

# LA HOJA DE RUTA IRENA ABRE UN NUEVO CAMINO PARA EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA RENOVABLE

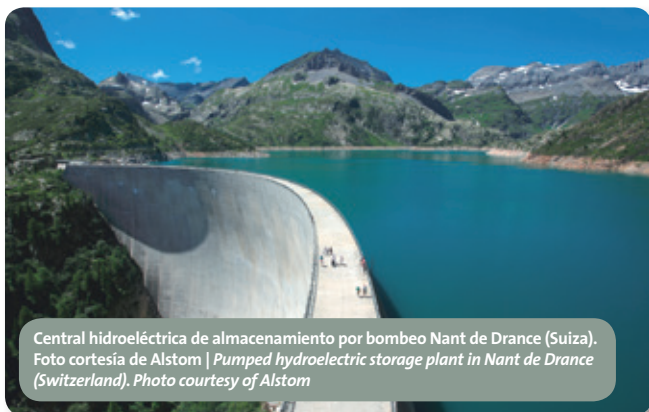
UN NUEVO Y PIONERO INFORME DE IRENA PROPORCIONA UNA DIRECCIÓN CLARA SOBRE CÓMO AVANZAR EN LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO COMO PARTE DE LA INFRAESTRUCTURA PARA UN FUTURO ENERGÉTICO SOSTENIBLE. EL INFORME, ENERGÍAS RENOVABLES Y ALMACENAMIENTO DE ELECTRICIDAD, DADO A CONOCER EN LOS EVENTOS PARALELOS CELEBRADOS DURANTE DE LA NOVENA REUNIÓN DEL CONSEJO DE IRENA, PRIORIZA 14 PUNTOS DE ACCIÓN A TRAVÉS DE CINCO ÁREAS PRIORITARIAS EN LAS QUE LOS GOBIERNOS Y LA INDUSTRIA PUEDEN TRABAJAR JUNTOS PARA FACILITAR EL DESARROLLO DE POLÍTICAS DE ALMACENAMIENTO DE ELECTRICIDAD RENOVABLE. EL INFORME ES PARTE DEL PROGRAMA REMAP 2030 DE IRENA QUE ASEGURA QUE LA CUOTA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO DEBE DUPLICARSE EN 2030. PARA ELLO, SE ESTIMA QUE SERÁN NECESARIOS 150 GW DE ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS Y 325 GW DE ALMACENAMIENTO POR BOMBEO, POR LO QUE EL ALMACENAMIENTO ES UN ELEMENTO VITAL EN LA EXPANSIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES. ESTE ARTÍCULO SE BASA EN EL MENCIONADO INFORME.

## Energías renovables y almacenamiento de electricidad

Con la solar y la eólica rompiendo nuevos récords de instalación cada año, los países con planes ambiciosos para estas tecnologías de generación de energía renovable deben considerar las mejores formas de integrar las energías renovables variables en la red. El almacenamiento de electricidad es una opción clave y disponible para gestionar la variabilidad y garantizar un suministro fiable en todo momento. La disminución de los costes y la mejora de las capacidades han hecho las baterías y otras tecnologías de almacenamiento cada vez más prácticas para mejorar los sistemas de generación existentes.

A corto plazo, el almacenamiento en baterías puede ayudar a la transición de grupos electrógenos diesel a opciones renovables para sistemas aislados, como islas o zonas remotas. Para sistemas más grandes, el almacenamiento por bombeo sigue siendo una tecnología clave para apoyar la integración de las energías renovables variables. A más largo plazo, el acoplamiento de tecnologías de almacenamiento con paneles fotovoltaicos instalados en tejados o con aerogeneradores podría revolucionar la producción de electricidad, facilitando un suministro energético localizado y desafiando a los modelos existentes de ingresos y de gestión de redes de las grandes compañías eléctricas.

Los países que están considerando una transición hacia sistemas de energía basados en energías renovables de aquí a 2030 deben



Central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo Nant de Drance (Suiza).  
Foto cortesía de Alstom | Pumped hydroelectric storage plant in Nant de Drance  
(Switzerland). Photo courtesy of Alstom

# IRENA ROADMAP BREAKS NEW GROUND IN RENEWABLE ENERGY STORAGE

A NEW GROUNDBREAKING REPORT FROM IRENA OFFERS CLEAR GUIDANCE AS HOW TO ADVANCE STORAGE SYSTEMS AS PART OF THE INFRASTRUCTURE FOR A SUSTAINABLE ENERGY FUTURE. RENEWABLES AND ELECTRICITY STORAGE, A REPORT RELEASED ON THE SIDELINES OF IRENA'S NINTH COUNCIL MEETING, PRIORITISES 14 ACTION POINTS ACROSS FIVE PRIORITY AREAS IN WHICH GOVERNMENTS AND INDUSTRY CAN WORK TOGETHER TO FACILITATE THE DEVELOPMENT OF POLICIES TO STORE RENEWABLE ELECTRICITY. THE REPORT IS PART OF IRENA'S REMAP 2030 PROGRAMME THAT IS COMMITTED TO DOUBLING THE SHARE OF RENEWABLES IN THE ELECTRICITY SECTOR TO 45% BY 2030. TO DO SO, AN ESTIMATED 150 GW OF BATTERY STORAGE AND 325 GW OF PUMPED STORAGE WILL BE NEEDED, MAKING STORAGE A VITAL ELEMENT IN THE EXPANSION OF RENEWABLE ENERGY. THIS ARTICLE IS BASED ON THE ABOVEMENTIONED REPORT.

## Renewables and electricity storage

With solar and wind installation breaking new records each year, countries with ambitious plans for these renewable power generation technologies must consider the best ways to integrate variable renewables into the grid. Electricity storage is a key option available to manage variability and to guarantee a reliable, round-the-clock supply. Declining costs and improving capacities have made batteries and other storage technologies increasingly practical for upgrading existing power generation systems.

In the short term, battery storage can aid the transition from diesel-based generator sets to renewable options for isolated systems, such as on islands or in remote areas. For larger systems, pumped storage facilities remain a key technology supporting the integration of variable renewables. In the longer term, the coupling of storage technologies to rooftop solar PV panels or wind turbines could revolutionise electricity production, facilitating localised power supply and challenging utilities' existing revenue and grid management models.

Countries that are considering a transition to power systems based on renewables between now and 2030 must look closely at electricity storage options. Storage should not be seen as an end in itself, rather as a means to support a reliable, efficient, cost-effective and clean power sector that enables the deployment and integration of renewables. Such considerations apply to countries of three types:

1. Countries with VRE shares exceeding 30%, combined with even higher ambitions.
2. Countries with VRE shares of more than 20%, with constrained grid infrastructures.
3. Islands with remote off-grid power systems.

Until 2030, the number of countries in the first category will be limited. For example, it includes Australia, Denmark, Germany, the UK, Spain and some US states. The number of countries in the second category will also be limited with examples including India, Italy and Japan. Countries in the third category make up the largest group. They include many of the 52 small developing island states with ambitious plans to move their power sectors

mirar de cerca las opciones de almacenamiento de electricidad. El almacenamiento no debe ser considerado como un fin en sí mismo; sino más bien, como un medio para apoyar a un sector fiable, eficiente, rentable y basado en energía limpia al facilitar el despliegue y la integración de las energías renovables. Tales consideraciones se aplican a países de tres tipos:

1. Los países con cuotas de energías renovables variables superiores al 30%, combinado con ambiciones aún mayores;
2. Los países con cuotas de energías renovables variables superiores al 20%, con infraestructuras de red limitadas.
3. Islas con sistemas de energía remotos aislados de la red.

Hasta 2030, el número de países en la primera categoría será limitado. Por ejemplo, incluye Australia, Dinamarca, Alemania, Reino Unido, España y algunos estados de los EE.UU.. El número de países de la segunda categoría también será limitado. Algunos ejemplos son: India, Italia y Japón. Los países de la tercera categoría conformarán el grupo más numeroso. Incluyen muchos de los 52 pequeños Estados insulares que tienen en desarrollo planes ambiciosos para mover sus sector energético hacia las energías renovables. Por ejemplo, países como Dominica, Fiji, Guyana, Maldivas, Nauru, Samoa, Islas Salomón, Timor-Leste, Tonga, Tuvalu y Vanuatu están estableciendo objetivos de energía renovables de al menos un 50% antes de 2030. Esta categoría también incluye países del África subsahariana y otras regiones, donde los sistemas de energía renovable fuera de la red pueden proporcionar acceso a la electricidad en las zonas rurales.

Por otra parte, el coste de generación de energía renovable ha disminuido de tal manera que la fotovoltaica y la eólica son más baratas que los generadores diesel utilizados tradicionalmente para abastecer comunidades remotas e islas. Evaluaciones mundiales sugieren que 250 GW de los 400 GW de generadores diesel instalados existentes podrían sustituirse por tecnologías de generación renovable. Esto garantiza el almacenamiento para acomodar el suministro de electricidad durante la noche o durante períodos sin viento o sol.

Para estos tres grupos, el crecimiento de las energías renovables variables y su mayor participación en los sistemas de energía futuros, requerirán un replanteamiento de los tomadores de decisiones. Las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica proporcionan nuevas oportunidades y pueden desempeñar un papel importante en la reestructuración del sistema energético. La importancia de las tecnologías de almacenamiento se demuestra en REmap 2030, que estima que serán necesarios 150 GW de almacenamiento en baterías y 325 GW de almacenamiento en centrales hidroeléctricas reversibles para duplicar el porcentaje de generación de energía renovable para el año 2030.

### Evaluación del mercado mundial de almacenamiento de electricidad para las energías renovables

Las evaluaciones internacionales y nacionales del mercado mundial de almacenamiento de electricidad se han visto obstaculizadas por la incertidumbre sobre qué tecnologías y segmentos de mercado incluir. Una cuestión central de la hoja de ruta de IRENA es si el almacenamiento se utiliza para apoyar la integración de energías renovables o para otros fines.

La hoja de ruta mundial de la energía renovable de IRENA (REmap 2030) evaluó los planes para el almacenamiento por bombeo en 26 países, lo que sugiere que la capacidad total se incrementará de 150 GW en 2014 a 325 GW en 2030. La capacidad de almacenamiento en baterías para la integración de energías renovables se basa en un análisis país por país de las ventas de vehículos eléctricos, que estima alrededor de 80 millones de vehículos en 2020, y en la suposición de que las baterías desechadas de estos vehículos estarían

towards renewable energy. Examples include Dominica, Fiji, Guyana, the Maldives, Nauru, Samoa, the Solomon Islands, East Timor, Tonga, Tuvalu and Vanuatu all of which are targeting renewable energy shares of at least 50% before 2030. This category also includes countries in sub-Saharan Africa and other regions where off-grid renewable energy systems can provide access to electricity in rural areas.

Furthermore, the cost of renewable power generation has decreased such that PV and wind power are cheaper than the diesel generators traditionally used to supply remote communities and islands. Global assessments suggest that 250 GW of the existing 400 GW of installed diesel generators could be replaced by renewable power generation technologies. This guarantees the storage to accommodate nighttime electricity supply or during periods without wind or sun.

For these three groups, the growth of VRE and their greater participation in future power systems will require a rethink by decision makers. Electricity storage technologies provide new opportunities and can play a significant role in restructuring the power system. The importance of storage technologies is demonstrated in REmap 2030, which estimates that 150 GW of battery storage and 325 GW of pumped storage hydroelectricity will be needed to double the share of renewable power generation by 2030.

### Assessing the global electricity storage market for renewables

International and national assessments of the global electricity storage market have been hindered by uncertainty surrounding which technologies and market segments to include. A central question for the IRENA roadmap is whether storage is used to support the integration of renewables or for other purposes.

IRENA's global renewable energy roadmap (REmap 2030) assessed the plans for pumped storage in 26 countries, and suggests that the total capacity will increase from 150 GW in 2014 to 325 GW in 2030. The battery storage capacity for renewables integration is based on the country-by-country analysis of electric vehicle sales, that estimates around 80 million vehicles by 2020, and the assumption that the discarded batteries of these vehicles would become available after 2028. The total available battery storage capacity available would be around 250 GW, conservatively assuming that 50% of these batteries would be used for second-life applications, and that only 10% would be available to support the integration of renewables. Taking into account a total installed VRE capacity of 2,885 GW by 2030, the REmap 2030



Sistema de almacenamiento de energía de NEC en el subestación primaria Chiaravalle, Italia | NEC ESS at the Chiaravalle primary substation, Italy

disponibles a partir de 2028. La capacidad total disponible de almacenamiento en baterías sería de alrededor de 250 GW, suponiendo de forma conservadora que el 50% de estas baterías se usaría para aplicaciones de segundo ciclo de vida, y que sólo el 10% estaría disponible para apoyar la integración de las energías renovables. Considerando una capacidad instalada total de energías renovables variables de 2.885 GW en 2030, REmap2030 sugiere que el 5% (o 150 GW) de esta capacidad estaría apoyada por baterías de segundo ciclo de vida.

Otros estudios han utilizado herramientas de modelización para evaluar el potencial nacional y global de mercado. En 2009, la Agencia Internacional de Energía (AIE) estimó una capacidad global de almacenamiento de energía de entre 180 y 305 GW (incluyendo grandes hidroeléctricas). Esto asume que en torno al 30% de la generación de energía anual procederá de fuentes renovables variables en 2050. Un estudio actualizado realizado en 2014 por la AIE estimó alrededor de 460 GW de almacenamiento de energía con un 27% de participación de las energías renovables variables en la generación anual de energía para el año 2050. En comparación, un reciente estudio de mercado de Citigroup, realizado este mismo año, sugiere un mercado de almacenamiento de energía (excluyendo centrales hidroeléctricas reversibles y baterías de coche) de 240 GW en 2020. Navigant Research estima que alrededor de 20 GWh de los 50 GWh de sistemas de almacenamiento en baterías avanzadas en el sector de servicios públicos estarán apoyando la integración de las energías renovables. Otras aplicaciones proporcionarán servicios auxiliares, como recorte de picos y desplazamiento de cargas.

Un enfoque alternativo sería evaluar los planes de fabricación de capacidad. En 2020, la gran factoría del fabricante de vehículos Tesla tiene previsto producir 35 GWh, mientras que la planta de fabricación del proveedor de servicios energéticos Alevo se espera que produzca 16,2 GWh. El fabricante chino de baterías y el vehículos BYD ha anunciado planes para incrementar la capacidad de producción de 10 GWh en 2015 a 34 GWh en 2020.

También están disponibles estudios nacionales, por ejemplo en el caso de Alemania, el Instituto de Investigación Fraunhofer ISE ha hecho estimaciones de las necesidades de almacenamiento para lograr 100% de energías renovables en el país. Esto equivale a 24 GWh de almacenamiento en baterías estacionarias, 60 GWh de almacenamiento por bombeo, 33 GW de electrolizadores y 670 GWh de almacenamiento térmico.

### Coste y valor del almacenamiento de electricidad

Excepto en los casos del almacenamiento por bombeo y el almacenamiento convencional de energía en aire comprimido, el coste de los sistemas de almacenamiento de electricidad ha sido uno de los factores inhibidores de su desarrollo a gran escala. Para los sistemas de almacenamiento en baterías avanzadas se espera una rápida caída de los costes, debido al aumento de la demanda y a la expansión de la capacidad de fabricación. Esto está impulsado por la demanda de baterías para vehículos eléctricos y la intensa competencia internacional entre compañías electrónicas multinacionales como Panasonic, Samsung SDS y LG Chemicals.

Son dos los elementos importantes a tener cuenta cuando se trata de evaluar la economía del almacenamiento de electricidad: el coste y el valor. El coste del almacenamiento de electricidad puede expresarse en potencia (W), capacidad (Wh) y potencia utilizable por ciclo (kWh). Este último es un indicador del coste de almacenar y liberar 1 kWh en la parte superior de los costes de generación. La Tabla 1 compara tres sistemas de almacenamiento en baterías comercialmente disponibles para su instalación en el sector residencial alemán en 2012.



suggests that 5% (or 150 GW) of this capacity would be supported by second-life batteries.

Other studies have used modelling tools to assess national and global market potential. In 2009, the International Energy Agency (IEA) estimated a global energy storage capacity of between 180 and 305 GW (including large hydropower). This assumes that around 30% of annual power generation will come from VRE sources by 2050. An updated IEA study carried out in 2014 estimated around 460 GW of energy storage with 27% contributed by VRE to annual power generation by 2050. By contrast, a recent market study by CitiGroup undertaken this year, suggests an energy storage market (excluding pumped storage hydroelectricity and car batteries) of 240 GW by 2020. Navigant Research estimates that around 20 GWh out of 50 GWh of advanced battery storage systems in the public services sector will be supporting the integration of renewables. Other applications will provide ancillary services such as peak shaving and load shifting.

An alternative approach would be to assess manufacturing capacity plans. By 2020, vehicle manufacturer Tesla's giga factory is scheduled to produce 35 GWh while the manufacturing plant owned by energy service provider Alevo is expected to produce 16.2 GWh. Chinese battery and vehicle manufacturer BYD has announced plans to ramp up production capacity from 10 GWh in 2015 to 34 GWh in 2020.

National studies are also available. For example, Germany's Fraunhofer ISE research institute has made estimates of storage requirements to achieve 100% renewable energy in the country. This amounts to 24 GWh of stationary battery applications; 60 GWh of pumped storage; 33 GW of electrolyzers; and 670 GWh of heat storage.

### Cost and value of electricity storage

Except for pumped storage hydroelectricity and conventional compressed air energy storage (CAES), the cost of electricity storage systems has been one of the factors inhibiting their large-scale deployment. For advanced battery storage systems, costs are expected to decline rapidly due to growing demand and manufacturing capacity expansion. This is driven by demand for batteries for electric vehicles and intense international competition between multinational electronics companies like Panasonic, Samsung SDS and LG Chemicals.

Two important elements have to be taken into account when assessing the economics of electricity storage: cost and value. Electricity storage costs can be expressed in power (W), capacity (Wh) and usable kilowatt hour (kWh) per cycle. The latter is a cost indicator for storing and releasing 1 kWh of electricity on top of generation costs. Table 1 compares three battery



**Tabla 1. Rendimiento del almacenamiento en baterías y costes para sistemas residenciales en el mercado alemán en 2012** | *Table 1: Battery storage performance and costs for residential systems in the German market in 2012*

Tecnología batería Battery technology	plomo ácido lead-acid	ión-litio li-ion	ión-litio li-ion
Potencia batería   Battery power (kW)	5	5	5
Potencia batería   Battery capacity (kWh)	14.4	5.5	8
Profundidad descarga   Depth of discharge	50%	80%	100%
Potencia utilizable   Usable capacity (kWh)	7.2	4.4	8
Número de ciclos   Number of cycles	2800	3000	6000
Precio / Price (€)	8900	7500	18900
€/kW	1780	1500	3780
€/kWh	618	1364	2363
€/kWh utilizable   usable €/kWh	1236	1705	2363
€/kWh utilizable/ciclo   usable/cycle €/kWh	0.44	0.57	0.39

Como se muestra en la Tabla 1, los costes son función no sólo del precio del sistema, sino también de atributos como la profundidad de la descarga, la eficiencia de ida y vuelta y el número de ciclos. Los resultados muestran que el almacenamiento de electricidad en 2012 para un sistema fotovoltaico de autoconsumo sobre tejado añadiría entre 0,4-0,6 €/kWh a los costes de generación.

Sin embargo, los costes de los sistemas de almacenamiento en baterías para viviendas han caído sustancialmente, mientras que el rendimiento sigue mejorando. A finales de 2014, los sistemas residenciales de almacenamiento alemanes (incluyendo los inversores y la instalación), de alrededor de 6.000 ciclos, se podían comprar por alrededor de 2.000-2.200 €/kW o 1.000-1.300 €/kWh. Esto se traduce en costes por ciclo de 0,16-0,30 €/kWh. Los sistemas de almacenamiento residenciales mediante baterías avanzadas de plomo tenían un precio de alrededor de 1.400 €/kWh. El Tesla Powerwall, lanzado en abril de 2015, tiene un precio de 385 €/kWh (sólo batería) o 0,16 kWh €/ciclo para el sistema.

Los costes de los sistemas de almacenamiento a escala comercial también siguen disminuyendo. En EE.UU., están alrededor de 2.500 \$/kW o 1.700 \$/kWh en la actualidad (de los cuales un tercio corresponde a los costes del BOP del sistema). Hawaii ya está alcanzando los 1.500 \$/kW o 1.000 \$/kWh. En base a las discusiones entre empresas de servicios públicos y los proveedores, los costes de almacenamiento se habrán reducido a 525 \$/kW o 350 \$/ kWh en 2020. Suponiendo entorno a 6.000 ciclos para este tipo de sistemas, los costes de almacenamiento de 1 kWh estarían alrededor de 0,06 \$/kWh. En comparación, los costes actuales de los paquetes de baterías para vehículos eléctricos están entre 300-410 \$/kWh, y se espera reducirlos a unos 200 \$/kWh en 2020.

En la Figura 1 se muestran proyecciones para otras tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica. La incorporación de estos costes a los costes de generación significa que el almacenamiento de electricidad renovable variable en la red sigue duplicando aproximadamente los costes de consumo de energía eléctrica.

A más largo plazo, el umbral de Tesla de 100 \$/kWh (basado en los costes de material) es visto como un límite inferior para el precio de las baterías de iones de litio (Li-ion). Sin embargo, las tecnologías alternativas de almacenamiento en baterías como las baterías de níquel-cadmio, metal-aire o flujo ya están desafiando este umbral.

storage systems commercially available for deployment in the German residential sector in 2012.

As Table 1 shows, costs are a function not only of the system price but also of attributes such as depth of discharge, round trip efficiency and the number of cycles. The results demonstrate that storing electricity from a rooftop solar PV system would add €0.4-0.6/kWh to generation costs. However, the costs of residential battery storage systems have fallen substantially while performance continues to improve. In late 2014,

German residential storage systems (including inverters and installation) with around 6,000 cycles could be bought for around €2,000-2,200/kW or €1,000-1,300/kWh. This translates into costs per cycle of €0.16-0.30/kWh. Advanced lead acid battery residential storage systems were around €1,400/kWh. The Tesla Powerwall, launched in April 2015, has a retail price of €385/kWh (battery only) or €0.16kWh/cycle for the system.

The costs of utility-scale storage systems also continue to decline. In the USA, they are around US\$2,500/kW or US\$1,700/kWh at present (of which one third corresponds to BOP costs). Hawaii is already achieving US\$1,500/kW or US\$1,000/kWh. Based on discussions between utilities and suppliers, the storage costs will have reduced to US\$525/kW or US\$350/kWh by 2020. Assuming around 6,000 cycles for these types of systems, the costs of storing 1 kWh would stand at around US\$0.06/kWh. By contrast, the current costs for battery packs for electric vehicles are between US\$300-410/kWh and are expected to reduce to around US\$200/kWh in 2020.

Projections for other electricity storage technologies are set out in Figure 1. Adding these to the generation costs means that variable renewable electricity storage into the grid still approximately doubles the electricity consumption costs.

In the longer term, the Tesla threshold of US\$100/kWh (based on material costs) is seen as a lower limit for the price of lithium-ion (Li-ion) batteries. However, alternative battery storage technologies like nickel-cadmium, metal-air or flow batteries are already challenging this threshold.

**Figura 1: Evaluación de costes para sistemas de almacenamiento de electricidad**  
*Figure 1: Cost assessments for electricity storage systems*

