

Could Morocco become an energy provider for Europe?

Abstract:

Morocco has made energy independence one of its main strategic axes since the early 2000s. However, Morocco has a double problem in achieving it with conventional means. It hardly produces hydrocarbons and does not have the necessary technology for nuclear energy. The Moroccan energy policy solution in recent years has been to resort to the sun and the wind, which are its strong points. The goal would be to reduce energy imports and substantially increase the share of renewable energy in its energy Mix, with a view to 2030. If achieved, Morocco would become a major African leader in the field of renewable energy and into a powerful supplier for Europe. However, the success of this policy will depend on the integration capacity of the Moroccan energy network with the European one, something that geographical logic indicates should be done through the Iberian Peninsula. In this way, an important synergistic effect of generating and exporting clean energy at a low cost would be achieved, beneficial for Morocco and for Europe, and in which Spain would be called upon to play a relevant role.

Keywords:

Oil, gas, electricity, hydrogen, renewables, Ukraine, opportunities.

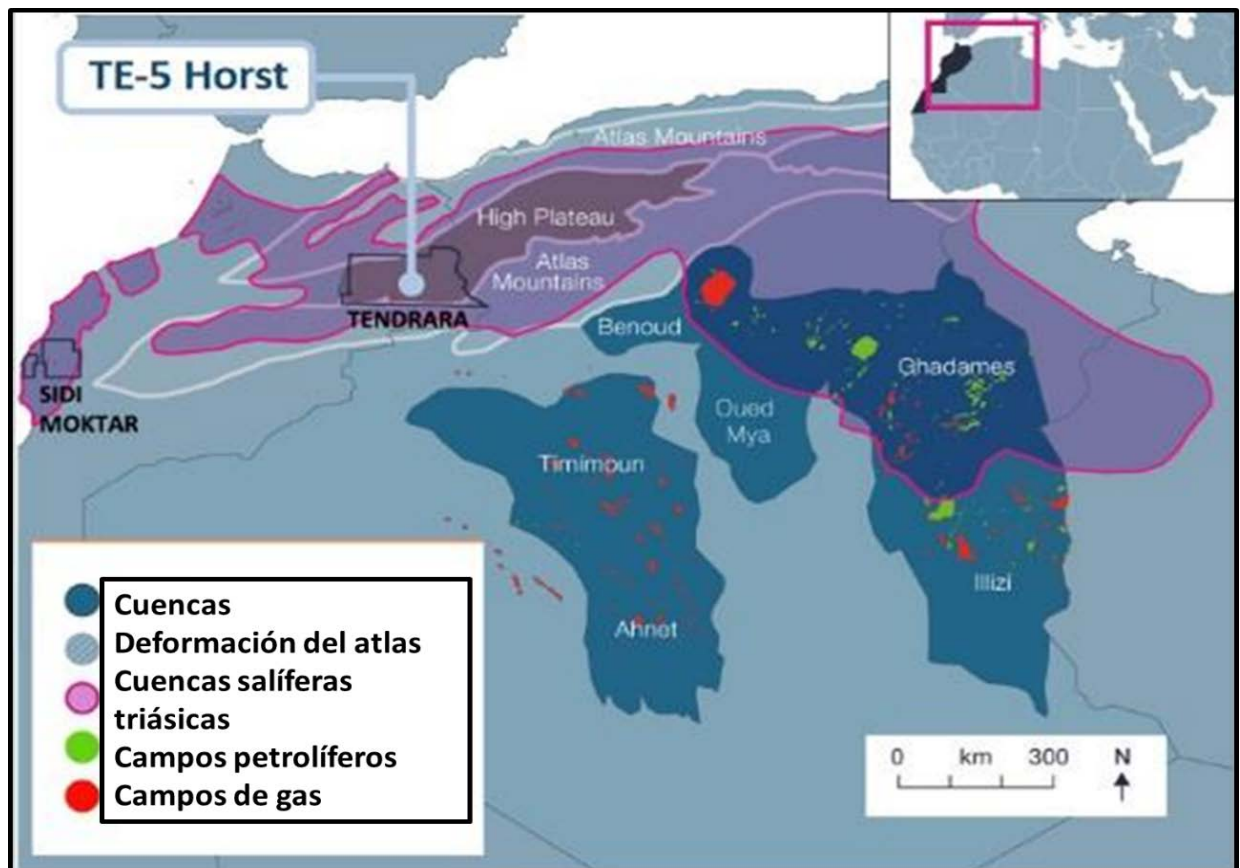
Cómo citar este documento:

FUENTE COBO, Ignacio. *¿Puede Marruecos convertirse en un proveedor de energías renovables para Europa?* Documento de Análisis IEEE 18/2023. https://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_analisis/2023/DIEEEA18_2023_IGNFUE_Marruecos.pdf y/o [enlace bie³](#) (consultado día/mes/año)

¿Puede Marruecos convertirse en un proveedor energético para Europa?

Introducción

Marruecos es un país atípico en el sector energético norteafricano. Desde su independencia en 1956, el país no ha superado el calificativo de modesto si se compara con potencias energéticas como Argelia o Libia. A diferencia de sus vecinos norteafricanos, su producción autóctona es insignificante y se reduce a cantidades marginales de petróleo y gas natural en la cuenca de Essaouira y pequeñas cantidades de gas natural de la cuenca de Gharb¹, sin haber superado nunca los 5.000 barriles por día. No obstante, el descubrimiento de gas en el área de Tendrara por parte de Sound Energy del Reino Unido² y la exploración en aguas profundas de alta mar son desarrollos prometedores, que se enmarcan en el programa de exploración de petróleo y gas gestionado por la Oficina Nacional de Hidrocarburos y de Minas (ONHYM).



Fuente: Sound Energy. <https://www.energy-pedia.com/news/morocco/sound-energy-announces-tendrara-project-financing-update--%C2%A0-189880>

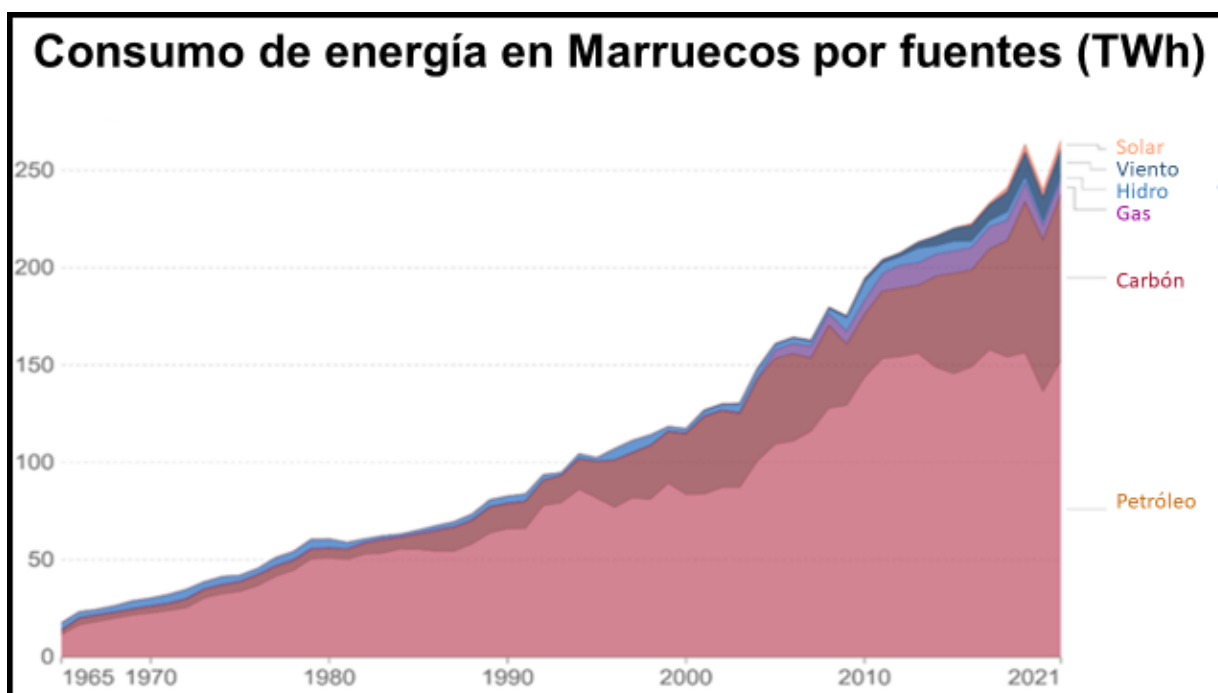
¹ U. S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) - Qb. Disponible en: www.eia.gov

² «Tendrara Conventional Gas Field, Morocco», *Market Data*. 23 de noviembre de 2021. Disponible en: <https://www.offshore-technology.com/marketdata/tendrara-conventional-gas-field-morocco/>

Nota: todos los vínculos están activos a fecha de 6 de marzo de 2023.

La escasez de recursos de hidrocarburos propios hace que su economía dependa de las importaciones para satisfacer la demanda interna, lo que ha convertido a Marruecos en el mayor importador de energía del norte de África. Durante el período 2017-2020, las importaciones de combustibles fósiles representaron alrededor del 90 % del suministro total de energía primaria y el 80 % del suministro de electricidad³.

El mix energético de Marruecos se compone principalmente de combustibles fósiles, que representan casi el 90 % del suministro total de energía primaria (TPES) y el 80 % del suministro de electricidad. En 2020, el carbón representaba casi el 70 % de la energía generada en el país, seguido de las energías renovables con un 18 % y el gas natural con un 9 %. En cambio, el petróleo tuvo una contribución limitada a la combinación energética, ya que su participación cayó sustancialmente del 26 % en 2011 a menos del 2 % en 2020⁴. Aunque en menor medida, el carbón también fue la principal fuente de electricidad en Marruecos, representando casi el 40 % de la producción en 2019⁵.



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

³ «Energy policies beyond IEA countries – Morocco», *International Energy Agency*. 2019. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/energy-policies-beyond-iea-countries-morocco-2019>

⁴ «Share of oil in total power generation in Morocco from 2000 to 2020», *Statista*. Disponible en: <https://www.statista.com/statistics/1330932/share-of-oil-in-total-power-generation-in-morocco/>

⁵ «Energy Policies Beyond IEA Countries. Morocco 2019». *IEA*. Disponible en: https://iea.blob.core.windows.net/assets/138e3195-d0e6-4345-a66c-92ebe4abbeaf/Energy_Policies_beyond_IEA_Countries_Morocco.pdf

La fuerte dependencia de las importaciones de todos los combustibles fósiles tiene claras implicaciones para la seguridad energética y la economía de Marruecos, como pudo comprobarse con el gasoducto Magreb-Europa. Su cierre, en noviembre de 2021, dejó a Marruecos sin cerca del 15 % de la electricidad producida en las centrales de ciclo combinado de Tahaddart y Ain Beni Mathar con gas natural suministrado por Argelia. Afortunadamente para la economía marroquí, este perjuicio pudo ser paliado rápidamente por la reversión del tubo del gasoducto, lo que permitió importar gas desde las plantas de GNL españolas y transportarlo hasta Tánger⁶, pero demostró la fragilidad del sistema energético de Marruecos frente a los vaivenes geopolíticos y aceleró la decisión de sus autoridades de buscar opciones alternativas. Las energías renovables se vieron como una potencial solución a su problema de vulnerabilidad energética, a la par que una fuente excelente de ingresos adicionales procedentes de la exportación de sus excedentes.

Los fundamentos históricos del mercado energético marroquí

La estructura del mercado energético marroquí obedece a razones históricas. A principios del siglo XX, las autoridades coloniales francesas buscaron aumentar la producción de electricidad en Marruecos, dirigida a la extracción de materias primas, principalmente fosfatos, y su transporte a la metrópoli. El objetivo, por tanto, era electrificar lo que se consideraba el Marruecos central y rico, dejando abandonada la periferia⁷. Para ello, se otorgaron grandes concesiones a empresas privadas como la Société marocaine de distribution d'eau, de gaz et d'électricité (SMD) en 1912, la cual sería reemplazada por Énergie Électrique du Maroc (EEM) a partir de 1924.

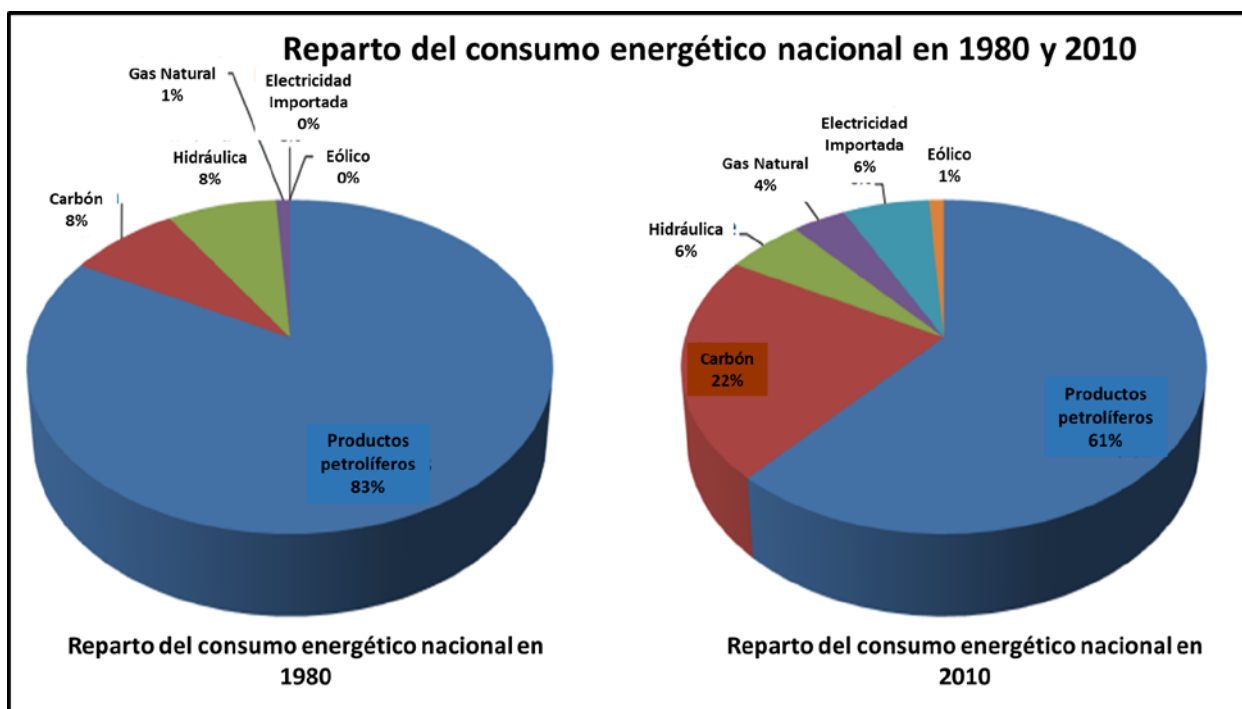
Habrà que esperar a 1963, siete años después del advenimiento de la independencia marroquí en 1956, para que la gestión del sector energético pasase a estar bajo el control del Estado marroquí con la creación de la Office National de l'Électricité (ONE), la

⁶ URBASOS, Ignacio. «Argelia y Marruecos: efectos del cierre del gasoducto Magreb-Europe», *The Political Room*. 2022. Disponible en: <https://thepoliticalroom.com/la-crisis-diplomatica-entre-argelia-y-marruecos-consecuencias-del-cierre-del-gasoducto-magreb-europe/>

⁷ «Les représentations politiques de la montagne au Maroc», *Revue de géographie alpine*, 89(2): 141-144. 2001. Disponible en: https://www.persee.fr/doc/rga_0035-1121_2001_num_89_2_4637

institución pública que tiene a su cargo el «servicio público, la producción, el transporte y la distribución de energía eléctrica»⁸.

En los años siguientes, Marruecos eligió el petróleo como su fuente de energía primaria básica, a pesar de no contar con yacimientos importantes, de manera que, en 1980, el petróleo representaba más del 80 % de su mix energético⁹. La crisis del petróleo de 1973 modificó sustancialmente este modelo empezándose a apostar por aumentar la participación del carbón, que pasó del 8 % en 1980 al 22 % en el 2010, al tiempo que el petróleo se reducía hasta el 61 %. La estrategia energética de la ONE resultó positiva con la extensión de la red eléctrica a las zonas rurales y la prestación de un servicio público de calidad, evidenciado por la ausencia de apagones en las principales ciudades.



Fuente: Ministère de l'Énergie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement

A mediados de la década de 1980, las instituciones financieras internacionales, incluidos el FMI y el Banco Mundial, exigieron la implementación de un plan de ajuste estructural

⁸ Dahir n° 1-63-226 du 14 rabii I 1383 (5 août 1963) portant création de l'Office national de l'électricité, publicado en el Boletín Oficial de Marruecos No. 2650. 9 de agosto de 1963. Disponible en:

<https://leap.unep.org/countries/ma/national-legislation/dahir-ndeg-1-63-226-du-14-rabii-i-1383-5-aout-1963-portant>

⁹ MOULINE, Mohammed Tawfik (directeur général de l'institut royal des études stratégiques). *Conference la securite energetique du Maroc: etat des lieux et perspectives*. Pekín, 6 marzo de 2012. Disponible en:

https://www.ires.ma/images/pdfs/Forums/Activites_externes/pdf_presentation_dg_ires_energie_vff-2.pdf

tras la crisis de la deuda¹⁰, que incluyera un proceso de privatización de sus empresas públicas más rentables y la liberalización de sectores estratégicos en beneficio de las grandes empresas transnacionales. El sector energético fue uno de los primeros afectados. La Société Anonyme Marocaine de l'Industrie du Raffinage (SAMIR) se privatizó en 1997, pasando bajo control del grupo sueco-saudí Corral Petroleum Holding. Este proceso privatizador vino acompañado de una intensa actividad legislativa de gran impacto en el sector energético, lo que se tradujo en la Ley N.º 39-89 de diciembre de 1989 que autorizaba el traspaso de empresas públicas al sector privado, el Decreto Legislativo N.º 94-503 de 1994 que puso fin al monopolio de la ONE y permitió el ingreso al mercado de productores privados de energía eléctrica, o la Ley N.º 1-95-141 de 1995 que permitió la liberalización del mercado de derivados del petróleo.

La apuesta por las energías renovables

Con el advenimiento del nuevo milenio, la fiebre privatizadora se extendió al campo de las energías renovables, que empezaron a ser consideradas por las autoridades marroquíes como una apuesta estratégica para disminuir su dependencia energética de proveedores extranjeros, en unos momentos en los que Marruecos importaba el 97 % de sus fuentes de energía para generar electricidad. Como indica Attaurrahman Ojidaram Saibasan, analista de energía marroquí: «El mayor desafío para el gobierno marroquí ha sido garantizar la seguridad energética, ya que sus bajas reservas de combustibles fósiles significan que debe depender de las importaciones para satisfacer sus necesidades de generación de energía»¹¹.

Para solventar su problema de dependencia energética, sin tener ni gas ni petróleo, Marruecos decidió apostar por el sol, un recurso natural e inagotable, como elemento fundamental de su política energética. La lógica estratégica detrás de esta apuesta resulta evidente. Por una parte, Marruecos no puede competir en el sector de los hidrocarburos con países de la región como Argelia o Libia, o incluso Egipto; sin embargo, su ubicación geográfica y sus favorables características climáticas convierten

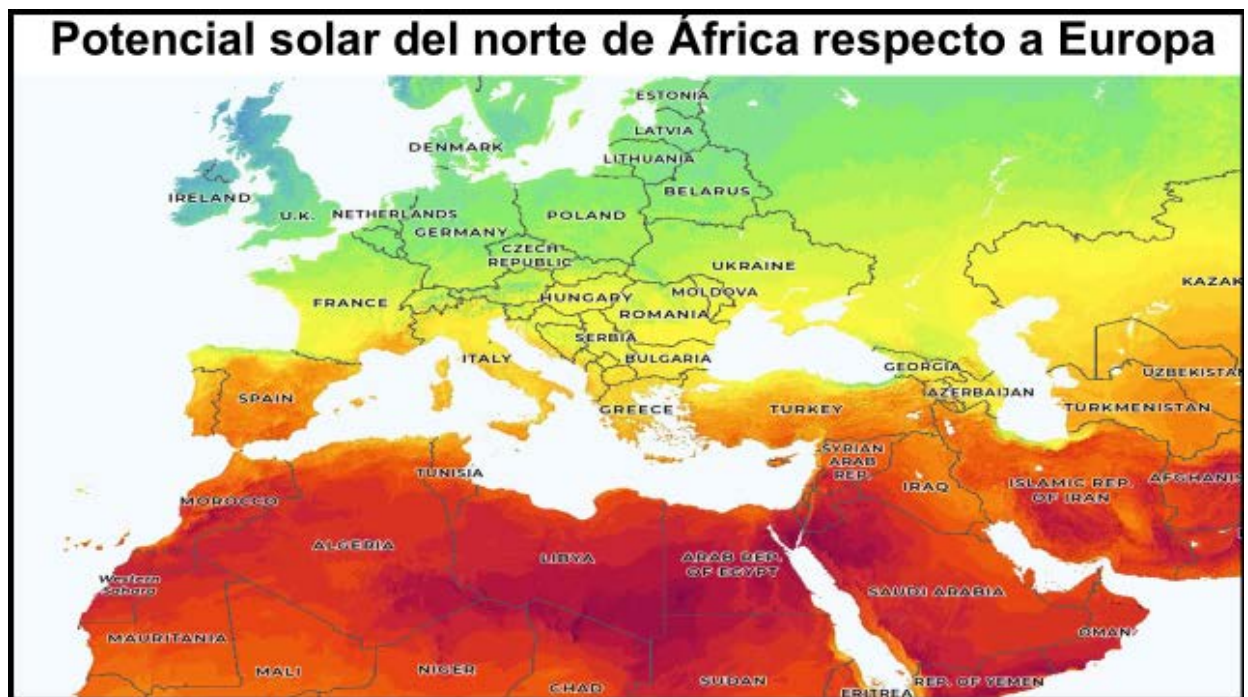
¹⁰ AKESBI, N. «IMF "structural adjustment" programmes'», *Africa Development / Afrique et Développement*, 10(1/2): 101–21. 1985. Disponible en: <http://www.jstor.org/stable/24487208>

¹¹ ROCA, José A. «La capacidad renovable de Marruecos alcanzará los 20,6 GW para 2035», *El periódico de la Energía*. 22 de marzo de 2022. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/la-capacidad-renovable-de-marruecos-alcanzara-los-206-gw-para-2035/>

a Marruecos en uno de los principales países africanos en capacidad potencial de energía renovable.

Con más de 300 días de sol al año en sus extensos y despoblados parajes desérticos, aprovechables con paneles solares, y un potencial eólico de gran rendimiento por su regularidad, Marruecos puede aprovechar su situación privilegiada para avanzar hacia la independencia energética, con lo que aumentaría su seguridad energética y, al mismo tiempo, produciría excedentes para la exportación a Europa a un coste muy competitivo¹².

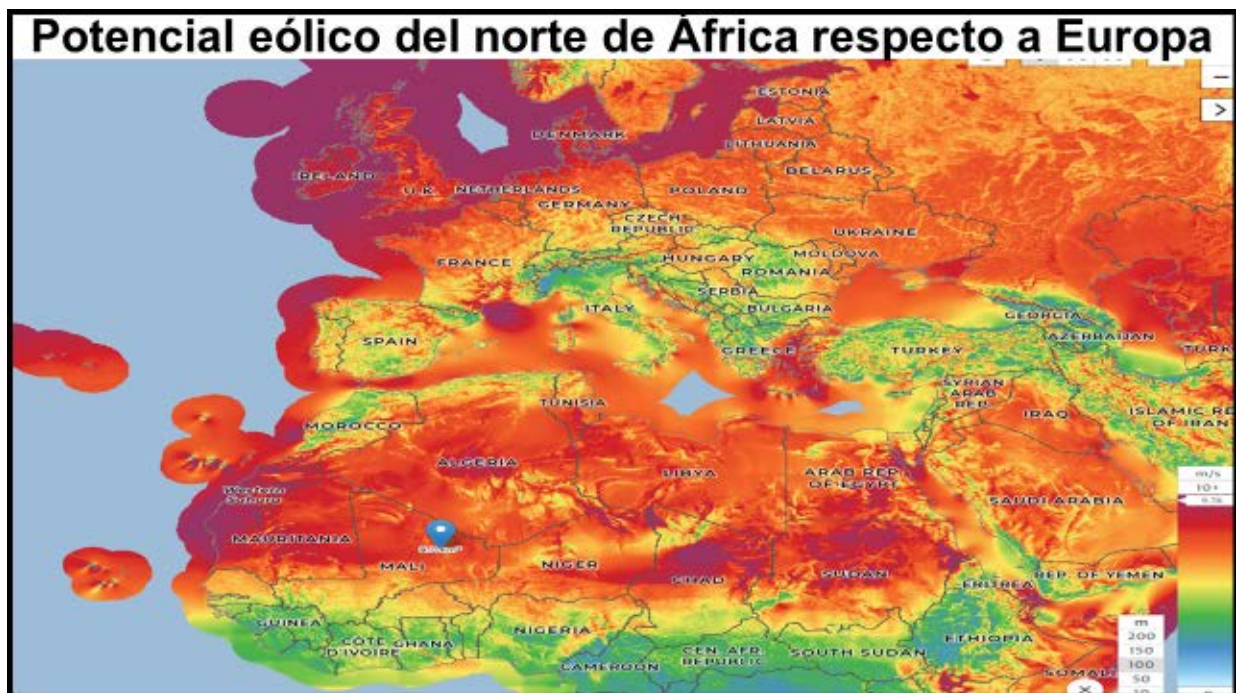
La ventaja comparativa que le proporciona sus características climáticas hace que el rendimiento de los paneles solares sea mayor en Marruecos que en cualquier país europeo, como fácilmente se puede apreciar visitando las plataformas que recogen la insolación en cualquier parte del mundo y que indican que se puede explotar el recurso solar de manera óptima en casi dos tercios del territorio marroquí.



Fuente: <https://globalsolaratlas.info/map?c=40.747257,12.128906,4>

¹² ELENA, Víctor de. «Marruecos arma sus renovables para convertirse en suministrador de Europa», *La Información*. 16 de octubre de 2022. Disponible en: <https://www.lainformacion.com/economia-negocios-y-finanzas/marruecos-arma-sector-renovable-vender-energia-europa/2875128/>

Respecto a la energía eólica, todo el sur de Marruecos tiene un potencial excepcional al ser uno de los grandes corredores mundiales de viento, lo que le convierte en el país africano mejor posicionado para generar este tipo de energía. A ello hay que añadir su baja densidad de población por sus condiciones desérticas, que favorece la instalación de enormes parques eólicos con poca interferencia en la vida de sus habitantes. En esto se diferencia de Europa, donde las regiones más ventosas se sitúan en las regiones muy pobladas del norte del continente y en las islas británicas.



Fuente: <https://globalwindatlas.info/es>

Las oportunidades económicas que se derivarían de convertir a Marruecos en una plataforma mediterránea de energías renovables serían colosales¹³ y Marruecos parece haber comenzado a darse cuenta de ello. Así, por ejemplo, solo la puesta en servicio en 2021 de la planta fotovoltaica de Erfoud, una de las 3 centrales que componen el complejo solar fotovoltaico Noor Tafilalet de 120 MW ha permitido proporcionar una fuente de producción renovable a un coste muy competitivo de 3 céntimos de €/kW h frente a los 35 céntimos de €/kW h¹⁴ que rondaba en 2009, o los 20 céntimos de €/kW h

¹³ PUECH, Aïda del y POLETTI, Arianna. «La carrera por los megaproyectos solares en el norte de África que atrae a los europeos», *El País*. 27 de noviembre de 2022. Disponible en: <https://elpais.com/planeta-futuro/2022-11-27/la-polemica-de-los-megaproyectos-solares-en-el-norte-de-africa.html>

¹⁴ ZAOUI, Nisrine. «Erfoud: la station solaire photovoltaïque de 40mw bientôt en service», *Le360*. 30 de septiembre de 2021. Disponible en: <https://fr.le360.ma/economie/erfoud-la-station-solaire-photovoltaïque-de-40mw-bientot-en-service-246631>

céntimos que costaba en España en enero de 2023¹⁵, lo que le convierte en un potencial aspirante a suministrador eléctrico de energía renovable para Europa.

Esta característica solar la comparte Marruecos con los restantes países norteafricanos de condiciones climáticas similares. Sin embargo, Marruecos tiene la ventaja de su estabilidad política —a pesar de las tensas relaciones diplomáticas con su vecina Argelia, o las crisis periódicas con la Unión Europea— y la mayor facilidad que tienen las compañías extranjeras para invertir en el país. Ello le convierte, junto con Sudáfrica y Egipto, en el mejor país para invertir de África¹⁶. No es de extrañar que sean los tres países con mayor capacidad de renovables de su continente.

La liberalización del mercado energético marroquí

Para explotar estas características energéticas, Marruecos promulgó el 11 de febrero de 2010 la Ley N.º 13-09, que liberalizaba el sector de las energías renovables, permitiendo la competencia de empresas privadas tanto en la producción de electricidad renovable, como en su exportación a través de la red nacional¹⁷.

La ley entró en vigor en agosto de 2015 con la vista puesta en generar el 42 % de la electricidad a partir de fuentes renovables para 2020, lo que permitiría reducir la dependencia energética del país del 97 % en 2018 al 82 % en 2030. Este ambicioso objetivo exigía instalar dos gigavatios (GW) de potencia alimentada por energía solar¹⁸.

El objetivo del 42 % de potencia alimentada por energía solar antes de acabar 2020 no se alcanzó, aunque se quedó cerca ya que de los 10.600 megavatios (MW) de capacidad instalada a cierre de 2020, el 36,8 % procedía de energías renovables¹⁹. No obstante Marruecos logró un primer impulso en energía verde y sostenible, al tiempo que consolidaba un modelo de «participación público-privada» que se reveló muy favorable para los operadores internacionales privados. La ley permitía a los operadores posicionarse como productores independientes de energía, mediante ventajosos

¹⁵ Las tarifas de la luz en España están disponibles en: <https://tarifaluzhora.es/>

¹⁶ «Invertir en África: ¿cuáles son los mejores países?», CESCE. 27 de noviembre de 2021. Disponible en: <https://www.cesce.es/es/w/asesores-de-pymes/invertir-en-africa>

¹⁷ Loi n° 13-09 relative aux énergies renouvelables, promulguée par Dahir n° 1-10-16 du 26 Safar 1431 (11 février 2010) publiée au Bulletin officiel n° 5822 du 1er rabii II 1431 (18 mars 2010). Disponible en: <https://www.fellah-trade.com/ressources/pdf/loi-13-09-energies-renouvelables-2.pdf>

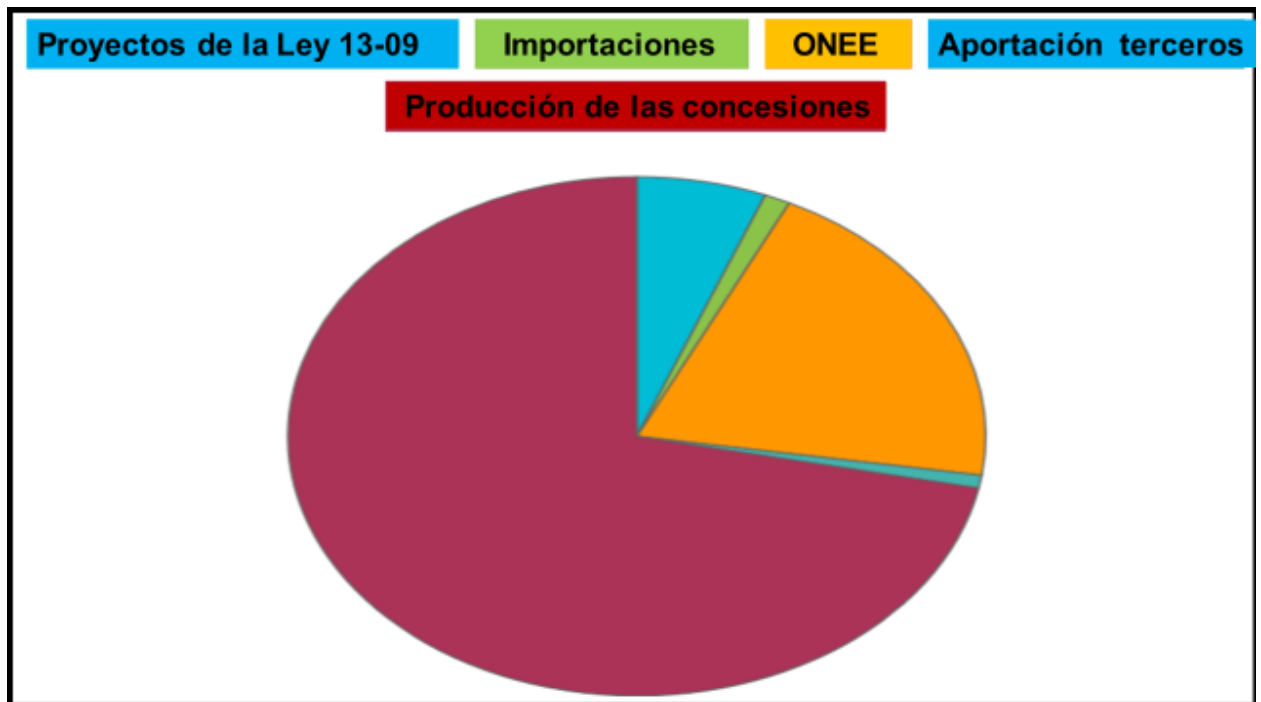
¹⁸ BEN HAYOUN, Moncef. «Énergies renouvelables: Le Maroc monte en puissance», *Le Matin*. 28 de octubre de 2021. Disponible en: <https://lematin.ma/journal/2021/energies-renouvelables-maroc-monte-puissance/366567.html>

¹⁹ *Ibidem*.

contratos de compra de energía (PPA) que obligaban al Estado (ONE) a comprar la electricidad producida a un precio acordado por un período de 25 a 30 años.

Este tipo de contratos de energía, ya fuera de origen fósil o renovable, tenía prioridad sobre la producida por las centrales eléctricas públicas. De esta manera, los operadores privados aseguraban sus ingresos durante la duración del contrato, dado que el pago estaba garantizado. Al mismo tiempo, les protegía de posibles fluctuaciones de precios y/o una caída en la demanda de energía, a pesar del perjuicio que ello suponía para el erario.

El resultado fue una mayor participación de las concesiones privadas en la producción de electricidad, de manera que, a fines de 2021, el sector privado controlaba más de dos tercios (71,8 %) de la producción de energía eléctrica en Marruecos²⁰.



Fuente: « Secteur de l'énergie – Chiffres clés – Avril 2021 », Ministère de l'Énergie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement

Esta política ha permitido crear en Marruecos un mercado de energía renovable relativamente grande. En 2020, la producción de energía renovable en el país alcanzó alrededor de 7.000 GW h (gigavatios hora), un crecimiento considerable en comparación

²⁰ MOUSTAKBAL, Jawad. «The Moroccan energy sector: A permanent dependence», CADTM. 7 de diciembre de 2021. Disponible en: <https://www.cadtm.org/The-Moroccan-energy-sector-A-permanent-dependence>

con los 2.700 GW h de 2011. Además, la participación de las energías renovables en la generación total de energía aumentó de alrededor del 11 % en 2011 al 18 % en 2020²¹.

Los principales beneficiados de la producción concesionaria privada, ya sea de origen fósil o renovable, han sido empresas transnacionales francesas (Engie), españolas (Gamesa), saudíes (Acwa), emiratíes (Taqa) y alemanas (Siemens), normalmente en cooperación con empresas nacionales propiedad de la familia real (Nareva, ahora Al Mada)²² o conectadas políticamente (Verde de África).

En los próximos años, Marruecos va a continuar desarrollando nuevos proyectos hasta alcanzar una capacidad renovable de 12 gigavatios para 2030. El objetivo estratégico sería lograr que, para entonces, las energías renovables supongan el 52 % del mix energético total, frente al 40 % actual y hacerlo al precio muy competitivo de menos de 3 céntimos el kilovatio hora para la eólica y entre 2 y 3 céntimos para la solar fotovoltaica²³. Ello permitiría al país norteafricano satisfacer sus crecientes necesidades de electricidad y crear una capacidad exportadora de energía limpia.

El problema principal que lastra el ambicioso plan marroquí es el de la financiación. Todos los proyectos recientes de generación de energía están financiados por préstamos de bancos privados internacionales, el Fondo Monetario Internacional, el Banco Mundial, el Banco Africano de Desarrollo y agencias de desarrollo francesas, alemanas y japonesas, frente a los cuales MASEN contrae deudas que están garantizadas por el Estado marroquí.

Los prestamistas son, por tanto, internacionales y tienen la última palabra en todas las decisiones estratégicas de estos proyectos. Mientras estos consideren que el Estado marroquí tiene solvencia para garantizar el retorno de los préstamos y, además, las empresas involucradas en los distintos proyectos, ya sean como operadores (la francesa Engie, la alemana Siemens, etc.), o como proveedores de equipos (la francesa Alstom, la japonesa Mitsui, etc.), correspondan con la nacionalidad de los prestamistas, Marruecos podrá seguir desarrollando su ambicioso plan.

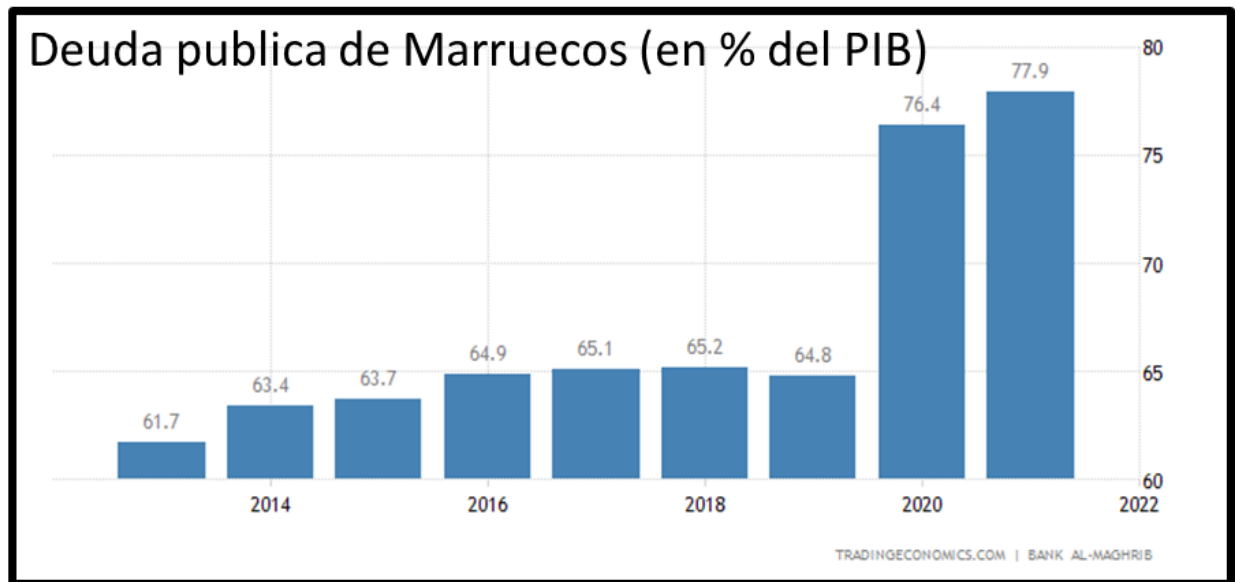
²¹ «Energy sector in Morocco - statistics & facts», *Statista*. Disponible en:

<https://www.statista.com/topics/9843/energy-sector-in-morocco/#topicOverview>

²² PEREGIL, Francisco y DEIROS BRONTE, Trinidad. «Mohamed VI, el rey del viento en el Sáhara Occidental», *El País*. 11 de noviembre de 2021. Disponible en: <https://elpais.com/internacional/2021-11-11/mohamed-vi-el-rey-del-viento-en-el-sahara-occidental.html>

²³ Como referencia, el hidrógeno de origen gris fósil se produce en España a un coste de 1,5 – 2,5 euros el kilogramo. Disponible en: <https://felipebenjumeallorete.com/el-coste-del-hidrogeno-verde/>

Pero, al final, estos préstamos se suman a una deuda pública que, a finales de 2021, era de 77 % y que se estima ha superado el 83 % en el 2022²⁴. El servicio de esta deuda absorbe más de un tercio del presupuesto estatal y supone una importante servidumbre para las arcas públicas marroquíes en unos momentos de condiciones desfavorables en los mercados mundiales.



Fuente: Trading Economics. <https://es.tradingeconomics.com/morocco/external-debt>

Los megaproyectos marroquíes de energía renovable

La principal empresa del sector es Nareva, creada en 2005 como filial del holding SNI, y desde marzo de 2018 denominada Al Mada (perspectiva), la cual se ha consolidado como líder de las empresas marroquíes, particularmente en el campo de las turbinas eólicas. La empresa a través de su subsidiaria Énergie Éolienne du Maroc (EEM) se ha venido especializando en el desarrollo de parques eólicos y también ha liderado consorcios que han ganado importantes contratos de asociación público-privada.

Nareva inició su andadura en el sector de las energías renovables de una manera muy ambiciosa en 2014 cuando en conjunción con la francesa ENGIE (anteriormente GDF Suez) fundaron la empresa participada a partes iguales Tarfaya Energy Company (TAREC) para la construcción y operación de un inmenso parque eólico situado a 20 km al sureste de la ciudad de Tarfaya (sur de Marruecos). Con diecisiete kilómetros de largo

²⁴ « La dette publique marocaine devrait dépasser 83% du PIB », *Journeax.ma*. 16 de enero de 2023. Disponible en: <https://www.journaux.ma/journal/opinion/la-dette-publique-marocaine-devrait-depasser-83-du-pib/>

y seis de ancho, el parque Tarec es el más grande del continente africano con una capacidad instalada de 301 MW (1100 GW h/año) suficiente para iluminar una ciudad como Marrakech (1,5 millones de habitantes) durante todo un año y a un precio muy competitivo. Este parque, cuyo coste ascendió a 460 millones de euros, empezó a funcionar en diciembre de 2014, siendo un excelente ejemplo de cómo funciona la asociación público-privada en Marruecos. La energía producida se comercializa exclusivamente en beneficio de la ONEE bajo un contrato de compra y suministro de energía eléctrica a 20 años a un precio fijado desde el inicio²⁵. Al final de este plazo, considerado más que suficiente para rentabilizar la inversión de Nareva y su socio Engie, la ONEE recuperará la infraestructura²⁶.

En mayo de 2015, Nareva logró la licitación de un proyecto eólico todavía más ambicioso. Se trataba de la construcción, operación y mantenimiento de cinco parques eólicos, desde Tánger (100 MW) hasta Boujdour (100 MW) pasando por Midelt (150 MW), Essaouira (200 MW) y El Aaiún (300 MW). En total 750 MW con un coste estimado del proyecto de casi mil millones de euros. Para ello, Nareva se asoció con la alemana Siemens y la italiana Enel Green Power, en competencia con grandes nombres del sector como son la francesa EDF, la española Acciona Wind Power, la japonesa Mitsui & Co, la británica Engie Energy International (filial de la francesa Engie) y la saudí Acwa Power²⁷.

En 2016, Nareva se adjudicó el enorme Proyecto Eólico Integrado de 850 MW, formado por Midelt (210 MW), Boujdour (300 MW), Jbel Lahdid (270 MW) y Tiskrad (en Tarfaya) (100 MW). Nareva ganó este proyecto asociándose con el fabricante de turbinas eólicas Siemens Gamesa Renewables (Alemania-España).

Pero quizá el proyecto más interesante sea el de la central de Noor, la mayor planta termosolar del mundo con una capacidad instalada de 580 MW. Situada en el municipio de Ouarzazate, una región con una de las mayores cantidades de luz solar del mundo (2.635 kW h/m²/año), se trata de un proyecto de cuatro fases que ocupa 3.000 hectáreas

²⁵ «Parc Éolien Tarfaya», NAREVA. Disponible en: <https://www.nareva.ma/fr/projet/parc-eolien-tarfaya>

²⁶ MICHBAL, Mehdi. «Le parc éolien de Tarfaya apporte un nouveau souffle au Maroc», *Jeune Afrique*. 31 de mayo 2015. Disponible en: <https://www.jeuneafrique.com/236416/economie/reportage-le-parc-eolien-de-tarfaya-apporte-un-nouveau-souffle-au-maroc/>

²⁷ IRAQI, Fahd. «Maroc: Nareva remporte l'appel d'offres pour 850 MW d'énergie éolienne», *Jeune Afrique*. 10 de diciembre de 2015. Disponible en: <https://www.jeuneafrique.com/286034/economie/286034/>

en el sur del Alto Atlas y que tiene el objetivo estratégico de convertir a Marruecos en un nuevo suministrador europeo²⁸.

Noor Ouarzazate fue el primer gran proyecto de la Agencia Marroquí de Energía Solar (MASEN) y contó para ello con un 60 % de financiación europea, las empresas españolas han jugado un importante papel en su construcción. En 2016, fue inaugurada la primera fase de 160 MW construida por un consorcio de empresas españolas (TSK, Acciona y Sener), permitiendo el consumo eléctrico de 600.000 personas. La segunda y tercera fase que empezaron a operar en enero y diciembre de 2018 respectivamente, fueron también construidas por la empresa española Sener asociada en esta ocasión con la compañía saudí Acwa y con tecnología china²⁹. La cuarta fase es un proyecto de energía fotovoltaica de 72 MW, que también será la primera gran planta de energía fotovoltaica en Marruecos³⁰.

El complejo de Noor Ouarzazate consta de cuatro centrales solares que utilizan diferentes tecnologías: Noor Ouarzazate I y II utilizan la tecnología de espejos cilíndricos parabólicos de potencia. Noor Ouarzazate III consta de una torre central de 250 metros de altura, la mayor del mundo, que permite generar energía termosolar por el reflejo de espejos situados alrededor, en círculos concéntricos. Además, almacena esta energía durante varias horas gracias a la tecnología de almacenamiento de sales fundidas. La central se completa con Noor Ouarzazate IV una central fotovoltaica solar típica. En total, el complejo Noor es capaz de alcanzar una potencia de 580 MW, dando luz a todo el sur del país.

El impulso que está experimentando el sector de energías renovables en Marruecos ha llevado a MASEN a poner en marcha o proyectar un total de 20 plantas solares, junto con varias plantas eólicas lo que permitirá alcanzar los 2.000 MW anuales, que se suman a las presas hidráulicas, con las que cuenta el país, capaces de generar 1.300 MW adicionales.

²⁸ Disponible en: <https://marruecoshoy.com/central-noor-ouarzazate/>

²⁹ ELENA, Víctor de. «Marruecos arma sus renovables para convertirse en suministrador de Europa», *La Información*. 16 de octubre de 2022. Disponible en: <https://www.lainformacion.com/economia-negocios-y-finanzas/marruecos-arma-sector-renovable-vender-energia-europa/2875128/>

³⁰ «Ouarzazate Solar Power Plant, Draa-Tafilalet», *NS Energy*. Disponible en: <https://www.nsenergybusiness.com/projects/ouarzazate-solar-power-plant-draa-tafilalet/>

Dentro de la estrategia del Gobierno marroquí de generar el 52 % de su electricidad de fuentes renovables para el año 2030, se enmarca Noor Midelt³¹ de 800 MW planificados para la primera fase (casi el equivalente a una central nuclear de 900 MW), situada en las tierras altas entre las cadenas montañosas del Medio Atlas y el Alto Atlas. Considerada la primera planta híbrida del mundo tipo para este nivel de potencia, Noor Midelt comenzó en 2019 y combina energía solar de concentración (CSP) y energía solar fotovoltaica (PV).

Con un coste de 2.300 millones de dólares financiados principalmente por el Banco Mundial (\$ 125 millones), el Banco Africano de Desarrollo (\$ 265 millones), el Banco Europeo de Inversiones (\$ 420 millones), la Agencia Francesa de Desarrollo (\$ 185 millones) y KfW (\$ 852 millones), Noor Midelt será uno de los proyectos solares más grandes del mundo que combine tecnologías CSP y fotovoltaica. El proyecto también proporcionará almacenamiento térmico durante un mínimo de cinco horas.

La agencia ejecutora del proyecto ha sido la Agencia Marroquí para la Energía Sostenible (25 %) en asociación con el consorcio de EDF EN (35 %), Masdar (30 %), and Green of África (10 %) seleccionados para construir y operar la instalación por un período de 25 años. Por su parte, TSK, empresa de ingeniería y construcción con sede en España, es la responsable del diseño y construcción de la primera fase de Noor Midelt que proporcionará electricidad limpia a más de un millón de personas, a un precio estimado en la cuarta parte de lo que cuesta obtener en Marruecos energía eléctrica a partir del petróleo.

Pero la gran innovación tecnológica de Noor Midelt es que será el primer proyecto solar del mundo que incluirá almacenamiento térmico de PV (fotovoltaica) y CSP (energía solar concentrada). A diferencia de los proyectos solares fotovoltaicos tradicionales en el que el almacenamiento se hace con baterías, en Midelt la energía solar, tanto de la planta CSP, como también de la planta PV, se almacenará, por primera vez, en la parte CSP del proyecto.

En total, Marruecos ha construido o proyectado 28 parques eólicos y 19 centrales solares, lo que ha permitido crear un mercado de energía renovable en este país relativamente grande. En 2021, la potencia instalada de energías renovables alcanzó los

³¹ «Noor Midelt Solar Power Project, Morocco», *NS Energy*. Disponible en: <https://www.nsenergybusiness.com/projects/noor-midelt-solar-power-project-morocco/>

3.950 MW, con lo que la participación de estas aumentó hasta el 37 % en la producción total de energía eléctrica del país frente al 11 % en 2011³².

PARQUES EÓLICOS	CENTRALES SOLARES
PARC EOLIEN ABDELKHALEK TORRES 50 MW	CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE (10 MW) « maroc photovoltaïque »
PARC EOLIEN AKHFENNIR I (101.87 MW)	CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE (30 MW) « GREEN POWER MOROCCO »
PARC EOLIEN AMOUGDOUL ESSAOUIRA	CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE EN AUTOPRODUCTION (1 MW) - Golden Logistics
PARC EOLIEN DE KHALLADI 120 MW	CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE EN AUTOPRODUCTION (1 MW) « groupe ocp »
PARC EOLIEN DE LAFARGE 32 MW (REGION TANGER TETOUAN AL HOCEIMA)	CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE EN AUTOPRODUCTION (1 MW)
PARC EOLIEN DE TANGER I 140 MW	CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE EN AUTOPRODUCTION (1.69 MW) « SAFRAN NACELLES »
PARC EOLIEN DE TARFAYA (300 MW)	CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE EN AUTOPRODUCTION (2.5 MW) « nexans maroc »
PARC EOLIEN FOUM EL OUED (50.6 MW)	CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE EN AUTOPRODUCTION (18 MW)
PARC EOLIEN HAOUMA (50.6 MW)	PROGRAMME SOLAIRE MULTI-SITES NOOR PV II – Phase 1 – (400 MW)
PROJET DU PARC EOLIEN OUALIDIA I DE 18 MW	PROJET DE NOOR ATLAS (200 MW)
PROJET D'EXTENSION DU PARC EOLIEN AKHFENNIR II	PROJET DE NOOR BOUJDOUR I (20 MW)
PROJET DE PARC AFERKAT 80 MW	PROJET DE NOOR BOUJDOUR ii (350 MW)
PROJET DE PARC AKHFENNIR III 50 MW	PROJET DE NOOR LAAYOUNE I (85 MW)
PROJET DE PARC AM WIND 100 MW	PROJET DE NOOR MIDELT PHASE I (800 MW)
PROJET DE PARC CAP CANTIN 108 MW	PROJET DE NOOR OUARZAZATE I (160 MW)
PROJET DE PARC DAKHLA 40 MW	PROJET DE NOOR OUARZAZATE II (200 MW)
PROJET DE PARC EOLIEN AFTISSAT I 200 MW	PROJET DE NOOR OUARZAZATE III (150 MW)
PROJET DE PARC EOLIEN AFTISSAT II 200 MW	PROJET DE NOOR OUARZAZATE IV (72 MW)
PROJET DE PARC EOLIEN BIRANZARANE DE 200 MW	PROJET DE NOOR TAFILALET (120 MW)
PROJET DE PARC EOLIEN BOUJDOUR (300 MW)	
PROJET DE PARC EOLIEN DE MIDELT 210 MW	
PROJET DE PARC EOLIEN DE TANGER II 70 MW	
PROJET DE PARC EOLIEN DE TAZA 150 MW	
PROJET DE PARC EOLIEN JBEL LAHDID	
PROJET DE PARC EOLIEN KOUDIAT BAIDA (REPOWRING) 120 MW ET EXTENSION À 200 MW	
PROJET DE PARC EOLIEN TISKRAD (100 MW)	
PROJET DE PARC GHRAD JRAD 80 MW	
PROJET DU PARC EOLIEN OUALIDIA II DE 18 MW	

³² Disponible en: <https://www.mem.gov.ma/Pages/secteur.aspx?e=2>

Fuente: Ministère de la Transition Énergétique et du Développement Durable.

<https://www.mem.gov.ma/Pages/secteur.aspx?e=2>

El resultado de esta ambiciosa política energética es que el objetivo inicial del 42 % que estaba previsto para 2020, se alcanzará finalmente en 2023, lo que facilitará llegar al 52 % en 2030. Ello supondrá una potencia instalada total renovable de 12 GW el doble de la actual³³, con lo que, de conseguirlo, Marruecos lograría un importante avance en el proceso de autonomía energética marroquí y en su estrategia de convertirse en suministrador de Europa.

El proyecto XLINKS

El éxito de estos proyectos energéticos marroquíes, en los últimos años, ha hecho que varias las empresas privadas europeas hayan visto en Marruecos un campo para nuevas oportunidades económicas. El mejor ejemplo de ello es el proyecto británico de XLINKS, que pretende producir electricidad con fuentes renovables por una potencia total de 10,5 GW de generación fotovoltaica y eólica junto con 25 GW h (gigavatios hora) de almacenamiento de batería cerca de Tantán en el sur de Marruecos y llevarla mediante un cable submarino hasta Reino Unido.

El proyecto responde a una lógica económica evidente: dado que «la generación solar en el Reino Unido es muy baja durante el invierno, cuando la demanda de energía es mayor, y la producción eólica puede variar mucho de una semana a otra... la solución obvia es ubicar la generación solar y eólica en el Sáhara... que se beneficia de altos niveles de irradiación solar durante todo el año»³⁴.

Sin embargo, el objetivo de este proyecto es fundamentalmente geopolítico. Se trataría de reducir la dependencia energética de la Unión Europea en un contexto de Brexit en el que como indica el presidente de Tesco Dave Lewis refiriéndose al Reino Unido: «Necesitamos una fuente de alimentación fabricada en Gran Bretaña, para Gran Bretaña, y de eso se trata este plan»³⁵.

³³ « Le Maroc vise à doubler sa capacité d'énergies renouvelables à 12 gigawatts d'ici 2030 », *Agence marocaine pour l'efficacité énergétique*. 16 de enero de 2023. Disponible en: <https://www.amee.ma/fr/node/1195>

³⁴ «El cable eléctrico submarino más largo del mundo conectará un complejo eólico-solar en Marruecos con el Reino Unido», *Ecoinventos*. 25 de abril de 2022. Disponible en: <https://ecoinventos.com/xlinks/>

³⁵ KLEINMAN, Mark. «Clean energy start-up Xlinks eyes investor backing for revolutionary £16bn project», *SkyNews*. 29 de abril de 2022. Disponible en: <https://news.sky.com/story/clean-energy-start-up-xlinks-eyes-investor-backing-for-revolutionary-16bn-project-12601045>

En cualquier caso, no es una idea nueva y ya en 2003, una organización llamada Cooperación Transmediterránea de Energía Renovable intentó producir energía renovable en el Sáhara para exportar a los mercados europeos. Sin embargo, los enormes costes de 400.000 millones de euros que suponían lograr 100 GW de capacidad de generación, impidió que el proyecto se pusiera en marcha.

Posteriormente, en 2016, el aumento del costo de la energía nuclear en el Reino Unido llevó la empresa de energía renovable Nur Energie a proponer invertir en la capacidad de energía solar concentrada del Sáhara, de manera que para el 2020 la compañía comenzase a suministrar energía al Reino Unido, lo que no ha sucedido hasta la fecha³⁶.

El objetivo actual de Xlinks es básicamente el mismo que el de Nur Energie: producir masivamente energía renovable en Marruecos y llevarla al Reino Unido para alimentar a siete millones de hogares para el 2030. Las ventajas son los menores costes, algo muy apreciado ante el aumento de la demanda y que Xlinks pretende lograr centrándose en la energía fotovoltaica como forma de generación renovable, en vez de la relativamente costosa energía solar concentrada que era la propuesta de Nur Energie. De esta manera el fundador y CEO Simon Morrish piensa que puede distribuir electricidad alrededor de \$ 15 por megavatio/hora en el norte de África.

La segunda gran diferencia entre Xlinks y las propuestas de generación anteriores se refiere al transporte. Hasta ahora se buscaba enviar la electricidad a través de interconectores a Europa continental y, desde allí, por la red europea hasta Gran Bretaña. Ahora Xlinks lo que planea es ejecutar 3,6 GW de capacidad de cable submarino desde Marruecos, bordeando la plataforma continental alrededor de Portugal, España y Francia hasta el Reino Unido. El objetivo final sería proporcionar hasta el 7,5 % de la electricidad del Reino Unido a un precio de alrededor de \$ 70 por megavatio/hora, frente a los \$ 125 (a las tarifas actuales) por megavatio/hora acordado en 2012 para Hinkley Point C, la planta nuclear más reciente del Reino Unido.

Aunque el proyecto parece muy atractivo para Marruecos y para el Reino Unido, presenta, no obstante, serios inconvenientes. El primero de ellos es técnico y se refiere a la instalación de dos cables submarinos de corriente continua (HVDEC) de 1,8 gigavatios entre Marruecos y el Reino Unido con una longitud de 3.800 km. Se trata

³⁶ PRIOR, Brett. «Desertec Update: Coordinating 40 Countries, 200 Km of Undersea Cables, and €400B in Funding», *GreenTechMedia*. 3 de agosto de 2010. Disponible en: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/desertec-update-funding>

de una empresa particularmente ardua que nunca se ha hecho hasta la fecha, y que ni Marruecos ni Gran Bretaña tienen suficiente capacidad de fabricación de HVDC³⁷.

El segundo problema, será más difícil de superar, se refiere a la financiación estimada en \$ 21.600 millones³⁸ (la mitad de ellos en el cableado submarino) que requeriría un compromiso del gobierno británico reacio al proyecto en la actual coyuntura económica y más todavía si se tiene en cuenta el precedente de los proyectos del pasado. Tampoco ayuda a emprender este costoso proyecto lo que Jenny Chase, jefa de análisis solar de BloombergNEF, ha definido como «la viabilidad política de depender de las conexiones desde el norte de África»³⁹, algo que la situación actual de tensión geopolítica con su vecino argelino no favorece.

La apuesta energética de Marruecos por el hidrógeno verde

Con independencia de este proyecto, un tanto exótico, la realidad es que el sector energético de Marruecos está actualmente en expansión. El país se encuentra inmerso en el desarrollo de un ambicioso programa de transformación de su modelo orientándolo hacia las energías renovables, principalmente mediante la explotación de recursos eólicos, solares, e hidrógeno verde. No obstante, para lograr su objetivo estratégico de convertirse en un suministrador energético para Europa, Marruecos necesita conexiones energéticas que lo permitan. La lógica geográfica indica que estas deben trazarse a través de la península ibérica siguiendo el camino más corto y aprovechando en la medida de lo posible las infraestructuras actualmente existentes y las previstas en los planes energéticos europeos. Y ello exige acuerdos estables con España en los que ambas partes ganen.

La solución no es sencilla en lo referido a las interconexiones eléctricas. España es actualmente una «isla eléctrica» en términos energéticos dada su condición de península y tiene un difícil acceso a la producción eléctrica de y hacia otros países europeos. La Unión Europea recomendaba alcanzar en el 2020 una tasa de intercambios eléctricos

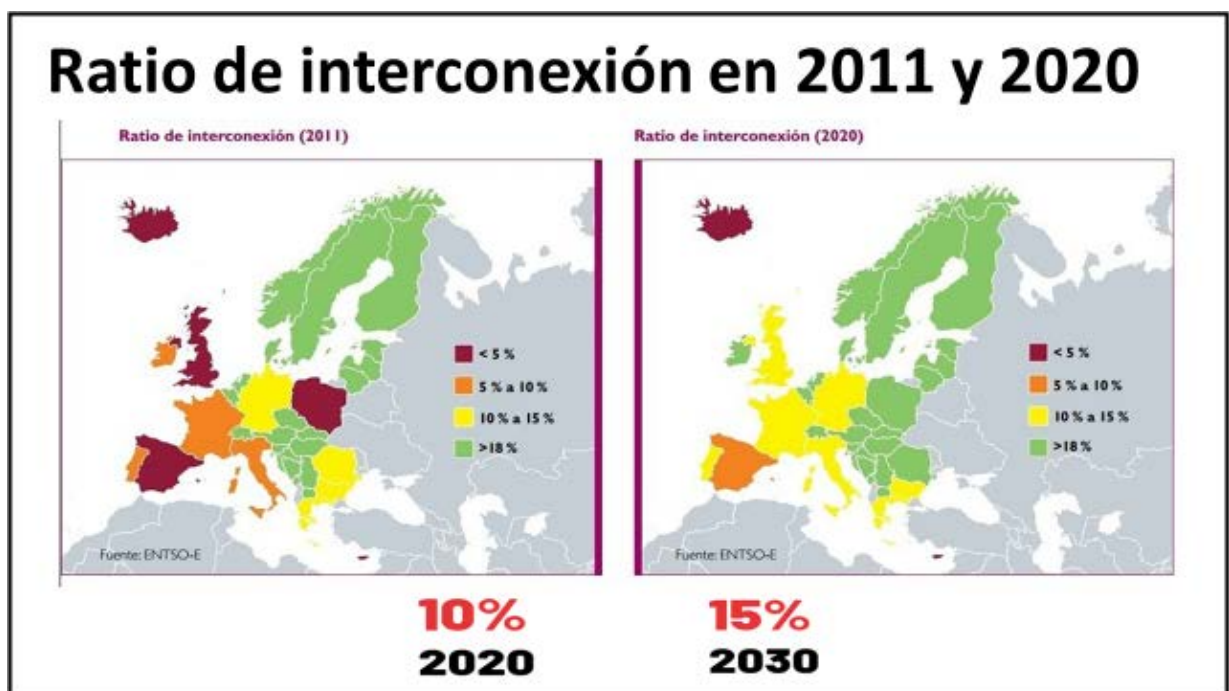
³⁷ El cable sería seis veces más largo y tendría 2,5 veces más capacidad que el Viking Link planificado entre Dinamarca y Gran Bretaña. Este último enlace, que se completará en 2023, será el cable submarino de alta tensión más largo del mundo y se espera que cueste casi 2.200 millones de dólares.

³⁸ «Abdeslam Ababou provides princely back-up for Xlinks' giant solar power project», *Africa Intelligence*. 16 de noviembre de 2021. Disponible en: <https://www.africaintelligence.com/north-africa/2021/11/16/abdeslam-ababou-provides-princely-back-up-for-xlinks-giant-solar-power-project.109705151-art>

³⁹ DEIGN, Jason. «Xlinks Revives Desertec's Dream, With a Few Twists», *GTM*. 4 de diciembre de 2020. Disponible en: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/xlinks-revives-desertecs-dream-with-a-few-twists>

entre países vecinos de al menos el 10 %, con vistas a garantizar el suministro; sin embargo, los intercambios de España con el sistema europeo tan solo alcanzaron un 3 % de la capacidad de producción instalada en España para esta fecha, el equivalente a 2.800 MW⁴⁰.

Los nuevos objetivos europeos son de aumentar la tasa hasta el 15 % para el 2030⁴¹, pero será difícil lograr que los intercambios con Francia alcancen este nuevo umbral, incluso si se cumplen las previsiones recogidas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)⁴² aprobado en enero de 2020, de disponer de 8.000 MW de intercambio para el año 2030, lo que implica la construcción de nuevas líneas.



Fuente: ENTSO-E/REE. <https://www.ree.es/es/red21/refuerzo-de-las-interconexiones>

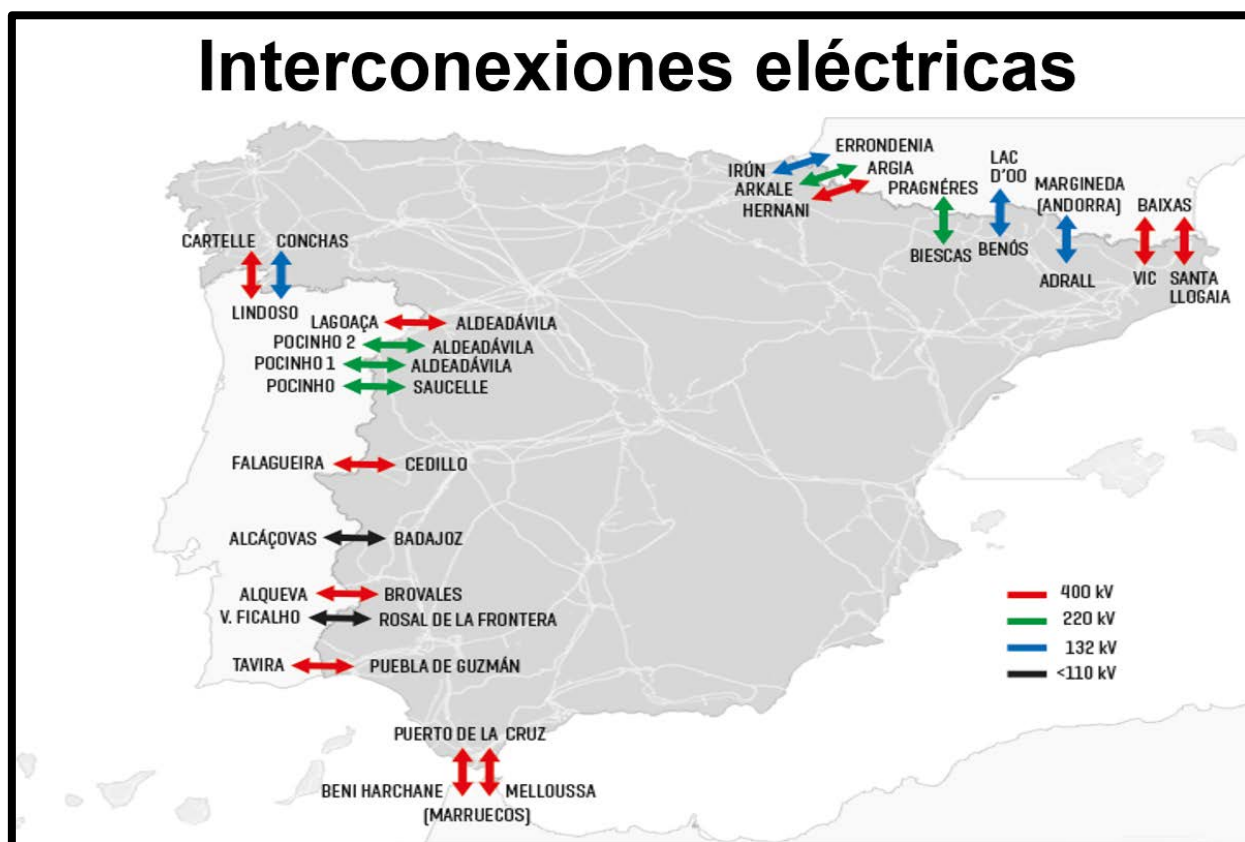
Todo ello afecta necesariamente a los ambiciosos proyectos marroquíes de exportar energía eléctrica a Europa. Actualmente, existe una interconexión eléctrica España-Marruecos a través de un cable bidireccional que cruza el Estrecho y cuya primera línea de 400 kilovoltios en corriente alterna con una capacidad técnica de 700 MW data de 1997, a la que se añadió una segunda conexión de otros 700 MW en junio de 2006,

⁴⁰ REE. *Interconexiones eléctricas: un paso para el mercado único de la energía en Europa*. Septiembre de 2012.

⁴¹ «Refuerzo de las interconexiones», *Red Eléctrica Española*. Disponible en: <https://www.ree.es/es/red21/refuerzo-de-las-interconexiones>

⁴² GOBIERNO DE ESPAÑA. *Plan nacional integrado de energía y clima 2021-2030*. 20 de enero de 2020. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf

estando prevista una tercera similar antes de 2026. En total la capacidad actual de intercambio es de unos 800 MW.



Fuente: Red Eléctrica Española (REE)

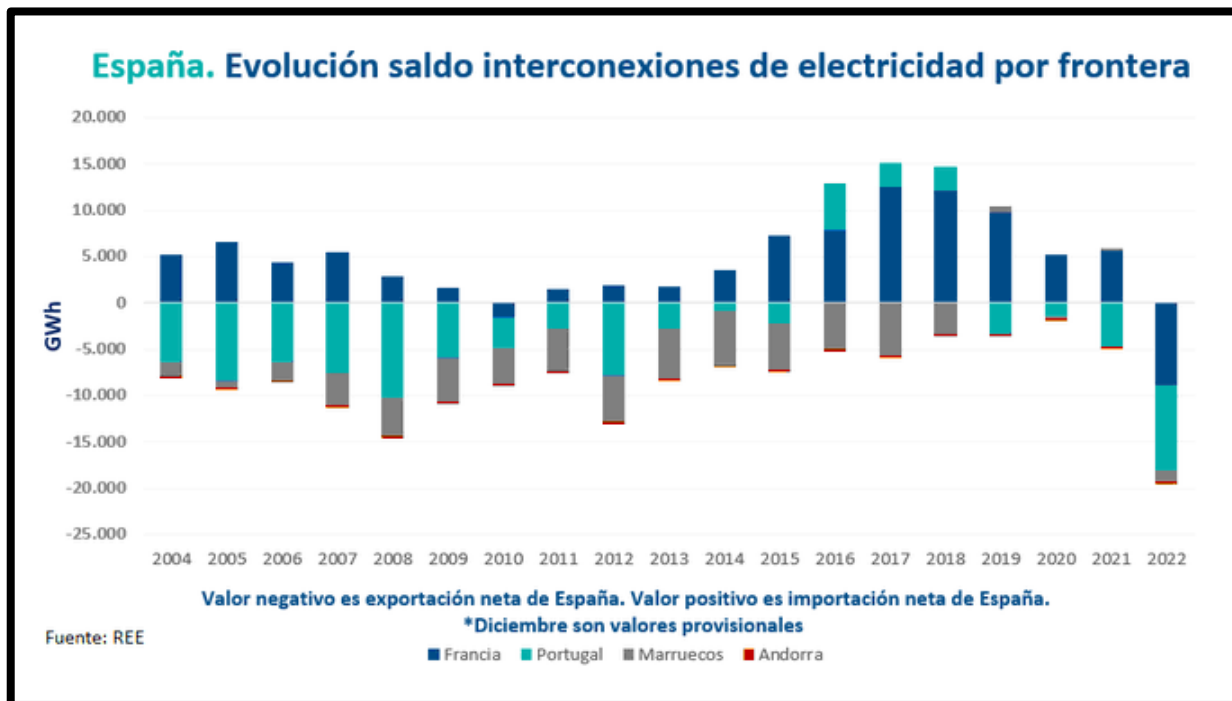
<https://www.ree.es/es/red21/refuerzo-de-las-interconexiones>

La limitada interconexión con Marruecos hace que, para un país como España que tiene una demanda de energía eléctrica que ascendió a 22.052 GW h durante el mes de enero de 2023 —de los cuales 13.742 GW h eran renovables—⁴³, la importación desde Marruecos, que en ese mismo mes alcanzó tan solo 19.639 MWh⁴⁴, supone una cantidad insignificante, por lo que el precio en Marruecos apenas tiene influencia en España. Tradicionalmente ha sido España la que ha vendido más electricidad a Marruecos, si

⁴³ «La demanda de energía eléctrica en España desciende un 4,1 % en enero, según Red Eléctrica», *FORBES/EP*. 2 de febrero de 2023. Disponible en: <https://forbes.es/ultima-hora/227518/la-demanda-de-energia-electrica-en-espana-desciende-un-41-en-enero-segun-red-electrica/>

⁴⁴ «Saldos por fronteras - Físico (MW h) | Frontera: Marruecos», *REE*. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/intercambios/marruecos-frontera>

bien la exportación nunca ha superado el 20 % del consumo marroquí y suele suponer «entre el 7 y el 17 %» de su consumo anual⁴⁵.



Fuente: Red Eléctrica de España (REE). <https://www.ree.es/es/datos/intercambios/frontera-fisicos>

La dificultad de incrementar sustancialmente las interconexiones eléctricas entre España y Francia con vistas a la exportación de los excedentes renovables y las limitadas conexiones eléctricas con España, hacen poco realista que Marruecos pueda utilizar la red española para enviar sus excedentes al mercado eléctrico europeo. De hecho, aunque hubo planes para ello, el PNIEC no prevé un aumento de la interconexión con Marruecos antes de 2030, que seguirá reducida a los actuales 800 MW.

La respuesta marroquí a este estrangulamiento en las conexiones eléctricas con el continente europeo viene dada por el hidrógeno verde producido localmente⁴⁶. El hidrógeno permite el transporte de la producción de energía renovable a largas distancias a través de hidrodutos y transporte marítimo, desbloqueando así recursos renovables

⁴⁵ INFANTES CAPDEVILA, Guillermo. «El mensaje que asegura que en Marruecos se paga “25 veces” menos por la luz pese a comprársela a España: lo explicamos», *Newtral*. 31 de agosto de 2021. Disponible en: <https://www.newtral.es/precio-luz-espana-marruecos-nos-preguntais-por/20210831/>

⁴⁶ El hidrógeno no es una fuente primaria de energía, como el sol o el viento, sino un vector energético, es decir, un producto manufacturado que es capaz de almacenar energía para que, posteriormente, pueda liberarse de forma gradual. Si se emplean energías renovables en su fabricación, el hidrógeno obtenido tiene la consideración de «hidrógeno verde» o «hidrógeno renovable».

en lugares excéntricos como sería el caso de Marruecos con respecto a Europa. Además, se podrían reutilizar las tuberías de gas natural existentes, con ciertas modificaciones técnicas, para transportar hidrógeno⁴⁷.

Se trata, por tanto, de una apuesta por un vector energético renovable, que hasta ahora faltaba en el rompecabezas de la energía limpia por no ser todavía competitivo, si bien se estima lo será en la próxima década, y que cubrirá el 12 % del consumo mundial para el año 2050⁴⁸. El objetivo sería privilegiar el hidrógeno verde local como solución tecnológica para convertir y almacenar energía, lo que le permitiría al mismo tiempo, desarrollar su economía local, aumentando el empleo y mejorando la balanza de pagos.

Esta opción puede ser una gran oportunidad para un país sin recursos fósiles como Marruecos, pero considerado por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) uno de los cinco países mejor situados para convertirse en un gran productor de hidrógeno limpio⁴⁹. Ello resulta especialmente interesante en unos momentos en los que el aumento de los precios del gas en Europa, consecuencia del conflicto en Ucrania, está acelerando la transición hacia una economía climáticamente neutra para 2050, una economía con cero emisiones netas de gases de efecto invernadero⁵⁰.

A tal efecto, Marruecos creó en 2019 una Comisión Nacional del Hidrógeno y publicó una hoja de ruta del hidrógeno verde en enero de 2021. De acuerdo con la misma, el país magrebí confía captar hasta el 4 % de la demanda global de hidrógeno verde en 2030. Ello supondría 600 TW h (teravatios hora) de un total de 20.000 TW h que estima un estudio del Consejo Mundial de la Energía será la demanda en 2050⁵¹. En un escenario optimista, los ingresos anuales asociados a esta demanda podrían alcanzar los 2.000 millones de euros en 2030 y 30.000 millones de euros en 2050 valorando el hidrógeno verde y sus derivados al precio de sus alternativas convencionales⁵².

⁴⁷ *Geopolitics of the Energy Transformation. The Hydrogen Factor*. Irena, 2022, p. 10. Disponible en:

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf?rev=1cfe49eee979409686f101ce24ffd71a

⁴⁸ «Le maroc désormais classe parmi les exportateurs potentiels d'hydrogene vert», *Medias24*. 17 de enero de 2021. Disponible en: <https://medias24.com/2022/01/17/le-maroc-desormais-classe-parmi-les-exportateurs-potentiels-dhydrogene-vert/>

⁴⁹ APIM, Eric. «Irena sees Morocco as a future green hydrogen giant», *Econostrum*. 18 de enero de 2022. Disponible en: https://en.econostrum.info/irena-sees-Morocco-as-a-future-green-hydrogen-giant_a1233.html

⁵⁰ «2050 long-term strategy», *European Commission*. Disponible en: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_en#eu-strategy

⁵¹ ROYAUME DU MAROC. *Feuille de Route. Vecteur de Transition Énergétique*. P. 11.

https://www.mem.gov.ma/Lists/Lst_rapports/Attachments/36/Feuille%20de%20route%20de%20hydrog%C3%A8ne%20vert.pdf

⁵² *Ibidem*, p. 15.

Dentro de esta estrategia energética, la compañía Total Eren —participada en un 30 % por la petrolera francesa Total Energies— se ha encargado de implantar una gran central que combine energías solar y eólica para producir hidrógeno verde y amoníaco. Con una inversión de 9.000 millones de euros, se situará sobre 170.000 hectáreas en la región de Guelmim-Río Noun, al sur del país, y podrá generar hasta 10 GW h de energía. Para 2030, el país prevé un mercado local de hidrógeno de 4 TW h y un mercado de exportación de 10 TW h, que en conjunto requerirían la construcción de 6 GW de nueva capacidad renovable lo que supondría la creación de más de 15.000 empleos⁵³.

Ahora bien, aquí Marruecos choca nuevamente con el problema de la financiación, ya que su propia hoja de ruta indica que el desarrollo de la industria del hidrógeno verde en Marruecos requerirá una inversión total que va desde los 12.600 millones de euros hasta 90.000 millones de euros a desembolsar entre 2020 y 2050, al objeto de mejorar sus interconexiones con Europa y convertirse en una alternativa fiable de suministro⁵⁴.

Para solucionar este problema Marruecos tiene firmado un acuerdo comercial energético con Países Bajos y mantiene abiertas conversaciones con Alemania o Portugal, entre otros actores europeos, para lograr un apoyo inversor a través de asociaciones público-privadas, financiamiento directo en el marco de asociaciones bilaterales o multilaterales, así como tratamiento fiscal preferencial.

Marruecos y España: ¿competidores energéticos o socios estratégicos?

La apuesta marroquí pasaría por desarrollar una industria de exportación de hidrógeno verde y sus derivados basada principalmente en el transporte marítimo de combustibles líquidos sintéticos, el despliegue de infraestructura portuaria adecuada, así como el despliegue de infraestructura de producción, almacenamiento y exportación.

Ahora bien, las tendencias internacionales apuntan en otra dirección. El último informe de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) indica que la mayor parte del hidrógeno será producido y consumido de forma local, si bien una parte considerable se transportará a largas distancias. En 2050, al menos un 25 % de todo el hidrógeno

⁵³ *Geopolitics of the Energy Transformation. The Hydrogen Factor*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, p. 48. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf?rev=1cfe49eee979409686f101ce24ffd71a

⁵⁴ *Ibidem*, p. 16.

producido se obtendrá fuera de las fronteras de los países consumidores. Esto supondrá más de 100 millones de toneladas de hidrógeno verde y más de 50 millones de toneladas de hidrógeno azul (el obtenido a partir del gas natural)⁵⁵.

Sin embargo, únicamente la mitad del hidrógeno dedicado a la exportación se transportará por barcos transformado en amoníaco. El alto coste del transporte de hidrógeno líquido a alta presión, debido a las condiciones criogénicas exigidas de 235 grados bajo cero y las importantes pérdidas por evaporación, convierte esta forma de transporte en casi residual a medio y largo plazo.

La otra mitad lo hará a través de conductos adaptando convenientemente los gasoductos usados actualmente para enviar el gas natural. El uso de estos gasoductos muy abundantes en Europa se considera la forma más eficiente y segura de transportar el hidrógeno y la más económica con un coste estimado de entre 0,08 y 0,12 dólares por kilogramo cada 1.000 km. En caso de tener que realizar nuevas instalaciones, entonces el coste por km aumentaría hasta los entre 0,16 y 0,24 dólares por kilogramo cada 1.000 km⁵⁶.

La extensa red de gas natural existente en Europa representa una excelente ventana de oportunidad para la exportación desde Marruecos del hidrógeno verde producido con sus abundantes recursos solares y eólicos de alta calidad. Marruecos podría utilizar la infraestructura europea para transportar hidrógeno verde al interior industrial del continente aprovechando el impulso de la demanda a medida que el precio de hidrógenos verde sea competitivo, lo que se espera ocurra a mediados de la década de 2030, si bien algunos estudios lo anticipan a unas fechas tan tempranas como el 2024⁵⁷.

Pero ello requiere una mayor coordinación con España que es elemento clave para la interconexión energética con Europa, al tiempo que un país que también pretende aprovechar el importante potencial de sus recursos solares fotovoltaicos y eólicos y la existencia de grandes superficies libres que favorecen la instalación de plantas de

⁵⁵ *Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal*. IRENA, 2022. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2022/May/Global-hydrogen-trade-Cost>

⁵⁶ NOYA, Carlos. «El futuro del hidrógeno en 2050. Producción masiva desde renovables, transporte por gasoductos y como amoníaco en barcos», *FCE*. 5 de abril de 2022. Disponible en: <https://forococheelectricos.com/2022/04/futuro-hidrogeno-2050-renovables-transporte.html>

⁵⁷ LÓPEZ DE BENITO, Javier. «El hidrógeno verde será competitivo económicamente antes de lo esperado», *Energy News*. 10 de agosto de 2022. Disponible en: <https://www.energynews.es/hidrogeno-verde-competitivo-en-2024/#:~:text=Seg%C3%BAn%20el%20C3%BAltimo%20informe%20de%20Rethink%20Energy%2C%20el,f%C3%B3siles%20utilizados%20en%20la%20producci%C3%B3n%20de%20hidr%C3%B3geno%20gris>

producción de energía renovable, ya sea solar o eólica, para convertirse en «una de las potencias europeas de generación de energía renovable»⁵⁸. La «hoja de ruta del hidrógeno» española de octubre de 2020 apuesta también por el papel de España como país de tránsito del hidrógeno de bajo costo producido en el norte de África, reutilizando las infraestructuras existentes para el gas natural y adecuándolas para el transporte y la distribución de hidrógeno dentro de la península y hacia centros de demanda en Europa⁵⁹.

Precisamente el proyecto GreenH2pipes⁶⁰, un consorcio de 8 compañías y 6 centros de investigación, busca desarrollar la tecnología necesaria para impulsar la producción de hidrógeno y el transporte a través de la extensa red gasista que actualmente opera Enagás en España y que comprende más de 11.000 km de gasoductos⁶¹. Esta red cuenta con seis conexiones internacionales: dos con África a través de Tarifa y Almería (enlace con los gasoductos Magreb y Medgaz, respectivamente); dos con Portugal vía Badajoz y Tuy; y otros dos con Francia vía Irún y Larrau. En el medio plazo se podría conectar la red troncal nacional con Francia a través de las conexiones existentes de Larrau (2035) e Irún (2040). Las conexiones con el norte de África se pueden hacer a partir de 2035 para complementar la oferta nacional con importaciones del sur para cubrir la demanda en Europa Central.

⁵⁸ *Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable*. Ministerio para la Transición Ecológica y el reto demográfico, Gobierno de España, Madrid. Octubre de 2020, p. 24. Disponible en:

https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/hojarutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF

⁵⁹ *Ibídem*, p. 50.

⁶⁰ «Compañías energéticas y centros de investigación se unen en GreenH2Pipes para impulsar el hidrógeno», *Europa Press*. 6 de mayo de 2022. Disponible en: <https://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-companias-energeticas-centros-investigacion-unen-greenh2pipes-impulsar-hidrogeno-20220506115508.html>

⁶¹ «Conexiones energéticas con países vecinos». ENAGAS. Disponible en: <https://www.enagas.es/es/transicion-energetica/red-gasista/infraestructuras-energeticas/red-transporte/conexiones-internacionales/>



Fuente: ENAGAS. <https://www.enagas.es/es/transicion-energetica/red-gasista/infraestructuras-energeticas/red-transporte/conexiones-internacionales/>

A ello habría que añadir las posibilidades que ofrece el proyecto H2Med para mejorar las interconexiones energéticas con Francia. Se trata de un corredor submarino destinado a llevar exclusivamente hidrógeno verde y que se convertirá en el mayor hidroducto del mundo con un recorrido que podría llegar a los 450 kilómetros y cuyo coste se estima en 2.500 millones de euros⁶². El H2Med podría llegar a transportar hasta el 10 % del objetivo total de hidrógeno renovable fijado por Bruselas en el plan RePower EU de mayo de 2022, el cual establece un objetivo de 20 millones de toneladas de hidrógeno renovable para 2030.

⁶² PARADA, Antón. «El corredor submarino de hidrógeno: un proyecto que hará de España un referente en Europa», *Huffpost*. 9 de diciembre de 2022. Disponible en: https://www.huffingtonpost.es/entry/el-corredor-submarino-de-hidrogeno-h2med-barmar-un-proyecto-que-hara-de-espana-un-referente-en-europa_es_6392fcf7e4b0169d76d5e6c0.html



Fuente: <https://noctula.pt/corredor-de-hidrogenio-verde-h2med/mapa-h2med-corredor-de-hidrogenio-verde/>

Aunque la ambición de España de transformarse en un *hub* energético y en proveedor principal de hidrógeno en Europa la convierte, *a priori*, en competidor energético de Marruecos, el debilitamiento de las relaciones con Argelia motivada por el cambio de postura española con respecto al conflicto del Sáhara favorecería, alternativamente, la sinergia de intereses energéticos con Marruecos.

La realidad es que las previsiones apuntan a que hay un mercado potencial en Europa enorme para dos países que cuentan con importante capacidad en energía solar, fotovoltaica y eólica para producir hidrógeno verde a gran escala. La UE planea elaborar un millón de toneladas de hidrógeno verde para 2024, y llegar a los 10 millones a finales de esta década, lo que supone —a un precio muy competitivo de 1,5 euros por kilogramo—, un suculento negocio que pasará de los 1.500 millones de euros en 2024 a los 15.000 millones a finales de esta década⁶³.

La combinación de una demanda disparada y la cada vez mayor presencia de las renovables, sumado al proyecto para transportar una energía, que muchos expertos apuntan que será clave para lograr la transición energética hacia fuentes totalmente

⁶³ «Por qué España puede ser un líder mundial en hidrógeno verde», *Iberdrola*. 15 de noviembre de 2021. Disponible en: <https://www.iberdrola.es/blog/sostenibilidad/espana-lider-mundial-hidrogeno-verde>

limpias, hacen que estemos ante una oportunidad histórica para ambos países a medida que el proceso de descarbonización se vaya consolidando.

Los riesgos de la competencia

Conviene por tanto afinar esta apuesta “*win-win*” y anticiparse a la competencia en unos momentos en los que otros proyectos alternativos están surgiendo con fuerza en el horizonte inmediato. La propuesta de incrementar la cooperación energética entre Argelia e Italia disputa a España y Marruecos la posibilidad de convertirse en la plataforma transmediterránea de generación y exportación de hidrógeno verde hacia el norte de Europa, donde falta luz natural pero sobra demanda energética. Para ello, Italia acepta mantener el gasoducto Magreb-Europa de Argelia con España a través de Marruecos, pero al mismo tiempo, propone la construcción de uno nuevo a través de Cerdeña que pasará gas, hidrógeno, amoníaco y electricidad en el futuro desde Argelia hasta Italia.

Esta propuesta alternativa a la decisión de Francia y España, de conectar Barcelona y Marsella con un nuevo corredor para exportar hidrógeno, busca garantizar a Italia llegar a ser el gran *hub* del sur de Europa⁶⁴. De tener éxito, limitaría fuertemente los objetivos tanto de Marruecos, como de España de convertirse en el corredor natural de energía renovable hacia el centro y el norte de Europa.

Pero por delante de los riesgos que suponen la alternativa italiana estarían los de Francia que ha jugado su peso en Europa para conseguir que el llamado «hidrógeno rosa» procedente de sus 56 plantas nucleares tenga el calificativo de «bajo en emisiones de carbono» algo que, en la práctica, equivale a considerarlo como verde. Detrás de este eufemismo de *rosa* que enmascara su impacto ambiental real, se oculta una decisión política que afecta al futuro de la política energética europea, dado que las emisiones de la energía nuclear (66 g CO₂/kW h) son sensiblemente mayores que las producidas con energías renovables, como la fotovoltaica (30 g CO₂/kW h) o la eólica (9 g CO₂/kW h)⁶⁵, a lo que habría que sumarse los riesgos asociados a los residuos radiactivos.

⁶⁴ SEGOVIA, Carlos. «Argelia anuncia un segundo gasoducto con Italia mientras mantiene cerrado el principal que le conecta a España», *El Mundo*. 23 de enero de 2023. Disponible en:

<https://www.elmundo.es/economia/2023/01/23/63ceadb7fdddff93288b459d.html?emk=MAILSHARE>

⁶⁵ BOHIGAS, Xavier. «Centrales nucleares, emisiones de CO₂ y cambio climático», *Papeles de relaciones ecosociales y cambio global*, n.º 138. 2017, p. 118. Disponible en: https://www.fuhem.es/papeles_articulo/centrales-nucleares-emisiones-de-co2-ycambio-climatico/

La aprobación por parte de la Comisión Europea mediante un acto delegado —lo que significa que solo una mayoría cualificada de Estados miembros o una mayoría absoluta de la Eurocámara pueden evitar que entre automáticamente en vigor— ha ampliado la definición del hidrógeno limpio, incorporando el «hidrógeno rosa» de origen nuclear y equiparándolo con las renovables y otras actividades netamente sostenibles⁶⁶. Ello supone un serio contratiempo a la apuesta española de utilizar su ventaja comparativa en la producción de hidrógeno procedente de renovables, para convertirse en *hub* energético en Europa. Evidentemente, de prosperar las pretensiones francesas, la política energética marroquí de exportar energía verde se vería igualmente afectada.

No se trata tan solo de que España y Marruecos exporten hidrógeno verde a las economías centroeuropeas a través del corredor francés como ambos países pretenden, sino de que el flujo se invierta y sea Francia la que termine exportando el hidrógeno rosa procedente de su parque nuclear hacia los países del sur. El resultado final vendrá recogido en la revisión de la directiva sobre renovables, la conocida como RED, cuyo borrador tiene en cuenta el hidrógeno bajo en carbono procedente de las plantas nucleares dentro de los objetivos de renovables que establece la directiva. De acuerdo con este borrador, en 2030, el 42 % del hidrógeno producido en el continente deberá extraerse de fuentes renovables o, en su defecto, de bajas emisiones en carbono. Una exigencia que se incrementará hasta el 60 % tan solo cinco años después⁶⁷.

Con independencia de que el hidrógeno nuclear se incluya en la norma europea, muy probablemente el H2Med saldrá adelante ya que, en caso contrario, el veto de Francia a cualquier decisión contraria a sus intenciones de convertirse en el gran exportador de hidrógeno europeo comprometería la viabilidad económica del proyecto. Al final, el sentido del flujo norte-sur del hidrógeno dependerá del precio y, en el caso de la península ibérica y de Marruecos, de la construcción de una infraestructura de almacenamiento dada la intermitencia de hidrógeno verde, algo que en el hidrógeno rosa no ocurre.

⁶⁶ ALARCÓN, Nacho. «Francia se impone: Bruselas se abre a que el hidrógeno verde pueda ser nuclear», *El Confidencial*. 13 de febrero de 2023. Disponible en: https://www.elconfidencial.com/economia/2023-02-13/francia-impone-bruselas-hidrogeno-verde-nuclear_3575214/

⁶⁷ SOTO, Juan Luis. «Qué es el hidrógeno rosa y por qué lo promueve la UE», *El Motor*. 16 de febrero de 2023. Disponible en: <https://motor.elpais.com/tecnologia/que-es-el-hidrogeno-rosa-y-por-que-lo-promueve-la-ue/>

Los reactores nucleares tienen un factor de capacidad del 90 % o más, o lo que es lo mismo, pueden funcionar durante más del 90 % del año de forma ininterrumpida, estable y predecible. Este dato es superior al factor de capacidad de la energía solar (18 %), la eólica marina (36 %) o la terrestre (22 %). Si los electrolizadores están funcionando de forma casi constante, el precio del hidrógeno rosa podría estar en el entorno de los 2 euros por cada kg de hidrógeno producido (un poco más si el kilovatio hora cuesta 0,040 euros, y menos de 2 euros si el coste baja a 0,020 euros por kilovatio hora)⁶⁸.

Frente al hidrógeno rosa, 1 kilogramo de hidrógeno verde, que contiene unos 33,3 kW h, cuesta actualmente entre 3,50 y 5 euros, lo que supone entre 0,10 euros/kW h y 0,15 euros/kW h, si bien se espera que el precio baje a menos de 2 euros el kilogramo en 2030 en Europa⁶⁹, debido a la continua caída de los costos de producción de energía renovable, las economías de escala y los avances tecnológicos. En el caso de España, este precio podría situarse en torno a los 1,5 euros por kilogramo en fecha tan temprana como el 2026⁷⁰.

Como consecuencia, el hidrógeno verde sería económicamente competitivo frente a la alternativa nuclear en el corto y medio plazo, aunque el resultado final favorable para el hidrógeno verde en la competición entre ambos tipos de hidrógeno dependerá de la capacidad de anticiparse a esas tendencias y actuar a tiempo. De lograrlo, y dado que el hidroduto H2Med deberá estar operativo para 2030, es muy probable que, para entonces, los avances tecnológicos permitan al hidrógeno verde producido en España y Marruecos competir ventajosamente frente al hidrógeno rosa francés. Ello haría factible y conveniente la construcción de esta infraestructura crítica para romper el aislamiento energético de la península ibérica y para garantizar la viabilidad de la política marroquí energética orientada a la exportación a Europa.

⁶⁸ COSTAS FRANCO, Javier. «Proponen producir hidrógeno rosa y económico usando energía nuclear, ¿saldría a cuenta con vehículos de pila de combustible?», *Forococheselectricos*. 28 de junio de 2022. Disponible en: <https://forococheselectricos.com/2022/07/hidrogeno-rosa-y-economico-saldria-a-cuenta-vehiculos-pila-de-combustible.html>

⁶⁹ ROCA, José A. «El hidrógeno verde tendrá un costo competitivo para 2030», *El periódico de la Energía*. 20 de julio de 2020. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-hidrogeno-verde-tendra-un-costo-competitivo-para-2030/>

⁷⁰ FUENTES, Victoria. «España quiere vender hidrógeno verde más barato que la gasolina a través del mayor hub de hidrógeno renovable del mundo», *Motor Pasión*. 12 de febrero de 2022. Disponible en: <https://www.motorpasion.com/futuro-movimiento/espana-quiere-vender-hidrogeno-verde-a-1-5-euros-kilo-a-traves-mayor-hub-hidrogeno-renovable-mundo>

Antes habrá que salvar la cuestión de donde obtener los minerales necesarios para la producción de plantas renovables, dado que el 80 % de los paneles solares se producen en China, un país que parece decidido a prohibir la exportación de placas solares para proteger su economía e impedir y dificultar a los competidores. Los grandes proyectos de hidrógeno verde exigirán una mayor cantidad de minerales para producir turbinas y placas de los que ni España, ni Marruecos son ricas. Ello representa un problema que habrá que resolver si se pretende avanzar en el concepto de independencia energética⁷¹ y en el que el reciclaje jugará seguramente un papel importante.

Conclusiones

Marruecos ha hecho de la autonomía energética del reino uno de sus principales ejes estratégicos desde principios de la década de 2000. La escasez de hidrocarburos y la falta de la tecnología necesaria para la energía nuclear, junto con las tensiones geopolíticas derivadas de la dependencia energética, han obligado a Marruecos a modificar su política orientándola hacia las energías renovables.

Marruecos tiene la capacidad de producir mucha energía limpia a muy bajo precio, suficiente para autoabastecerse y exportar los excedentes a Europa. Su ubicación geográfica en un corredor eólico de gran rendimiento y sus favorables características climáticas con más de 300 días de sol al año hacen que la apuesta por las energías verdes se presente a como una solución razonable para aumentar su seguridad energética reduciendo las importaciones y aumentando la cuota renovable en su mix nacional.

Marruecos pretende alcanzar un porcentaje del 52 % en el mix energético para el año 2030, lo que le permitiría aspirar a convertirse en un líder africano en el campo de las energías renovables y un proveedor potencial de la Unión Europea. Ello le facilitaría avanzar en el camino de la seguridad energética lo que se vería favorecido por la guerra en Ucrania que está suponiendo una reducción gradual pero radical del comercio ruso

⁷¹ ARANDA, German. «Hidrógeno verde: ¿convertirá a España en potencia mundial o estallará la burbuja?», *ON*. 1 de febrero de 2023. Disponible en: https://www.elnacional.cat/oneconomia/es/sostenibilidad/hidrogeno-verde-convertira-espana-potencia-mundial-petara-burbuja-cara_961947_102.html

de petróleo y gas con Europa, y la aceleración de la descarbonización y la transición hacia energías limpias.

La combinación de la cada vez mayor presencia de las energías renovables en una Europa que ha colocado la independencia energética en lo más alto de su agenda, sumado al hecho de que las energías renovables serán clave en el período de transición energética hacia fuentes totalmente limpias, hacen que Marruecos tenga una oportunidad histórica para convertirse en un proveedor de energías de origen renovable, a medida que el proceso de descarbonización se vaya consolidando.

Para convertirse en un suministrador energético de Europa, Marruecos necesita conexiones que lo permitan. La lógica geográfica indica que estas deberán hacerse a través de la península ibérica siguiendo el camino más corto y aprovechando, en la medida de lo posible, las infraestructuras actualmente existentes y las previstas en los planes europeos. No obstante, la dificultad de incrementar las interconexiones eléctricas entre Marruecos y el continente europeo limita las posibilidades de exportación directa de electricidad y hacen poco realista que Marruecos pueda utilizar la red española para enviar sus excedentes al mercado eléctrico europeo.

De ahí que Marruecos venga apostando por el hidrógeno verde producido localmente como vector energético renovable para su exportación a Europa. La cercanía a Europa y la existencia de un gasoducto con la península ibérica facilitarían la estrategia marroquí de producir y transportar hidrógeno verde hacia las economías europeas, integrando la red energética marroquí con la europea, a través de la península ibérica. Ello permitiría situar los costes de transporte por hidroduto en situación ventajosa frente al transporte marítimo.

Se trata de una apuesta por una energía que todavía no es competitiva, pero que se estima lo será en la próxima década y que exigirá a Marruecos avanzar en el medio plazo en la descarbonización de su economía doméstica, incluyendo el sector eléctrico dominado actualmente por el carbón.

El éxito de la política energética renovable marroquí basada en el hidrógeno verde, y orientada hacia Europa, requerirá una mayor coordinación con España, país clave para la interconexión con Europa, al tiempo que también pretende aprovechar su importante potencial de recursos solares fotovoltaicos y eólicos para convertirse en un *hub* europeo de energía renovable.

Aunque actualmente existe una cierta controversia sobre el uso del hidroduto H2Med para transportar hidrógeno verde hacia el centro de Europa y no simplemente enviar hidrógeno rosa de origen nuclear desde Francia a la península ibérica, es muy probable que para 2030, fecha en que deberá estar operativo, los avances tecnológicos permitan al hidrógeno verde producido en España y Marruecos competir ventajosamente frente al hidrógeno rosa francés.

Ello garantizaría la utilidad de esta infraestructura crítica para exportar hidrógeno verde desde la península ibérica —y Marruecos— a Europa. En el medio plazo, cabe contemplar la creación de un mercado potencial de energías limpias europeas lo suficientemente grande para dos países que cuentan con un considerable potencial solar fotovoltaico y eólico para producir hidrógeno verde a gran escala.

Si bien no parece razonable esperar grandes volúmenes de hidrógeno verde procedentes de Marruecos en el corto y medio plazo, la apuesta europea por este sector energético que se ha visto acelerada por la guerra en Ucrania, incentivará el proceso de descarbonización marroquí y la reconversión de su sector energético orientándolo hacia la exportación. Marruecos debería aprovechar la capacidad de las empresas españolas que sí disponen de la tecnología necesaria para afrontar con garantías el crecimiento del sector que se espera en los próximos años, para fomentar un modelo de cooperación sin competencia feroz, en el que ambos países sean capaces de crecer y prosperar.

Conviene, por tanto, afinar esta apuesta “*win-win*” y anticiparse a la competencia en unos momentos en los que otros proyectos alternativos están surgiendo con fuerza en el horizonte. De lograrlo, se crearía un poderoso efecto sinérgico a través de la creación de un «colchón de intereses» energéticos compartidos, que serviría para amortiguar potenciales tensiones geopolíticas y que resultaría, a la postre, beneficioso económicamente para Marruecos, para Europa y para España.

*Ignacio Fuente Cobo**

Analista Principal IEEE