

# INNOVACIONES EN TECNOLOGÍA HIDROELÉCTRICA

En 2015, la energía hidroeléctrica generó el 16.6% de la electricidad total del mundo y el 70% de toda la electricidad renovable, y se esperaba que aumentara en aproximadamente un 3.1% cada año durante los próximos 25 años. La energía hidroeléctrica se produce en 150 países, y la región de Asia y el Pacífico generó el 33 por ciento de la energía hidroeléctrica mundial en 2013. China es el mayor productor de energía hidroeléctrica, con 920 TWh de producción en 2013, lo que representa el 16.9% del uso doméstico de electricidad (Liu & Liang, 2013).

Actualmente el costo de la energía hidroeléctrica es relativamente bajo, lo que la convierte en una fuente competitiva de electricidad renovable. La central hidroeléctrica no consume agua, a diferencia de las plantas de carbón o gas. El costo típico de la electricidad de una central hidroeléctrica de más de 10 MW es de 3 a 5 centavos de dólar por kWh. Con una presa y un depósito, también es una fuente flexible de electricidad, ya que la cantidad producida por la estación se puede variar hacia arriba o hacia abajo muy rápidamente (tan solo unos segundos) para adaptarse a las demandas cambiantes de energía. Una vez que se construye un complejo hidroeléctrico, el proyecto no produce residuos directos y, por lo general, tiene un nivel de producción de gases de efecto invernadero considerablemente más bajo que las plantas de energía fotovoltaica y, ciertamente, las plantas de energía alimentadas con combustibles fósiles (Liu & Liang, 2013). Sin embargo, cuando se construyen en áreas de bosques tropicales de tierras bajas, donde es necesaria la inundación de una parte del bosque, pueden emitir cantidades sustanciales de gases de efecto invernadero. La construcción de un complejo

hidroeléctrico puede causar un impacto ambiental significativo, principalmente en la pérdida de tierras cultivables y el desplazamiento de la población. También alteran la ecología natural del río involucrado, afectando hábitats y ecosistemas, y los patrones de sedimentación y erosión. Si bien las presas pueden mejorar los riesgos de inundaciones, también contienen un riesgo de falla de la presa, que puede ser catastrófico, es por esto que recientemente este tipo de inversiones tecnológicas se han visto reducidos a nivel global.

### Potencial Futuro de la Energía Hidroeléctrica

El potencial técnico para el desarrollo hidroeléctrico en todo el mundo es mucho mayor que la producción real: el porcentaje de capacidad hidroeléctrica potencial que no se ha desarrollado es del 71% en Europa, el 75% en América del Norte, el 79% en América del Sur, el 95% en África, 95% en Oriente Medio y 82% en Asia-Pacífico. Debido a las realidades políticas de los nuevos embalses en los países occidentales, las limitaciones económicas en el tercer mundo y la falta de un sistema de transmisión en áreas no desarrolladas, quizás el 25% del potencial técnicamente explotable restante se pueda desarrollar antes de 2050, con la mayor parte de ese potencial estando en el área de Asia-Pacífico. Algunos países han desarrollado mucho su potencial hidroeléctrico y tienen muy poco margen de crecimiento: Suiza produce el 88% de su potencial y México el 80%.

### Centrales Hidroeléctricas Reversibles

La hidroelectricidad de almacenamiento por bombeo (PSH), o almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo (PHES), es un tipo de almacenamiento de energía hidroeléctrica que utilizan los sistemas de energía eléctrica para equilibrar la carga. El método almacena energía en forma de energía potencial gravitacional del agua bombeada desde un depósito de menor elevación a una mayor

elevación. La energía eléctrica excedente de bajo costo fuera de las horas pico se usa típicamente para hacer funcionar las bombas. Durante periodos de alta demanda eléctrica, el agua almacenada se libera a través de turbinas para producir energía eléctrica. Aunque las pérdidas del proceso de bombeo hacen que la planta sea un consumidor neto de energía en general, el sistema aumenta los ingresos vendiendo más electricidad durante los periodos de máxima demanda, cuando los precios de la electricidad son más altos. Si el lago superior recoge una cantidad significativa de lluvia o es alimentado por un río, entonces la planta puede ser un productor neto de energía a la manera de una planta hidroeléctrica tradicional. La hidroelectricidad de almacenamiento por bombeo permite ahorrar energía de fuentes intermitentes (como la solar, eólica) y otras energías renovables, o el exceso de electricidad de fuentes de carga base continua (como el carbón o la nuclear) para periodos de mayor demanda. Los embalses utilizados con el almacenamiento por bombeo son bastante pequeños en comparación con las represas hidroeléctricas convencionales de capacidad de potencia similar, y los periodos de generación suelen ser inferiores a medio día.

El almacenamiento por bombeo es, con mucho, la forma de almacenamiento de energía de la red de mayor capacidad disponible y, a partir de 2020, la base de datos de almacenamiento de energía global del Departamento de Energía de los Estados Unidos informa que PSH representa alrededor del 95% de todas las instalaciones de almacenamiento con seguimiento activo en todo el mundo, con un capacidad total instalada de más de 181 GW, de los cuales alrededor de 29 GW se encuentran en los Estados Unidos, y una capacidad total de almacenamiento instalada de más de 1,6 TWh, de los cuales aproximadamente 250 GWh se encuentran en los Estados Unidos. La eficiencia energética de ida y vuelta de PSH varía entre el 70% y el 80%, y algunas fuentes afirman hasta el 87%. La principal

desventaja de PSH es la naturaleza especializada del sitio requerido, que necesita tanto la altura geográfica como la disponibilidad de agua. Por lo tanto, es probable que los sitios adecuados se encuentren en regiones montañosas y potencialmente en áreas de belleza natural, lo que hace que la PSH sea susceptible a problemas sociales y ecológicos. Muchos proyectos propuestos recientemente, al menos en los EE. UU., Evitan las áreas muy sensibles o escénicas, y algunos proponen aprovechar las ubicaciones "abandonadas", como las minas en desuso (Liu & Liang, 2013). En la Figura 4 se encuentra un ejemplo de central de almacenamiento por bombeo.



*Figura 4: Diagrama y fotografía de la instalación de almacenamiento por bombeo de TVA en la planta de almacenamiento por bombeo de Raccoon Mountain en Tennessee, Estados Unidos. (Creative Commons Lisense).*

<https://acortar.link/7ZIEB9>

## Hidrógeno Verde

El hidrógeno verde es un combustible producido por hidrógeno obtenido de la electrólisis del agua con electricidad generada por fuentes de energía bajas en carbono. El alto costo de producción es el factor principal detrás del bajo uso de hidrógeno verde. No obstante, el Departamento de Energía de los Estados Unidos pronostica que se espera que el mercado del hidrógeno crezca, con el

costo de producción de hidrógeno cayendo de 6 USD/kg en 2015 a tan solo 2 USD/kg para 2025. El precio de 2 USD/kg se considera un potencial punto de inflexión que hará que el hidrógeno verde sea competitivo frente a otras fuentes de combustible. Siemens ya ha desarrollado turbinas eólicas marinas que están equipadas para una mezcla de hidrógeno y, en consecuencia, ayudan a aumentar la producción de hidrógeno verde. La mayor parte del hidrógeno producido a nivel mundial en 2020 se deriva de fuentes de combustibles fósiles y el 99% del combustible de hidrógeno proviene de fuentes basadas en carbono y no es hidrógeno verde. Sus usos son los siguientes (Kamble et al., 2019).

**Transporte:** El hidrógeno se puede utilizar como combustible de hidrógeno para pilas de combustible o motores de combustión interna. Los vehículos de hidrógeno no se limitan a los automóviles, y los camiones también están diseñados para funcionar con hidrógeno verde. En 2020, las principales empresas europeas anunciaron planes para cambiar sus flotas de camiones a energía de hidrógeno. Además, Airbus ya está diseñando aviones propulsados por hidrógeno, con un lanzamiento previsto del primer avión comercial para 2035. No obstante, Airbus ha advertido que el hidrógeno no se utilizará ampliamente en aviones antes de 2050 (Kamble et al., 2019).

**Calefacción:** El hidrógeno se puede utilizar para cocinar y calentar dentro de los hogares. Se espera que la calefacción de hidrógeno suministre energía a la mayoría de los hogares del Reino Unido para 2050. El gobierno británico tiene la intención de lanzar proyectos de demostración para mostrar cómo el combustible puede alimentar regiones que contienen cientos de hogares (Kamble et al., 2019).

**Industria del gas natural:** La infraestructura de gas natural posiblemente podría convertirse en un obstáculo si los países

pretenden convertirse en carbono neutral. Como resultado, muchos países están considerando utilizar la infraestructura de gas actual para transportar hidrógeno. Si bien es factible hacer que los gasoductos transporten hidrógeno, también presenta desafíos, ya que muchos gasoductos y sus equipos tendrían que ser alterados para el nuevo combustible. Un programa piloto en Cappelle-la-Grande, Francia ya ha mezclado hidrógeno en la red de gas de 100 hogares. Las plantas de energía alimentadas con gas natural también se pueden convertir para quemar hidrógeno y proporcionar energía de respaldo durante periodos de alta demanda (Kamble et al., 2019).

### **Recuperación de Tierras Raras a Través de Desechos Electrónicos**

Los elementos de tierras raras (REE) son componentes vitales de materiales eléctricos y electrónicos de alta tecnología. En el escenario global, los depósitos de elementos naturales de tierras raras (REE) son limitados a excepción de países como China. Esto ha llevado a una dependencia de las principales fuentes secundarias que contienen tierras raras, como desechos de baterías, chatarra de aleación, imanes usados, catalizadores usados, diodos emisores de luz (LED) de desecho y cenizas volantes para una recuperación sustancial de REE para su uso. El reciclaje de REE de estas fuentes secundarias de desechos por rutas hidrometalúrgicas parece ser un enfoque sostenible con baja generación de desechos, pocas emisiones, bajo consumo de energía, económicamente factible y amigable con el medio ambiente (Kamble et al., 2019).

En la mayoría de los estudios informados, los desechos secundarios se someten a una química o biolixiviación seguida de procesos de extracción con solventes para una separación limpia de los REE. Posteriormente, los compuestos de tierras raras se recuperan

mediante precipitación. La extracción con solvente (extracción líquido-líquido) es una de las etapas más vitales en el proceso general, ya que los REE (tierras raras ligeras y pesadas) exhiben una baja tendencia a la separación mientras se extraen con varios reactivos solventes de los medios acuosos correspondientes (Kamble et al., 2019) .

## **Cogasificación de Carbón y Biomasa**

La cogasificación de carbón y biomasa está emergiendo como una posible tecnología de combustible limpio para lograr una alta eficiencia termodinámica con una emisión de CO<sub>2</sub> relativamente baja. El carbón y la biomasa se han gasificado exclusivamente desde hace más de un siglo para la obtención de combustibles gas-líquidos y la producción de productos químicos. La cogasificación tiene mayor eficiencia que la gasificación de carbón en solitario porque el contenido de celulosa, hemicelulosa y lignina de la biomasa ayuda a encender y mejorar la velocidad de gasificación. Se sugiere que la extensa investigación sobre el patrón de reactividad del carbono, la liberación de calor, la cinética de reacción, etc. puede ayudar a reducir las incertidumbres en el desempeño de la cogasificación de las mezclas de carbón y biomasa, particularmente en la India. Las perspectivas de la tecnología de cogasificación en el contexto indio se han discutido considerando la abundancia de variedades de carbón y biomasa. Se describe la idoneidad de los procedimientos de gasificación existentes y sus limitaciones con parámetros operativos como temperatura, tiempo de residencia, optimización de densidad, velocidad de alimentación, intensidad de aglomeración, formación de alquitrán y tecnoeconomía involucrados (Jyothi et al., 2020).

La gasificación del carbón comenzó en el siglo XIX, y muchos desarrollos se iniciaron en los últimos 200 años, y desde entonces, el carbón se considera como una fuente potencial de gasificación

para producir gas de síntesis y combustible líquido. La cogasificación de carbón y biomasa parece ser una tecnología atractiva para producir calor, energía, biocombustibles líquidos y gaseosos utilizando gas de síntesis. Desde este punto de vista, se ha hecho hincapié en la cogasificación del carbón y la estimación de la eficiencia de la biomasa y el rendimiento del proceso debido a que un mayor contenido inorgánico influye en la conversión de carbono. La experiencia de la gasificación de biomasa y carbón a gran escala se puede utilizar para obtener carbón eficiente, y la biomasa es un coprocesamiento, particularmente considerando el alto e inestable contenido de humedad para obtener gas de síntesis de competencia térmica y económica óptima. Una técnica de gasificación de aire/vapor a alta temperatura para desechos de madera enfatizó que un aumento en la temperatura de las mezclas de nitrógeno y oxígeno de 600 °C a 1000 °C hace que el proceso de conversión sea más rápido, principalmente debido a un inicio temprano del secado rápido, pero también debido a una mayor tasa de desvolatilización. La cogasificación de carbón con alto contenido de cenizas y biomasa debe tener sinergia para mejorar la relación  $H_2 / CO$  en el gas producto que se requiere para la síntesis de combustible líquido. Sin embargo, los procesos de cogasificación necesitan una configuración adecuada para el carbón y la biomasa específica de la región. Se requiere el tamaño apropiado de carbón y biomasa para realizar una gasificación óptima. La composición y la calidad del gas del producto dependen del contenido de humedad del carbón y la biomasa, la temperatura, el agente gasificante y los catalizadores. La desintegración de la biomasa tiene lugar a una temperatura más baja que el carbón, sin embargo, la densidad, la mezcla y la velocidad de alimentación influyen en la reactividad de la gasificación (Jyothi et al., 2020).

## Centrales de Carbón Gasificado

### Implementación:

Las centrales eléctricas tradicionales de carbón producen electricidad quemando carbón triturado en una caldera para producir vapor. Luego, el vapor fluye hacia un generador de turbina para generar electricidad. La gasificación del carbón agrega varios pasos a este proceso sencillo y probado. Todavía utiliza carbón como combustible base, pero lo convierte, por lo general en uno o dos gasificadores, para crear "gas de síntesis", un producto energético sintético que se asemeja al gas natural. Luego, el gas de síntesis se utiliza para alimentar una planta de generación de electricidad de ciclo combinado convencional, una instalación que utiliza turbinas de gas para producir electricidad y que captura el exceso de calor para impulsar turbinas de vapor para producir electricidad adicional. Estas instalaciones generadoras se conocen como plantas de ciclo combinado de gasificación integrada (IGCC). Los IGCC, que a menudo se promocionan como plantas de "carbón limpio", supuestamente están diseñados para reducir las emisiones de contaminación del aire mientras queman carbón como combustible principal. Los orígenes de estas plantas provienen de una época en la que el gas natural y las energías renovables no eran tan abundantes y baratos como lo son hoy (Jyothi et al., 2020).

El concepto de gasificación del carbón no es nuevo: hace más de un siglo, el carbón se convertía comúnmente en "gas de ciudad", un término para el combustible gaseoso producido a partir del carbón antes del uso generalizado del gas natural. El gas de la ciudad se vendió a los municipios y se canalizó a los clientes para la iluminación, la calefacción y la cocina. Al igual que la generación de electricidad a base de carbón, la producción de gas urbano fue un proceso relativamente simple. Sin embargo, la aplicación e implementación de la gasificación del carbón en grandes centrales

eléctricas ha demostrado ser tecnológicamente complicada. En la primera década de este siglo, más de 25 empresas de servicios públicos en los EE. UU., bajo presión para reducir las emisiones y queriendo en ese momento continuar quemando carbón como combustible, consideraron la construcción de nuevas plantas de IGCC. (Los precios del gas natural y las energías renovables seguían siendo comparativamente altos) (Jyothi et al., 2020).

### Ventajas y Desventajas de la Tecnología IGCC

Un gran inconveniente de utilizar carbón como fuente de combustible es la emisión de dióxido de carbono y contaminantes, incluidos dióxido de azufre, óxido de nitrógeno, mercurio y partículas. Casi todas las centrales eléctricas de carbón utilizan combustión de carbón pulverizado, que muele el carbón para aumentar la superficie, lo quema para producir vapor y lo hace pasar a través de una turbina para generar electricidad. Las plantas de carbón pulverizado solo pueden capturar dióxido de carbono después de la combustión cuando está diluido y es más difícil de separar. En comparación, la gasificación en IGCC permite la separación y captura del dióxido de carbono concentrado y presurizado antes de la combustión. La limpieza del gas de síntesis incluye filtros para eliminar las partículas a granel, restregado para eliminar las partículas finas y adsorbentes sólidos para eliminar el mercurio. Además, el gas hidrógeno se utiliza como combustible, que no produce contaminantes durante la combustión (Jyothi et al., 2020).

IGCC también consume menos agua que las plantas tradicionales de carbón pulverizado. En una planta de carbón pulverizado, el carbón se quema para producir vapor, que luego se utiliza para generar electricidad mediante una turbina de vapor. Luego, el escape de vapor debe condensarse con agua de refrigeración y el agua se pierde por evaporación. En IGCC, el consumo de agua se reduce mediante la

combustión en una turbina de gas, que utiliza el calor generado para expandir el aire y accionar la turbina. El vapor solo se usa para capturar el calor del escape de la turbina de combustión para usarlo en una turbina de vapor secundaria. Actualmente, el mayor inconveniente es el alto costo de capital en comparación con otras formas de producción de energía.

En Japón, las empresas de energía eléctrica, junto con Mitsubishi Heavy Industries, han estado operando una planta piloto IGCC de 200 t/d desde principios de los años noventa. En septiembre de 2007, pusieron en marcha una planta de demostración de 250 MW en Nakoso. Funciona únicamente con carbón de alimentación seco soplado por aire (no con oxígeno). Quema carbón PRB con una proporción de contenido de carbono no quemado de <0,1% y no se detecta lixiviación de oligoelementos.

Se espera que las plantas IGCC de próxima generación con tecnología de captura de CO<sub>2</sub> tengan una mayor eficiencia térmica y mantengan el costo bajo debido a los sistemas simplificados en comparación con los IGCC convencionales. La característica principal es que en lugar de usar oxígeno y nitrógeno para gasificar el carbón, usan oxígeno y CO<sub>2</sub>. La principal ventaja es que es posible mejorar el rendimiento de la eficiencia del gas frío y reducir el carbono no quemado. El CO<sub>2</sub> extraído de los gases de escape de la turbina de gas se utiliza en este sistema. El uso de un sistema de turbina de gas cerrado capaz de capturar el CO<sub>2</sub> mediante compresión y licuación directas elimina la necesidad de un sistema de separación y captura (Jyothi et al., 2020).

## **Megaproyectos de energías renovables**

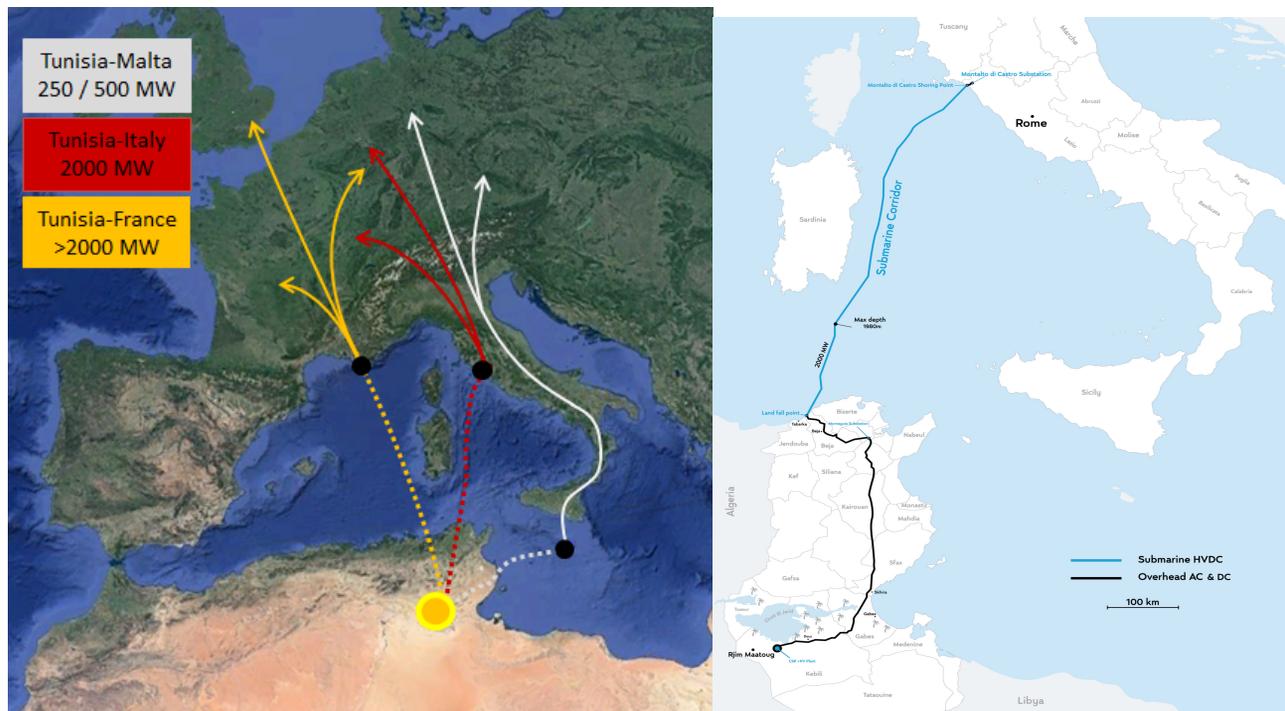
Dado que la energía renovable ya no se considera una tecnología de nicho, los países y las empresas energéticas se han embarcado en

una carrera para impresionar al mundo con majestuosos proyectos de energía limpia de todo tipo y demostrar su verdadero potencial. Algunos proyectos están destinados a satisfacer las crecientes necesidades energéticas nacionales a raíz de la eliminación gradual de las centrales eléctricas de combustibles fósiles. Otros buscan aprovechar la ventaja competitiva de un país y crear oportunidades de exportación de energía. Después de todo, el encanto de las fuentes de energía renovable es que tienen la capacidad de cambiar el panorama energético mundial y dar protagonismo a los nuevos "exportadores de energía". Estos son algunos de los proyectos de energía renovable propuestos más grandes del mundo que demuestran que la transición energética está muy avanzada y que la energía renovable no es más que el futuro (Websolutions, 2018):

### El Proyecto TuNur - 4.000 MW solares – (Túnez)

TuNur es un proyecto de energía solar en Túnez que tiene como objetivo explotar la ventaja competitiva del país en radiación solar y espacio disponible para alimentar Europa. Ubicado en un complejo solar recientemente establecido en el suroeste de Túnez, el proyecto utilizará la tecnología de energía solar concentrada (CSP) desplegando espejos parabólicos conectados al almacenamiento de energía de sales fundidas en una superficie de más de 5,000 hectáreas, un área casi 3 veces el tamaño de Manhattan. Los sistemas de cables submarinos luego transferirán electricidad limpia a Europa a través de 3 rutas diferentes que representan las fases correspondientes del megaproyecto. El esfuerzo intenta reactivar los planes de Europa de importar energía limpia barata del norte de África para promover su visión de la Unión de la Energía. Se basa en la iniciativa Desertec, la primera iniciativa ambiciosa liderada por inversores alemanes para importar inmensas cantidades de electricidad solar de Túnez a Europa. Desertec fue abandonado principalmente debido a la inestabilidad política en la región de Medio Oriente y África del Norte (MENA). Sin embargo, desde

entonces, el costo de la energía renovable también se ha reducido drásticamente, lo que hace que estas inversiones parezcan mucho más atractivas que hace 7 años. TuTuNur Ltd ya presentó una solicitud al Ministerio de Energía, Minas y Energías Renovables de Túnez para la autorización para construir el proyecto en julio pasado. Si todo va bien, la primera fase podría estar en marcha en 2020 (Websolutions, 2018). En la Figura 5 se muestra la ruta de los cables.



**Figura 5:** a) Ruta de las líneas que transmitirán la energía solar generada en Túnez y se llevará a Europa por cables submarinos de corriente directa (DC) y cables aéreos de AC y DC (Websolutions, 2018). [https://www.tunur.tn/wp-content/uploads/2021/04/Final\\_Italy\\_Ov\\_2-scaled.jpg](https://www.tunur.tn/wp-content/uploads/2021/04/Final_Italy_Ov_2-scaled.jpg)

### Centro Asiático de Energía Renovable (AREH) - 6000 MW solar/eólico (Australia)

Un consorcio internacional de empresas de energía ha presentado recientemente sus planes para exportar cantidades colosales de

energía solar y eólica desde Australia Occidental al sudeste asiático a través de Indonesia y Singapur (Websolutions, 2018).

La planta de energía híbrida se distribuiría en 14,000 kilómetros cuadrados en una tierra desértica plana en la costa noroeste de Australia. Comprendería aproximadamente 1,200 aerogeneradores suministrados por Vestas y 10 millones de paneles solares con una capacidad agregada de 6,000 MW. 4.000 MW serían suministrados por energía eólica y 2,000 MW por energía solar. Se estima que esta cantidad de energía será suficiente para suministrar electricidad a más de 7 millones de hogares (Websolutions, 2018).

### **Proyecto Hidroeléctrico Grand Inga - 40.000 MW hidroeléctricos – (República Democrática del Congo)**

Ubicado en la República Democrática del Congo, el Proyecto Inga es el esquema hidroeléctrico propuesto más grande del mundo. Si se completa, duplicará la capacidad de la presa de las Tres Gargantas en China, que tiene 22,500 MW y actualmente tiene el récord. La ubicación propuesta es en el río Congo, el segundo río más grande del mundo en términos de caudal que debido a su ubicación cerca del ecuador proporciona una excelente fuente de energía hidroeléctrica (Websolutions, 2018).

Debido a su potencial para cubrir el importante déficit energético de África, el proyecto ha estado en la agenda de muchos bancos internacionales de desarrollo y compañías energéticas en todo el mundo durante muchos años. La ventaja competitiva orgánica de la ubicación puede ofrecer energía barata en todo el continente impulsando el desarrollo económico en toda la región (Websolutions, 2018).

Sin embargo, el proyecto también se ve ensombrecido por varias preocupaciones. Por ejemplo, dadas las circunstancias políticas particulares del país, los posibles inversores se ven limitados por el temor a la corrupción. Además, muchos han enfatizado el impacto ambiental y social de un proyecto hidroeléctrico tan grande, incluida la pérdida de biodiversidad y las comunidades afectadas. El río ya alberga Inga I e Inga II, de 351 MW y 1,424 MW de capacidad instalada respectivamente (Websolutions, 2018).



**Figuras:** a) Líneas de transmisión que llevarán energía solar de Australia al sudeste asiático. b) Presa de Gran Inga en el Congo (Websolutions, 2018).

### **Tidal Lagoon Cardiff- 3,400 MW de marea – (Gales, Reino Unido)**

Tidal Lagoon Power (TLP) es el desarrollador del proyecto de energía para este innovador proyecto de energía renovable que se ubicará entre Cardiff y Newport. Una vez completado, el proyecto podrá proporcionar electricidad a todos los hogares de Gales, que son más de 3 millones de personas, utilizando únicamente las poderosas mareas de la costa oeste del Reino Unido. El proceso de desarrollo comenzó en 2013 y el proyecto recibió la aprobación para su conexión a la red en septiembre pasado. El elemento impresionante

del proyecto es que intenta escalar una tecnología de nicho relativo. Si se completa, aprovechará el segundo rango de mareas más alto del mundo y cambiará el panorama global de la energía de las mareas de una vez por todas. El proyecto comprenderá alrededor de 108 turbinas tipo laguna mareal. Para su finalización, se estima que se necesitarán más de £ 8 mil millones. Si el proyecto lograra iniciar la construcción se basará en el éxito del esquema piloto de 320MW ubicado en Swansea, conocido como Tidal Lagoon Swansea Bay, que se está desarrollando.

### **Proyecto de Parque Eólico de Gansu – 10,000 MW eólicos – (China)**

La base de energía eólica de Jiuquan, también llamada Proyecto de parque eólico de Gansu, fue aprobada por el gobierno chino en 2008 y personificó la ambición de China de convertirse en un líder mundial en energía renovable. Comprende una serie de grandes parques eólicos, ya sea en funcionamiento, en construcción o en proyecto, ubicados en la provincia occidental de Gansu en China. El proyecto se completará en varias fases. Actualmente, con una capacidad instalada de más de 6,000 MW, el parque eólico de Gansu ya se considera el parque eólico más grande del mundo. El objetivo es crecer a un total de 10,000 MW, requiriendo inversiones de \$ 16 mil millones. La primera fase de 3,800 MW consistió en 20 parques eólicos de 200 MW y 100 MW. La segunda fase de 8,000 MW consta de 40 parques eólicos adicionales de 200 MW. Sin embargo, los casi 7,000 aerogeneradores que están actualmente en servicio funcionan a baja capacidad. Debido a su fuerte dependencia del carbón, China todavía infrutiliza sus proyectos de energía renovable desperdiciando una cantidad significativa de electricidad limpia. Los funcionarios locales muestran un favoritismo persistente hacia la industria del carbón, mientras que las líneas de transmisión en todo el país aún son débiles.

**Referencias:**

Jyothi, R. K., Thenepalli, T., Ahn, J. W., Parhi, P. K., Chung, K. W., & Lee, J. Y. (2020). Review of rare earth elements recovery from secondary resources for clean energy technologies: Grand opportunities to create wealth from waste. *Journal of Cleaner Production*, 267, 122048.

<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122048>

Kamble, A. D., Saxena, V. K., Chavan, P. D., & Mendhe, V. A. (2019). Co-gasification of coal and biomass an emerging clean energy technology: Status and prospects of development in Indian context. *International Journal of Mining Science and Technology*, 29(2), 171–186.

<https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2018.03.011>

Liu, H., & Liang, D. (2013). A review of clean energy innovation and technology transfer in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18, 486–498.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.10.041>

Websolutions. (2018). 5 of the biggest planned renewable energy projects in the world. *Climate Action*. <https://www.climateaction.org/news/5-of-the-biggest-planned-renewable-energy-projects-in-the-world-1>