencia Energética. - Administración de la demanda en horas punta. - Integración de ER		- Eficiencia Energética.	- Reducir y controlar pérdidas no técnicas. - Eficiencia Energética.

Medio Ambiente		<ul style="list-style-type: none"> - Masificar la generación distribuida con ER. - Cumplir con el programa 20-20-20 		<ul style="list-style-type: none"> - Mayor participación de ER.
----------------	--	---	--	--

Fuente: Elaboración propia

4. Algunos datos importantes

- La Unión Europea, en el 2007 fijó el “plan 20-20-20” – hasta el año 2020 la meta es 20% de energía renovable y de reducción de emisiones de CO₂ y, el 80% de energía de fuentes renovables para el año 2050.
- En Alemania se estima existen 500,000 medidores inteligentes instalados por iniciativa de las empresas eléctricas.
- El gobierno de Francia anunció la instalación de 35 millones de medidores inteligentes entre el 2013-2018 a cargo de la ERDF.
- Estados Unidos mantiene el plan Smart Grid Investment Grant Program (SGIG), que es una iniciativa público-privada de 7.8 millones US\$ que provee fondos a 99 proyectos, incluye 18 millones de Smart meters y sistemas automáticos de Distribución y Transmisión. Asimismo planteó en el año 2007 la transformación integral del sector energético como política nacional. Mantiene políticas de reducción de emisiones de CO₂ e incentivos económicos (cap and trade).
- En Canadá, el 75% de su electricidad generada procede de fuentes no emisoras, gracias a la energía hidráulica y nuclear. La energía eólica junto a otras formas de micro-generación, supondrán una pieza clave en la modernización de la red y del desarrollo de las tecnologías relacionadas con las “Smart Grids”.
- En Asia, Corea del Sur destaca en la aplicación de Smart Grid, China experimenta crecimiento en la fabricación de componentes. En medio Oriente, existen ciudades inteligentes como Abu Dahbi -Masdar City y Qatar – Energy City. Japón, en la Cumbre sobre Cambio Climático de la ONU en el 2009, anunció como objetivo a medio plazo la reducción de un 25% de las emisiones de CO₂ para el 2020, en comparación con 1990.

- Australia ha fijado como objetivo la reducción de emisiones del 60% respecto a los niveles del año 2000, para el año 2050 y un mínimo de 5% y máximo de 25% para el año 2020. Además, para el año 2020, el 20% de la energía generada debe proceder de ER.
- Latinoamérica tiene un avance moderado en Smart Grid, no obstante en la Convención de Río+20 se acordó la necesidad de tender hacia la integración energética. Existe un enorme potencial de energías renovables. Brasil es el líder en impulsar y ejecutar programas pilotos de energía eficiente y cambio en la regulación.
- África está en sus inicios para la aplicación de redes inteligentes Smart Grid.

En el Cuadro N 02, se muestra una recopilación global de iniciativas y proyectos Smart Grid.

Cuadro No. 02
Proyectos Smart Grid en el mundo

País	Proyecto	Empresa(s)	Descripción
España	SmartCity-Málaga	ENDESA	Proyecto impulsado por once empresas, comprende a 300 clientes industriales, 900 de servicios y 11,000 clientes residenciales. Instalación de paneles FV en edificios públicos y viviendas, el uso de microgeneración eléctrica. Existirán sistemas de almacenamiento energético en baterías. Se potenciará también el uso de coches eléctricos, con la instalación de postes de recarga.
España	Proyecto STAR Castellón	IBERDROLA	175.000 clientes contarán con este servicio que permitirá mejorar la calidad del suministro eléctrico, al disminuir las incidencias. Renovación de más de 100.000 contadores que dan servicio a sus clientes.
España	Programa CENIT GAD	Iberdrola, Red Eléctrica, Gas Natural Fenosa	Gestión Activa de la Demanda (GAD) es un proyecto de I+D+i financiado por el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) en el marco de la iniciativa CENIT. El presupuesto de 23,3 millones de euros

Holanda	Amsterdam Smart City	Accenture	El programa utiliza una Smart Grid con contadores inteligentes, tecnologías de edificios inteligentes y vehículos eléctricos para reducir el consumo de energía en los hogares, los edificios y áreas públicas y en el transporte
USA	SmartGridCity, Boulder, Colorado	Xcel Energy	SmartGridCity es una comunidad completamente integrada en una red inteligente en la que se incluyen sistemas de comunicaciones de banda ancha, subestaciones alimentadores y transformadores actualizados, contadores inteligentes y aplicaciones basadas en portales web.
China	Yangzhou, China	GE	Incluye una avanzada infraestructura de lectura con contadores inteligentes con precio dinámico que es el centro de los ahorros de energía en el hogar. Se incluyen sistemas de gestión de la energía en el hogar.
Brasil	Ciudad del futuro	CEMIG	Implementado en Sete Lagoas, sirvió para la implementación de tarifas en tiempo real. Redujo los costos de la energía, las pérdidas, y mejoró la calidad de suministro.
Brasil	Blumenau	CELESC	Cubre el sector de medición inteligente en 3670 consumidores, con tecnología PLC
Brasil	INOVGRID	EDP	Proyecto ejecutado en la ciudad Aparecida do Norte con 13,500 conexiones en zona urbana y rural, incluye medición a distancia, generación distribuida, movilidad eléctrica e iluminación eficiente. Tiene una inversión de R\$ 10 Millones.
Brasil	Búzios	ENDESA	Incluye tarifas horarias diferenciadas; la utilización de lámparas de LED en AP; eficiencia energética en edificios públicos, red de distribución con sistemas de control automáticos.

Chile	Santiago	ENDESA. Chilectra	Primer prototipo de ciudad inteligente de Chile. Allí se va a probar la integración de tecnologías como el Smart metering, la automatización de la red, los vehículos eléctricos, la iluminación pública y la generación distribuida
Argentina	Control y comunicación	EDENOR	Sistemas de telecontrol y supervisión de SET de AT y MT, telegestión de medidores y tendido de redes de comunicación.
Perú	Medición Inteligente	Hidrandina	En su primera etapa se han instalado 500 medidores con telemedición en clientes industriales y comerciales para la administración de la demanda, la optimización de la gestión operativa y el control de pérdidas no técnicas.

Fuente: Elaboración propia

5. Factores críticos de éxito

De acuerdo a lo indicado por el *Major Economies Forum*¹, existen numerosos factores que están favoreciendo la conversión de la red eléctrica convencional a una red inteligente. Entre los principales factores se indican los siguientes:

- a. Factores Tecnológicos:
 - Red de transmisión y distribución obsoletas.
 - Disminución de la fuerza de trabajo calificada.
 - Importantes inversiones de capital a nivel global para el desarrollo de nuevas tecnologías.
- b. Factores Normativos:
 - Voluntad política de algunos gobiernos;
 - Fomento de la generación distribuida a través de ER.
 - Incrementar la seguridad con la independencia energética.
 - Mejoras en la eficiencia del mercado.

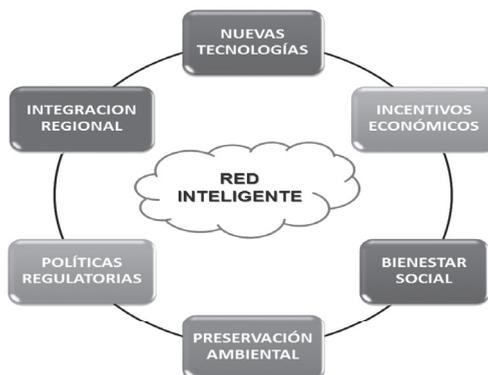
1 «Technology Action Plan on Smart Grids», Report to the Major Economies Forum on Energy and Climate, 2009.

- c. Factores Económicos:
- Fiabilidad de la red eléctrica convencional.
 - Reducción de los costos de operación y mantenimiento.
 - Reducción de pérdidas en el sistema.
 - Equilibrio entre precio y calidad de servicio.
 - Surgimiento de nuevos mercados.
- d. Facturas Medioambientales:
- Reducción de emisión de CO₂.
 - Integración de la ER a la red eléctrica convencional;
 - Mejorar la eficiencia energética.
- e. Factores Sociales:
- Incentivar la participación activa del usuario en la gestión de su consumo energético.
 - Proporcionar al cliente opciones para el ahorro y el almacenamiento energético.

6. Enfoque sistémico de la red inteligente:

Desde nuestro punto de vista, y más allá de los beneficios de la red inteligente ya señalados, es posible enfocar de una manera sistémica los elementos que deben existir en un país para sustentar su implementación. Estos elementos se muestran en el Gráfico N° 03:

Gráfico No. 03
Elementos para la existencia de una Smart Grid



Fuente: Elaboración propia

Cabe señalar que, dichos elementos no deben ser tratados en forma aislada; por el contrario, su visión sistémica y su articulación uno con otro constituye una necesidad propia del proceso de implementación, que comprende a los diferentes grupos de interés (Stakeholders).

A continuación mostramos el detalle de cada elemento,

a) Incentivos Económicos:

Los beneficios económicos que tendrán los agentes (compañías eléctricas y consumidores), constituye el aspecto fundamental en la implementación de redes inteligentes Smart Grid. No asumir esta condición como necesaria, sería exponer la nueva red a la resistencia, oposición o indiferencia de alguno de ellos, con lo cual el fracaso sería inminente.

Cumplir con esta condición implicaría *beneficios*, los cuales se orientan; entre otros, a:

- Reducir costos en las empresas eléctricas con la optimización de la operación y recursos, las redes inteligentes Smart Grid brindan este elemento a través de la reducción de pérdidas técnicas del sistema y con ello aumentar el factor de carga, así como de los costos por operación y mantenimiento.
- Mejorar la calidad del servicio eléctrico brindado, este beneficio es prioritario para el normal desarrollo de diversas actividades económicas, desde el punto de vista del consumidor domiciliario así como para el sector comercial e industrial, por el valor agregado que generarían oportunidades de crecimiento económico e invertir en zonas de menor acceso al servicio eléctrico (sector rural).
- Generar nuevos mercados e integrar a nuevos agentes, donde existirían pequeños productores distribuidos o los consumidores se convertirían en los denominados “prosumers” – productores y consumidores al mismo tiempo. Para ello, resulta necesario adecuadas políticas de precio.
- Un mercado nuevo sería el relacionado con la medición y facturación de la electricidad. Al permitir mayor precisión se verán involucrados diferentes ámbitos: técnico, principalmente debido a la sustitución de los medidores con modelos digitales bidireccionales y a la instalación de sensores y dispositivos; renovar la gestión

comercial de las empresas comerciales de electricidad; así como para la regulación, promoviendo la necesidad de modificar las políticas tarifarias flexibles de acuerdo al nivel de la demanda.

Sin embargo, estos elementos deberán estar sujetos a determinado *aspectos por resolver*:

- Costos financieros: Por la cantidad de los sensores y dispositivos para mejorar la calidad de servicio y manejo de la información, requieren la inversión de grandes recursos financieros que pueden hacer poco rentable. Lo cual, con el incentivo a generar mayor demanda conllevaría la reducción de dichos costos y por ende a invertir aún más en nueva tecnología
- Infraestructura incompatible: Algunos de los elementos actuales podrían resultar no compatibles con nuevos recursos y, en algunos casos, su instalación resultaría poco rentable.
- Modificación Normativa: No hay políticas de gobierno que permitan diferenciar la calidad del suministro en función de las exigencias de los consumidores (tarifas dinámicas), así como los esquemas definidos y acordes a las prioridades, que dificultan la toma de decisión y restan confianza a los inversionistas.
- Resistencia al proceso de cambio: Como componente cultural la visión que se tiene de las nuevas tecnologías y costumbres de consumo, determinan comportamientos arraigados cuya resistencia a la modificación podría restar atractivo a inversionistas privado, para ciertos mercados.

b) Nuevas Tecnologías:

Este elemento corresponde a las facilidades existentes para el acceso y promoción de nuevas tecnologías Smart Grid en el país. Esto constituye un aspecto fundamental puesto que, la red convencional quedará obsoleta en el futuro, siendo imprescindible acortar progresivamente la brecha tecnológica para compatibilizar las capacidades técnicas de la red y las necesidades de los consumidores.

Con este fin se obtendría *beneficios* los cuales se orientan a generar; entre otros:

- Fiabilidad al sistema general de la red eléctrica.
- Mayor seguridad, desde el punto de vista de autonomía del sistema así como respecto al servicio que recibe el consumidor.
- Calidad de servicio, reduciendo el nivel de pérdidas técnicas y mejorar el equilibrio respecto al precio del servicio.
- Contribuye a reducir el impacto ambiental que se generan por las fallas y pérdidas.

Sin embargo, la convencional situación de la red eléctrica está sujeta a determinados *aspectos por resolver*:

- La inversión económica que implicaría realizar determinado estudio de factibilidad para que los agentes tengan el incentivo de invertir en nuevas tecnologías.
- Políticas de Gobierno para incentivar a invertir en nuevos proyectos.
- Tecnología: La vulnerabilidad que representaría las redes convencionales, asimismo desde el punto de vista informático, implicaría adaptación y cambios a fin de evitar riesgos como los hackers organizados.
- Normatividad: En particular al integrar nuevas tecnologías, el intercambio de información podría conllevar a tener señales claras del comportamiento de consumo y sus preferencias, no obstante se observaría por ejemplo no contravenir la protección a la privacidad.
- Uniformizar Estándares: Los inversionistas en el sector eléctrico tienen un papel importante en el diseño de los diferentes dispositivos, artefactos y comunicación, no obstante no hay aún uniformidad de categorías certificadas y garantizadas.

c) **Políticas Regulatorias:**

Las leyes o políticas regulatorias del estado, por sí solas no generan bienestar para la sociedad. No obstante, éstas son un medio fundamental para la implementación y sostenibilidad de las redes inteligentes Smart Grid y, un requisito requerido por los agentes para decidir su participación. No debemos obviar que ante la natural resistencia al cambio crear una cultura social alrededor del modelo tiene que ver también con la regulación y las políticas públicas asociadas.

Se obtendría *beneficios* los cuales se orientan a generar; entre otros:

- Al motivar la integración del consumidor como un nuevo agente de mercado. Para ello, se debe informar al consumidor las ventajas de la capacidad de conocer en tiempo real su nivel de consumo y el costo de la energía suministrada – siendo los mismos muy sensibles a las señales de precio y calidad.
- Establecer reglas claras para la generación distribuida, que integra a diversos actores a nivel de distribución (micro-generadores) – resultando necesario modificar las políticas normativas de mercado, en función a la mayor seguridad de abastecimiento de servicio.
- Incentivos para el desarrollo de proyectos I + D + i, para la implementación de redes inteligentes Smart Grid, resultando necesario establecer mecanismos para que la regulación asuma los costos en la curva de aprendizaje.

De igual modo, deberán estar sujetos a determinados *aspectos por resolver*:

- Inversión Financiera: Tanto desde el punto de vista de empresa como del consumidor, no siendo muchas veces suficiente justificarla con el reconocimiento tarifario o las tasas de retorno reguladas.
- Tecnología: Los diferentes dispositivos y adelantos tecnológicos, se encuentra aún en etapa de investigación. Además del nivel de gradualidad con el cual que se aplicaría dependiendo la realidad de cada país.
- Normatividad: Específicamente por la orientación a generar dependencia de los actores respecto al regulador – no incentivando a la competencia de mercado (liberalización). De otro lado tenemos la adaptación de los modelos regulación por costo del servicio o de incentivos en la distribución.
- Cultural: Por la desinformación y poca educación que los consumidores tienen respecto al servicio eléctrico, lo cual se ve claramente desde la decisión de contratar un suministro eléctrico (ausencia de criterios económicos).

d) Preservación del ambiente:

Tal como se señaló en el elemento económico, las redes inteligentes Smart Grid permitirán dinamizar el mercado integrando a los actores

a través de la generación distribuida renovable, así como reducirán o desplazarán la demanda pico en horas punta, con lo cual se reducirán las emisiones de CO₂ asociadas a la producción de electricidad con recursos no renovables.

La inversión estimada para la actualización del sector eléctrico mundial, según la Agencia Internacional de la Energía - IEA, en los próximos 20 años asciende aproximadamente a US\$ 13 trillones. Asimismo, respecto la reducción de CO₂ relacionadas a la modernización de la red, señala que el despliegue global de las Smart Grids ayudaría a reducir las emisiones entre 0.9 y 2.2 giga toneladas anuales para el 2050; esto es, el equivalente de las emisiones anuales producidas por hasta 730 centrales de tamaño mediano.

Este fin obtendría *beneficios* los cuales se orientan a generar; entre otros:

- Al combinar diferentes tipos de generación por el almacenamiento de carga y con ello, se reduce la dependencia del segmento de transmisión.
- La mejora de la seguridad aportará un cambio radical. Con la descentralización de la generación reducirá el número de objetivos como la construcción de grandes centrales eléctricas. Con ello, se aporta a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Sin embargo, estarán sujetos a determinados *aspectos por resolver*:

Los elevados costos que actualmente implicarían realizar estudios de análisis de mercado y, que impiden competir con la centralizada generación, lo cual conllevaría a una escasa motivación o incentivo a la inversión ya sea para los consumidores o empresas y por ende la visión de desarrollo y adopción de nuevos retos a largo plazo.

e) **Integración Regional:**

Las iniciativas para fomentar el desarrollo y puesta en marcha de las Smart Grids parten de la necesidad de expandir los beneficios a nivel regional debido a la necesidad de contar con una mayor economía de escala que haga viable económicamente su implementación.

Los *beneficios* se orientan a generar; entre otros:

- Contar con un mayor poder de negociación con los proveedores de tecnología.
- Extrapolar el aprendizaje regional de los proyectos pilotos de implementados en cada país.
- Crear un mercado más competitivo con la expansión del mismo a nivel regional, incrementando a los agentes demandantes y productores.

Sin embargo, existen *aspectos por resolver*, como son:

- Las políticas nacionales estratégicamente implementadas para cada país, con un mayor agravante en los conflictos existentes entre países.
- Desfase en la maduración y crecimiento económico de cada país.

f) **Bienestar Social:**

Este elemento implica que la implementación redes inteligentes Smart Grid, estará alineada a las políticas de gobierno, por ejemplo: que se orienten a dar solución a problemas en los sectores más vulnerables de la población, como la cobertura de comunicaciones en zonas rurales, mejora de la calidad de servicio, etc.

Los *beneficios* se orientarían a:

- Optimizar los subsidios establecidos en las tarifas sociales, por ejemplo facilitar las tarifas en dos partes.
- Redirigir los beneficios sociales obtenidos en el Smart Grid hacia aquellas zonas no atendidas de acuerdo a la realidad de cada país.
- Proponer una red de comunicación alternativa para las zonas más alejadas.
- Mejora de la calidad de servicio en zonas rurales.

Así como, existen *aspectos por resolver*, como son:

- Decisión gubernamental para incluir estos beneficios en los objetivos de la regulación marco para las redes inteligentes – rol subsidiario.

- La remuneración adecuada de los proyectos sociales, tanto para empresas públicas como privadas.

7. El plan de implementación

i. Transformación de la red convencional

De lo expuesto en las secciones anteriores, podemos afirmar que la evolución de la red eléctrica hacia una red inteligente es un punto clave para el sector eléctrico, lo que permitirá resolver los problemas locales como el acceso global a la energía eléctrica, reducir las pérdidas, aumentar la eficiencia energética y brindar un suministro seguro y económico en un contexto de liberalización energética.

Esto no significa que los problemas de transmisión y producción centralizada carezcan de interés desde el punto de vista de las Smart Grids, de hecho existen en soluciones avanzadas para incrementar la seguridad, la confiabilidad, la eficiencia y la sostenibilidad del sistema eléctrico convencional.

ii. El punto de partida

En general, el estado del nivel físico y tecnológico de la infraestructura de la red convencional existente nos marca el punto de partida para hacer frente a los desafíos y a las oportunidades que nos brindan las redes inteligentes. No obstante, como lo sugerido por la European Technology Platform², es recomendable que el proceso de cambio venga planificado ex ante y sea gradual, antes que descoordinado y revolucionario, de manera que la definición de una estrategia de largo plazo resulte ser una modalidad imprescindible de implementación de las Smat Grids.

En la actualidad, existen diferentes procesos en la gestión de las redes convencionales que por sí solos vienen aplicando conceptos contenidos en las redes inteligentes y, que estratégicamente pueden integrarse progresivamente en el mediano plazo conformando la gran red inteligente del futuro. Dentro de estos procesos tenemos:

2 Smart Grids. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future», European Technology Platform, DG Investigación, Comisión Europea, 2006.

a) La gestión inteligente de la medición (Smart Metering):

El medidor electromecánico o electrónico, cuenta por lo general con una escasa o nula comunicación. La gestión de medición inteligente contempla un flujo directo de información a distancia, ya sea desde o hacia el usuario. La tecnología Automatic Meter Reading (AMR), permite registrar la medida de energía total mensual o por intervalos de tiempo predefinidos. Advanced Meter Infrastructure (AMI), considera la ampliación de los AMR, permitiendo una lectura de la energía acumulada para diferentes periodos de tiempo o de la potencia instantánea, admiten opciones de precios diferenciados pro tipo de medida y registros de demanda, previamente acordados con cada cliente. Se pueden implementar mediante tecnologías de comunicación desde teléfono, ethernet, hasta radio.

b) Integración de la generación distribuida:

A lo largo de la red de distribución existen focalizados centros de generación distribuida, siendo en su mayor parte pequeñas centrales hidroeléctricas o térmicas aisladas. Parte de estas centrales cuentan con sistemas de operación y control automatizados, siendo preponderantes los sistemas propietarios (Propiedad de determinado fabricante).

c) Administración de la Demanda:

La administración de la demanda, se realiza puntualmente con algunos usuarios industriales o comerciales ubicados en la red de distribución reduciendo las demandas pico en hora punta y desplazándolas hacia las horas valle. Para ello se utiliza la información en tiempo real que brindan los medidores teledados, no obstante el control de la carga se hace mayormente de manera manual en coordinación con el centro de control de la distribuidora y el usuario.

d) Sistemas de Automatización y Control de Redes Eléctricas:

Los sistemas de transporte son controlados y monitoreados a través de Sistemas de Supervisory, Control And Data Acquisition (Supervisión,

Control y Adquisición de Datos) - SCADA. A Nivel de distribución si bien existen SCADA, su implementación solo ha integrado a los principales subestaciones de transformación o equipos de control y desconexión.

e) Tecnologías de Información y Comunicación:

En las últimas décadas, se ha observado una clara tendencia a convergir hacia un protocolo de Internet común usando distintos medios para transmitir la información —fibra óptica, radio, Wi-Fi, WiMAX, PLC, entre otros—, con una única tecnología de red capaz de integrar varias aplicaciones diferentes sin necesidad de desarrollar o adoptar protocolos de comunicación específicos de bajo nivel.

iii. Ruta a seguir

En esta sección propondremos el plan de implementación de Smart Grid, sobre la base del juicio de valor realizado en las secciones anteriores, con el fin de resumir las mejoras prácticas.

A continuación se propone un plan de actividades “a la medida” para implementar en el país (ver Cuadro No. 03).

Es importante indicar que parte de las actividades se realizan de manera paralela y están relacionadas entre sí.

Cuadro No. 03
Plan de Actividades de Implementación

Actividad	Descripción	Grupos de interés participantes
Elaborar un marco político	<p>Primero debe establecerse la visión país de la aplicación de Smart Grid, de acuerdo a las necesidades y realidad Regional (Latinoamérica), Nacional (Perú) y Local (Regiones, Ciudades, etc).</p> <p>Por ejemplo, en el marco debe declararse el aporte u objetivos en la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, el aumento de la penetración de fuentes de energía renovables, aumentar el acceso a la electricidad, adoptar la participación según la demanda, aumentar la eficiencia energética o la calidad del suministro para el usuario final;</p>	Ministerio de Energía y Minas, Regulador, Gobiernos Locales y Nacionales, Empresas Eléctricas y Usuarios.
Elaborar hojas de ruta, nacionales y regionales.	<p>Corresponde aquí definir el punto de partida, a partir de la definición del marco político. Estas hojas de ruta deben realizarse en el marco Regional, Nacional y Local.</p> <p>En esta parte se elaborarán cronogramas y planes de implementación, en los cuales se definirán, entre otros las prioridades con respecto al desarrollo y aplicación de componentes y tecnologías, Identificación de los obstáculos locales (reglamentarios, técnicos, no técnicos), las medidas que deben adoptarse con miras a superar los obstáculos; el cronograma aplicable a las inversiones necesarias en Smart Grid por el estado, empresas eléctricas y otras partes interesadas.</p>	Ministerio de Energía y Minas, Regulador, Gobiernos Locales y Nacionales, Empresas Eléctricas y Usuarios.

Marco Regulatorio	<p>Corresponde a la identificación de las normas que deben adoptarse para el despliegue de las tecnologías de Smart Grid y los mecanismos de adaptación de las mismas en el tiempo (sostenibilidad).</p> <p>Implica entre otros: reglas para la promoción y modernización de la red. Asimismo, regular aspectos como son: Financiamiento (incentivos), Promoción de investigaciones y nuevos proyectos, Modelos de Regulación (costos o incentivos), Tarifas dinámicas, y mecanismos de información a los Consumidores y agentes.</p>	<p>Ministerio de Energía y Minas, Regulador, Gobiernos Locales y Nacionales, Empresas Eléctricas y Usuarios.</p>
Desarrollo tecnológico y estandarización	<p>Es necesario que participen en el desarrollo tecnológico, los círculos académicos, centros de investigación públicos y privados hasta los proveedores de equipos Smart Grid.</p> <p>Los operadores de redes deben tener un papel central, al ser los responsables de la gestión del sistema eléctrico. El primer paso consiste en la necesidad de dedicar los recursos públicos adecuados a la investigación, desarrollo y demostración de tecnologías avanzadas de Smart Grid. Un ejemplo interesante que se puede tomar como referencia es el del Brasil.</p> <p>Los sistemas de operadores de comunicación en general para el país merecen un tratamiento especial, debido a que existen zonas sin cobertura o cobertura deficiente. Por ello, en otras latitudes se han implementado redes propias de comunicación, que es necesario evaluar.</p> <p>De otro lado, se debe uniformizar estándares de mercado y/o adoptar de normas internacionales para el uso y aplicación de nuevas tecnologías (medidores inteligentes, protocolos de comunicación, sensores, etc.).</p>	<p>Ministerio de Energía y Minas, Regulador, Gobiernos Locales y Nacionales, Empresas Eléctricas y Usuarios, Centros de investigación, proveedores de productos.</p>

Implementación de Proyectos Pilotos	<p>A nivel mundial se están llevando a cabo varios proyectos pilotos de Smart Grid y es de vital importancia que se desarrollen experiencias locales, solo así se podrán implementar de forma eficiente Smart Grid.</p> <p>Debe incluirse un programa de Proyectos Pilotos a gran escala con las actividades necesarias para adaptarlos a otras partes del país en estrecha relación con otros avances mundiales a fin de limitar las duplicaciones, pero teniendo en cuenta las peculiaridades locales, brechas y optimizar los gastos en general.</p>	Ministerio de Energía y Minas, Regulador, Gobiernos Locales y Nacionales y Empresas Eléctricas
Intercambiar prácticas óptimas y conocimientos técnicos	<p>Se deberán promover las actividades colaborativas, prestando atención especial al intercambio de experiencias y la acumulación de conocimientos técnicos. Entre otros, desarrollar y administrar un repositorio central de actividades de investigación, establecer un criterio estandarizado de cuantificar “intangibles”</p> <p>Crease una asociación nacional y latinoamericana como la Red internacional de acción sobre redes eléctricas inteligentes (ISGAN) o el Foro Mundial GridWise (GridWise Global Forum). Esto permitiría intercambiar experiencia de la nación y compartirlas a nivel mundial.</p>	Ministerio de Energía y Minas, Regulador, Empresas Eléctricas y Agentes interesados.
Crear conciencia en el público y agentes	<p>Por el lado de los consumidores, debe establecerse un plan para acortar la brecha de Información respecto a su rol pasivo y dependiente del regulador, rompiendo paradigmas y creando conciencia en el ahorro de consumo de la energía – <i>prosumers</i> (nuevos actores de mercado).</p> <p>Por el lado de los agentes, la información pública de todos los avances del proceso permitirá se desarrollen una cultura de conocimiento.</p>	Ministerio de Energía y Minas, Regulador, Empresas Eléctricas y Agentes interesados.

Fuente: Elaboración propia.

8. Conclusiones

- Smart Grid no es un fin sino, un camino para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico y optimizar el bienestar social de los consumidores y empresas en el país.
- El nuevo modelo, transforma la concepción de la red eléctrica convencional permitiendo la participación activa de los consumidores, el ingreso de nuevos agentes, tener una red con autonomía operativa, utilizar eficientemente los activos de la red, y administrar la demanda ofreciendo una óptima señal de precios.
- Se han identificado factores críticos de éxito para implementar Smart Grid (Nuevas tecnologías, incentivos económicos, integración regional, regulación, bienestar social y medioambiental), que no deben ser tratados en forma aislada; por el contrario, su visión sistémica y su articulación uno con otro constituye una necesidad propia del proceso de implementación, que comprende a los diferentes grupos de interés (Stakeholders).
- El modelo Smart Grid, es un “sistema a la medida”; por tanto, en esta publicación se propone un plan de actividades adaptado para al país, que contiene acciones, tales como: Elaborar un marco político, elaborar hojas de ruta, desarrollar el marco regulatorio, promover el desarrollo tecnológico y la estandarización, implementar los proyectos pilotos, intercambiar conocimientos técnicos y crear conocimiento en el público y agentes.
- Partiendo de que, Smart Grid es “hoy”, lograremos vencer la inercia del cambio y conseguiremos oportunamente planificar nuestras acciones futuras.

Bibliografía

“Smart Grids y la evolución de la red eléctrica”, Año 2011; pp. 82. Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones.

“Redes Inteligentes de energía (Smart Grids) en América Latina y el caribe: Viabilidad y desafíos”, Conferencia Regional sobre Redes Inteligentes de Energía Santiago, Año 2010; pp. 145. Cepal.

Presentaciones del Seminario Internacional de regulación de servicios públicos de Quantum – Iguazú – Argentina 2014.

Páginas Web:

www.smartregions.net/

www.metering.com

www.powergrideurope.com

www.smart-grid.tmcnet.com

www.prime-alliance.org

www.futured.es

www.smartgrids.eu

www.intelligrid.info

www.cenit-denise.org

www.prime-alliance.org

www.openmeter.com

POLÍTICA ENERGÉTICA

Energía y sus derivadas políticas, estratégicas, tecnológicas, de mercado y sostenibilidad ambiental. Un sector complejo.

Juan Ignacio Sánchez Sanchís
Ingeniero Superior Industrial por la Universidad Politécnica de Madrid
Máster en Negocio Energético (Club Español de la Energía)
Gerente de la Unidad de Sistemas de Control y Medida en Indra

El desarrollo económico y social de un país se sustenta en tres pilares fundamentales:

- La seguridad ciudadana, entendida como el orden público y la convivencia pacífica de los individuos e instituciones del Estado.
- La seguridad jurídica, conjunto de reglas claras, certeras, de evolución predecible y no arbitraria, que garantizan la certeza del Derecho por parte del Estado a sus integrantes.
- La seguridad energética, es decir, fuentes fiables a corto, medio y largo plazo de energía que están disponibles para sus individuos con el fin de atender, desde las necesidades más básicas, hasta otras más elaboradas, derivadas de la creación de emprendedores locales que invierten en procesos productivos o de foráneos que, con la seguridad de estos tres pilares, ven oportunidades para su inversión. En definitiva, bienestar y crecimiento económico.

De lo anteriormente expuesto, comprenderá el lector de este artículo que la energía, su abastecimiento, transformación y puesta en disposición para su uso, es un sector industrial que, a priori, requiere un tratamiento especial.

En este artículo, el propósito es hacerle patente al lector que no es sólo este aspecto, el de la seguridad energética, el único que hace a este sector especial y que, por esta razón, ha sido y es una actividad en la que lo público y lo privado, el interés general y el del inversor, la planificación estatal y el libre mercado, se encuentran en un punto de equilibrio, por un lado no exento de tirantezas y por otro en el que, en pro del interés general, también se ha hecho política, con mayor o menor fortuna, siendo como es una cuestión de Estado que debe quedar fuera del ámbito ideológico. Entenderá el lector que, por su

carácter estratégico, debe estar sometido a una regulación mucho más fuerte que otros sectores productivos de bienes de consumo. Espero me permita el lector de esta Revista Peruana de la Energía que recurra a ejemplos conocidos por el que suscribe de Europa y de España, que es posible no tengan su paralelismo hoy en el Perú, sin más ánimo que el de ilustrar la argumentación.

1. La energía como un bien esencial

Con diferencias y matices, en diferentes regulaciones nacionales se define la energía como un bien esencial y, en algunos casos, mantiene aún el término de servicio público (término éste que, sin embargo, tiene una connotación diferente pues, de manera implícita, reconoce la posibilidad de la titularidad estatal). En cualquier caso, siempre con la finalidad práctica de evidenciar expresamente el imperativo de garantizar el suministro a todos los consumidores demandantes del servicio.

Este bien esencial, por el que la regulación debe velar se encuentre al alcance de todos los consumidores, se mueve dentro de un triángulo en el que se entrelazan la planificación estratégica, función que debe recaer en las instituciones de supervisión y regulación del Estado; el mercado y la competencia como medio de optimizar el coste en parte (allí donde sea viable) de los procesos de la cadena energética (abastecimiento, transformación, transporte, distribución y comercialización); y marcos multilaterales o multiestatales, puesto que el sector energético es uno de los mayores generadores de externalidades ambientales, de forma que algunas de ellas afectan al planeta en su conjunto, como por ejemplo, las emisiones de gases de efecto invernadero. A estos tres factores, esquematizados en la Figura 1, se les une la evolución tecnológica, representada como un “resorte”, pues su influencia puede hacer cambiar la forma de este triángulo y del punto de equilibrio (en este artículo se menciona, en muchas ocasiones, el término “con la tecnología actual”).

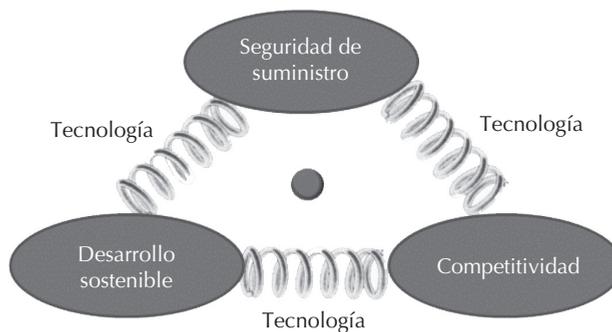


Figura 1

2. Seguridad de suministro

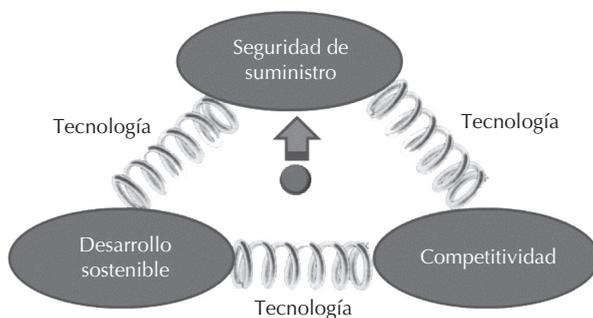


Figura 2

Para hacer inteligible este punto, conviene señalar que existen dos tipos de fuentes de energía:

- Energías primarias, que son energía que se encuentran directamente en la naturaleza, antes de transformación alguna, tales como el carbón o la leña, petróleo o gas, o la energía nuclear, solar, hidráulica ó eólica.
- Energías finales, que resultan de la transformación de las primarias, como la electricidad producida en centrales de carbón, gas natural o la gasolina que produce una refinería a partir de petróleo.

Es decir, las energías primarias son las que se encuentran en la naturaleza, mientras que las finales (como la energía eléctrica que usted y yo consumimos en nuestros hogares o el combustible de nuestros vehículos) son fruto de la transformación de las primeras.

Hoy, a inicios del siglo XXI, la principal fuente de energía primaria es la procedente de los combustibles fósiles: carbón, petróleo, gas natural... en la siguiente Figura 3, cuya fuente es la Agencia Internacional de la Energía (AIE), se puede comprobar cómo, sobre los datos de 2011, la energía primaria mundial es, básicamente, de origen fósil:

- 4.133 Mtep¹ de petróleo.
- 3.851 Mtep de carbón
- 2.805 Mtep de gas.

1 Mtep: Millones de toneladas equivalentes de petróleo. Unidad muy utilizada en la que energías como el carbón, gas natural, hidráulica, etc. se miden en su equivalencia energética en petróleo, para poderlo comparar con éste.

La energía hidráulica (300 Mtep), la nuclear (674 Mtep) y la renovable (61 Mtep) están muy lejos de la utilización intensiva de la energía de origen fósil.

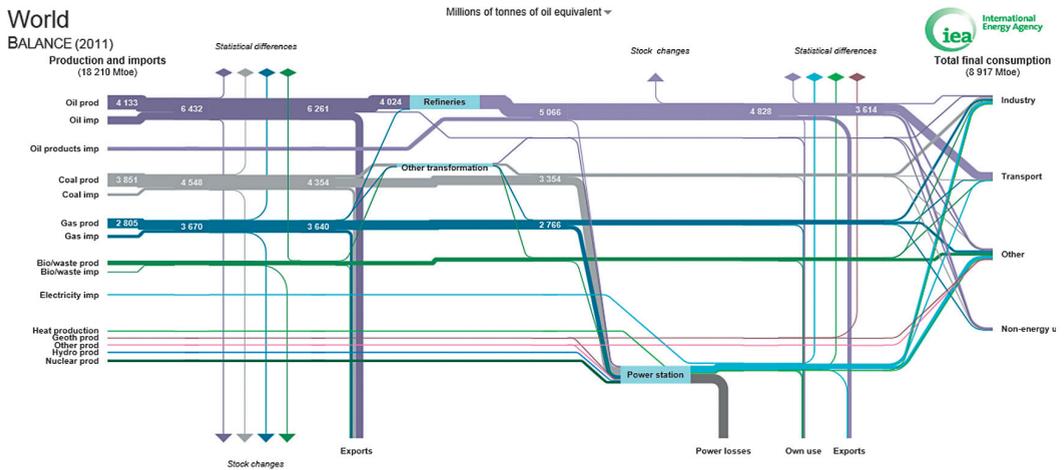


Figura 3

También en esta figura se comprueba que los dos grandes procesos de transformación de la energía primaria en energía final, para su uso, son básicamente el refinado del petróleo, que abastece mayoritariamente de energía final al sector del transporte, y la generación eléctrica que tiene distintas fuentes primarias (petróleo, carbón, gas, biocombustibles, nuclear, renovables, entre otras).

En 2009, la AIE estimaba unas reservas confirmadas de petróleo, carbón y gas natural según las cuales, al ritmo de consumo de 2009, se calculaban reservas de petróleo para 47 años, 121 años para el carbón y 63 años para el gas natural.

He aquí otro factor que, junto al expuesto en la introducción de este artículo, hace de la energía un sector especial: las tecnologías actualmente conocidas y de uso extendido para satisfacer las necesidades de la industria, el transporte y otros usos (calefacción, iluminación, etc.), están basadas fundamentalmente en combustibles fósiles y éstos son un bien limitado, escaso. Ciertamente es que la AIE año tras año ha ido revisando sus previsiones y que, por ejemplo, en los años 70 se estimaban reservas de petróleo para 35 o 40 años, y que 40 años después, la zanahoria está a la misma distancia del equino. No obstante, y

lejos de cualquier mensaje apocalíptico, entenderá el lector que estas fuentes de energía, tarde o temprano, se agotarán y que, si el modelo de crecimiento energético mundial se sigue fundamentando en estos combustibles, esto será más temprano que tarde.

En la Figura 4 se muestran los mismos datos ofrecidos por la AIE del balance energético del Perú, más actuales, del año 2011. A diferencia de los datos medios mundiales mostrados anteriormente, este balance es más halagüeño: menos dependencia externa y más peso de las energías renovables:

- 11,44 Mtep de petróleo, de los que sólo 4,75 son importados.
- 0,5 Mtep de carbón, de los que 0,44 son importados.
- 11,76 Mtep de gas, producción propia.
- La energía hidráulica (1,86 Mtep), la renovable (0,01 Mtep) y los biocombustibles (2,95 Mtep) tienen un peso porcentual mucho mayor que los datos de la AIE a nivel mundial.

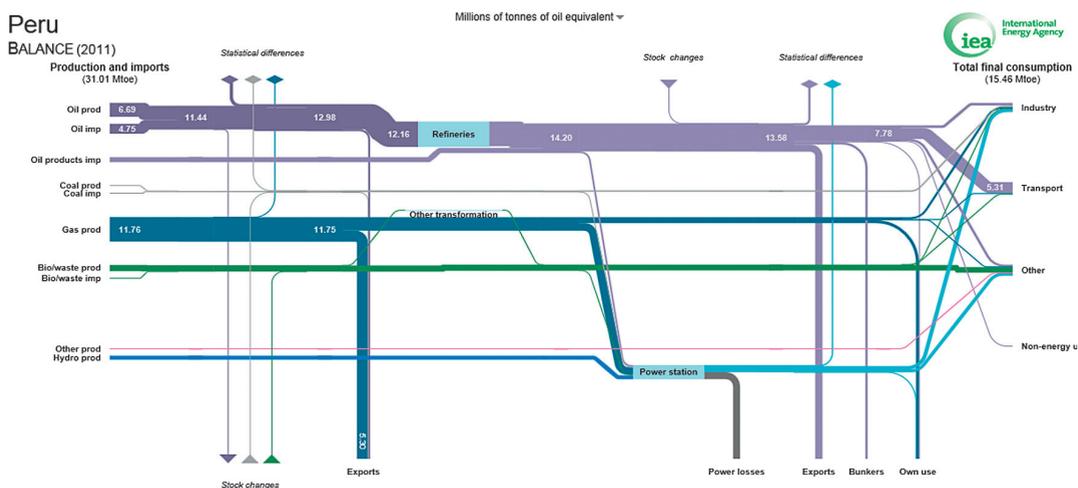


Figura 4

Según la AIE, en su estudio realizado en 2011 (véase Figura 5), el petróleo se seguirá manteniendo como la principal fuente de energía en el mundo, con un ratio aprox. del 30% del consumo de la energía primaria hasta 2035. Otras alternativas, como las energías renovables, sólo representarán (según está prevista) el 4% del consumo de energía a nivel mundial en 2035.

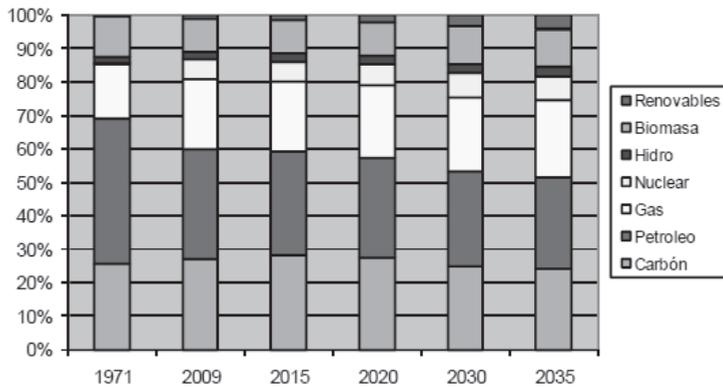


Figura 5

A excepción del carbón, que se encuentra distribuido de una manera más homogénea por el mundo, las reservas de petróleo se concentran en unos pocos países (el 54% de las reservas mundiales en Oriente Próximo) al igual que las de gas natural (Rusia, Irán y Qatar reúnen el 53% del total).

¿Qué se puede hacer al respecto? La intervención del Estado, la planificación estratégica para la definición de un mix o estructura de aprovisionamiento de energía primaria diversificado y equilibrado en cuanto seguridad (además de los respectivos costes e impactos ambientales, como a posteriori se expondrá en este artículo) es el elemento imprescindible puesto que, como ya adivinarán, no hay fuente de energía única que dé respuesta a todas las cuestiones. La política energética consiste en el arte de gestionar y optimizar objetivos antagónicos, de buscar el mejor compromiso entre Seguridad del Suministro <-> Competitividad <-> Sostenibilidad

En España, por ejemplo, la dependencia energética exterior en 2009 era del 77%, prácticamente en los mismos niveles que en 1975. Esta dependencia no había hecho sino crecer desde la segunda mitad del siglo XX, basada en el petróleo como fuente de energía primaria, por entonces barata. También el sector eléctrico exhibía esa dependencia, habiéndose hecho fuertes inversiones en centrales de fuel que, de manera rápida y económica, podían dar respuesta a la fuerte demanda eléctrica, llegándose a instalar 11.000 MW de potencia. Lejos de decrecer, la dependencia sobre el petróleo crecía en detrimento del uso del carbón, fuente de la que el país tenía cierto nivel de autoabastecimiento. La crisis del petróleo de 1973 supuso un duro revés en dicha estrategia. Paralelamente, existía un ambicioso programa

de construcción de centrales nucleares, de hasta 30.000 MW. Finalmente, sólo 9 grupos nucleares entran en funcionamiento, puesto que en 1984 se aprueba una moratoria nuclear que deja en suspenso las obras de otras 7 centrales proyectadas, algunas de ellas (Valdecaballeros I y II o Lemóniz I y II) en avanzado estado de construcción: todavía hoy en día, para muchos analistas, se trató de una estrategia ideológica para contentar a un sector social "progresista". Las pérdidas ocasionadas por esta decisión se estimaron en 729.000 millones de las antiguas pesetas (aprox. 6.000 millones de dólares de los años 80), que aún hoy, en 2014, repercuten en el consumidor eléctrico. El déficit energético en años posteriores se palió en parte a través de la importación de energía eléctrica procedente de Francia (con 59 centrales nucleares, el 78% de su energía primaria). En estas decisiones, es difícil entrever una estrategia energética clara y, desde la perspectiva, más bien parece que en lugar de política energética se ejerció política sobre la energía. Bien es cierto que hoy, casi 30 años después, la situación es distinta, pero déjenme que retome este ejemplo más adelante.

Esta situación de dependencia energética también, en menor grado, se da en otros países de la Unión Europea. La dependencia energética europea está en torno al 50%. El gas natural en Europa ha ido ganando peso a partir de los años ochenta, fecha en la que múltiples estados decidieron apostar por este recurso energético con objeto de diversificar su acceso a las materias primas y evitar de esta manera la tradicional alta dependencia del petróleo, debido a la permanente inestabilidad en Oriente Medio. En Centro Europa, sin embargo, la mayor parte de este gas procede de Rusia, el país que tiene las mayores reservas de gas natural del mundo, y que llega a través de gaseoductos controlados en monopolio por la empresa estatal Gazprom. El problema del gas natural estalló durante la doble "crisis del gas" que golpeó a Europa primero, durante el invierno de 2005 (poniendo en peligro el aprovisionamiento energético de la mayoría de los países más desarrollados de Europa occidental), y más recientemente durante las Navidades de 2008-2009, cuando el gas ruso dejó de fluir en dirección a Europa a través de Ucrania durante trece días. Esta dependencia es también, para algunos analistas, motivo de la presunta tenue respuesta de la Unión Europea ante la actual situación entre Rusia y Ucrania. La dependencia energética es, muy probablemente, un factor a tener en cuenta en muchas cuestiones internacionales (que darían, probablemente, para otro artículo). Como reacción, se ha invertido en capacidad de almacenamiento y opciones de suministro, como el gas natural licuado (GNL) que simultáneamente da respuesta a las dos problemáticas:

- Las plantas de regasificación de gas natural en estado licuado dotan al sistema gasista, gracias a sus tanques de almacenamiento GNL, de un pulmón efectivo (el gas natural, mantenido a temperaturas de -160°C y sin más sobrepresión que la atmosférica, ocupa 600 veces menos que en estado gaseoso).
- El mercado de GNL y la red de transporte de buques metaneros da muchas más posibilidades de abastecimiento comparado con la servidumbre de la dependencia geográfica de un vecino exportador y un conducto de gas natural.

En la Figura 6 disponen, para el caso español, del mapa de infraestructuras gasistas en el año 2013, donde pueden comprobar, simbolizado en la figura como tanques azules en diversos puntos de la costa, la capacidad de almacenamiento de GNL (Fuente: Comisión Nacional de la Energía).

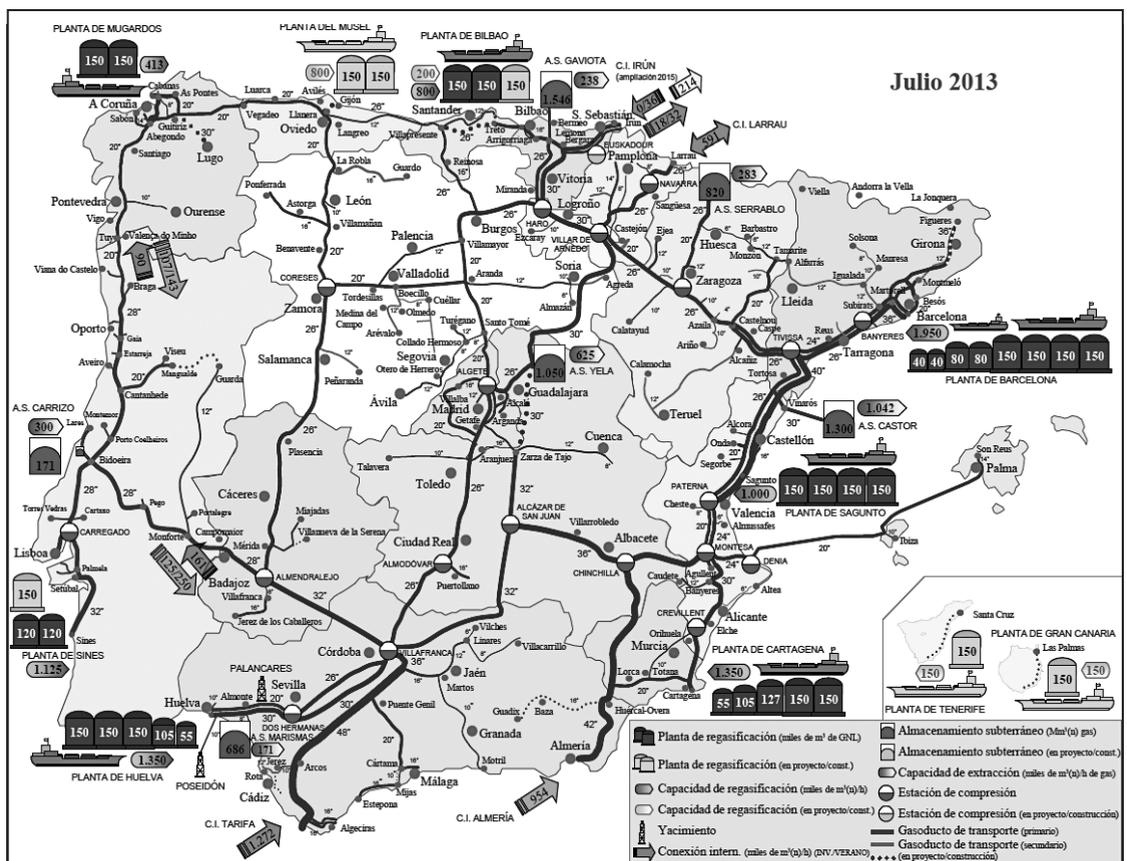


Figura 6

No obstante, nos hemos centrado en sólo una parte de la seguridad de suministro: su abastecimiento en forma de energía primaria. Sin embargo, la energía, hasta su puesta en disposición para su uso, pasa por una serie de eslabones hasta llegar como energía final al consumidor y también, cada uno de esos eslabones deben ser salvaguardados para que, finalmente, el suministro energético llegue al que lo demanda. De poco serviría la seguridad en el abastecimiento de energía primaria si no existen los mecanismos para, por ejemplo, en el caso del sector eléctrico, transformarla (generación), transportarla, distribuirla y comercializarla.

El ejemplo sobre el sector eléctrico, está tomado deliberadamente. A diferencia de otras formas de energía, la energía eléctrica tiene una particularidad con las tecnologías actualmente disponibles: su demanda en todo momento tiene que ser satisfecha de manera inmediata con producción. Dicho de otra manera, la tecnología actual no permite el almacenamiento masivo de electricidad, por lo que en todo momento, generación y consumo deben coincidir. Esta es la razón por la que generación-transporte-distribución, en el sector eléctrico, tiene un grado de complejidad mayor que el sector gasista, el petroquímico o, si me permiten el ejemplo, el suministro de leña para calefacción doméstica.

Un fuerte desequilibrio entre generación y demanda eléctrica o una interrupción en la red de transporte, y el sistema corre el riesgo de caerse como un castillo de naipes si no existen mecanismos para amortiguar y reaccionar, en distintos horizontes temporales, paliando la distorsión. Ejemplos de sucesos, de los muchos existentes, de distinta índole:

- España, 1987, la desconexión (“disparo” en el argot eléctrico) de los dos grupos nucleares de Ascó, de 950 Mw cada uno, en Cataluña, por una avería en una estación receptora, afectó a la mayor parte del territorio catalán, se extendió a zonas de Zaragoza y Madrid, así como a otras localidades de Castilla, dejando a más de ocho millones de consumidores sin suministro. Se prolongó durante más de dos horas, provocando un gran caos en los transportes, en la industria, ciudadanos atrapados en el metro y ascensores, en los servicios públicos, etc.
- EEUU, 1965, el colapso en la red de transporte eléctrico que une la costa entre Estados Unidos y Canadá. Dejó a 35 millones de personas sin suministro (y, estadísticamente, disparó la natalidad: otro efecto colateral).
- Alemania, 2006, un problema local originado por una mala operación (una línea de alta tensión sobre el río Ems que se desconectó para dar paso

a un buque) afectó a varios países durante más de una hora. Los apagones produjeron una reacción en cadena que tuvo repercusiones en Francia, Bélgica, Holanda, Italia, España, Portugal y otros países. El corte afectó a 10 millones de personas en 9 países.

También en el sector eléctrico es donde distintos países han apostado por una visión moderna del negocio a través de la rotura del modelo de empresa verticalmente integrada. Y el Perú no es una excepción. Generación, transporte, distribución y comercialización son negocios que, históricamente, eran ejercidos por una única empresa o un grupo de empresas buscando las sinergias/eficiencias en cada uno de los eslabones. Aunque esta parece una tendencia “natural”, hoy día se entiende que es un obstáculo a la competencia. El libre mercado, la libre entrada de competidores, debe determinar precios eficientes que remuneren los recursos productivos a su coste real y proporcionen señales que incentiven su uso eficiente.

Típicamente, la generación y comercialización son consideradas en diferentes regulaciones nacionales como actividades que se deben ejercer en plena competencia, en un mercado liberalizado. Sin embargo, el transporte y distribución eléctrica presentan características de “monopolio natural”: en la práctica no es viable desde el punto de vista económico que empresas compitan entre sí construyendo redes y subestaciones ofreciendo alternativas al consumidor final.

Como consecuencia, el proceso de liberalización del sector eléctrico ha consistido en la segmentación de la visión vertical del negocio, introduciendo competencia en el mercado en aquellos segmentos en los que es deseable económicamente y manteniendo el régimen regulado en las actividades con características de monopolio natural, estableciendo precios regulados que permitan el acceso a las redes de forma no discriminatoria, así como el reconocimiento de los costes en los que incurre el propietario de las redes; sin que todo ello suponga una barrera al desarrollo de los segmentos que se ejercen en libre competencia.

También la planificación estatal normalmente tiene un tratamiento distinto según la actividad: las actividades en libre competencia (generación, comercialización) suelen estar sujetas a una planificación indicativa, mientras que las actividades reguladas (infraestructuras de red) están sujetas a una planificación vinculante.

Sin embargo, tanto las actividades que se ejercen en un mercado en competencia, como aquellas que se ejercen en régimen regulado, están y deben estar sujetas a una estricta regulación, más allá del ámbito del mercado, por su efecto en la estabilidad del sistema. La generación eléctrica, además de un negocio en libre competencia, es una salvaguardia para la estabilidad, y por ello, adicionalmente de la remuneración obtenida en el mercado por su comercialización, el sistema debe disponer y reconocer:

- Los pagos por capacidad, que son incentivos a la inversión en generación y a la disponibilidad de instalaciones, para dar suficiente cobertura al sistema eléctrico en los momentos en que la necesite.
- Pagos por servicios complementarios de regulación, por el mantenimiento en tiempo real, de la estabilidad del sistema.

De la misma manera que el sistema reconoce que estos potenciales servicios otorgan garantía al sistema, los sistemas deben contemplar penalizaciones si a la hora de demandarlos éstos no son prestados o son prestados en condiciones deficientes, dado que de otro modo pasarían a convertirse en un servicio desestabilizador del propio sistema. En otras palabras, se trataría de una salvaguardia de la que se cree que dispone el sistema pero que a la hora de la verdad no es tal. En este sector, el eléctrico, como en otros sectores, es fundamental la separación de funciones del regulador, responsable de establecer las directrices y responsabilidades de cada uno de los agentes intervinientes en el sector, del operador del sistema eléctrico (COES en el Perú, REE en España, RTE en Francia, ...) que lleva a procedimiento técnicamente estas directrices disponiendo de los medios suficientes para su ejecución y seguimiento, y el de las compañías eléctricas que finalmente prestan el servicio que les he requerido, asegurando una separación de funciones (muy en línea con “De l’esprit des lois” de Montesquieu).

3. Competitividad.



Figura 7

Otro vértice de ese triángulo con el que comenzábamos este artículo es la competitividad. La energía, como catalizador del desarrollo económico de una nación debe ser competitiva además de segura y fiable para quienes la demandan. Un país puede ser autosuficiente desde el punto de vista energético, pero no a costa de un precio poco competitivo que sea una barrera en su desarrollo.

La energía tiene otra particularidad diferencial además de las anteriormente expuestas: interviene en cualquier proceso de transformación realizado por el hombre y, por lo tanto, su coste se suma en mayor o menor medida, en función de si el proceso es más o menos intensivo en el uso de energía, al coste del bien transformado. Dicho de otra forma, un país puede perder o ganar competitividad no únicamente por el coste de sus materias primas, o por sus costes salariales, o por sus costes impositivos, o por su nivel tecnológico; también por el coste de su energía. Las políticas energéticas, además de la seguridad del suministro y el autoabastecimiento, no deben pasar por alto el factor de la competitividad dentro de la difícil ecuación de lograr un mix energético adecuado. Actualmente vivimos en un mundo global en el que la inversión se mueve buscando la mejor rentabilidad.

Por ejemplo, en el caso español, la dependencia energética exterior y la certidumbre del suministro a través de un mix energético más equilibrado que en el pasado, menos dependiente del petróleo, cabe preguntarse si se ha logrado a un costo “razonable”. La Figura 8, les muestra los datos de Eurostat del año 2013 de los precios finales de la energía eléctrica para consumidor industrial: con la excepción de Chipre, Malta e Irlanda (países no continentales donde, por

su insularidad, el coste de la energía es previsible sea razonablemente mayor), el coste de la energía eléctrica en España es el tercero más alto de Europa. En España un consumidor industrial paga 0,116 /kwh, en Francia, país vecino, 0,077 /kwh. Como comprenderán, una multinacional automovilística “X”, con plantas de producción en ambos países y que requiere un uso intensivo de energía en el proceso de fabricación, también pondera esa diferencia.

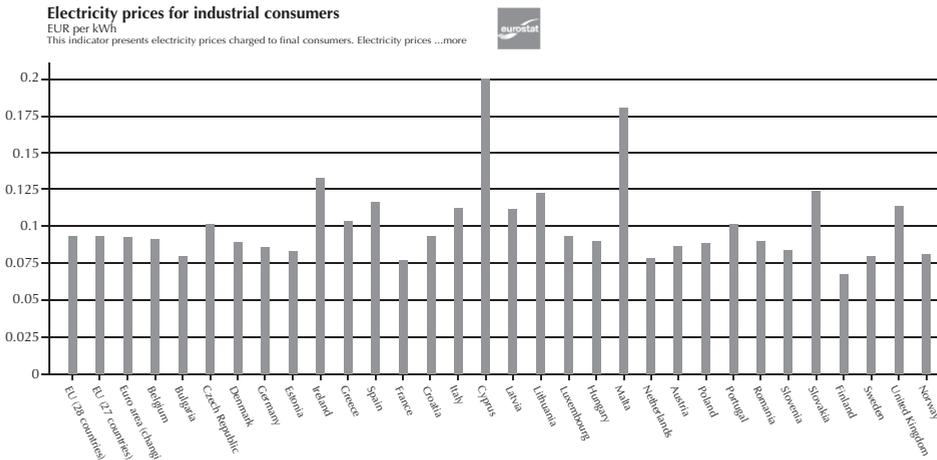


Figura 8

Otra peculiaridad del sector energético es que resulta intensivo en capital por lo que, en la práctica, en los mercados energéticos hay una tendencia a la concentración en grandes grupos que, si no se vela por la competencia, pueden ejercer poder sobre el mercado: cuanto mayor es la cuota de mercado, más rentable es incrementar el precio y menor es la caída en las ventas por la competencia de otros agentes. Además, la demanda de energía frente a la demanda en otros sectores, es una demanda poco (por no decir casi nada) elástica, por lo que mayor es el incentivo a ejercer poder de mercado. Una vez más, el papel del regulador es clave para detectar conductas que pudieran ser indicios de abusos de poder de mercado. Un ejemplo, más que ilustrativo, anecdótico: en España la Comisión Nacional de la Energía abrió, en 2013, un expediente informativo a las petroleras por un fenómeno que se denominaba “efecto lunes”. Sistemáticamente, los lunes los carburantes bajaban su precio en las estaciones de servicio de las distintas compañías petroleras alrededor de un 1 ó 2%, para volver a subir inmediatamente el martes. Coincidió que era los lunes cuando se reportaban los precios de los carburantes para las estadísticas de Eurostat.

No obstante, la competitividad es un objetivo no sólo obtenible por precio, sino también por volumen, por eficiencia en su consumo y por tecnología. Hablando en términos de intensidad energética, es decir, cociente entre la cantidad de energía consumida por un país o región y su producto interior bruto (término muy habitual para medir la eficiencia de un país), en la Figura 9 (fuente EuroStat) pueden encontrar, a la izquierda, la evolución del consumo energético en diversos países de la Unión Europea desde el año 1996 hasta el 2007. Comprobarán el gran incremento que ha experimentado España como consecuencia del alto crecimiento económico, superior al de la media europea, de estas últimas décadas. No obstante, no pierdan de vista la gráfica de la Figura 9 del margen derecho: la media de la UE de consumo en energía por PIB ha descendido un 20%, mientras que en España únicamente lo ha hecho en un 7%: España necesita consumir más energía por cada Euro generado de PIB.

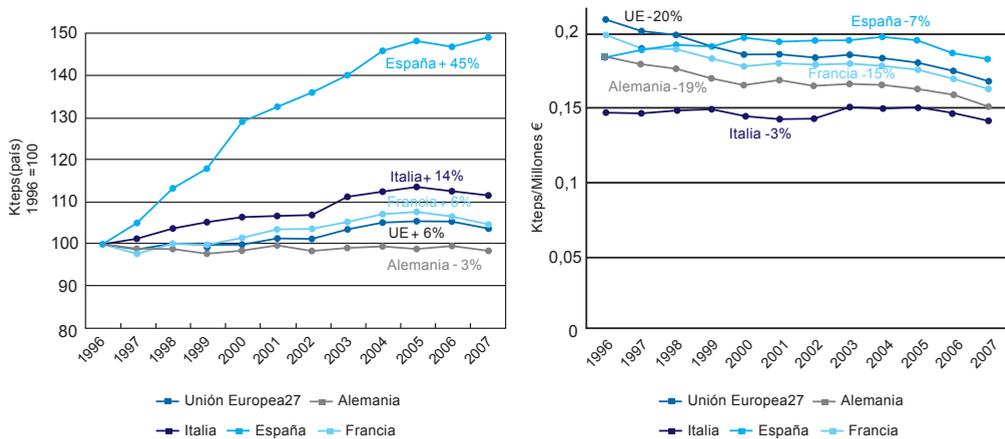


Figura 9

No sólo por sostenibilidad (siguiente sección de este artículo), sino también por competitividad, la intensidad energética es un factor clave, sobre el que sólo puede actuarse por la vía de la eficiencia energética, como a continuación se expone en este artículo (al fin y al cabo, se trata de producir lo mismo con menor consumo energético). La pregunta es, ¿existen los estímulos suficientes entre los agentes del sector energético para fomentar esta eficiencia?

4. Desarrollo sostenible

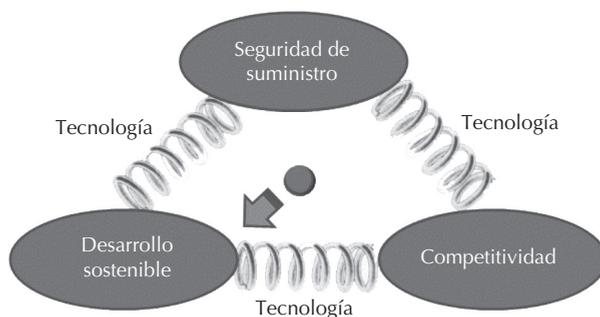


Figura 10

Según los datos publicados este mes de marzo de 2014 por la Organización Mundial de la Salud, alrededor de 7 millones de personas en el mundo mueren al año por consecuencia de la contaminación. El sector energético es, probablemente, el sector de más impacto en el deterioro ambiental. Por tanto, un mix energético con seguridad de suministro y competitivo en coste puede ser insostenible desde el punto de vista medioambiental.

Durante mucho tiempo, el foco de de los organismos de control y supervisión del Estado han estado puestos en mitigar el impacto ambiental a nivel local, nacional, impulsando regulaciones para controlar la calidad del aire, del agua, etc. en sus propias fronteras. Era, y en parte sigue siéndolo, un problema de índole nacional, como los dos otros pilares tratados en este artículo anteriormente.

No obstante, a finales del siglo XX, y con mayor fuerza, durante este siglo XXI, se comienza a tomar conciencia de que no se trata de un problema nacional, sino supranacional: las emisiones de CO_2 y otros gases de efecto invernadero no producen fenómenos locales, sino que su efecto es un efecto global. Y la energía, por su fuerte dependencia de los combustibles fósiles, es uno de los grandes generadores de estos gases. Otras fuentes energéticas renovables como la hidráulica-eólica-solar, o tradicionales como la energía nuclear, no son generadores de CO_2 . Las energías primarias de origen fósil, y en mayor medida el petróleo y carbón (por su alto contenido en carbono frente al gas natural), son generadores de CO_2 .

En la Figura 11, cuya fuente es el World Resources Institute sobre datos del año 2000, se muestra con claridad la argumentación anterior: más de la mitad

de la generación de gases de efecto invernadero son causados por el sector de la energía (tampoco, como comprobarán, la agricultura y los cambios de uso del suelo son despreciables frente a la influencia del sector energético y que, además de CO₂ otros gases, tales como el metano o los óxidos nitrosos, son gases de efecto invernadero).

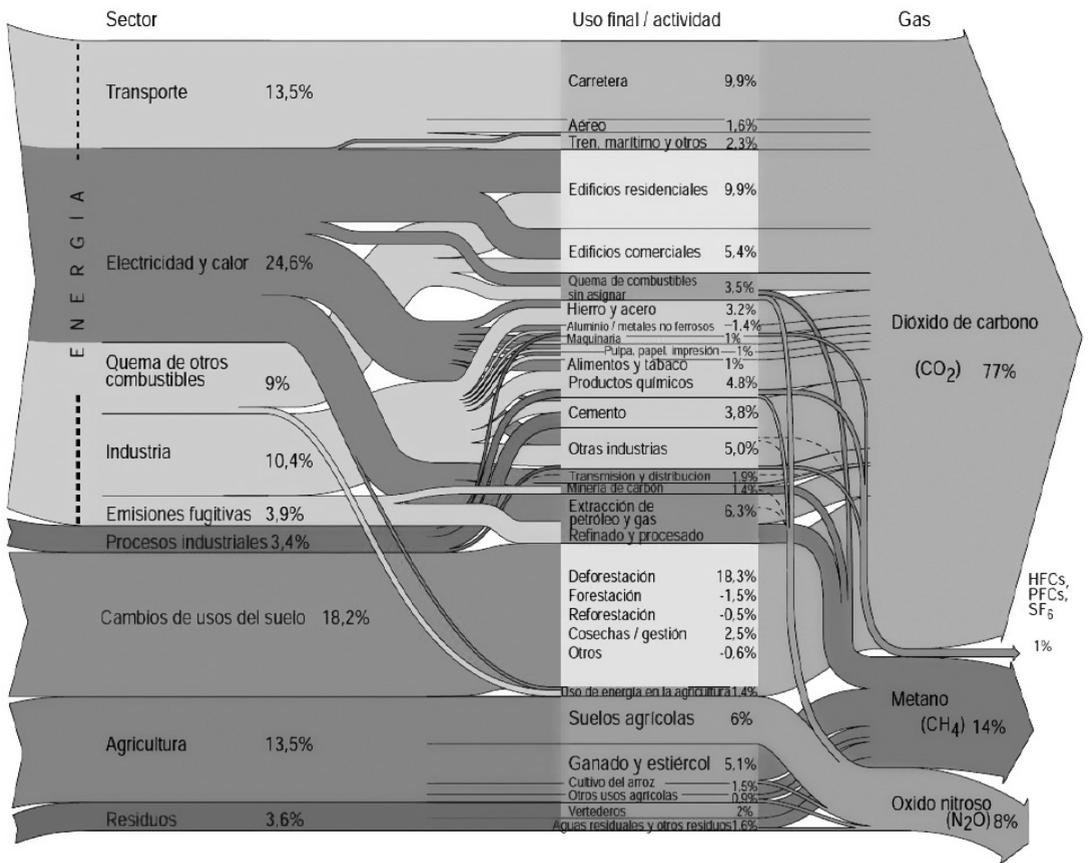


Figura 11

La primera conferencia sobre el cambio climático se celebró en Berlín, en 1995. Desde entonces, se han ido celebrando anualmente, siendo tal vez la más conocida la conferencia de Kioto 1997 en la que se lograron una serie de acuerdos o protocolo de actuación que entró en vigor en el año 2005 y que fue suscrito por distintos estados (EEUU lo firmó, pero no lo ratificó, Canadá abandonó, entre otros casos).

Recientemente se ha publicado el informe del Panel Intergubernamental del Cambio Climático. En él se estima que, con un incremento medio de 1°C de la temperatura media sobre los valores de 1986-2005, el riesgo de fenómenos meteorológicos extremos pasaría de ser de moderado a alto y se apunta a la existencia de un umbral en el que se produzcan cambios irreversibles en el ecosistema.

Con la incertidumbre de la fiabilidad de las predicciones (miles de años de humanidad y sólo unas décadas en las que existen datos medidos sobre los que realizar modelos de cálculo estimativos) y la incertidumbre también de cuánto es en realidad efecto del hombre sobre el planeta y cuánto se debe a otro tipo de fenomenología; lo cierto es que el planeta no es un saco sin fondo y que, con mayor o menor certidumbre, no permanece al impacto 7.000 millones de habitantes que, además de otras necesidades más básicas (alimentación, agua), requieren también de la energía como un bien esencial.

Según la OCDE Environmental Outlook, las proyecciones de concentración de CO₂ en la atmósfera y la variación de temperatura media terrestre indican que una concentración de 450 partes por millón de CO₂ produciría un aumento de 2°C en media y que esta concentración es probable se alcance en 2030 (Figura 12).

Long-run CO₂ concentrations and temperature increase: *Baseline*, 1980-2100

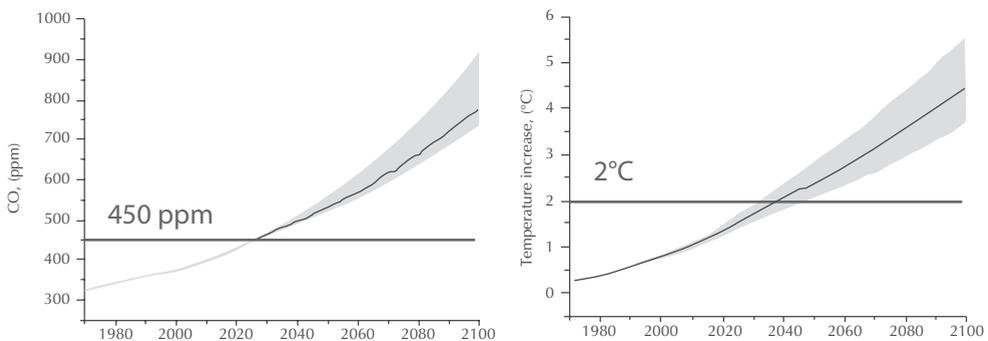


Figura 12

Nos encontramos pues que, por externalidades ambientales que van más allá de nuestra geografía, la energía, bien esencial para la prosperidad de un país, pasa a ser ya no únicamente una cuestión de estrategia nacional y competitividad del sector privado, sino una cuestión supranacional.

¿Cómo combatirlo?

- Con tecnología.
- Con medidas de eficiencia energética.
- Fomentando las energías de carácter renovable y la nuclear.
- Con solidaridad y estrategias energéticas globales, como los mecanismos de flexibilidad.

A continuación, y de manera breve, se describen las alternativas antes mencionadas, pero es necesario tener en mente la Figura 13 (World Energy Outlook) en la que se muestra la previsión en GigaToneladas de CO₂ emitidas desde 2010 a 2035 sin tomar medida alguna (línea superior) o tomando medidas de distinta índole (eficiencia, renovables, biocombustibles, energía nuclear y, por último, con tecnologías de captura y almacenamiento de carbono-CCS) con el objetivo de no sobrepasar la barrera de 450 partes por millón de concentración de CO₂ en la atmósfera.

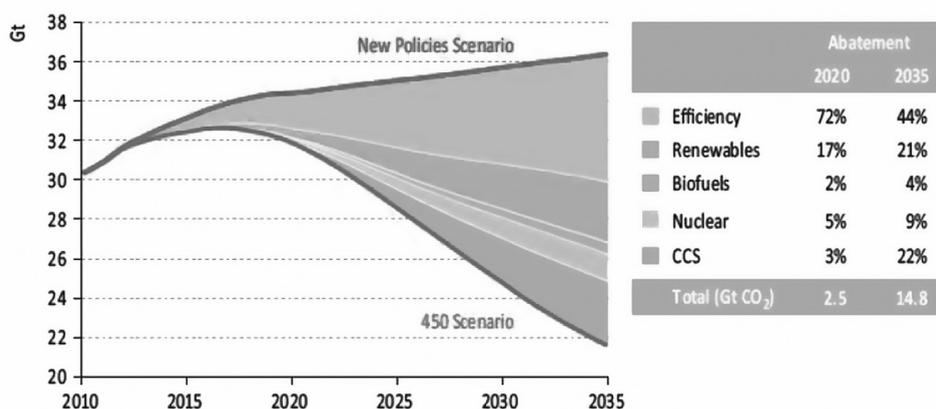


Figura 13

4.1 Eficiencia energética

Si en algo coinciden todos los estudios es que el gran potencial para frenar las proyecciones antes mostradas está en la eficiencia energética. En 2020, aplicando políticas de eficiencia energética, el 72% del logro debería obtenerse con esta “palanca”.

Su aplicación debe estar impulsada vía legislación y regulación, tratando de repercutir en el usuario energético el coste de las externalidades ambientales que provoca para conseguir el efecto deseado.

Por ejemplo, en el sector del transporte de España, los impuestos por la compra de un vehículo se calculan en función de sus emisiones de CO₂ (gramos/km). Otro ejemplo: por directiva europea, en la compra o arrendamiento de vivienda, nueva o usada, es obligatorio la puesta a disposición de una certificación energética por los organismos notificados para tal fin. Su objetivo, a corto plazo, conocer la eficiencia energética de nuestros hogares; a medianos plazo, una fórmula para gravar impositivamente las viviendas poco eficientes y fomentar la inversión en otras que sí lo sean.

Otra iniciativa para “monetarizar” estas externalidades ambientales en la Unión Europea, por ejemplo, ha sido el establecimiento de un comercio de derechos de emisión, sistema que establece límites máximos de derechos de emisión a empresas a través de un mercado mundial del carbono. Su objetivo es conseguir la mayor eficiencia posible en la reducción de emisiones, poniendo precio a los gases de efecto invernadero (precio por cada tonelada de carbono emitido), fomentando, entre otras, la inversión en tecnologías de reducción.

También a nivel usuario y dentro del sector eléctrico, el término de Smart Grids, Redes Eléctricas Inteligentes, se encuentra en pleno apogeo. Se fundamenta en la idea de monitorizar y controlar a través de dispositivos electrónicos inteligentes el estado de la red de distribución, permitiendo técnicamente la generación renovable distribuida, optimizar el uso de la red, reducir las pérdidas, y facilitar la interacción con el usuario final servicio (gestión de la demanda, fomento del consumo de energía “verde”, tarificación del consumo en función de la franja horaria, etc.). El usuario eléctrico cree que el costo y el impacto ambiental de la energía que consume es siempre el mismo, y no hay nada más lejos de la realidad, pero tampoco se tenían antes los medios técnicos que, a un costo razonable, permitiesen otro tipo de gestión. Hoy en día, los Smart Meters, las comunicaciones y los sistemas software permiten realizar esa gestión. Ahora bien, aunque existen los medios, no hay estímulos hasta el momento en muchos países. Por ejemplo en España, con más de 65 millones de Smart Meters, la relación y servicios al cliente doméstico ha seguido igual hasta una reciente decisión, de febrero de 2014, en la que de aprobarse la iniciativa, los consumidores con este tipo de contadores podrían optar a una facturación por hora. Trasladar las señales de precio reales del mercado al consumidor es un paso fundamental para la eficiencia energética, de lo contrario, ¿qué incentivos tiene éste para modificar su hábitos de consumo?



4.2 Tecnología

Desde el comienzo de este artículo, la tecnología aparece en como un resorte que une los tres pilares básicos de la energía (seguridad el suministro <-> competitividad <-> sostenibilidad). Un cambio tecnológico puede cambiar la forma de este triángulo en cualquier momento.

Ejemplos:

- El shale gas, o gas no convencional. El gas natural y los gases licuados del petróleo (GLPs) han sido una fórmula fomentada por los países para, por un lado, diversificar las fuentes de energía (el ya mencionado mix), pero también por su menor impacto en emisiones. El gas combustible, por su composición molecular, es más pobre en carbono y, por lo tanto, su combustión produce menos CO_2 . Sin embargo, como el petróleo, y tal como hemos mencionado con anterioridad, son pocos los países que tienen acceso a él. Una revolución tecnológica, nuevas técnicas de extracción, hacen factible la explotación de gas natural atrapado en formaciones rocosas y arcillosas de baja permeabilidad, el denominado shale gas. Esto ha provocado que países, por ejemplo como EEUU, hayan reducido sus necesidades de importar gas y que el precio del comercio mundial de gas natural haya descendido.
- Las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, todavía no desarrolladas y con dudas razonables debido a su alto coste y alto consumo energético, son una solución prometedora porque permitirían que una energía primaria, el carbón, muy abundante y diversificado (no concentrado en unos pocos países como el petróleo o el gas natural) fuese sostenible desde el punto de vista ambiental. Estas tecnologías consisten básicamente en extraer de la corriente de humos de la central el CO_2 y depositarlo inyectándolo, en la mayor parte de las tecnologías que se están estudiando, en almacenamientos subterráneos (se estima que la capacidad de almacenamiento mundial de CO_2 estaría entorno a los 13.000 Gigatoneladas) tal y como se muestra en el esquema de la Fig. 14 (Planta Térmica de Carbón con captura de CO_2 , proyecto Compostilla).

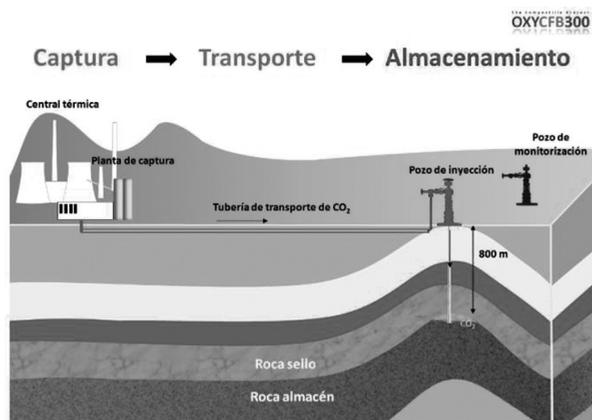


Figura 14

- La futura fusión nuclear, siempre a 50 años vista. Las inversiones realizadas en el Reactor Termonuclear Experimental Internacional (ITER), el tercer proyecto más caro de la historia. Para sostener tal inversión, son muchos los países que financian el proyecto.
- La denostada en algunos países, por razones ideológicas más que técnicas (véase en contraposición el modelo francés, estadounidense, surcoreano), energía nuclear convencional de fisión, también está en un proceso constante de mejora en lo que en el argot se denomina nuevas generaciones de reactores. Esta tecnología resulta imprescindible y, como se ve en la Figura 13 con la que empezamos esta sección, se espera de ella contribuya entre un 5% y un 9% a reducir las emisiones (sin contar con las que ya, con una penetración mundial en torno al 4%, ha evitado). Sus talones de Aquiles son:
 - Los residuos que genera, altamente radiactivos, pero, a diferencia de las tecnologías de combustibles fósiles, confinados y controlados. Una pastilla de uranio de tan solo 5 gramos de peso, produce la misma electricidad que 810 kilos de carbón, 565 litros de petróleo, o 480 metros cúbicos de gas natural. Una vez usada la pastilla, se tiene un problema de 5 gramos de peso sobre la mesa; en cambio, con los 810 kilos de carbón, se tienen 3 toneladas de CO₂ esparcidas por la atmósfera.
 - La severidad del daño ante un fallo catastrófico. El diseño de los reactores se realiza contemplando posibles accidentes, aunque sean de escasa probabilidad, como base de su diseño (hasta el impacto de un avión sobre el edificio de contención) y dispone de sistemas de seguridad redundantes (se duplican y triplican elementos críticos). Existen casi 450

reactores nucleares de fisión en el mundo con décadas de funcionamiento. Desgraciadamente, en las bases de diseño de los reactores de Fukushima no estaba contemplado, como tampoco lo está si la central estuviese ubicada en Kansas, como riesgo plausible un tsunami de 38 metros, lo que a todas luces ha sido un error.

4.3 Energías renovables

Las energías renovables llevan siglos conviviendo con nosotros como fuente energética. El viento ha movido barcos, hecho girar aspas de molinos y el agua de los ríos girar palas para la molienda. Su hándicap siempre ha sido la volatilidad, su estacionalidad, mitigada en el caso de la energía hidráulica, cuando es posible, por la construcción de embalses. Fíjense en la Figura 15 (son datos de Red Eléctrica de España de los días 23 a 25 de marzo de 2014 en España de la demanda eléctrica y generación eólica):

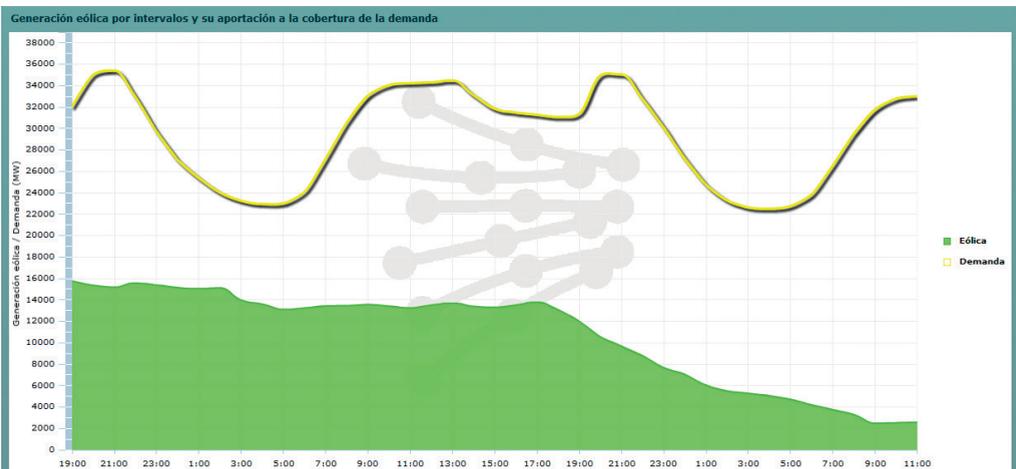


Figura 15

A las 19:00 del día 23, de los 32.000 MW demandados, 16.000 MW se cubrían con energía eólica (fue un día más de invierno que de primavera: frío y ventoso), casi la mitad de la demanda. El día 25, a las 9:00 h de la mañana, apenas había 2.000 MW para la misma demanda. Por lo tanto, y dado que tiene que haber un equilibrio perfecto entre generación y demanda, siempre tiene que haber tecnologías “convencionales” detrás para dar bajo petición, lo que la naturaleza deja de dar por capricho. Un sistema como el español sólo se sostiene porque los generadores eléctricos (centrales hidráulicas, ciclos combinados) regulan para aplacar la demanda y para compensar la incertidumbre de la energía renovable.

Es en el sector eléctrico donde mayor ha sido la penetración de las energías renovables, por considerarse un sector técnicamente más viable para ello. Por ejemplo, en el sector transporte en Europa, donde ya existe un parque automovilístico consolidado y que requeriría “readaptar” los motores de combustión ya en circulación, resulta complicado la introducción de los biocombustibles más allá de introducir mezclas que oscilan entre el 5% y el 7% de éstos en el combustible de origen petrolífero. Además, con la tecnología actual, existe una controversia sobre si el balance energético neto es lo suficientemente positivo (energía necesaria muy elevada para producir el biocombustible) o si, por ejemplo, estamos induciendo al cambio del uso del suelo al que, como se mostraba en la Figura 11, se le achaca el 18% de las emisiones de efecto invernadero, lo que sería del todo contraproducente.

En la Unión Europea, la estrategia ha sido “electrificar” el consumo, es decir, fomentar que la energía final sea, en la medida de lo posible, electricidad. Esa es, por ejemplo, la razón del impulso de la generación distribuida (fomento de la pequeña generación “in situ” en media o baja tensión) o del vehículo eléctrico. En este último caso, indirectamente, se estaría utilizando energía renovable en el sector transporte (anotar de la Figura 3 del World Energy Balance, que es tan importante en necesidad de energía primaria como el eléctrico).

Los resultados tal vez no hayan sido lo suficientemente satisfactorios, por lo menos en el caso español:

- Según las empresas del sector eléctrico, todo el coste económico de esta estrategia ha recaído en dicho sector, lo está pagando el consumidor eléctrico, ha encarecido la factura y resulta contraproducente a la estrategia de electrificación, dado que el otro sector importante, el de los hidrocarburos para el transporte, no ha cofinanciado el esfuerzo común de reducir las emisiones de CO₂ e incrementar las energías renovables.
- La parte del coste que no está siendo satisfecha está creando un déficit de tarifa al que aún no se le ha dado solución.
- Los generadores eléctricos “convencionales”, que invirtieron en activos de generación con perspectivas de estar operando la mayor parte del año, no han cubierto sus expectativas y no rentabilizan sus inversiones.

Los agentes del sector eléctrico se preguntan (algunas veces a viva voz) si no habría sido mejor gestionar este coste vía presupuestos generales del Estado.

4.5 Estrategias energéticas globales y mecanismos de flexibilidad

Problemas globales requieren soluciones globales y así, tras distintas cumbres sobre cambio climático, los países participantes han ido asumiendo compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (la más conocida, Kioto). También se han definido y reconocido mundialmente, entre aquellos países que han asumido estos compromisos, mecanismos de flexibilidad, también denominados Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), tales como que un país cumpla su compromiso de reducción de emisiones invirtiendo en otro, recibiendo a cambio Certificados de Reducción de Emisiones (CER). En teoría todos salen ganando ya que el país inversor alcanza sus compromisos de reducción (vía CERs) y el anfitrión percibe inversiones extranjeras y transferencia tecnológica más eficiente del país inversor. En la práctica, los países son poco altruistas en la aplicación de estos mecanismos.

No obstante, estos compromisos son voluntarios. ¿Qué sucede si no participan todos? China acaparará el 41% del crecimiento de las emisiones globales de CO₂ del mundo en 2005-2030. En 2030 sus emisiones supondrán el 27% de las mundiales. El esfuerzo que en reducción pueda hacer el Perú, el Perú y sus países vecinos, o la propia Unión Europea, es una gota en el océano si China no se compromete también. EEUU es actualmente el mayor emisor de estos gases en el mundo, pero el protocolo de Kioto no fue ratificado por “perjudicar gravemente su economía y competitividad” si otros países en vías de desarrollo no se adherían también al protocolo.

Las energías convencionales de origen fósil, frente a las renovables, siguen siendo baratas, accesibles y muchos países en vías de desarrollo, tienen cierta autosuficiencia (seguridad del suministro). Países ya desarrollados que, en su momento, no ponderaron las externalidades ambientales de las fuentes de energía que utilizaban, ¿están en disposición de pedir esfuerzos voluntarios a estos países en desarrollo?

Lo cierto es que, pese a la incertidumbre de las predicciones en lo que respecta al cambio climático, lo que se pone en juego es mucho y debe ser un esfuerzo solidario entre naciones.

En resumen, un sector complejo. El artículo se inició con una disertación sobre estrategia y política energética nacional para asegurar un mix energético diversificado y autosuficiente en la medida de lo posible; la libre competencia para asegurar la competitividad, y la regulación para mantener

la continuidad y calidad del servicio; y finalmente, por sus externalidades ambientales, el sector acaba teniendo tintes supranacionales y de solidaridad entre las economías desarrolladas y las que están en vías de desarrollo, bajo los auspicios de cambios irreversibles en el planeta. Extraiga el lector sus propias conclusiones.

De la deslocalización de emisiones de gases de efecto invernadero: la incidencia de la política de biocombustibles de la ue en el cambio de uso indirecto de la tierra (ilucs).

Susana Borràs

Profesora Contratada Doctora de Derecho Internacional
y Relaciones Internacionales Investigadora del Centro de Estudios
de Derecho Ambiental de Tarragona (CEDAT)
de la Universidad Rovira i Virgili. Tarragona (España)

1. Introducción

La energía es responsable de un 80% de las emisiones de gases de invernadero (en adelante, GEI) de la Unión Europea (en adelante, UE) y constituye la causa fundamental del cambio climático y de la contaminación de la atmósfera. En este sentido, si se mantienen las políticas de energía y transportes vigentes en la actualidad, las emisiones de CO₂ de la UE podrían aumentar en un 5% para 2030, y las emisiones a nivel mundial en un 55%. Estos datos revelan que las políticas energéticas, actualmente vigentes en la UE, no son sostenibles.

Precisamente, la contribución significativa del sector del transporte en las emisiones de gases de efecto invernadero, que actualmente representa un 21% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero, y la necesidad de garantizar la seguridad del abastecimiento energético mediante una diversificación de las fuentes de combustible, junto con la cantidad limitada de petróleo disponible y la subida de los precios de los combustibles fósiles han obligado a la UE a buscar fuentes alternativas a los combustibles fósiles y menos contaminantes.

Las fuentes renovables de energía como la eólica, solar, hidroeléctrica, oceánica, geotérmica, de la biomasa y de los biocombustibles constituyen alternativas a los combustibles fósiles, que contribuyen a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, diversificar el suministro energético y disminuir la dependencia respecto de los mercados, volátiles y poco fiables, de combustibles fósiles, en particular, el petróleo y el gas.

Una de estas fuentes energéticas alternativas que, desde hace algunos años, se considera como una opción aparentemente factible, en términos de ahorros GEI, sobre los carburantes fósiles, son los biocombustibles, especialmente los combustibles producidos con cultivos alimentarios, conocidos como de primera generación. No obstante, esta opción es cuestionable si no se contabilizan los efectos que pueden tener los cultivos de materias primas para biocombustible sobre otros productos comerciales de la biomasa. En realidad, el uso de esta energía, que promueve la UE, no ha dejado de ser controvertida desde su planteamiento como fuente energética y como alternativa a los combustibles fósiles. Así el creciente uso de los biocombustibles ha demostrado tener efectos adversos, tanto a nivel ambiental, social y económico fuera del territorio de la UE: han provocado la conversión de bosques en tierras agrícolas, dando lugar a la pérdida de superficie forestal y biodiversidad, el desplazamiento forzado de población, la competencia por la tierra que debe generar alimentos, su incidencia en la llamada “crisis de los alimentos”, han comprometido la seguridad alimentaria de las poblaciones locales o, incluso, mayores emisiones de gases de efecto invernadero derivadas del denominado “cambio de uso indirecto de la tierra” (en adelante ILUCs¹, por sus siglas en inglés), es decir, emisiones derivadas de la conversión de las tierras, que se utilizan para producir materias primas destinadas a fabricar biocombustible y que ya se cultivaban para otros fines. En la actualidad estas emisiones de GEI, de acuerdo con la normativa vigente en la UE, no se contabilizan en el número de emisiones totales de la que es responsable la UE: son emisiones de GEI invisibles y deslocalizadas, producidas fuera del territorio de la Unión, y sobre las cuales nadie se atribuye responsabilidad alguna en su contribución a generar los efectos del cambio climático. Al respecto es importante considerar algunos datos para situar la importancia de esta cuestión: sólo en España, el 93% del biodiesel consumido se genera a partir de aceites de monocultivos similares a la palma y la soja que implican emisiones por cambios indirectos de uso del suelo².

1 Indirect Land Use Change.

2 Además, el estudio «Biocarburantes - ¿A qué coste? Una revisión de los costes y beneficios de las políticas españolas de biocarburantes», publicado por el Instituto Internacional por el Desarrollo Sostenible, ha calculado que lejos de reducir emisiones de GEI, los agrocombustibles consumidos en el Estado español supusieron un incremento de 6,5 millones de toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera en 2011. Consultar Charles, C., Zamudio, A. N., Moerenhout, T., Biofuels—At What Cost? A review of costs and benefits of Spain’s biofuel policies, The International Institute for Sustainable Development, Septiembre 2013. Disponible en: www.iisd.org/gsi/sites/default/files/bf_costeffectiveness_spain.pdf (último acceso 16 febrero 2014).

Ante la trascendencia ambiental, social y económica de este fenómeno, por primera vez en la UE, se ha planteado, por una parte, la revisión de la política de biocombustibles, ya que como consecuencia del ILUC se ha comprobado que se produce un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que contrarresta parte de los efectos beneficiosos del uso de biocombustibles. Y, por otra, la posibilidad de contabilizar las emisiones producidas geográficamente fuera de la UE y generadas por este cambio del uso indirecto de las tierras, como consecuencia de la producción de biocombustibles.

El objetivo de este artículo es realizar un análisis crítico de la política de biocombustibles en la UE, sobre la base de los debates que actualmente cuestionan la idoneidad de la producción de este tipo de combustible como fuente de energía alternativa a la convencional. Uno de estos debates es acerca de su contribución al aumento de emisiones de gases de efecto invernadero como consecuencia de los cambios forzados del uso de las tierras para la producción de este combustible generados en países fuera de la UE, constituyendo a su vez en el primer posible ejemplo de reconocimiento de la deslocalización de las emisiones de gases de efecto invernadero, en la medida en que la UE se plantea la posibilidad de las emisiones relacionadas con los cambios del uso de la tierra en el cálculo de reducción de las emisiones de gases con efecto invernadero.

2. La apuesta de los biocombustibles como fuente energética alternativa

La UE comenzó a promover el uso de biocombustibles en 2003, cuando fijó un objetivo no vinculante según el cual, en 2010, el 5,75 por ciento de los combustibles empleados en el transporte deberían ser biocombustibles³.

Con posterioridad, en el 2006, mediante la Comunicación de la Comisión, de 8 de febrero de 2006, titulada «Estrategia de la UE para los biocarburantes»⁴, la entonces CE estableció un triple objetivo: promover una mayor utilización de los biocombustibles en la UE y los países en desarrollo, preparar la utilización

3 Diario Oficial de la Unión Europea (2003), DIRECTIVA 2003/30/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 8 de mayo de 2003 relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte, <http://eur-lex.europa.eu/lexuriserv/lexuriserv.do?uri=OJ:L:2003:123:0042:0042:EN:PDF> (último acceso 16 febrero 2014).

4 Consultar COM (2006) 34 final - Diario Oficial C 67 de 18.3.2006.

a gran escala de biocombustibles, y desarrollar la cooperación con los países en desarrollo para la producción sostenible de biocombustibles.

En 2009, con la adopción de la Directiva sobre energías renovables⁵, la UE estableció meta la reducción de la dependencia energética de combustibles fósiles, así como la reducción de emisiones de CO₂. En concreto, los gobiernos de los Estados miembros de la UE decidieron que para 2020, que el 20% de sus necesidades energéticas estuvieran cubiertas con fuentes renovables y que un 10% del consumo energético destinado al transporte debía proceder de fuentes de energía renovables. Como consecuencia de ello, los entonces 27 Estados de la UE introdujeron mandatos sobre biocombustibles, que en 2011 oscilaban desde el 2,5 por ciento de Chipre hasta el 7 por ciento de Francia. Estas obligaciones irían aumentando de manera constante hasta alcanzar el objetivo general del 10 por ciento⁶.

Desde entonces, las vías más importantes de producción de biocombustible por parte de la UE a partir de los cultivos agrícolas han sido: el biodiesel, producido a partir de colza y girasol como sustituto del diesel fósil y el bioetanol, producido a partir de trigo, remolacha, patata y maíz como sustituto de la gasolina. Es decir, se puede afirmar que la UE, durante los diez últimos años, ha apoyado la producción de combustible a partir de cultivos alimentarios para reducir las emisiones de CO₂ del transporte, los llamados biocombustibles de primera generación. Estos biocombustibles representan el 90 por ciento del consumo actual de energías renovables en el sector del transporte. Según las previsiones de la propia Comisión Europea, este porcentaje apenas variará de aquí a 2020⁷. De mantenerse las políticas actuales, en 2020 el volumen total de gasolina y gasóleo vendido en la UE estaría compuesto, de media, por cerca de nueve partes de biocombustibles de primera generación por cada 91 partes de combustibles fósiles.

5 Eur-Lex (2009), Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE (Texto pertinente a efectos del EEE), <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32009L0028:EN:NOT>. (último acceso 16 febrero 2014).

6 A. Vecchiet (2011) "2011 European Biofuels Blending Obligations", en Esse Community, <http://esse-community.eu/articles/1261/> (consultado el 1 de abril 2014). Estas obligaciones de mezcla se expresan en porcentaje de contenido energético o porcentaje por volumen.

7 Comisión Europea (2012) "Renewable Energy: a major player in the European energy market", comunicación de la Comisión al Parlamento europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, 6 de junio, http://ec.europa.eu/energy/renewables/doc/communication/2012/comm_en.pdf, p. 5.

Además es importante tener en cuenta que, según un informe encargado por la Comisión, en 2008, el 42 por ciento de los cultivos empleados para la producción de biodiesel en la UE, así como el 24 por ciento de los utilizados en la producción de etanol, no se cultivaron en el territorio de la UE. La soja, la palma aceitera y la caña de azúcar son los principales cultivos utilizados para la producción de biocombustibles que proceden de fuera de la UE. A medida que aumente la proporción de biocombustibles utilizada en los carburantes, aumentarán también las importaciones de estas materias primas. Una estimación sobre los efectos que tendría satisfacer el 10 por ciento de la demanda de gasóleo con biodiesel indica que, para lograrlo, en 2020 Europa necesitaría una quinta parte de todo el aceite vegetal producido en el mundo solamente para satisfacer su demanda de combustibles⁸.

En este sentido, en el estudio titulado *EU Transport GHG: Routes to 2050* (Emisiones de gases de efecto invernadero en el transporte en la Unión Europea: Rutas a 2050)⁹ se establece, por ejemplo, que entre 2006 y 2012 el incremento de importación de aceite ha sido del 40% y España es de los países que más han aumentado su compra, el tercer importador después de Países Bajos y Bélgica, pasando de 30.000 toneladas en 2006 a 200.000 toneladas en 2012. Según los datos del Instituto Internacional por el Desarrollo Sostenible, la Unión Europea importó en 2012 más de 6 millones de toneladas de aceite de palma para ser empleado en alimentación y cosmética (61%), producción de energía y calor (9%) y fabricación de biodiesel (30%). Estas cifras delatan un gran cambio respecto al año 2006 en el que la UE importó en total 4 millones de toneladas de las que sólo el 9% se destinó a la fabricación de biodiesel¹⁰. Ese mismo año, según este Instituto, el sector recibió más de 1.000 millones de euros de ayudas públicas, cuando sus beneficios económicos y, sobre todo, socioambientales

8 R. Edwards et al (2008) Biofuels in The European Context: Facts And Uncertainties, Comisión Europea, http://ec.europa.eu/dgs/jrc/downloads/jrc_biofuels_report.pdf. (último acceso 16 febrero 2014).

9 Ver el documento completo en www.eutransportghg2050.eu (último acceso 16 febrero 2014).

10 En España, el 93% del biodiesel consumido se genera a partir de aceites de monocultivos similares a la palma y la soja que implican emisiones por cambios indirectos de uso del suelo (ILUC). En este sentido, el estudio «Biocarburantes - ¿A qué coste? Una revisión de los costes y beneficios de las políticas españolas de biocarburantes», publicado por el Instituto Internacional por el Desarrollo Sostenible, ha calculado que lejos de reducir emisiones de GEI, los biocombustibles consumidos en el Estado español supusieron un incremento de 6,5 millones de toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera en 2011.

son ampliamente cuestionados en comparación con otras energías renovables que han ido perdiendo apoyo gubernamental.

Todos estos planteamientos políticos se han traducido en objetivos jurídicos en el seno de la UE y que son importantes analizar a continuación para comprender la actividad de la UE en este ámbito. Principio del formulario Principio del formulario Final del formulario.

3. El marco regulador de los biocombustibles en la ue

Como ya se ha apuntado anteriormente, la apuesta por los biocombustibles se planteó en la UE porque se veía en ellos la fuente de energía que podría proporcionar una alternativa más al uso de combustibles fósiles. En concreto, la principal ventaja de los biocombustibles es que permitiría la sustitución del petróleo por otro combustible sin la necesidad de transformar la industria automovilística ni la actual infraestructura de suministro, sobre todo si se compara con la complejidad de la implementación a gran escala del coche eléctrico o de hidrógeno. Las ventajas de la apuesta de la UE por los biocombustibles se centran principalmente en tres: la reducción de las emisiones de efecto invernadero, la reducción de la dependencia energética (considerando que la UE importó en 2010 el 85% del petróleo) y la creación de riqueza y trabajo en las áreas rurales¹¹.

El paquete legislativo central se aprobó en 2009 y se compone de un conjunto de directivas dirigidas, por un lado, a la reducción de GEI en un 20% en el horizonte del año 2020, comparado con las de 1990 (con un acuerdo internacional específico el compromiso podría elevarse al 30%); a que la proporción de energía renovable represente en 2020 un 20 % del total para el conjunto de la Unión (cada Estado Miembro ha de alcanzar una determinada cuota nacional que, en el caso de España, es también del 20 %) y que cada Estado alcance un mínimo del 10% de fuentes renovables en todos los tipos de transporte en 2020. Y, finalmente, al aumento de la eficiencia energética, de modo que el ahorro energético alcanzase un 20% respecto a las proyecciones estimativas de consumo en 2020.

11 Consultar a Linares, P., Pérez-Arriaga, I. J. (2013). "A sustainable framework for biofuels in Europe", *Energy Policy*, 52, pp. 166-169 y Overmars, K. P., Stehfest, E., Ros, J., Prins, A. G. (2011). "Indirect land use change emissions related to EU biofuel consumption: an analysis based on historical data", *Environmental science & policy*, 14, pp. 248-257.

La llamada “Estrategia 2020” de la UE, “Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador”¹², aprobada en 2008, refuerza esta apuesta cuando establece que en 2020 el 10% de la energía consumida en el sector del transporte provenga de energías renovables. De ese porcentaje, según la última propuesta de la Comisión sólo la mitad podría ser de biocombustibles procedentes de cultivos alimentarios, es decir, de combustibles de primera generación.

Ambas Directivas 2009/28/CE y 2009/30/CE merecen cierta atención en relación con los biocombustibles.

3.1 El fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y la calidad de los combustibles: la red y la FQD

En la actualidad, el paquete legislativo de la Unión respecto a los biocombustibles se basa, por una parte, en la reducción de emisiones de GEI y, por otra en la inclusión de criterios de sostenibilidad y sistemas de verificación de sus objetivos de reducción.

Los objetivos de reducción en materia de biocombustibles son dos, a saber: uno que, el establecido por la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (en adelante, RED, por sus siglas en inglés)¹³ y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE,

12 Ver Comunicación de la Comisión, de 3 de marzo de 2010, denominada «Europa 2020: Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador» [COM(2010) 2020 final – no publicada en el Diario Oficial]. Consultar también estos documentos relacionados: Conclusiones del Consejo Europeo de Bruselas del 25 y 26 de marzo de 2010, en las que el Consejo Europeo aprobó los principales aspectos de la estrategia «Europa 2020» para el empleo y el crecimiento; la Decisión 2010/707/UE del Consejo, de 21 de octubre de 2010, relativa a las orientaciones para las políticas de empleo de los Estados miembros [Journal officiel L 308 du 24.11.2010] y la Recomendación 2010/410/UE del Consejo, de 13 de julio de 2010, sobre directrices generales para las políticas económicas de los Estados miembros y de la Unión [Diario Oficial L 191 de 23.07.2010].

13 Ver Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. Consultar a Johnson, F. X. (2011), “Regional-Global Linkages in the Energy-Climate-Development Policy Nexus: The Case of Biofuels in the EU Renewable Energy Directive”, *Renewable Energy Law and Policy Review*, Vol. 2011, Issue 2 (2011), pp. 91-106.

que establece un marco común para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables. En concreto, establece objetivos nacionales obligatorios en relación con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía y con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el transporte. En concreto, obliga a que, en 2020, un 10% de la energía utilizada en el sector del transporte sea renovable. Y el segundo objetivo de reducción es el establecido en la Directiva 2009/30/CE sobre la calidad de los combustibles (Fuel Quality Directive, en adelante FQD, por sus siglas en inglés)¹⁴, según la cual los proveedores de combustibles están obligados a reducir la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de sus combustibles utilizados en el sector de los transportes en un 6% para 2020. En este sentido, ambas Directivas reflejan como desde la UE se espera que los biocombustibles contribuyan en gran medida a ambos objetivos.

Con el fin que los biocombustibles contribuyan a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero se tiene que proporcionar al menos una reducción del 35% de los gases de efecto invernadero (GEI) con respecto a los carburantes de origen fósil. El umbral mínimo de ahorro de emisiones se eleva al 50% a partir del año 2017. A partir del 1 de enero de 2018 será del 60% como mínimo para los biocombustibles y biolíquidos producidos en instalaciones cuya producción haya comenzado a partir del 1 de enero de 2017. En el caso de que el biocarburante haya sido producido en instalaciones que estuvieran operativas en enero de 2008 la exigencia de reducción de GEI entrará en vigor a partir del 1 de abril de 2013. Evidentemente, este último criterio solamente incluye los cambios en el uso “directo” de la tierra. Es decir, “Al calcular el impacto de la conversión de tierras en las emisiones de gases de efecto invernadero, los agentes económicos deben poder utilizar los valores reales de las reservas de carbono en combinación con el uso del suelo de referencia y el uso del suelo tras la conversión” (considerando 13 de la Directiva FQD).

14 Ver Directiva 2009/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 98/70/CE en relación con las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo, se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, se modifica la Directiva 1999/32/CE del Consejo en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior y se deroga la Directiva 93/12/CEE, DOUE L 140/88, 5.6.2009. Disponible en línea en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:32009L0030&from=ES> (último acceso 16 febrero 2014).

Con el objetivo de evitar efectos colaterales negativos, ambas Directivas establecen la inclusión de determinados criterios de sostenibilidad que deben cumplir los biocombustibles y los biolíquidos para poder ser contabilizados dentro de los porcentajes fijados y recibir ayudas. La FQD en su preámbulo establece que "... es necesario prever criterios de sostenibilidad que garanticen que los biocarburantes solo puedan beneficiarse de incentivos cuando pueda asegurarse que no proceden de zonas con una rica biodiversidad o, en el caso de las zonas designadas con fines de protección de la naturaleza o para la protección de las especies o los ecosistemas raros, amenazados o en peligro, que la autoridad competente pertinente demuestre que la producción de la materia prima no interfiera con esos fines." (considerando 12).

Los criterios de sostenibilidad que se aplican actualmente a los biocombustibles prohíben la conversión directa de bosques, humedales y zonas de gran diversidad biológica para la producción de biocombustible y obligan a que los biocombustibles emitan, como mínimo, un 35% menos de gases de efecto invernadero que los combustibles fósiles a los que sustituyen. En 2017, esta obligación pasará a ser del 50 %.

En su considerando n. 65, la Directiva RED indica que la producción de biocarburantes debe ser sostenible. Los biocarburantes utilizados para cumplir los objetivos fijados en la Directiva y los que se benefician de los sistemas de apoyo nacionales deben por tanto cumplir obligatoriamente criterios de sostenibilidad. Cumpliendo con esta prescripción, sus artículos 17, 18 y 19 incluyen los requisitos de sostenibilidad exigidos a los biocarburantes y biolíquidos.

Uno de los requisitos de sostenibilidad es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Para que el consumo de biocarburantes sea tenido en cuenta en el cumplimiento de los objetivos tiene que proporcionar al menos una reducción del 35% de los gases de efecto invernadero (GEI) con respecto a los carburantes de origen fósil. El umbral mínimo de ahorro de emisiones se eleva al 50% a partir del año 2017. A partir del 1 de enero de 2018 será del 60% como mínimo para los biocarburantes y biolíquidos producidos en instalaciones cuya producción haya comenzado a partir del 1 de enero de 2017. En el caso de que el biocarburante haya sido producido en instalaciones que estuvieran operativas en enero de 2008 la exigencia de reducción de GEI entrará en vigor a partir del 1 de abril de 2013.

La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero se obtendrá utilizando un valor real calculado, un valor por defecto de los incluidos en el anexo V de la Directiva o una combinación de valores reales calculados y valores por defecto, aplicando la siguiente fórmula:

$$\text{AHORRO} = (E_F - E_B) / E_F$$

E_F = Emisiones del combustible fósil con que se compara (83,8 gCO₂/MJ)

E_B = Emisiones totales del biocombustible

$$E_B = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs} - e_{ccr} - e_{ee}$$

e_{ec} = extracción o cultivo de las materias primas

e_l = cambio en el uso de la tierra

e_p = proceso

e_{td} = transporte y distribución

e_u = combustible utilizado

e_{ccs} = carbono capturado y almacenado

e_{ccr} = carbono capturado y reemplazado

e_{ee} = ahorro de emisiones por excedente de electricidad en cogeneración

Otro requisito de sostenibilidad se refiere a la procedencia de las materias primas. Los biocombustibles y biolíquidos no se producirán a partir de materias primas de elevado valor en cuanto a biodiversidad: bosques primarios y otras superficies boscosas; zonas protegidas; y prados o pastizales con una rica biodiversidad.

Los biocombustibles y biolíquidos no se fabricarán a partir de materias primas procedentes de tierras con elevadas reservas de carbono, es decir, tierras que en enero de 2008 pertenecían a una de las siguientes categorías: Humedales; Zonas arboladas continuas; Tierras con extensión superior a una hectárea, con árboles de una altura superior a cinco metros y una cubierta de copas de entre el 10% y el 30% turberas.

Los Estados Miembros deberán exigir a los operadores económicos que demuestren que los criterios de sostenibilidad se han cumplido. Se pueden

mezclar lotes de distintas características con respecto a la sostenibilidad. Se utilizará el balance de masas para determinar la sostenibilidad del producto: Se deberá mantener información sobre las cantidades y la sostenibilidad de los lotes. Los lotes extraídos de la mezcla tendrán idénticas características de cantidad y sostenibilidad.

Los operadores, a su vez, deberán presentar información auditada por un agente independiente. El auditor debe asegurarse de que el sistema y la información son exactos, fiables y protegidos contra el fraude. La verificación de los requisitos establecidos podrá realizarse mediante la utilización de un sistema nacional que cada estado miembro debe desarrollar o bien acogiendo a un esquema voluntario reconocido por la Comisión Europea.

La Comisión Europea decidirá si acuerdos bilaterales o multilaterales que quieran establecerse con terceros países sobre sostenibilidad cumplen o no los criterios de la Directiva y cuentan con un sistema de auditoría fiable y transparente. Estos acuerdos serán válidos por no más de cinco años y podrán ser revocados si la Comisión estima que las condiciones no están siendo respetadas.

Para demostrar el cumplimiento de las obligaciones impuestas a los operadores en materia de energías renovables y del objetivo establecido para la utilización de la energía procedente de fuentes renovables en todas las formas de transporte mencionadas en el artículo 3, apartado 4, la contribución de los biocombustibles obtenidos a partir de desechos, residuos, materias celulósicas no alimentarias y material lignocelulósico se considerará que equivale al doble de la de otros biocombustibles.

Asimismo, se establecen las normas relativas a las transferencias estadísticas entre Estados miembros, los proyectos conjuntos entre Estados miembros y con terceros países, las garantías de origen, los procedimientos administrativos, la información y la formación, y el acceso a la red eléctrica para la energía procedente de fuentes renovables.

3.2 Los límites de los biocombustibles: especial referencia al factor ILUC

A pesar de la apuesta por la promoción de los biocombustibles por la UE y los criterios de sostenibilidad antes mencionados para reducir al mínimo su impacto, su uso ha reflejado importantes limitaciones, que plantean la viabilidad como fuente energética alternativa a los combustibles fósiles, si se

considera que su apuesta puede enfrentar diferentes políticas de la UE, como es la política ambiental. Las principales limitaciones son: la deforestación, el acaparamiento de tierras y la expulsión de comunidades campesinas, la competencia con la alimentación y el fomento de monocultivos.

A finales de 2009, la revista *Science* publicaba dos trabajos firmados por 20 prestigiosos científicos y economistas, de la Universidad de Princeton y California, del Massachusetts Institute de Technology, del Laboratorio de Biología Marina de Woods Hole, del austriaco International Institute for Applied Systems Analysis, de la Universidad de Sao Paulo y de la School of Public Administration de Zhejiang (China). Según estos trabajos, las emisiones de CO₂ en la obtención de biocarburantes estaban mal evaluadas pues todos los protocolos ignoraban las emisiones derivadas del ILUC, lo que, decían, “será pronto un poderoso instrumento para la deforestación del tercer mundo”¹⁵.

De los numerosos datos contenidos en aquellos trabajos, se apuntaba a que la tierra firme del planeta tiene 133 millones de kilómetros cuadrados (M.Km²), 42 de ellos, el 32%, son ya de uso agrícola: 16 de cultivos y 26 de pastos y que según las previsiones, al final de este siglo, la tierra dedicada a producir biocarburantes superará a la de todos los cultivos alimentarios del mundo, que deberá duplicarse para poder atender la demanda de la toda la población. Todos los protocolos han obviado, hasta la fecha, el CO₂ emitido para producir biocarburantes, incluso cuando supone quemar un bosque para convertirlo en cultivos energéticos. Según esta investigación, si los cultivos destinados a la producción de biocarburantes desplazan a los alimentarios, las emisiones directas no aumentan, pero sí lo hacen las indirectas porque implica ganar nuevas tierras al bosque y tierras fértiles, para sembrar los alimentos y pastos perdidos. En este sentido, las emisiones de CO₂ indirectas duplican a las directas, según los nuevos modelos y, por tanto, “cualquier proyecto global de estímulo a los biocarburantes, tanto de primera como de segunda generación, sobre tierras, tendrá siempre el efecto de aumentar las emisiones de CO₂ y de otros gases peores”. En efecto, el ciclo vital de los biocombustibles puede crear algunos problemas, como la necesidad tierra, anteriormente ocupada por vegetación natural y/ agrícola,

15 Consultar a Pehnelt, G.; Vietze, C. (2012). “Uncertainties about the GHG emissions saving of rapeseed biodiesel,” *Jena Economic Research Papers*, No. 2012,039, <http://hdl.handle.net/10419/70134>.

el uso de fertilizantes, de agua y de otros recursos y su densidad energética o tasa de retorno energético (TRE) es considerablemente menor a la del petróleo¹⁶.

La necesidad de tierra fértil para la producción de biocombustible genera el fenómeno de la deslocalización de la producción fuera del territorio de la Unión Europea, fundamentalmente por dos razones: una, por la disponibilidad limitada de tierras en la UE que puedan ser destinadas a estos fines y, dos, por la reducción de los costes vinculados al acceso a la tierra, como del uso de mano de obra.

En la medida en que la disponibilidad de tierras está limitada en diversas regiones del mundo y que se produce un incremento en los precios de las cosechas, se han generado incentivos para más uso de tierra en los países exportadores ej. EEUU, China, India, o Brasil y también en países importadores como China, Egipto, Japón, Alemania, España, Méjico, o Brasil, se genera una mayor competitividad y potencia la deslocalización hacia tierras cultivables. La disponibilidad limitada de suelos pobres en carbono en otras partes del mundo y la falta de una protección más rigurosa de los bosques y de las zonas ricas en carbono son factores que pueden contribuir a ILUC y a sus efectos nocivos. El ILUC se produce por: a) sustitución del uso de la biomasa; b) expansión del área de cultivos; y el c) incremento de la productividad de las cosechas en la misma tierra. Estas actividades desplazadas provocan, en su gran mayoría, un cambio de uso de la tierra en países donde el área para cultivo de por sí ya es escasa¹⁷.

El efecto ILUC se produce en el primer caso, el de sustitución del uso de la biomasa, es debido a un posible descenso de las cantidades disponibles para otros usos, lo que puede tener consecuencias en las dinámicas de uso de la tierra en otros países productores de los productos comerciales afectados. Respecto a la expansión del área de cultivos puede resultar, indirectamente, en un cambio de uso de la tierra debido al desplazamiento de actividades existentes a otras tierras. El resultado será la reducción de las cosechas

16 Hill, J., Nelson, E., Tilman, D., Polasky, S., and Tiffany, D., "Environmental, economic, and energetic costs and benefits of biodiesel and ethanol biofuels", *Proc. Nat. Acad. Sci.*, 103, 11, 2006, pp. 206–11.

17 HLPE, (2013), *Biofuels and food security. A report by the High Level Panel of Experts on Food Security and Nutrition of the Committee on World Food Security*, Rome 2013. Disponible en: <http://www.fao.org/3/a-i2952e.pdf> (último acceso 1 marzo 2014).

alternativas y consecuentemente, la relocalización de las actividades asociadas. La magnitud del impacto dependerá de cómo se relocalicen las actividades o usos desplazados.

Asimismo, la producción deslocalizada de biocombustibles se considera como una de las causas de la hambruna en muchos países y de la subida del precio de los alimentos. La disponibilidad limitada de suelos pobres en carbono en otras partes del mundo y la falta de una protección más rigurosa de los bosques y de las zonas ricas en carbono son factores que pueden contribuir a los efectos nocivos del ILUC. La producción no se está realizando en tierras abandonadas, sino de cultivo. Ello conlleva consecuencias económicas muy importantes, es decir, los cultivos destinados a biocombustibles encarecen el precio de los alimentos debido a la creación de una demanda extranjera hacia estos productos generadores de combustibles, con las consecuentes repercusiones sociales en las poblaciones de los países productores. En este nuevo escenario mundial, los países menos desarrollados en especial de América Latina y África, concesionan tierras fértiles a largo plazo y mano de obra barata que trabajará en las grandes plantaciones para producir biocombustibles. Incluso, en algunos casos, acogiendo al mecanismo de desarrollo limpio del Protocolo de Kyoto, algunas empresas han realizado este tipo de actividades con el fin de compensar sus emisiones de GEI¹⁸.

De acuerdo con Oxfam, se calcula que desde el año 2001, unas 227 millones de hectáreas, un superficie equivalente a la Europa occidental, han sido puestas en venta, arrendadas o se han concedido licencias para su explotación mediante acuerdos a gran escala por parte, principalmente, de inversores internacionales. Oxfam advierte de que la actual compra masiva de tierra obedece a tres razones: al interés por producir comida suficiente para personas en otros continentes, a cumplir con los perjudiciales objetivos de biocombustibles o por especular con la tierra y conseguir beneficios fácilmente¹⁹.

18 Debido a las actividades emprendidas en Uganda por la empresa británica, New Forest Company, hubo la expulsión por la fuerza de más de 20.000 personas para dejar espacio a sus plantaciones. Ver más información en: <http://www.oxfam.org/es/crece/informes/new-forests-company-y-sus-plantaciones-en-uganda-estudio-de-caso-de-oxfam> (último acceso 1 marzo 2014).

19 Consultar el Informe de Oxfam n. 151, titulado "Tierra y Poder", de 22 de septiembre de 2011. Disponible en: http://www.oxfamintermon.org/sites/default/files/articulos/adjuntos/Informe%20acaparamiento%20de%20tierras%20OI-%20sept%202011_0.pdf (último acceso 1 marzo 2014).

Otro grupo de consecuencias son las ambientales, la sustitución de bosques por cultivos supone la pérdida de sumideros de CO₂ y la biodiversidad de los bosques se ve amenazada por la reducción de su extensión. Las emisiones por el cambio indirecto de uso del suelo, causadas como consecuencia de la deforestación forzada para obtener los suelos agrícolas que ahora se dedican a la producción de biocombustibles, se ha revelado como una gran fuente de emisiones de gases de efecto invernadero. El incremento de producción de combustibles líquidos ha supuesto la extensión de millones de hectáreas adicionales (36 en 2008 según UNEP)²⁰.

Las metodologías para el cálculo de estas emisiones en el ciclo de vida de los biocarburantes, entre ellas la metodología adoptada por las Directivas 2009/28/E C (RED, 2009) y 2009/30/EC (FQD, 2009), incluyen también en el cálculo, además de los factores mencionados, el posible efecto que pueden tener los cultivos utilizados como materia prima para la producción de biocarburantes sobre las reservas de carbono del suelo. Este efecto tendría lugar si estas materias primas se cultivaran en tierras que, hasta ese momento, no eran tierras de cultivo. En este caso, la pérdida de reservas de carbono del suelo se considera como una emisión neta de GEI que habría que sumar al resto de las emisiones GEI del ciclo de vida. A este efecto se denomina cambio directo de uso del suelo (LUC, del inglés Land Use Change) las emisiones de GEI emitidas en el conjunto del ciclo de vida de los biocarburantes son, de forma general, inferiores a las emitidas en el ciclo de vida de los combustibles fósiles. Las reducciones podrían llegar hasta un 70% en algunos casos. Sin embargo, en los años recientes, ha surgido preocupación porque esta reflexión pueda no ser del todo cierta y los cálculos realizados para estimar las emisiones de GEI de los biocarburantes no recojan el impacto total de éstos sobre el clima²¹.

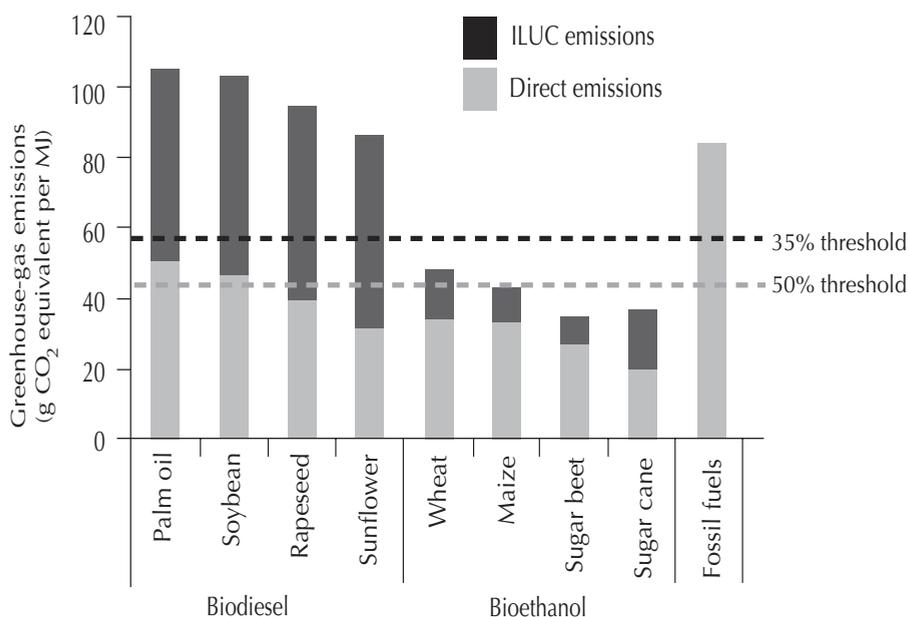
En realidad, las emisiones totales de efecto invernadero de la mayoría de los biocombustibles producidos en Europa (biodiesel) son del mismo orden de magnitud (incluso mayores) que las procedentes de los combustibles fósiles, tal y como se puede observar en el siguiente gráfico²². Sonia Van Renssen

20 UNEP (2009), "Towards Sustainable Production and Use of Resources: Assessing Biofuels." United Nations Environment Programme, 2009.

21 Consultar "Are biofuels worse than fossil fuels?", The Guardian, 29 noviembre 2013. Disponible en: <http://www.theguardian.com/environment/2013/nov/29/biofuels-worse-fossil-fuels-food-crops-greenhouse-gases> (último acceso 1 marzo 2014).

22 Van Renssen, S. (2011), "A biofuel conundrum", Nature Climate Change 1, pp. 389–390. DOI:10.1038/nclimate1265.

(2011), autora de este gráfico, nos indica un histograma que muestra las emisiones de efecto invernadero procedentes de cambios directos e indirectos en el uso de la tierra para diferentes biocombustibles. Las líneas punteadas naranja y gris representan los umbrales de ahorro de emisiones del 50% y 35%, respectivamente, respecto de los combustibles fósiles. Inicialmente los biocombustibles tenían que proporcionar un ahorro de al menos el 35%; a partir del 2017 este umbral se ha incrementado hasta el 50% a partir de 2017.



Fuente: Van Renssen, 2011

Por otro lado, las emisiones por el cambio indirecto de uso del suelo, causadas como consecuencia de la deforestación forzada para obtener los suelos agrícolas que ahora se dedican a la producción de biocombustibles, se ha revelado como una gran fuente de emisiones de gases de efecto invernadero. Así en un estudio encargado por la misma Comisión Europea, alerta que el uso masivo de biocombustibles puede generar incluso más emisiones de CO₂ que el petróleo, como consecuencia de las emisiones generadas por el cambio de uso indirecto del suelo. Se trata de las emisiones debidas a la

roturación de nuevos suelos para producir los alimentos que ahora se destinan a obtener carburantes. De aplicarse los factores que integran estas emisiones, los principales biocombustibles consumidos en la UE, el biodiesel de colza, soja y palma de aceite (en torno al 80% del consumo total), no podrían recibir subvenciones ni ser contabilizados como reductores de emisiones. Todos estos datos ponen de manifiesto que la UE no puede ignorar y seguir afirmando que los biocombustibles reducen las emisiones de CO₂ frente al uso del petróleo.

El estudio mencionado anteriormente titulado “Emisiones de gases de efecto invernadero en el transporte en la Unión Europea: Rutas a 2050”²³, estima que sin tomar en cuenta los efectos indirectos, el costo de bajar las emisiones con biocombustibles es de 100 a 300 euros por tonelada de carbono. Al costo actual de los créditos de carbono (6.14 euros por tonelada), los biocombustibles son 49 veces más caros que seguir emitiendo gases y comprar créditos de carbono para compensarlos en algún otro lugar. Los autores del estudio, concluyen que no es posible ni útil determinar cifras de costo/efectividad para los biocombustibles, porque sus efectos indirectos, medidos en deforestación y devastación de praderas, los convierten finalmente en una tecnología emisora de más dióxido de carbono²⁴.

A todo ello cabe añadir, que durante las fases de cultivo, producción y transportes previos a la utilización, los biocarburantes también emiten GEI. Estas emisiones pueden proceder, entre otras fuentes, del uso de fertilizantes durante el cultivo de materia prima, de consumo de diésel para la maquinaria agrícola, del consumo de energía fósil en el proceso de transformación de la materia prima, o del consumo de energía fósil en la distribución y el transporte.

Todas estas limitaciones plantean la viabilidad de los biocombustibles como energía alternativa al uso del petróleo. Aun así, sigue siendo altamente subvencionado: el sector recibió más de 1.000 millones de euros de ayudas públicas, cuando sus beneficios económicos y, sobre todo, socioambientales son ampliamente cuestionados en comparación con otras energías renovables que han ido perdiendo apoyo gubernamental²⁵. La Unión Europea importó en 2012 más de 6 millones de toneladas de aceite de palma para ser empleado en alimentación y cosmética (61%), producción de energía y calor (9%) y

23 *Cit. supra.*

24 Para más información consultar: EurActiv.com, 13/4/12.

25 *Vid. Charles, C., Zamudio, A. N., Moerenhout, T., Biofuels—At What Cost? A review of costs and benefits of Spain’s biofuel policies, cit. supra.*

fabricación de biodiesel (30%). Estas cifras delatan un gran cambio respecto al año 2006 en el que la UE importó en total 4 millones de toneladas de las que sólo el 9% se destinó a la fabricación de biodiesel²⁶.

A pesar de estas limitaciones en el uso de biocombustibles de primera generación hay autores como Searchinger y Fargione *et al.*, que entienden que existe cierta incertidumbre en estas limitaciones en la producción de biocombustibles y que además no existe consenso científico suficiente para considerar el factor ILUC. Estos autores se basan en tres razones: la primera, falta un vínculo de causalidad, es decir, que los cambios en el uso de tierra y sus impactos sobre las emisiones de gases de efecto invernadero son en su mayoría impulsados por las fuerzas demográficas, económicas y tecnológicas, por lo que es difícil evaluar el papel de la industria de biocombustibles en todo el proceso del cambio de uso de la tierra; en segundo lugar, la estimación científica, incluso si esta causalidad se pudiera establecer con absoluta certidumbre entre los cambios de uso de la tierra y la industria de los biocombustibles, el impacto del uso de la tierra depende directamente de la capacidad de las tierras recién cultivadas a absorber gases de efecto invernadero y en el uso anterior de la tierra. Por lo tanto, cualquier estimación precisa debe discriminar entre diferentes tipos de tierras y su ubicación. Por otra parte, el ILUC es también necesariamente LUC desde el punto de vista de alguna otra actividad y, por consiguiente, el riesgo caer en la doble contabilidad de las emisiones de gases de efecto invernadero es clara. Y, finalmente, la tercera razón es la gobernanza, como consecuencia de las dos razones anteriores: debido a la incertidumbre existente, junto a la falta de causalidad del LUC y / o la evaluación de la indirecta de daños genera la imposibilidad de regular cualquier estimación y aplicación correctas del factor ILUC²⁷.

En todo caso, la incertidumbre científica, de acuerdo con el principio de precaución no es motivo suficiente para postergar la adopción de

26 Entre 2006 y 2012 el incremento de importación de aceite ha sido del 40% y España es de los países que más han aumentado su compra, el tercer importador después de Países Bajos y Bélgica, pasando de 30.000 toneladas en 2006 a 200.000 toneladas en 2012. *Ibid.*

27 Consultar al respecto Searchinger, T., *et al.*, (2009), "Fixing a critical climate accounting error", *Science*, 326, pp. 527-528. Y también a Fargione, J., Hill, J., Tilman, D., Polasky, S., Hawthorne, P. (2008). "Land clearing and the biofuel carbon debt", *Science*, 319, pp. 1235-1238 y a Næss-Schmidt, S., Hvidt Thelle, M., Sonnegård, J., Bo Hansen, M. (2011), *The missing indirect land-use change factors—How to make decisions when science is incomplete*, A study from Copenhagen Economics for the European Forum for Sustainable Development, <http://www.efne.eu/en/studies.html>.

medidas preventivas para minimizar el riesgo o el daño sobre la que recae la incertidumbre²⁸. La realidad evidencia el riesgo de que una parte de la demanda adicional de biocombustibles se cubra a costa de las tierras dedicadas a la agricultura en el mundo, lo que generaría un aumento indirecto de las emisiones. Y ante las consecuencias que genera la producción de biocombustibles, la UE debería reconsiderar aplicar el principio de precaución y reorientar el uso de biocarburantes hacia aquellos que realmente no producen unas mayores emisiones de CO₂, no son la causa de otros impactos ambientales, y no compiten por el uso de cultivos destinados para alimentación. Por eso, la UE se había comprometido también a incluir el llamado factor ILUC, que incorporan las emisiones por el cambio indirecto de uso del suelo en la contabilidad de emisiones para cada tipo de biocombustible. Por este motivo, la Comisión recibió el encargo de examinar la incidencia del cambio indirecto de uso del suelo en las emisiones de gases de efecto invernadero y de proponer iniciativas legislativas para reducir esa incidencia. En concreto, el Parlamento y el Consejo pidieron a la Comisión estudiar el tema del cambio del uso “indirecto” de la tierra, incluyendo posibles medidas para evitarlo, tal y como se procede a analizar a continuación.

4. El factor iluc como indicador de sostenibilidad y de responsabilidad en la unión europea

El uso de tierras agrícolas para producir biocombustibles reduce la superficie disponible para los cultivos alimentarios y a esto se suma la presión para liberar más tierra, por ejemplo a través de la deforestación, para cultivar más alimentos. Este «cambio de uso indirecto», como ya se ha comentado anteriormente, en sí mismo aumenta las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que contrarresta parte de los efectos beneficiosos del uso de biocombustibles.

28 Principio incluido en el artículo 191.2 TFUE, en concordancia con el Principio 15 de la Declaración de Río, que establece que “Con el fin de proteger el medio ambiente, los Estados deberán aplicar ampliamente el criterio de precaución conforme a sus capacidades. Cuando haya peligro de daño grave o irreversible, la falta de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces en función de los costos para impedir la degradación del medio ambiente”. En Declaración de Río sobre Medio Ambiente y Desarrollo, Informe de la Conferencia de Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo, Principio 10, A/CONF.151/26/Rev.1 (Vol. 1), 3-14 junio de 1992, Anexo I, pp. 3-8. Reimpreso en: 31 *I.L.M.* 876, 1992.

Estas no solo son emisiones indirectas, sino también deslocalizadas que no se computan a la cuantificación de los niveles de emisión de gases de efecto invernadero.

En la actualidad ya existen algunos estudios que están considerando diversas aproximaciones para incorporar el efecto ILUC en las normativas de sostenibilidad de biocarburantes, tanto en la cuantificación de las emisiones de GEI como mediante otras formas de conseguir reducir el efecto ILUC o minimizar su impacto. En este sentido, se puede mencionar el estudio de Öko Institute (2010), en el que, además de la inclusión del “factor ILUC”, los autores indican algunas formas de compensar el efecto ILUC, una vez que haya sido cuantificado, como: a) compensando los incrementos de GEI a través de los sistemas de reducción de emisiones (uso de mecanismos de desarrollo limpio o del sistema de mercado de emisiones europeo), o b) compensándolos a través del incremento del rendimiento de las cosechas. Y es que en realidad más que un indicador de sostenibilidad es un indicador de responsabilidad. No obstante, la mayoría de las metodologías para el cálculo de estas emisiones, como ya se ha analizado en el caso del RED, no internalizan este efecto, que además se suele producir en territorios fuera de la Unión.

Por este motivo, plantear la continuidad de la misma política de incentivo y fomento de este tipo de combustibles que ha defendido la UE es errónea: no solo no reducirá el calentamiento global, sino que lo aumentará; seguirá siendo la causa de la deforestación de los pocos territorios y ecosistemas que todavía no han sido alterados por el ser humano; llevará a una mayor pérdida de biodiversidad y seguirá siendo responsable en parte de las crisis alimentarias que asolan una gran parte de las regiones del planeta. Por este motivo, es necesaria una reorientación de la política de la UE, que se asiente en dos premisas fundamentales: una, evitar todo consumo de biocombustibles, y especialmente de los procedentes de cultivos alimentarios, y dos, incluir los factores ILUC en la contabilidad sobre emisiones de gases de efecto invernadero en base a los resultados obtenidos de los últimos estudios científicos.

Los actuales requisitos de sostenibilidad de los biocarburantes exigidos en algunas legislaciones, especialmente la europea, como se ha analizado anteriormente, a través de la Directiva RED, ya prohíben el cultivo de materia prima en algunas tierras (bosques o pastizales) con lo que el efecto de LUC se espera que sea limitado, o al menos controlado. Si la reconversión de zonas ricas en carbono se limitase o si las materias primas agrícolas se sometiesen, en mayor número, a criterios de sostenibilidad comparables a los establecidos

para los biocarburantes, sería entonces posible reducir los efectos del ILUC. En todo caso, la problemática está en incluir el factor ILUC como indicador de sostenibilidad, por la responsabilidad que la UE debe asumir por sus consecuencias antes descritas. El obstáculo más importante está en determinar la metodológica para cuantificar este factor. Según la Comisión Europea, en su “Informe sobre el cambio indirecto del uso de la tierra en relación con los biocarburantes y biolíquidos”²⁹, el cálculo de las posibles consecuencias del ILUC se basa en establecer relaciones cuantitativas entre: a) la producción adicional de biomasa para biocarburantes y el desplazamiento previsible del producto del uso anterior de la tierra, y b) la cantidad de producción desplazada y su posible efecto directo LUC. Al margen de la metodología de cuantificación, lo que resulta importante, dado en el impacto del ILUC y el mantenimiento de la apuesta por los biocombustibles, es que la UE reoriente su política y, en consecuencia, su normativa para que integre todos los impactos ambientales generados la producción de biocombustibles en la contabilización de las emisiones, como las generadas por el ILUC.

5. La reorientación de la política de la UE

Las evidencias analizadas impulsaron que, en el seno de la UE, el Parlamento pidiera ya en 2008 tener en cuenta el factor ILUC en la política de biocombustibles de la UE. Un año después, cuando se adoptaron las Directivas RED y LQD, el Parlamento Europeo y el Consejo pidieron a la Comisión que revisara los efectos negativos sobre el ahorro de gases de efecto invernadero que podría resultar de la conversión de la tierra y, si fuera necesario, a presentar una propuesta legislativa. La petición sobre todo se basada en las **recomendaciones de la FAO**³⁰ y numerosas instituciones e investigadores, que relacionan ciertos cultivos de cereales y aceites vegetales destinados a la producción de biocombustibles con el crecimiento disparatado del precio de los alimentos y la deforestación.

29 Comisión Europea, “Informe de la Comisión sobre el cambio indirecto del uso de la tierra en relación con los biocarburantes y biolíquidos”, Comisión Europea, COM (2010) 811 Final.

30 FAO (2008). La situation mondiale de l'alimentation et de l'agriculture en 2008. Disponible en: <ftp://ftp.fao.org/docrep/fao/011/i0100f/i0100f03.pdf> y también consultar: <http://www.fao.org/publications/sofa/en/> (ambos, último acceso 1 marzo 2014). Además ver Daynard, K., Daynard, T. (2011), *What are the Effects of Biofuels and Bioproducts on the Environment, Crop and Food Prices and World Hunger?* Grain Farmers of Ontario. April 2011. Disponible en: <http://www.gfo.ca>.

En este contexto, la Comisión encargó una serie de estudios para analizar esta cuestión. El informe “Global trade and environmental impact of the EU biofuels mandate” es el título de uno de estos estudios, realizado por el International Food Policy Research Institute (IFPRI), publicado el 25 de Marzo de 2010. Este informe es uno de los cuatro estudios encargados por la Comisión Europea, en respuesta al requerimiento del Consejo y el Parlamento Europeo de analizar los efectos de los biocombustibles en el cambio del uso indirecto de la tierra³¹.

El estudio muestra una positiva reducción de gases de efecto invernadero y beneficios ambientales con el uso y la entrada en el mercado de biocarburantes de primera generación (especialmente debido a la importación de etanol brasileño a partir de caña de azúcar). Por otra parte, el informe advierte que los efectos derivados del cambio indirecto en el uso de tierras contrarrestarán parte de los beneficios señalados. Sin embargo, el estudio señala que los cambios indirectos de uso del suelo no resultará una amenaza si se mantiene el actual objetivo del 5,6% de uso de biocarburantes en el transporte para 2020. A partir de ese porcentaje, el propio IFPRI reconoce que las emisiones de gases de efecto invernadero se pueden incrementar rápidamente y mermar la sostenibilidad ambiental de los biocarburantes³².

Del 30/07/2010 al 31/10/2010, la Comisión Europea abrió consultas para conocer sobre si se podía incluir el cambio indirecto del uso de la tierra en el cómputo de emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes³³. En respuesta a esta consulta, la Comisión recibió hasta 76 escritos de organismos oficiales de varios países, de la industria y de ONG.

En el documento que la Comisión Europea sometió a consulta se establecen hasta ocho opciones (muchas complementarias) relacionadas con el ILUC, entre las que destacan la definida como C, que propone no hacer nada al respecto, y la G, que recomienda incluir esta medida en el cálculo de los GEI para determinar la sostenibilidad de los biocarburantes. España, de la mano del IDAE, es categórica: apoya la C y rechaza la G, y en esta línea están

31 Al-Riffai, P., Dimaranan, B., Laborde, D., *Global Trade and Environmental Impact Study of the EU Biofuels Mandate*, Final Draft Report, IFPRI, marzo 2010. El estudio está disponible en línea en: <http://www.ifpri.org/sites/default/files/publications/biofuelsreportec.pdf> (último acceso 1 marzo 2014).

32 *Ibid.*

33 Documento COM(2010) 811. Disponible en: http://ec.europa.eu/energy/renewables/consultations/2010_10_31_iluc_and_biofuels_en.htm (último acceso 1 marzo 2014).

Argentina, Malasia y Brasil; pero no socios europeos como Francia, Holanda (con matices) y el Reino Unido. Este último, consideró que la opción G sería la forma más efectiva para diferenciar un buen biocarburante de uno malo.

Posteriormente, la Comisión publicó el 17 de octubre de 2012 una propuesta, que parecía incluir los elementos necesarios para corregir las contradicciones en la que la misma UE había caído, a saber: limitar la reconversión mundial de tierras con miras a la producción de biocombustibles e incrementar los beneficios climáticos de los biocombustibles empleados en la UE³⁴. Según esta propuesta, se establece en un 5% el límite de uso de biocombustibles fabricados a partir de cultivos alimentarios con el fin de alcanzar el objetivo de 10% de energía renovable fijado por la Directiva sobre las energías renovables. Con ello se pretende fomentar el desarrollo de biocombustibles alternativos, conocidos como biocombustibles de segunda generación, a partir de materia prima no alimentaria, como desechos o paja, que emitan muchos menos gases de efecto invernadero que los combustibles fósiles y no interfieran directamente en la producción mundial de alimentos. Por primera vez, se tendrá en cuenta la incidencia global de la reconversión de tierras (cambio indirecto del uso de la tierra) al evaluar las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocombustibles³⁵.

La propuesta de la Comisión consiste, en consecuencia, en la modificación de la legislación actual sobre los biocombustibles: la Directiva sobre las energías renovables y la Directiva sobre la calidad de los combustibles. En particular, se propone: incrementar al 60% el umbral mínimo de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de las nuevas instalaciones, para mejorar la eficiencia de los procedimientos de producción de biocombustibles y desincentivar las inversiones en instalaciones cuyo rendimiento, medido en emisiones de gases de efecto invernadero es malo; incluir los factores de

34 COM (2012) 595 - Proposal for a directive of the European Parliament and of the council amending Directive 98/70/EC relating to the quality of petrol and diesel fuels and amending Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable source. Disponible en: http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/fuel/docs/com_2012_595_en.pdf. y en <http://register.consilium.europa.eu/doc/srv?l=EN&f=ST%2015189%202012%20INIT> (último acceso 1 marzo 2014). La propuesta se fundamentaba en el artículo 192.1 y 114 del TFUE, es decir, en el ámbito de la política ambiental y de la aproximación de las legislaciones, respectivamente.

35 Consultar a Van Renssen, S. (2012). "Are the days of the European biodiesel industry numbered?", *European Energy Review*, October 4th y de la misma autora (2012). "Biodiesel back from the dead as EU drops ILUC factors", *European Energy Review*. October 18.

cambio indirecto del uso del suelo en la comunicación por los suministradores de combustible y los Estados miembros de la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocombustibles y biolíquidos, mediante la modificación de los artículos 19 (6) y 7d (6) de las Directivas RED y LQD, respectivamente; limitar al nivel de consumo actual (5%) el volumen de biocombustibles y biolíquidos producidos a partir de cultivos alimentarios que puede contabilizarse en el porcentaje del 10% fijado como objetivo de energía renovable para el sector del transporte de la UE de aquí a 2020, sin variar los objetivos generales de producción de energía renovable y disminución de las emisiones de carbono; arbitrar incentivos de mercado para los biocombustibles que no supongan emisiones por cambio indirecto del uso del suelo o que supongan pocas emisiones de esa naturaleza, y, en particular, para los biocombustibles de segunda y tercera generación producidos con materia prima que no genere una demanda adicional de tierras como, por ejemplo, las algas, la paja y varios tipos de desechos, dado que contribuirán en mayor medida a alcanzar el objetivo del 10% de energía renovable en los transportes fijado por la Directiva sobre las energías renovables³⁶.

Con estas nuevas medidas, la Comisión pretende promover que los biocombustibles ayuden a reducir radicalmente las emisiones de gases y que, al mismo tiempo, no compitan con los alimentos y sean más sostenibles. Aunque la propuesta no anula la posibilidad de que los Estados miembros den incentivos financieros a los biocombustibles, la Comisión considera que, después de 2020, los biocombustibles únicamente deben recibir ayuda financiera si reducen notablemente las emisiones de gases de efecto invernadero y no se producen a partir de cultivos que se utilizan para producir alimentos o piensos.

En plena fase de debate en el Parlamento y Consejo sobre cómo incluir los factores ILUC y como reorientar la política de la UE en materia de biocombustibles en esta nueva propuesta de reorientación de la política de la UE en el ámbito del transporte y el medio ambiente, organizaciones no gubernamentales como Ecologistas en Acción y Amigos de la Tierra pedían revisar los objetivos de consumo de biocombustibles en el sector del transporte; incluir una manera correcta de contabilizar las emisiones de carbono debido a cambios de uso de suelo (ILUC) en las Directivas RED y FQD; y reforzar los criterios de sostenibilidad también para los llamados biocombustibles de

36 *Ibid.*

segunda generación. Asimismo, entendían que era necesario no incrementar el límite propuesto por la Comisión Europea para evitar que los biocombustibles consumidos en la UE procedan de cultivos alimentarios y no sean la causa de futuras crisis alimentarias en el mundo. Por último, dichas organizaciones recordaron que el problema energético del modelo de transporte solo puede solucionarse mediante una transformación del sistema completo, que minimice el número de desplazamientos, se incremente su eficiencia energética y se reduzca su dependencia hacia fuentes energéticas de tipo fósil o no sostenible.

La Comisión de Energía del Parlamento Europeo aprobó el 20 de junio de 2013 por 47 votos a favor y ocho en contra, una propuesta de reforma de las directivas de energías renovables y de calidad de los combustibles, que supera el objetivo propuesto por la Comisión Europea para los biocombustibles de cultivos, gracias al proyecto de informe presentado unos meses antes por la eurodiputada Corinne Lepage³⁷.

Tras varios meses de negociación, en el que los grupos de presión vinculados a los biocombustibles se negaban a limitar de ningún modo el uso de biocombustibles, así como a incluir los factores ILUC, el Parlamento Europeo adoptó su posición, en primera lectura, el 11 de septiembre de 2013. El Parlamento pidió que los biocombustibles tradicionales de primera generación se limitaran a un 6% del consumo de energía en el transporte para 2020³⁸, frente al objetivo del 10% con arreglo a la legislación existente y por encima de lo que había propuesto inicialmente la Comisión, es decir, un límite del 5%. El Parlamento destacó la importancia de un rápido cambio hacia los nuevos biocombustibles procedentes de fuentes alternativas, como algas y residuos, que deberían representar al menos un 2,5% del consumo de energía en el transporte para 2020.

Al respecto, se debe valorar positivamente que el Parlamento votara a favor de la consideración de las emisiones de gases de efecto invernadero vinculadas a los factores ILUC. Lo menos positivo es este compromiso se posterga en

37 European Parliament (2013) "Projet de Rapport," Rapporteur Corinne Lepage, 2012/0288 (OCD), 5/04/2013.

38 Resolución legislativa del Parlamento Europeo, de 11 de septiembre de 2013, sobre la propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se modifican la Directiva 98/70/CE relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo, y la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (Textos Aprobados, P7_TA(2013)0357).

el tiempo: estos factores solo se tendrán en cuenta a partir de 2020 y solo en el ámbito de la Directiva de calidad de combustibles. En este sentido, se consiente durante al menos siete años más el uso de carburantes como los biodiesel fabricados a partir de aceites de soja o palma, que generan grandes emisiones de gases de efecto invernadero y están provocando importantes problemas de deforestación y contaminación. Con todo, teniendo en cuenta, por ejemplo, que estos dos biocombustibles suponen, en la actualidad, más de un 73% de todos los biocombustibles consumidos en el Estado español. Otro aspecto negativo es que el Parlamento se alejara del límite propuesto por la Comisión en el consumo de energía en el transporte procedente de los biocombustibles de primera generación.

En diciembre de 2013, el Consejo de Energía examinó un texto transaccional de la Presidencia de esta propuesta de Directiva. Sin embargo, todavía quedaban algunas cuestiones pendientes. Por lo tanto, los órganos preparatorios del Consejo continuaron trabajando sobre la propuesta, con el fin de facilitar un acuerdo político. La presidencia helénica se centró en dos aspectos en su texto de compromiso: en primer lugar, un estímulo más fuerte para biocombustibles avanzados, que permite cierta flexibilidad para los estados miembros, y algunos elementos adicionales para reflejar consideraciones sobre las emisiones ILUC estimados; y, en segundo lugar, el posible impacto de las políticas de la UE sobre biocombustibles en lo que respecta al medio ambiente y la condicionalidad en relación con las políticas de agricultura y el clima³⁹.

El acuerdo final reconoce y aborda el fenómeno ILUC, comienza una transición a los biocombustibles con riesgos ILUC inferiores y proporciona una perspectiva más clara de inversión al tiempo que protege las inversiones realizadas. Comprende, en particular: la mitigación de las emisiones indirectas del uso del suelo de cambio a través de un umbral del 7% del consumo final de energía en el transporte en 2020 para los biocombustibles convencionales para contar hacia el objetivo de la directiva de energías renovables; el fomento de la transición a la segunda y tercera generación de biocombustibles (“avanzado”), a través de incentivos para los biocombustibles avanzados, invitando a los Estados Miembros a promover el consumo de este tipo de biocombustibles y

39 Consultar: 7550/14 (OR. en), PRESSE 138, Luxembourg, 13 June 2014 “Proposal on indirect land-use change: Council reaches Agreement”.

Disponible en: http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/trans/143191.pdf.

exigirles que establezcan objetivos nacionales de biocombustibles avanzados basados en un valor de referencia de 0,5 puntos porcentuales del objetivo del 10% para las energías renovables en el transporte de la Directiva sobre energías renovables. Los Estados miembros pueden establecer una meta más baja, en base a tres categorías de razones objetivas. Sin embargo, tienen que justificar cualquier establecimiento de un objetivo inferior a 0,5 puntos porcentuales, y que informe las razones de la no consecución de sus objetivos nacionales. La Comisión publicará un informe de síntesis sobre los logros de los Estados Miembros con respecto a sus objetivos nacionales de biocombustibles avanzados; un nuevo anexo IX de la Directiva sobre energías renovables contiene materias primas para biocombustibles avanzados que cuentan doble hacia las metas. Además, los biocombustibles avanzados que no figuran en el Anexo IX y se utilizan en las instalaciones existentes antes de la aprobación de esta Directiva, pueden tenerse en cuenta para el objetivo nacional; incentivos adicionales para biocombustibles avanzados mediante la ampliación de la herramienta de transferencias estadísticas de la directiva de energías renovables para cubrir tales biocombustibles avanzados, la doble contabilidad de la contribución de estos biocombustibles se extiende a los objetivos globales de energía renovables; la provisión de incentivos a la generación de electricidad a partir de fuentes renovables con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en el transporte. En este sentido, un factor de multiplicación de los 5 de la electricidad procedente de fuentes renovables en los vehículos eléctricos de carretera y de 2,5 para el transporte ferroviario electrificado fueron introducidos; sobre el factor ILUC, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero procedentes del uso de biocombustibles se llevará a cabo por la Comisión sobre la base de los datos comunicados por los Estados miembros; a tal efecto, los factores ILUC estimados provisionales se incluyen en los nuevos anexos de las energías renovables y las directivas de calidad del combustible; y una cláusula de revisión que incluye la posibilidad de introducir factores ILUC estimados ajustados a los criterios de sostenibilidad fondo.

Junto con esta propuesta de modificación de la Directiva, la Comisión a través de su Comunicación, de 22 de enero de 2014, titulada «Un marco estratégico en materia de clima y energía para el periodo 2020-2030» (COM(2014) 15), propone abandonar los dos objetivos después de 2020: uno, que el 10 % de los combustibles usados en el transporte provengan de fuentes renovables (Directiva 2009/28/CE sobre energías renovables) y obligar a los proveedores de combustibles a reducir la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de sus combustibles en un 6 % para 2020 (Directiva 2009/30/

CE sobre la calidad de los combustibles). Además, marca objetivos para los biocombustibles avanzados (2,5% en 2020) y rechaza incluir el ILUC en la reforma hasta no dar con modelos fiables científicos.

Estos cambios propuestos se justificaban, sin duda, por la misma incertidumbre acerca de cómo minimizar los efectos de las emisiones indirectas debidas al cambio del uso de la tierra asociado a los biocombustibles. A pesar de la necesidad de reorientar los objetivos de la UE en esta materia, el Parlamento y el Consejo no lograron un acuerdo para finalizar la adopción del texto legislativo. Sobre esa propuesta, la mayor parte de los votos negativos fueron de los países para los que esta propuesta les resultaba demasiado débil (Bélgica, Dinamarca, Holanda, Italia y Luxemburgo).

El 13 de junio de 2014, el Consejo de Energía debatió el acuerdo político alcanzado en el seno del COREPER⁴⁰ y tomó la decisión final de establecer el límite del 7% de biocombustibles de cultivos alimentarios o convencionales para 2020 con un 0,5% indicativo para los avanzados y sin tomar en consideración del cambio indirecto del uso de la tierra en el cómputo de emisiones, alejándose así de la propuesta inicial realizada por la Comisión. En realidad, los ministros de energía adoptaron la decisión sin modificar la propuesta que quince días antes había presentado el COREPER.

Con todo, la propuesta negociada en realidad parecía más atender a la protección de las inversiones europeas que ya se han hecho, que a los objetivos de la política ambiental, siendo así más sensibles a las demandas de la industria que a la de los ecologistas y otras asociaciones, que pedían incluir el ILUC en el cómputo de las emisiones de gases de efecto invernadero e incluso rebajar la propuesta del 5% de biocombustibles de cultivos de la UE para alcanzar el 10% de renovables en el transporte en 2020.

A este punto, la Unión Europea vuelve así al mismo punto de partida en el que se encontraba. Dar continuidad a una política de incentivo y fomento de este tipo de combustibles no solo no contribuye a reducir el calentamiento global, sino que lo aumentará; seguirá siendo la causa de la deforestación de los pocos territorios y ecosistemas que todavía no han sido alterados por el ser humano; llevará a una mayor pérdida de biodiversidad y seguirá incrementando su responsabilidad, por una parte, en la generación de crisis alimentarias, que

40 Consultar el acuerdo en: <http://register.consilium.europa.eu/doc/srv?l=EN&f=ST%2010300%202014%20INIT> (último acceso 1 septiembre 2014).

asolan una gran parte de las regiones del planeta y por otra, por incrementar su emisiones de GEI, deslocalizadas y no contabilizadas, pero que siguen contribuyendo a que el fenómeno del cambio climático sea una realidad.

6. Conclusiones

La actual política de biocombustibles promovida por la UE en la medida que no asume los pasivos ambientales, ninguno de los 3 objetivos por los que la Unión Europea decidió impulsar el consumo de biocombustibles se están cumpliendo: ni reducción de emisiones GEI, ni una mayor seguridad energética, ni oportunidades de empleo y desarrollo rural.

Un cambio que debe asentarse sobre dos premisas: la premisa prioritaria sería evitar todo consumo de biocombustibles, y especialmente de los procedentes de cultivos alimentarios, e incluir, en todo caso, los factores ILUC en la contabilidad sobre emisiones de gases de efecto invernadero en base a los resultados obtenidos de los últimos estudios científicos.

A pesar de este intento de reorientación de su política de biocombustibles, la Unión Europea no ha sido capaz de ponerse de acuerdo sobre cómo limitar el consumo de biocombustibles procedentes de cultivos alimentarios, causado en parte por la obligatoriedad de que en 2020 un 10% de la energía consumida en transporte proceda de energías renovables. El objetivo de limitar este consumo era paliar parcialmente las crisis alimentarias que asolan grandes regiones del planeta, como consecuencia, en parte, de que parte de las producciones agrícolas se dediquen a producir combustibles en vez de alimentos.

En la medida que desde la UE se sigan promoviendo los biocombustibles de primera generación, será necesario exigir la inclusión de factores ILUC obligatorios para asegurar que todos los impactos climáticos de los biocombustibles se tomen en cuenta, que refuerce y limite aquellos biocombustibles que compiten por la tierra con los cultivos alimentarios, que promueva alternativas verdaderamente sostenibles y que reduzca de manera sustancial el consumo energético en el transporte para 2020.

La necesidad de tener en cuenta los requisitos de reducción de GEI abre la puerta a dos escenarios. Uno donde los ahorros potenciales incluyan los efectos de los cambios indirectos en el uso de suelo; y el otro donde el ahorro se defina solo a través de sus efectos directos. A fin de cumplir los objetivos

Europeos en materia de energía, pero también en materia de cambio climático, la introducción del ILUC eliminaría la posibilidad de usar todas las materias primas para biodiesel tradicional. Tal escenario sugiere que la UE tendría que cambiar su patrón de consumo desde biodiesel a etanol y tendría que buscar materias primas que cumplieran con los requisitos de reducciones de GEI.

En todo caso, el verdadero problema subyacente es que, incluso aunque fuera posible estimar bien el factor ILUC de los biocombustibles, no sería suficiente, sin políticas integrales dentro de la UE, que consideren el impacto ambiental, social y económico de las acciones emprendidas. La falta de políticas integrales conlleva que la UE siga padeciendo ciertas incoherencias internas entre sus políticas: la conciliación del debate energético y el debate climático no siempre es coherente en relación con la política ambiental. No obstante, la evitación de la deforestación por el factor ILUC no sería suficiente para prevenir la deforestación, sin políticas integrales que enfrenten esta problemática. A lo sumo, la utilidad del factor ILUC podría ser el de convertirse en un elemento diferenciador de la calidad de los distintos biocombustibles.

Bibliografía

Al-Riffai, P., Dimaranan, B., Laborde, D. (2010), *Global Trade and Environmental Impact Study of the EU Biofuels Mandate*, Final Draft Report, IFPRI, marzo 2010.

Cohen, M. J. et al (2008) *Impact of Climate Change and Bioenergy on Nutrition*, IFPRI y FAO, <http://www.fao.org/docrep/010/ai799e/ai799e00.htm>

Comisión Europea (2006). Comunicación de la Comisión, de 8 de febrero de 2006, «Estrategia de la UE para los biocarburantes» [COM (2006) 34 final - Diario Oficial C 67 de 18.3.2006].

Comisión Europea (2010). Informe de la Comisión sobre el cambio indirecto del uso de la tierra en relación con los biocarburantes y biolíquidos, Comisión Europea, COM (2010) 811 Final, Bruselas (Bélgica).

Comisión Europea (2012) "Renewable Energy: a major player in the European energy market", comunicación de la Comisión al Parlamento europeo, al

Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, 6 de junio, http://ec.europa.eu/energy/renewables/doc/communication/2012/comm_en.pdf, p. 5.

Charles, C., Zamudio, A. N., Moerenhout, T. (2013), *Biofuels—At What Cost? A review of costs and benefits of Spain's biofuel policies*, The International Institute for Sustainable Development, Septiembre 2013.

Daynard, K., Daynard, T. (2011), *What are the Effects of Biofuels and Bioproducts on the Environment, Crop and Food Prices and World Hunger?* Grain Farmers of Ontario. April 2011. Disponible en: <http://www.gfo.ca>.

Edwards, R. et al (2008) *Biofuels in The European Context: Facts And Uncertainties*, Comisión Europea, http://ec.europa.eu/dgs/jrc/downloads/jrc_biofuels_report.pdf.

Farber, D. A. (2011), "Indirect Land Use Change, Uncertainty, and Biofuels, Policy", *University of Illinois Law Review*, Vol. 2011, Issue 2 (2011), pp. 381-412.

Fargione, J., Hill, J., Tilman, D., Polasky, S., Hawthorne, P. (2008). "Land clearing and the biofuel carbon debt", *Science*, 319, pp. 1235-1238.

Fischer, G. et al (2009) *Biofuels and Food Security: Implications of an accelerated biofuels production*, Resumen del Estudio OFID preparado por IIASA, http://www.iiasa.ac.at/Research/LUC/Homepage-News-Highlights/OFID_IIASAPam_38_bio.pdf.

Gawel, E., Ludwig, G. (2011), "The iLUC dilemma: How to deal with indirect land use changes when governing energy crops?", *Land Use Policy*, 28, pp. 846-856.

HLPE, (2013), *Biofuels and food security*. A report by the High Level Panel of Experts on Food Security and Nutrition of the Committee on World Food Security, Rome 2013.

Hill, J., Nelson, E., Tilman, D., Polasky, S., Tiffany, D. (2006), "Environmental, economic, and energetic costs and benefits of biodiesel and ethanol biofuels", *Proc. Nat. Acad. Sci.*, 103, 11, 2006, pp. 206–11.

Janda, K., Kristoufek, L., D. Zilberman (2012), "Biofuels: Policies and Impacts. A Review", *Agricultural Economics*, UZEI v. 58(8) p. 372–386 (August 2012).

Johnson, F. X. (2011), "Regional-Global Linkages in the Energy-Climate-Development Policy Nexus: The Case of Biofuels in the EU Renewable Energy Directive", *Renewable Energy Law and Policy Review*, Vol. 2011, Issue 2 (2011), pp. 91-106.

Khanna, M., Crago, C. (2011), "Measuring Indirect Land Use Change with Biofuels: Implications for Policy", *Agricultural Policy Briefs*, March 18.

Kim S., Dale B.E. (2011). Indirect land use change for biofuels: testing predictions and improving analytical methodologies, *Biomass & Bioenergy*, Vol. 35 (7) 3235- 3240.

Kutas, G., Lindberg, C., Steenblik, R. (2007). *Biofuels - At what cost? Government support for ethanol and biodiesel in the European Union*, Genève: Global Subsidies Initiative - Institut International du Développement Durable.

Laborde, D (2011) *Assessing the Land Use Change Consequences of European Biofuel Policies*. Final report October, International Food Policy Institute (IFPRI): Washington DC, <http://www.ifpri.org/sites/default/files/publications/biofuelsreportec2011.pdf>.

Linares, P., Pérez-Arriaga, I. J. (2013). "A sustainable framework for biofuels in Europe", *Energy Policy*, 52, pp. 166-169.

Lydgate, E. B. (2013), "The EU, the WTO and Indirect Land-Use Change", *Journal of World Trade*, Vol. 47, Issue 1 (February 2013), pp. 159-186.

Næss-Schmidt, S., Hvidt Thelle, M., Sonnegård, J., Bo Hansen, M. (2011), *The missing indirect land-use change factors—How to make decisions when science is incomplete*, A study from Copenhagen Economics for the European Forum for Sustainable Development, <http://www.efne.eu/en/studies.html>.

Overmars, K. P., Stehfest, E., Ros, J., Prins, A. G. (2011). "Indirect land use change emissions related to EU biofuel consumption: an analysis based on historical data", *Environmental science & policy*, 14, pp. 248-257.

Oxfam (2011), Informe de Oxfam n. 151, titulado "Tierra y Poder", de 22 de septiembre de 2011.

Oxfam (2012), Informe de Oxfam n. 161, Las semillas del hambre. La lucha ya ha comenzado. Es hora de eliminar los mandatos de biocombustibles de la UE, n.161.

Pehnel, G.; Vietze, C. (2012). "Uncertainties about the GHG emissions saving of rapeseed biodiesel," Jena Economic Research Papers, No. 2012,039, <http://hdl.handle.net/10419/70134>.

Romppanen, S. (2012), "Regulating Better Biofuels for the European Union", *European Energy and Environmental Law Review*, Vol. 21, Issue 3 (June 2012), pp. 123-141.

Searchinger, T., *et al.*, (2009), "Fixing a critical climate accounting error", *Science*, 326, pp. 527-528.

UNEP (2009), "Towards Sustainable Production and Use of Resources: Assessing Biofuels." United Nations Environment Programme, 2009.

Van Renssen, S. (2011), "A biofuel conundrum", *Nature Climate Change* 1, pp. 389–390. DOI:10.1038/nclimate1265. Disponible en línea en: http://www.nature.com/nclimate/journal/v1/n8/fig_tab/nclimate1265_F1.html.

Van Renssen, S. (2012). "Are the days of the European biodiesel industry numbered?", *European Energy Review*, October 4th.

Van Renssen, S. (2012). "Biodiesel back from the dead as EU drops ILUC factors", *European Energy Review*. October 18.

Van Stappen, F., Brose, I., & Schenkel, Y. (2011). "Direct and indirect land use changes issues in European sustainability initiatives: State-of-the-art, open issues and future developments", *Biomass and Bioenergy*, pp. 4824-4834.

Vecchiet, A. (2011) "2011 European Biofuels Blending Obligations", en *Esse Community*, <http://esse-community.eu/articles/1261/>.

Wickeri, E., Kalhan, A. (2010) *Land Rights Issues in International Human Rights Law*, IHRB. http://www.ihrb.org/pdf/Land_Rights_Issues_in_International_HRL.pdf.

Zeza, A. (2011) *Le politiche per la promozione dell'energia rinnovabile: Stato di applicazione della direttiva europea sui biocarburanti*, Istituto Nazionale di Economia Agraria, p. 93, www.inea.it/public/pdf_articoli/1733.pdf.

Zilberman, D., Hochman, G., Rajagopal, D. (2011), "On the Inclusion of Indirect Land Use in Biofuel", *University of Illinois Law Review*, Vol. 2011, Issue 2 (2011), pp. 413-434.

SE TERMINÓ DE IMPRIMIR EN LOS TALLERES GRÁFICOS DE

TAREA ASOCIACIÓN GRÁFICA EDUCATIVA

PASAJE MARÍA AUXILIADORA 156 - 164, BREÑA

CORREO E.: tareagrafica@tareagrafica.com

PÁGINA WEB: www.tareagrafica.com

TELÉFONO: 332-3229 FAX: 424-1582

DICIEMBRE 2014, LIMA – PERÚ



ISSN 2307-0870



9 772307 087008