2023

Casos de Uso del Almacenamiento

FUTURED - PLATAFORMA ESPAÑOLA DE REDES ELÉCTRICAS



FutuRed

Introducción

Así como las redes eléctricas nos permiten conectar la generación de electricidad con la demanda en el espacio, las tecnologías de almacenamiento de energía nos permiten casar la generación de electricidad con la demanda en el tiempo. La generación de origen renovable intermitente y no gestionable, necesita complementarse con el almacenamiento de energía para que esa integración sea óptima y más eficiente para el conjunto del sistema. Además, la demanda también está afectada por la variabilidad, al haber aparecido nuevos perfiles de consumo vinculados a los nuevos usos eléctricos como el vehículo eléctrico, la climatización y el autoconsumo.

Ante esta situación, el sistema eléctrico tiene tres necesidades fundamentales:

- Contar del lado de la oferta de generación con elementos que aporten firmeza y disponibilidad.
- Contar, tanto del lado de la oferta como de la demanda, con elementos de operación flexible.
- Disponer de ingresos reconocidos para la provisión de servicios de ajuste, atendiendo a criterios de neutralidad tecnológica y climática.

Las tecnologías de almacenamiento de energía pueden ofrecer soluciones a esas tres necesidades.

Desde el punto de vista de las redes, se pueden considerar dos grandes familias de aplicaciones del almacenamiento energético:

- Por un lado, las aplicaciones tras el contador (*behind the meter*) que permiten al generador y al consumidor optimizar su perfil de producción o de demanda.
- Por otro lado, las aplicaciones a nivel de operador de red (*utility scale*) que a su vez tienen dos fuentes de ingresos principales en Europa: la participación en el mercado mayorista de electricidad (el arbitraje de precios) o la provisión de servicios de ajuste (regulación primaria, secundaria, terciaria, restricciones técnicas y servicios de reserva de sustitución, por ejemplo).

Pero las tecnologías de almacenamiento de energía en Europa se enfrentan a tres retos:

Un reto de modelo de negocio. La correcta elección de los distintos servicios que proporcionan ingresos a una planta de almacenamiento de energía es uno de los factores de éxito de un proyecto. Hay casos en los que, en ciertos mercados, condiciones específicas de la red han hecho rentable una planta de almacenamiento, como por ejemplo en el proyecto Hornsdale Power

Reserve en Australia [1], que en 2020 tuvo un aumento de sus ingresos al aportar seguridad al sistema cuando la región de Australia del Sur se vio obligada a operar como una isla energética durante tres semanas debido a la caída de las interconexiones. En un futuro, la aparición de nuevos servicios complementarios asociados a la fuerte penetración de renovables (por ejemplo, sistemas de provisión de inercia o *black-start*) o de nuevos mercados (de capacidad, de flexibilidad, etc.), podrán mejorar la viabilidad económica del almacenamiento.

Un reto de encaje tecnología-solución. No hay una tecnología de almacenamiento de energía que sea óptima para la provisión de arbitraje de energía y, al mismo tiempo, de todos los servicios de ajuste. Cada caso exige abordar un encaje tecnología-solución específico.

Un reto regulatorio específico de Europa. El Artículo 36 de la Directiva 2019/944, sobre el mercado interior de la electricidad, establece que la propiedad de las instalaciones de almacenamiento no podrá estar en manos de los gestores de las redes, salvo que se demuestre su necesidad para gestionarlas y no existan proveedores capaces de proporcionar el servicio a través de mecanismos de mercado, previa aprobación del regulador. Si como quedó dicho anteriormente, en la mayoría de los mercados, no se puede alcanzar la viabilidad económica de las plantas de almacenamiento solo con la provisión de servicios de ajuste, esta limitación regulatoria se convierte en uno de los mayores obstáculos para el despliegue de estas tecnologías.

Parece por tanto necesario abordar un estudio de casos de uso concretos para identificar qué condiciones se pueden dar para superar los tres retos anteriormente mencionados. Por eso, en el Grupo de Trabajo de Almacenamiento de Energía de FUTURED hemos priorizado nuestros esfuerzos en esta tarea y elaborado este documento, adoptando un enfoque tecnológico.

Luis Manuel Santos Moro

Líder del Grupo de Trabajo

[1] https://hornsdalepowerreserve.com.au/

Tabla de contenido

Introducción 2
Tabla de contenido 4
Listado de participantes 6
Abreviaciones 7
Resumen ejecutivo 9
1 Objetivo 10
2 Situación actual 12
2.1 Estado del arte 13
2.2 El almacenamiento en España 14
2.2.1 Proyectos en explotación 14
2.2.2 Contexto regulatorio 16
2.3 El almacenamiento en el mundo 18
2.3.1 Estado actual 18
2.3.2 Perspectivas futuras 19
2.3.3 Países de referencia 20
3 Casos de Uso de interés 23
3.1 Aplazamiento de mejoras en la red (*Grid Upgrade Deferral*) 24
3.1.1 Ejemplo 1: Planta fotovoltaica en Blandford 24
3.1.2 Ejemplo 2: Retraso de inversiones en red REC, Virginia (EE.UU.) 25
3.1.3 Ejemplo 3: San Vicente del Monte (Cantabria) 26
3.2 Capacidad para dar puntas de potencia para carga de vehículo eléctrico 26
3.2.1 Ejemplo 1: Edificio de La Nave (Madrid) 26
3.2.2 Ejemplo 2: Apoyo a red en recarga de vehículo eléctrico (Reino Unido) 27
3.2.3 Ejemplo 3: Estaciones de servicio con almacenamiento GRIDSERVE (Reino Unido) 28
3.3 Apoyo a contingencias de la red (*Contingency Grid Support*) 28
3.3.1 Ejemplo 1: StoRE Alajeró (La Gomera) y Breña Alta (La Palma) 28
3.3.2 Ejemplo 2: BESS en PFV Sol de Insurgentes (México) 29
3.3.3 Ejemplo 3: San Vicente del Monte (Cantabria) 29
3.4 Control dinámico de la tensión local (*Dynamic Local Voltage Control*) 30
3.4.1 Ejemplo 1: StoRE. La Aldea de San Nicolás (Gran Canaria) 30
3.4.2 Ejemplo 2: Caravaca de la Cruz (Murcia) 30
3.5 Operación en isla intencionada (*Intentional Islanding*) 31
3.5.1 Ejemplo 1: Caravaca de la Cruz (Murcia) 31
3.5.2 Ejemplo 2: San Vicente del Monte (Cantabria) 32
3.6 Compensación de potencia reactiva (*Reactive Power Compensation*) 32
3.6.1 Situación actual 32

3.6.2 Encaje del almacenamiento....33
3.6.3 Ejemplo 1: Batería en Alcalá de Henares....33
3.7 Regulación y estabilización de la frecuencia....34
3.7.1 Ejemplo 1: Batería *stand-alone* en Bavaria (Alemania)....35
4 Indicadores y Business Case....36
4.1 Definición de indicadores....37
4.2 Escenarios de cálculo....37
4.2.1 San Vicente del Monte (Cantabria)....37
4.2.2 BESS para aplazamiento de inversiones en la red de distribución....38
4.2.3 BESS en Baja California (México)....39
5 Beneficios para el sistema....41
5.1 Tabla resumen....42
5.2 Beneficios....43
Conclusiones....44
Documentos de Referencia....45

Listado de participantes

Participante	Organización
Carlos Alcaide	OlivoEnergy
Jacobo Álvarez	AELEC
Ignacio Cortina Gasch	EDP Redes España
Daniel Davi-Arderius	e-distribución
Mariano Gaudó Navarro	UFD Distribución de Electricidad
Pedro González González	AELEC
Juan Pablo González Gutiérrez	Instituto Tecnológico de la Energía
Juncal González Navarro	EDP Redes España
Iván Higuero Torres	Instituto Tecnológico de la Energía
Maite Hormigo	UFD
Josu Izagirre Etxeberria	Ormazábal
Ana Izquierdo Garijo	Tecnatom
Jesús Ángel La Parra Albaladejo	Tecnatom
Albert Llobet Lorenzo	EMELCAT
Pablo López	Grupo Cuerva
Jon Martínez Rico	Tekniker
Aitor Milo	Ikerlan
Carla Miranda Sánchez	CIDE
Mario Monteagudo	Isotron
Antonio Luis Núñez Pérez	CIDE
Gabriel Pellicer López	EDP Redes España
Raúl Peña Gracia	Iberdrola
Fermín Rodríguez Lalanne	CEIT-BRTA
Manuel Rodríguez Montañes	e-distribución
Raúl Rodríguez Sánchez	Tecnalia
Gerardo Miguel Rodríguez Martínez	UFD
Luis Manuel Sáiz	Ingeteam
Luis Manuel Santos Moro	EDP España
Ernesto Santos	OlivoEnergy
José Francisco Sanz Osorio	CIRCE y Universidad de Zaragoza
Pablo-Antonio Simon Caballero	e-distribución
Jesús Varela Sanz	i-DE (Grupo Iberdrola)
Francisco Vázquez	Isotrón

Abreviaciones

Acrónimo	Descripción
ADMS	Sistema de gestión de distribución avanzado *(Advanced Distribution Management System)*
aFRR	Reserva secundaria *(Automatic Frequency Restoration Reserve)*
AT	Alta Tensión
BESS	Sistema de almacenamiento con baterías (*Battery Energy Storage Systems*)
BT	Baja Tensión
BTM	*Behind the Meter*
CA	Corriente alterna
CT	Centro de transformación
CTI	Centro de transformación tipo intemperie
DSO	Gestor de la red de distribución (*Distribution System Operator*)
EMS	Sistema de gestión de la energía *(Energy Management System)*
ERHA	Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento
FCR	Reserva primaria *(Frequency Containment Reserve)*
FSP	Proveedor de servicio de flexibilidad *(Flexibility Service Provider)*
FV	Fotovoltaica
IEA	Agencia Internacional de la Energía *(International Energy Agency)*
mFRR	Reserva terciaria *(Manual Frequency Restoration Reserve*)
MT	Media Tensión
NSW	*New South Wales*
O&M	Operación y mantenimiento
OPEX	Gastos operativos (*Operational expenditures*)
P	Potencia activa
PCC	Punto de acoplamiento común
PERTE	Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica
PO	Procedimiento de Operación
PPA	*Power Purchase Agreement*
PRTR	Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
Q	Potencia reactiva
REC	*Rappahannock Electric Co-Op*
S	Potencia aparente
SA	*South Australia*
SCADA	Control de supervisión y adquisición de datos *(Supervisory Control And Data Acquisition)*
SEPA	Sistemas de Electrónica de Potencia Avanzada
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SoC	Estado de carga (*State of Charge*)
SSEPD	*Scottish and Southern Electricity Power Distribution*
T&D	Transporte y Distribución
TIEPI	Tiempo de Interrupción Equivalente a la Potencia Instalada

Acrónimo	Descripción
TIR	Tasa Interna de Retorno
TSO	Gestor de la Red de Transporte (*Transmission System Operator*)
VAN	Valor Actual Neto
VTL	*Virtual Transmission Line*
WA	*Western Australia*

Resumen ejecutivo

No hay una tecnología de almacenamiento de energía que sea óptima para la provisión de arbitraje de energía durante periodos superiores a las 4 horas y, al mismo tiempo, para la provisión de todos los servicios de ajuste. Cada caso exige abordar un encaje tecnología-solución específico. La tecnología dominante identificada en los proyectos referidos en este documento es la de las baterías de iones de litio.

Desde el punto de vista regulatorio, España cuenta con una Estrategia del Almacenamiento energético que establece los objetivos de despliegue de instalaciones de almacenamiento y las acciones necesarias para superar los obstáculos que podrían dificultar la consecución de dichos objetivos.

El capítulo "El almacenamiento en el mundo" ofrece una relación de proyectos en 10 países, de los que destacan Estados Unidos y Australia como los países con mayor capacidad instalada.

En este documento se han identificado 7 proyectos en España y 4 en Estados Unidos, Reino Unido, Alemania y Méjico que permiten ilustrar 7 casos de uso:

- aplazamiento de mejoras en la red
- capacidad para dar puntas de potencia para la recarga de vehículos eléctricos,
- apoyo a contingencias de red
- control dinámico de la tensión local
- operación intencionada en isla
- compensación de reactiva
- regulación y estabilización de la frecuencia

En el capítulo "Indicadores y *Business Case*" se presentan los resultados reales de un proyecto de almacenamiento, una metodología de cálculo para proyectos motivados por el aplazamiento de inversiones aplicada a un ejemplo y otro proyecto en el que la motivación no obedece de manera directa a la existencia de un caso de negocio sino a exigencias regulatorias específicas.

A continuación, se ha realizado una valoración de los beneficios que obtienen diferentes agentes económicos de los proyectos referidos y de las motivaciones que llevaron a sus promotores a desarrollar cada proyecto.

El apartado de conclusiones ofrece una serie de reflexiones derivadas de la información presentada en los capítulos del documento.

1 Objetivo

El objetivo de este documento es exponer el resultado del trabajo realizado en la identificación de casos de uso de tecnologías de almacenamiento de energía. Han quedado fuera del alcance las aplicaciones detrás del contador y aquel se ha centrado en las aplicaciones *utility scale*, dado que se trata de las más afectadas por los tres retos del almacenamiento de energía en Europa (modelo de negocio, tecnológico y regulatorio).

El documento está estructurado en cinco capítulos. El primero establece su objetivo y alcance, en el segundo se realiza una foto del almacenamiento actual en España y en el resto del mundo, incluyendo breves reseñas de proyectos de interés. En el tercer capítulo, se proponen casos de uso en los que el almacenamiento ayuda a la planificación, operación y mantenimiento de la red, así como a maximizar su uso. Para ilustrar estos casos de uso, (a menudo varios para el mismo proyecto) se analizan con mayor detalle los problemas que resuelven y se incorporan otros proyectos, complementarios a los anteriores. Ya en el cuarto capítulo, se analizan los indicadores que soportan la ejecución de varios proyectos. Finalmente, en el capítulo cinco se identifican los beneficios para los diferentes agentes del sistema eléctrico, mostrando a modo de resumen un cuadro comparativo de los diferentes casos de uso.

Los casos de uso incluidos analizan las soluciones que dan los equipos de almacenamiento a diferentes tipos de problemas ante los que se enfrentan los operadores de red. Se refieren tanto a proyectos realizados por miembros de FutuRed, como a otros de los que se dispone de información suficiente, independientemente de su ubicación geográfica. Este criterio permite contrastar las diferentes condiciones regulatorias que hacen viables las plantas de almacenamiento de energía, sobre todo en lo que se refiere a la prestación de servicios de ajuste y a las limitaciones que tienen en Europa los gestores de redes

Queda fuera del alcance de este documento realizar un análisis de los tipos de almacenamiento, tecnologías disponibles y mecanismos y fuentes de financiación, existentes o futuras, que podrían aumentar la rentabilidad de este tipo de instalaciones.

2 Situación actual

2.1 Estado del arte

De forma esquemática y breve se presenta una tabla con las principales tecnologías de almacenamiento y su aplicabilidad a los casos de uso analizados en este documento, bajo la visión del operador del sistema y operador de la red. Tal como se indicaba en la introducción, no hay una tecnología de almacenamiento de energía que sea óptima para la provisión de arbitraje de energía durante periodos superiores a las 4 horas y, al mismo tiempo, para la provisión de todos los servicios de ajuste. Cada caso exige abordar un encaje tecnología-solución específico.

Además, cada tecnología debe analizarse por separado, considerando su evolución, madurez y usabilidad. En cualquier caso, no es objeto de este documento analizar cada una de las tecnologías, más allá de enumerar algunas y destacar que poseen características diferentes y, en algunos casos complementarias.

		Casos de uso				
		Aplazamiento de mejoras en la red	Apoyo a contingencias de la red	Control dinámico de la tensión local	Operación en isla intencionada	Compensación de potencia reactiva
Tecnologías	Baterías clásicas	●	●	●	●	●
	Baterías de flujo	●	●	●	●	●
	Supercondensadores		●	●		
	Volantes de inercia		●	●		
	Bombeo hidráulico		●	●		●
	Aire líquido (LAES)	●	●	●		●
	Aire comprimido (CAES)			●		

Tabla 1 Ámbitos de aplicación de las tecnologías de almacenamiento. [1]

2.2 El almacenamiento en España

El desarrollo del almacenamiento debe permitir respaldar el despliegue de energías renovables, aportando flexibilidad al sistema y estabilidad a la red. Los sistemas de almacenamiento energético son clave para garantizar la transición a una economía neutra en emisiones y la efectiva integración de las energías renovables en el sistema, ya que permiten guardar la energía en los momentos en los que hay excedente para utilizarla, después, cuando el recurso renovable es escaso o la demanda es elevada.

La Estrategia del Almacenamiento Energético del Gobierno de España [2] contempla disponer de una capacidad de almacenamiento de unos 20 GW en 2030 y alcanzar los 30 GW en 2050, considerando tanto almacenamiento a gran escala como distribuido. Elemento clave para alcanzar este objetivo es el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) [3], que está orientado a "*lograr un crecimiento sostenible e inclusivo mediante una estrategia consistente y coordinada, desde el punto de vista temporal y también en relación con el conjunto de instrumentos de política económica nacionales y comunitarios*." Para ello define diez políticas palanca, en las que se engloban treinta componentes, que permiten articular los programas coherentes de inversiones y reformas del Plan.

El Componente 8 del Plan *"se dedica a infraestructuras eléctricas, promoción de redes inteligentes y despliegue de la flexibilidad y el almacenamiento, elementos clave para conseguir un modelo energético descarbonizado, descentralizado, democratizado y digitalizado. El PERTE (Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica) ERHA (Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento) establece 620 millones de apoyo, capaz de movilizar otros 990 millones privados.*

Se subvencionarán iniciativas de I+D de almacenamiento de tecnologías inmaduras, incluyendo proyectos piloto comerciales y de investigación industrial. También se fomentarán nuevos modelos de negocio –como la agregación de demanda o la gestión inteligente de datos– y el despliegue de sistemas de almacenamiento, independientes o hibridados en instalaciones de renovables." [4]

2.2.1 Proyectos en explotación

A continuación, se describen brevemente algunos proyectos de almacenamiento llevados a cabo en España y que actualmente están en funcionamiento.

2.2.1.1 Proyecto 1: Caravaca de la Cruz

En la región de Murcia, la proliferación de plantas fotovoltaicas ha provocado problemas de regulación de tensión en algunas líneas de media tensión (MT). Durante las horas de mayor intensidad solar, la tensión se eleva en las áreas en donde hay plantas cercanas. En la línea Archivel (Caravaca de la Cruz, Murcia), hay varias plantas conectadas en distintos puntos a lo largo del circuito.

Al tratarse de zonas rurales con poblaciones dispersas y líneas muy largas explotadas radialmente, la tasa de incidencias es elevada en esa red.

Por estos motivos, en 2018 i-DE decidió instalar una batería de Li-ion de 1,25 MW / 3 MWh para contribuir a resolver los problemas (esencialmente, regulación de tensión y funcionamiento en isla intencionado), con resultado muy satisfactorio. Más detalles del funcionamiento de este almacenamiento pueden encontrarse en 3.4.2 y 3.5.1.

2.2.1.2 Proyecto 2: San Vicente del Monte (Cantabria)

En junio de 2020, Viesgo (EDP Redes España) puso en servicio un piloto de almacenamiento en la localidad de San Vicente del Monte (Valdáliga, Cantabria) reforzando su infraestructura eléctrica con una solución respetuosa e integrada con el medio ambiente.

Este sistema de almacenamiento está basado en un sistema de baterías de ion-litio de 250 kVA / 232 kWh, conectado a una de las salidas del cuadro BT del centro de transformación tipo intemperie (160 kVA) que suministra a esta localidad.

San Vicente del Monte es una localidad rural aislada, cuyo centro de transformación está conectado en una de las derivaciones en antena de la línea MT 12 kV Cabezón – Valdáliga, sin posibilidad de alimentación alternativa en MT. Este sistema es una buena solución para mejorar la calidad de suministro y asegurar su continuidad ante posibles incidencias y trabajos programados en la red de alimentación BT/MT, en este tipo de núcleos rurales aislados.

Dentro de los procesos de digitalización de las redes de distribución, una de las funcionalidades principales que se ha logrado con este proyecto es la integración del sistema de almacenamiento en la operativa del Centro de Control de la compañía.

De esta manera, el sistema puede ser monitorizado y controlado en modo local, vía web y a través del sistema ADMS (*Advanced Distribution Management System)* del Centro de Control. En el sistema ADMS-SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*), se han integrado las señales, alarmas y mandos que permiten monitorizar y operar los diferentes modos de funcionamiento de forma remota y en tiempo real.

Este sistema de Control de Red (ADMS) permite su integración con las herramientas de



Ilustración 1 - Sistema de almacenamiento en San Vicente del Monte

movilidad de la compañía, y dispone de un visor web (WebDMD) de manera que toda la información de este sistema de almacenamiento está disponible, en tiempo real, para poder ser consultada en todo momento por el personal técnico y brigadas de campo, formando parte de la operativa diaria entre el Centro de Control y el personal de averías.

Más detalles sobre sobre la operación de este sistema se pueden encontrar en 3.1.3, 3.3.3 y 3.5.2.



Ilustración 2 – CTI San Vicente del Monte

2.2.1.3 Proyecto 3: Chao de Pousadoiro (Lugo)

Como continuación del proyecto de San Vicente de Monte, EDP Redes España instaló en diciembre de 2021 un nuevo sistema de almacenamiento en la zona de Chao de Pousadoiro, municipio de Ribera de Piquín (Lugo).

Está basado en un sistema de baterías ion-litio de 250 kVA / 475 kWh, conectado en MT a la red de 20 kV de distribución y, como en San Vicente, constituye una solución para mejorar la calidad del suministro eléctrico y asegurar su continuidad en núcleos rurales aislados.

Este sistema está conectado a un centro de transformación telecontrolado de la línea MT 20 kV Fonsagrada - Fonsagrada y respalda el suministro de dos centros de transformación tipo intemperie de 160 y 50 kVA que alimentan a los clientes del núcleo de Chao de Pousadoiro.



Ilustración 3 - Sistema de almacenamiento Chao de Pousadoiro

Está automatizado e integrado en el centro de control y herramientas de movilidad de la compañía, pasando a formar parte de la gestión diaria de las redes de distribución del centro de control con las brigadas de operación en campo.

2.2.1.4 Proyecto 4: StoRE

StoRE es un proyecto de almacenamiento de Endesa en las Islas Canarias (La Gomera, La Palma y Gran Canaria) para resolver problemas que plantean los sistemas eléctricos en las islas, donde la estabilidad de la tensión y de la frecuencia es más sensible a tecnologías de generación no gestionable, como es el caso de las renovables.

StoRE avanza en diferentes áreas de investigación y desarrollo, centrándose principalmente en el uso de tres tecnologías de almacenamiento de energía: baterías de ion-litio, supercondensadores y volantes de inercia. Cada una de las instalaciones desplegadas en el territorio desarrolla las capacidades de una tecnología. En los apartados 3.3.1 y 3.4.1 se describen con mayor detalle sus características y funcionalidades.

2.2.2 Contexto regulatorio

Aunque no es objeto del documento establecer un análisis regulatorio de las posibilidades del uso del almacenamiento, sí que es necesario indicar las principales referencias al mismo en la regulación vigente.

2.2.2.1 Regulación vigente

A nivel estatal deberá cumplirse lo previsto en el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019; en la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019.

En particular se indica que los gestores de redes de distribución "*no poseerán, desarrollarán, gestionarán o explotarán instalaciones de almacenamiento de energía*." Sin embargo "*los Estados miembros podrán autorizar a los gestores de redes de transporte a poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía, cuando sean componentes de red plenamente integrados y la autoridad reguladora haya concedido su aprobación, o si se cumplen todas las condiciones siguientes:*

a) *Tras un procedimiento de licitación abierto, transparente y no discriminatorio, sujeto a la revisión y la aprobación de la autoridad reguladora, no se haya concedido a otras*

partes el derecho de poseer, desarrollar, gestionar o explotar dichas instalaciones, o no puedan prestar esos servicios a un coste razonable y en tiempo oportuno;

b) *dichas instalaciones sean necesarias para que los gestores de redes de distribución cumplan sus obligaciones en virtud de la presente Directiva con vistas a un funcionamiento eficiente, fiable y seguro de la red de distribución y dichas instalaciones no sean utilizadas para comprar o vender electricidad en los mercados de electricidad;*

c) *y la autoridad reguladora haya valorado la necesidad de dicha excepción y llevado a cabo una valoración del procedimiento de licitación, incluidas las condiciones del procedimiento de licitación, y haya concedido su aprobación*". [5]

Por otra parte, el artículo 32 de la misma Directiva emplaza a los estados miembros a proporcionar el marco jurídico necesario para incentivar el uso de la flexibilidad en las redes de distribución. Por tanto, el marco regulatorio va a permitir e incentivar que los gestores de la red de distribución obtengan servicios de flexibilidad, así como definir los requisitos y obligaciones adaptados a activos de almacenamiento distribuidos, entre los que se incluyen los activos detrás del contador (*behind the meter*). Todo ello, puede ser un elemento acelerador para el uso del almacenamiento.

A modo de recordatorio, se indican los tipos de servicios a la red disponibles y en desarrollo en España:

- Regulado y remunerado: servicio de balance de regulación secundaria, servicio de balance de regulación terciaria, producto de reserva de sustitución.
- Regulado, pero no remunerado: servicio complementario de regulación primaria.
- No regulado, pero remunerado: mercados locales.

Con el fin de que el almacenamiento pueda ayudar a las redes hoy y proporcionar otros servicios en el futuro, es importante que la regulación permita, o al menos no frene, su despliegue.

2.2.2.2 Sandboxes

Tal como se recogía en el documento de FutuRed "Flexibilidad en Redes de Distribución Eléctrica. – Guía explicativa para la tramitación de proyectos de demostración regulatorios, Sep. 2021", el carácter regulado de la actividad de distribución eléctrica hace de los denominados *sandboxes* o bancos de pruebas regulatorios un instrumento propicio para aunar la validación técnico-económica y el desarrollo regulatorio en base a la experiencia práctica.

Esta es una figura regulatoria que ya ha sido implantada con éxito en países como el Reino Unido, Alemania o Francia.

Su figura es esencial para garantizar el cumplimiento de los objetivos del Plan de Recuperación Transformación y Resiliencia (PRTR), así como para habilitar las reformas e inversiones previstas en su componente 8 (Infraestructuras eléctricas, promoción de redes inteligentes y despliegue de flexibilidad y almacenamiento). Dentro de este componente, la reforma C8.R4, "*Sandboxes* o bancos de pruebas regulatorios", prevé específicamente la adopción de un real decreto para el desarrollo de los *sandboxes* regulatorios que permita el desarrollo de nuevos proyectos piloto.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico promulgó dicho Real Decreto, el 568/2022, de 11 de julio de 2022, por el que se establece el marco general del banco de pruebas regulatorio para el fomento de la investigación y la innovación en el sector eléctrico.

2.3 El almacenamiento en el mundo

2.3.1 Estado actual

A nivel global y excluyendo el bombeo, a finales de 2021 había 27 GW / 56 GWh de almacenamiento instalados [6]. En 2019 se ejecutaron proyectos de almacenamiento por 2,9 GW / 5,5 GWh, de los cuales 1,4 GW / 2,6 GWh correspondieron a instalaciones *grid scale* y 1,5 GW / 2,6 GWh a proyectos detrás del contador (*behind the meter*, BTM).

Considerando solo instalaciones *grid scale*, el bombeo hidráulico es la tecnología de almacenamiento más empleada (160 GW en 2021, 8.500 GWh en 2020). Tras ella, y experimentando un crecimiento acelerado en los últimos años se encuentran las baterías (16 GW al final de 2021, 6 de los cuales instalados en el último año), con predominio de las ion-litio [7].

Si se analiza la tipología de servicios provistos por los sistemas de baterías *grid-scale*, existe un predominio de servicios auxiliares, hibridación con generación renovable, arbitraje energético y provisión de capacidad.

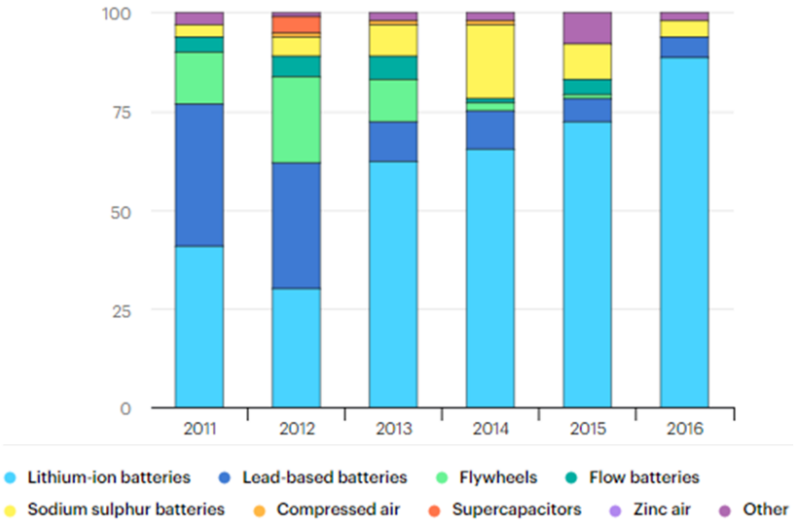


Ilustración 4 - Reparto en % de las tecnologías de almacenamiento excluyendo bombeo hidráulico (fuente: IEA [26], bajo licencia CC BY 4.0)

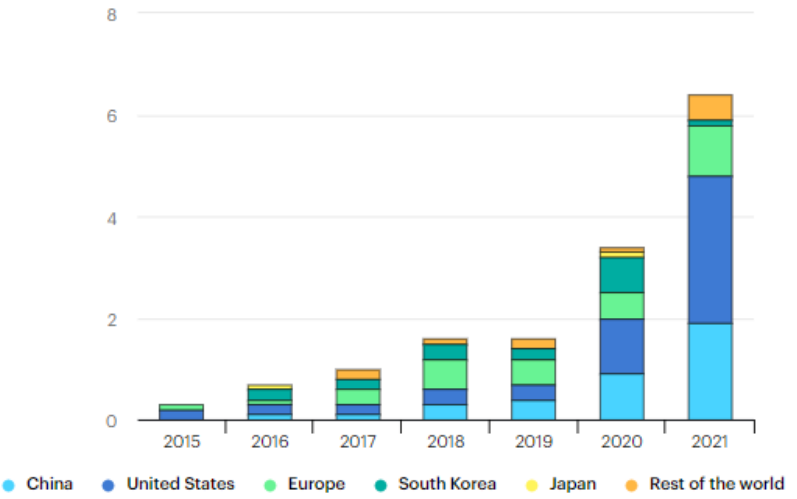


Ilustración 5 - Incrementos anuales (GW) en almacenamiento grid-scale con baterías (fuente: IEA [24], bajo licencia CC BY 4.0).

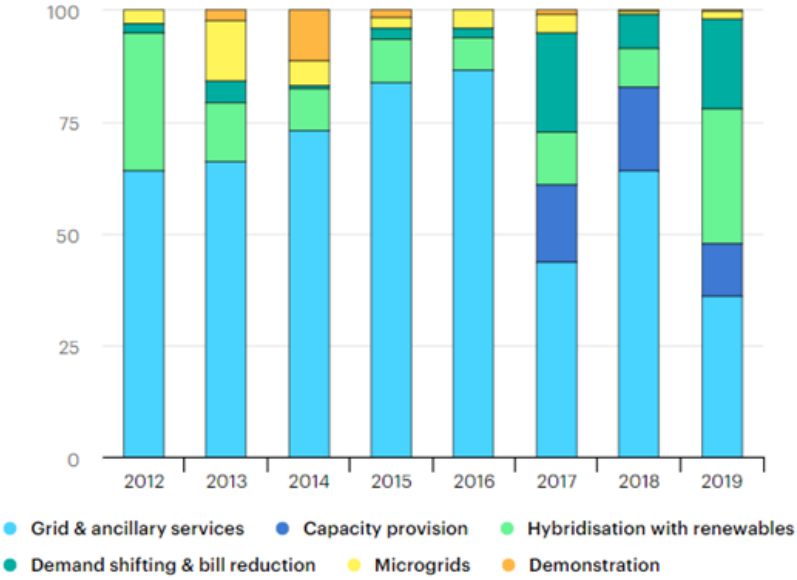


Ilustración 6 - Reparto en % de tipos de aplicaciones asociadas a sistemas grid-scale de almacenamiento en baterías (fuente: IEA [25], bajo licencia CC BY 4.0)

2.3.2 Perspectivas futuras

BloombergNEF [6], prevé que a final de 2030 se alcancen los 411 GW / 1.194 GWh de almacenamiento instalados a nivel global (BTM y *grid-scale*, sin incluir bombeos). EE.UU. y China liderarán el mercado mundial, aunque impulsada por la crisis energética Europa acelerará su crecimiento. En el corto plazo, la aplicación predominante sería el desplazamiento en el tiempo del suministro eléctrico (61%). Las aplicaciones BTM representarían en torno al 25%, y las baterías de iones de litio mantendrían su primacía hasta esa década.

Para 2040 se espera alcanzar los 1.095 GW / 2.850 GWh de almacenamiento energético con 10 países acaparando el 75% del mercado global (solo China y EE.UU. representarían el 35% del total) [8].

Se espera un crecimiento anual importante del almacenamiento energético, con predominio de servicios como el arbitraje energético y la provisión de potencia pico. Aun así, debe destacarse también la inversión creciente en sistemas de almacenamiento enfocada a las redes de distribución y transporte.

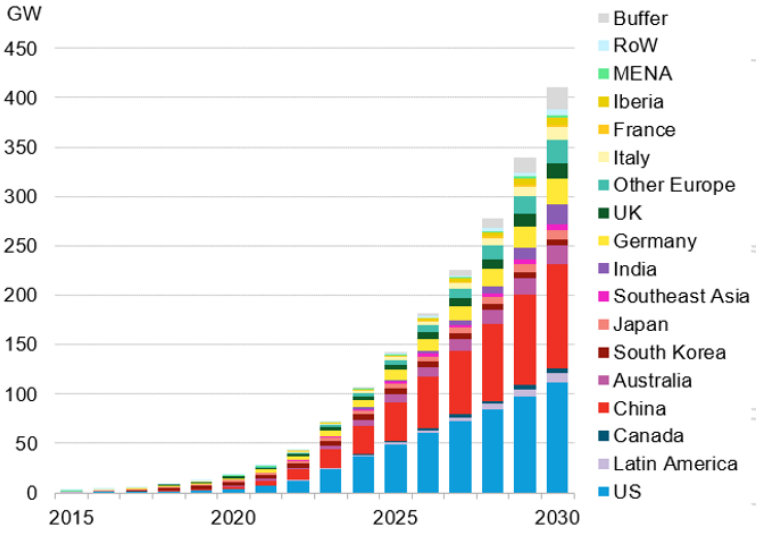


Ilustración 7 – Previsión de sistemas de almacenamiento (excluidos bombeos) en el periodo 2023-2030 (fuente: [6])

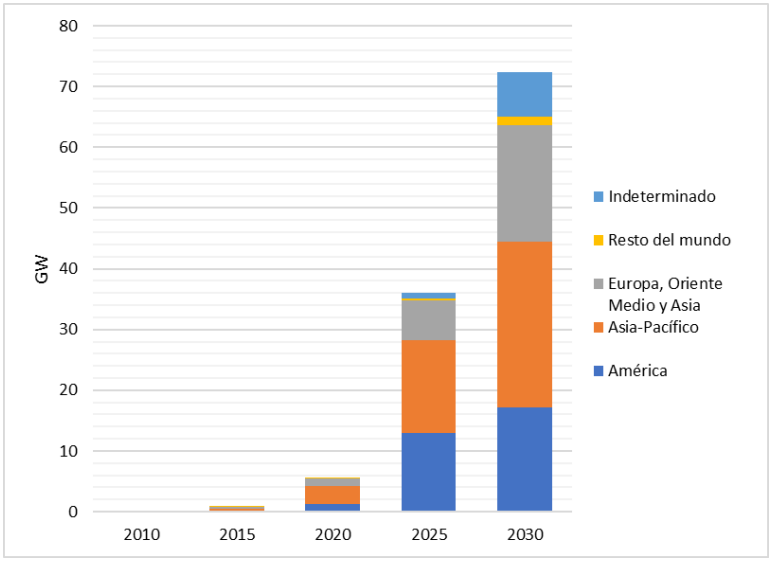


Ilustración 8 – Previsión de baterías instaladas en 2025 y 2030 (fuente: elaboración propia a partir de datos de [28])

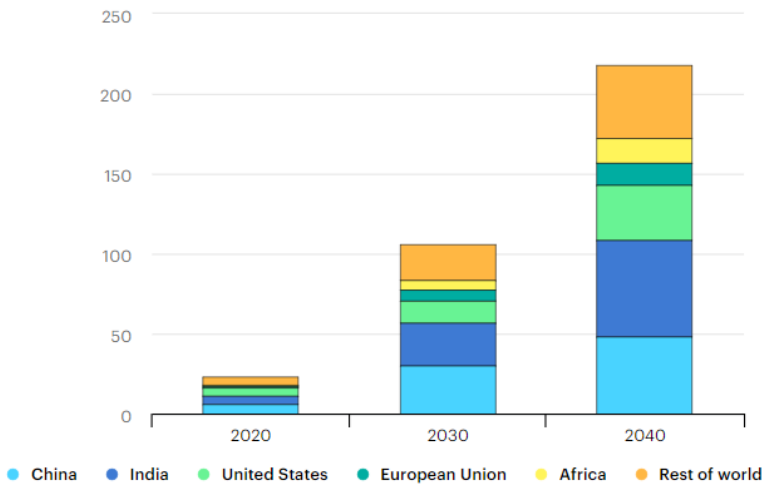


Ilustración 9 – Previsión de capacidad (GW) instalada de sistemas grid-scale de baterías para el New Policies Scenario (fuente. IEA [27], bajo licencia CC BY 4.0)

2.3.3 Países de referencia

Se enumeran a continuación varios proyectos relevantes en distintos países del mundo.

2.3.3.1 Estados Unidos

Se están desarrollando múltiples proyectos de almacenamiento basado en baterías, con diferentes escalas de potencia:

- Gran escala: hasta 1022 MW de baterías operativos a finales de 2019
- Pequeña escala (<1 MW): hasta 402 MW repartidas entre los sectores comercial (41%), residencial (41%), industrial (14%) y el resto como apoyo a la red de distribución (4%)

En 2020 se instalaron 3,8 GWh de almacenamiento, aumentando hasta 14,6 GWh en 2021, y se espera que en 2026 se llegue a 35 GWh.

Entre los principales proyectos destacan:

- Moss Landing Energy Storage Facility (Vistra Corp., California) ha alcanzado 400 MW / 1600 MWh tras su última ampliación en 2021 (mayor batería Li-ion del mundo) para proveer un servicio de *resource adequacy*[2] a la eléctrica PG&E.
- LS Power Gateway (California) con 250 MW.
- North Fork y Bat Cave (Broad Reach Power, Texas) 100 MW / 100 MWh cada uno para almacenamiento en red de transporte.
- Saticoy (Arevon Asset Management, California) 100 MW / 400 MWh para un acuerdo de compra de energía (PPA) con Southern California Edison, evitando la construcción de un ciclo combinado.
- Wilmot Energy Center (Tucson Electric Power, Arizona) con una batería de 30 MW junto a una planta solar de 100 MW conectados a la red mediante una subestación de 138 kV. Además utiliza dos baterías de 10 MW para dar soporte a la red.

2.3.3.2 Australia

El almacenamiento a gran escala es clave en Australia para aportar flexibilidad a su sistema eléctrico y permitir la penetración masiva de renovables.

Existen múltiples proyectos en operación, destacando los siguientes [9], [10]:

- Victorian Big Battery, propiedad de Neoen en Moorabool (Victoria), con baterías Tesla de 350 MW / 450 MWh, operativo desde 2021.
- Hornsdale Power Reserve, propiedad de Neoen, operativo desde 2017 en Hornsdale (SA) con baterías del fabricante Tesla de 150 MW y 194 MWh.
- Wandoan South BESS, propiedad de Vena Energy en Wandoan South (Queensland), en operación desde 2022 con baterías Doosan de 100 MW / 150 MWh.
- Wallgrove Grid Battery, propiedad de Transgrid en Wallgrove (NSW), en operación desde 2022 con baterías Tesla de 52 MW / 78 MWh.
- Mount Newman, propiedad de Alinta, operativo desde 2018 en Newman (WA), con baterías del fabricante Kokam de 30 MW / 11,4 MWh.
- Dalrymple North, propiedad de ElectraNet, operativo desde 2018 en Yorke Peninsula (SA) con baterías del fabricante Samsung de 30 MW / 8 MWh.

[2] Servicio desarrollado para garantizar que habrá suficientes recursos disponibles para atender la demanda eléctrica en todas las condiciones, excepto en las más extremas.

- Ballarat, propiedad de AusNet, operativo desde 2019 en Ballarat (Victoria) con baterías del fabricante Fluence de 30 MW / 30 MWh.
- Gannawarra, propiedad de Edify Energy, operativo desde 2019 en Kerang (Victoria) con baterías del fabricante Tesla de 25 MW / 50 MWh.
- Lake Bonney, propiedad de Infigen, operativo desde 2019 en Mt. Gambier (SA) con baterías del fabricante Tesla de 25 MW / 52 MWh.
- Bulgana Green Power Hub, propiedad de Neoen en Stawell (Victoria) con baterías Tesla de 20 MW / 12 MWh.
- Agnew Gold Mine, propiedad de EDL, operativo desde 2020 en Leinster (WA) con baterías de 13 MW / 4 MWh.

En el este de Australia, se consiguió reducir en un 57% la necesidad de servicios de ajuste entre el último trimestre de 2017 y el primero de 2018 gracias a la participación de las baterías (Hornsdale Power Reserve con su configuración inicial de 100 MW / 129 MWh) y de la gestión de la demanda (180 MW y entrada en los servicios de control de frecuencia de agregadores de demanda).

Posteriormente, la planta de almacenamiento de Hornsdale se amplió con 50 MW / 64,5 MWh y se introdujo el *Virtual Machine Mode* de Tesla para proveer servicios de inercia sintética a la red.

Respecto a los proyectos en construcción, Australia tiene varios reseñables por su tamaño:

- Torrens Island, propiedad de AGL en Torrens Island (SA), para entrar en operación en 2023 con baterías de 250 MW / 250 MWh
- Tom Price Battery (WA), propiedad de Rio Tinto, para entrar en operación en 2023 con baterías de 45 MW / 12 MWh.

2.3.3.3 Alemania

Los proyectos de almacenamiento en baterías en Alemania se están desarrollando a distintas escalas:

- Residencial (<30 kWh): con más de 170.000 instalaciones registradas a finales de 2020 y un total acumulado de 1400 MWh.
- Escala media industrial / comercial (30-1000 kWh): con 1450 instalaciones registradas a finales de 2020 y un total acumulado de 61 MW / 117 MWh.
- Gran escala (> 1 MWh): con 56 proyectos hasta finales de 2020 y un total acumulado de 414 MW / 448 MWh.

Entre los proyectos alemanes, cabe destacar dos:

- Proyecto en Cremzow en operación desde 2019, que provee varios servicios de forma simultánea para asegurar su rentabilidad: arbitraje en los mercados diario e intradiario y servicios de balance a una zona compartida por 8 países y 11 TSOs de la red europea. El sistema de almacenamiento se basa en baterías de ión Li del fabricante LG Chem, con un total de 22 MW / 28 MWh. Se desarrolló en 2 etapas, empezando con un piloto de 2 MW que se amplió hasta 22 MW.
- Proyecto de almacenamiento BigBattery Lusitz con 53 MWh (el mayor en la UE).

2.3.3.4 China

China está apostando por macroproyectos en los que hibrida múltiples tecnologías, como solar, eólica y almacenamiento. En 2020 se añadió más de 1 GW de almacenamiento.

Destaca un proyecto en el desierto de la provincia de Qinghai con 2,2 GW de solar fotovoltaica combinado con 203 MW de baterías.

2.3.3.5 Lituania

Se ha realizado un piloto exitoso de Siemens, Fluence y Litgrid (operador del sistema de transmisión de Lituania) consistente en instalar 1 MW para aumentar la capacidad de flujo de energía mediante una *Virtual Transmission Line* (VTL), para la transición energética del país y una mayor interconexión con Europa.

Tras el piloto, se ha apostado por un proyecto a gran escala que incluye el diseño, instalación y mantenimiento durante 15 años de 4 sistemas de almacenamiento a nivel del sistema de transporte por 109 M€ y baterías de Li ion totalizando 200 MW y 200 MWh.

2.3.3.6 Irlanda

Proyectos de Fluence y ESB en varias plantas de Dublín: Poolberg con 75 MW / 150 MWh y South Wall con 30 MW / 60 MWh para proveer servicios a la red que anteriormente dependía de plantas fósiles. Irlanda está desarrollando proyectos de almacenamiento en baterías a gran escala.

2.3.3.7 Francia

El operador de la red de transporte RTE tiene un proyecto llamado Ringo (2020-2023) en el marco del cual se ubicarán tres baterías (12 MW / 24 MWh) en puntos de la red potencialmente congestionables por la existencia de mucha renovable no gestionable. En 2023 se espera que RTE permita la participación de terceros para regular frecuencia, ajuste de balance generación-demanda, solución de congestiones o arbitraje energético, entre otros.

2.3.3.8 Italia

El operador de la red de transporte Terna tiene un proyecto de almacenamiento con una batería de 35 MW como parte de su red de 150 kV para el control de congestiones.

2.3.3.9 Bélgica

Proyecto de 25 MW / 100 MWh en la fundición de cinc de la empresa Nyrstar, en Balen, del fondo de inversión IFM y Trafigura Group, cuya puesta en marcha está prevista en 2022 para dar estabilidad a la red belga y proveer servicios de balance.

2.3.3.10 Reino Unido

Proyecto de Scottish y SSEN de una batería de 8 MW / 6 MWh de la empresa Wärtsilä en las islas Shetland, para proveer servicios de balance a la red, así como mayor penetración de energía eólica y *back-up* al sistema.

3 Casos de Uso de interés

En esta sección se recogen los distintos servicios que los sistemas de almacenamiento pueden ofrecer a las redes eléctricas. Aunque algunos de ellos pueden ser aplicables tanto a las redes de transporte como de distribución, o estar ubicados sus elementos en otros segmentos de la red, el estudio se focalizará principalmente en los efectos que tienen dichos sistemas sobre la red de distribución.

Además de la descripción general de dichos servicios, se incluyen ejemplos de proyectos concretos realizados en su mayoría en España o con participación de entidades españolas representadas en el grupo de trabajo que ha elaborado el presente documento.

3.1 Aplazamiento de mejoras en la red (*Grid Upgrade Deferral*)

Los sistemas de almacenamiento de energía permiten una mejor planificación de las redes y sus inversiones, tanto en la construcción de nuevas infraestructuras, como en el alivio de su saturación ante situaciones puntuales de demanda. Estos sistemas permiten:

- Posponer inversiones, tales como enlaces a cualquier nivel de tensión para asegurar una segunda alternativa de alimentación (por ejemplo, en zonas rurales de difícil acceso y orografía accidentada).
- Proporcionar respaldo al suministro, por el aplazamiento de nuevas infraestructuras.
- Posponer inversiones en mantenimiento por incremento de la vida útil de las instalaciones, al permitir operarlas por debajo de su régimen nominal gracias al soporte del almacenamiento.
- Aplazar la necesidad de nuevas expansiones de la red, al introducir elementos que permiten reducir los picos de potencia y diseñar en base a valores promedio de potencia.
- Acumular la energía generada que en determinados momentos excede el límite de evacuación de la red, evitando así la necesidad inmediata de repotenciar la red de distribución.

Un punto interesante que conviene recordar es que, para que tenga sentido la participación del almacenamiento u otros servicios de flexibilidad en mercados locales o de flexibilidad, tiene que haber una coordinación o previsión en la ubicación de los activos, ya que en este caso es necesario que los activos se sitúen geográficamente en los nodos con problemas de red y/o congestión. Es decir, para que estos servicios funcionen debe haber planificación.

Por otra parte, si los operadores de las redes de distribución (DSOs) y transporte (TSOs) pueden evitar o retrasar inversiones usando estos servicios, pueden destinar los recursos disponibles para acometer otras mejoras en la red.

3.1.1 Ejemplo 1: Planta fotovoltaica en Blandford

Un ejemplo de este caso de aplicación es una planta de energía solar fotovoltaica con limitación de potencia en el punto de interconexión, promovida por Lightsource y ubicada junto a la localidad de Blandford, en el Reino Unido. Su potencia pico es de 12 MW y la potencia nominal de entrega a la red en corriente alterna es de 10 MVA. El punto de interconexión disponible de SSEPD (*Scottish and Southern Electricity Power Distribution*) es una subestación de distribución, alimentada por una línea de 33 kV con una potencia máxima útil de evacuación de 7 MVA.

Una línea conecta la planta con la subestación de distribución emplazada en la misma localidad a 600 metros del edificio DSO (*Gestor Redes de Distribución*) de la planta. Dicha

subestación interconecta mediante el alimentador (la línea de 33 kV de SSEPD) con una subestación de elevación emplazada junto a la ciudad de Bournemouth, a unos 15 km de la primera.

Se analizaron dos soluciones para poder evacuar la potencia total de la planta: repotenciar la línea existente de 33 kV para absorber 10 MVA, o instalar un sistema de acumulación capaz de recibir los excedentes producidos e inyectarlos a la red en periodos de baja irradiación, de forma que se aproveche toda la energía producida por la planta. Resultó más ventajosa la segunda opción.

Definida la tipología de la solución se cuestionaron las características técnicas que debía poseer. Principalmente, se trataba de definir la potencia y capacidad máximas del equipo de almacenamiento BESS (Battery Energy Storage System) a instalar.

Conviene puntualizar el detalle de funcionamiento esperado del sistema. Mediante un control de planta, la energía generada a más de 7 MVA se utilizaría en cargar el BESS y éste se descargaría conforme se vaya reduciendo la potencia de evacuación en la línea de 33kV, manteniendo siempre su valor en el punto de interconexión por debajo del límite establecido. Simulaciones predicen la cantidad de energía excedente a lo largo de las horas y los días del año.

Para determinar la potencia y capacidad del sistema que optimiza el resultado económico del binomio coste (ejecución y operación del sistema de almacenamiento) – beneficio (retraso de la ampliación del alimentador) se describirá más adelante un posible algoritmo (sección 4.2.2).

Si bien la finalidad principal del sistema es la de diferir la repotenciación de la línea que alimenta a la red de distribución para acometer el crecimiento del consumo, ello es compatible con la de optimizar la generación renovable con límite de exportación durante las puntas de producción, ya que la energía acumulada en el BESS puede utilizarse durante las puntas de demanda.

El sistema de almacenamiento se utiliza principalmente para atender los picos de consumo cuando se supera la capacidad de la línea de alimentación en la subestación de distribución.

Adicionalmente, el sistema puede ser utilizado para acumular la energía generada que en determinados momentos excede el límite de evacuación del mismo alimentador, evitando así la necesidad inmediata de repotenciar la red de distribución y permitiendo diferir la mejora de la infraestructura.

3.1.2 Ejemplo 2: Retraso de inversiones en red REC, Virginia (EE.UU.)

REC (Rappahannock Electric Co-Op) es una distribuidora local. El proyecto consiste en la instalación de una batería *stand-alone* de 2 MW y 8 MWh.

La batería realiza un promedio de 7 ciclos de carga-descarga al mes y evita la sobrecarga de la red de distribución reduciendo picos de demanda.

La rentabilidad calculada del proyecto TIR es del 8,5%, con un VAN de 960 $/kW para toda la vida del proyecto. Los ingresos provienen de dos vías:

- Retraso en inversiones en red en 2 subestaciones durante un tiempo estimado de 3 años (componentes de la red de distribución cercanos a su límite operativo).
- Provisión de servicios de gestión de la demanda en el mercado mayorista de PJM (Pennsylvania, New Jersey, and Maryland) para reducir picos de demanda con unos ahorros anuales estimados en 211.000 $.

El desarrollo de proyectos con baterías para retrasar inversiones en redes de T&D en EE.UU. se ve limitado por una menor rentabilidad frente a otros usos del almacenamiento (incluso en regiones sin alternativas de cableado) y por una normativa federal limitante (participación en mercados eléctricos y de capacidad).

3.1.3 Ejemplo 3: San Vicente del Monte (Cantabria)

Este sistema de almacenamiento de 250 kVA / 232 kWh alimenta al cuadro de BT del centro de transformación tipo intemperie (160 kVA) que suministra al núcleo de S. Vicente del Monte. Esta localidad está situada en la Sierra del Escudo de Cabuérniga, y como otras muchas del norte de la península se encuentra en una zona montañosa y de difícil acceso en condiciones climatológicas adversas (ver apdo. 2.2.1.2).

Si bien el cometido principal de este proyecto es la mejora de la calidad de suministro de la zona y asegurar su continuidad ante incidencias de la red BT/MT (mejora del TIEPI zonal), cabe destacar las siguientes funcionalidades:

- Posponer inversiones como enlaces MT/BT que permitan asegurar una segunda alternativa de alimentación de esta antena de la línea aérea MT. En este caso, se añade la dificultad orográfica y de tramitación de las licencias y permisos de paso en esta zona.
- Permitir incrementar la vida útil de las instalaciones al limitar los valores para los que el sistema inyecta energía, evitando que estas trabajen por encima de su régimen nominal de funcionamiento.

3.2 Capacidad para dar puntas de potencia para carga de vehículo eléctrico

Ante la necesidad de controlar las emisiones de CO_2 para la lucha contra el cambio climático, la UE estableció en el reglamento EU 2019/631 requisitos en materia de emisiones para turismos y vehículos comerciales ligeros nuevos. Este cambio circunstancial del sector del automóvil, que impulsa la sustitución de vehículos con motor de explosión por vehículos eléctricos, conlleva reforzar las redes para que los procesos de carga tengan el menor impacto posible. Esta necesidad de integración a la red eléctrica requiere de una infraestructura de carga confiable.

Ante las potencias de carga requeridas y el número de puntos de recarga operando de manera simultánea, la red eléctrica podría sufrir sobreesfuerzos y congestiones en diversos puntos. Para hacer frente a estas situaciones, una de las posibles soluciones es la integración de fuentes de energía renovable con almacenamiento.

Esta solución puede ayudar a gestionar de forma eficiente la energía renovable producida, redireccionar los flujos de carga para evitar congestiones y, gracias al almacenamiento, reducir el coste de la electricidad para la carga del vehículo eléctrico, al dar servicio durante los intervalos de precios altos de la energía.

3.2.1 Ejemplo 1: Edificio de La Nave (Madrid)

En el emblemático edificio de La Nave, el Ayuntamiento de Madrid ha instalado un

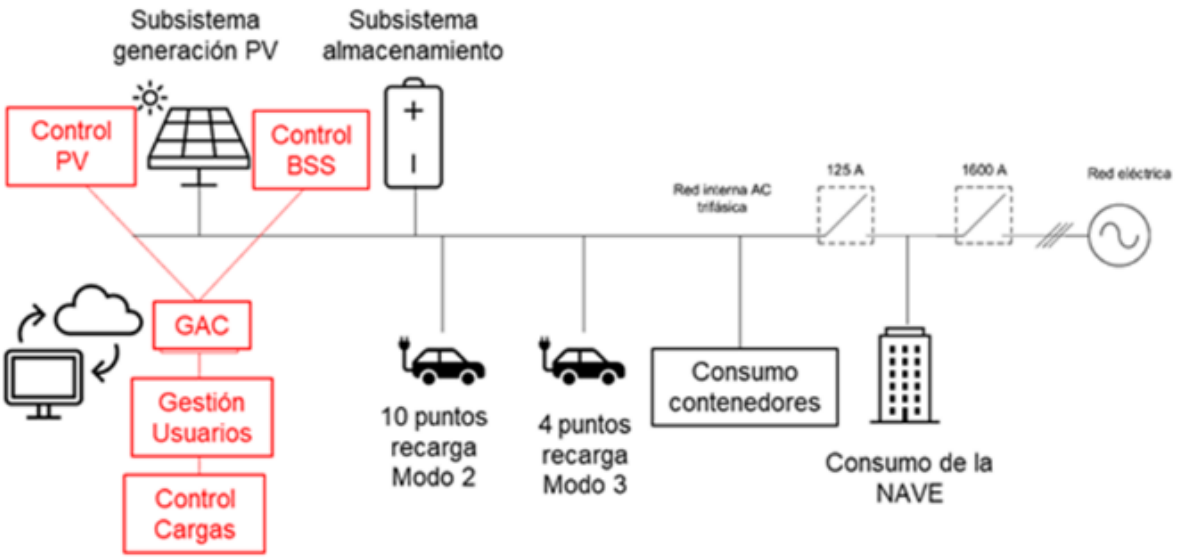


Ilustración 10 - Instalación eléctrica del edificio La Nave. Fuente: Batteryplat

sistema de generación renovable de 32 kWp, con una producción anual estimada de 52.900 kWh, suficiente para recorrer 3.018 km en un vehículo eléctrico, y una vida útil estimada de 25 años. Cuenta con un sistema de baterías de 275 kWh.

La solución permite establecer una consigna de almacenamiento en función de la generación FV disponible, realizar predicciones de demanda y generación, y determinar la máxima potencia de carga en cada momento.

3.2.2 Ejemplo 2: Apoyo a red en recarga de vehículo eléctrico (Reino Unido)

El operador eléctrico británico pretende invertir 11 M€ en sistemas de almacenamiento en aproximadamente 20 puntos de para apoyar a la red en lugares más alejados y poder propiciar el desarrollo del vehículo eléctrico, hasta que estos puntos más alejados puedan estar mejor integrados en su infraestructura.

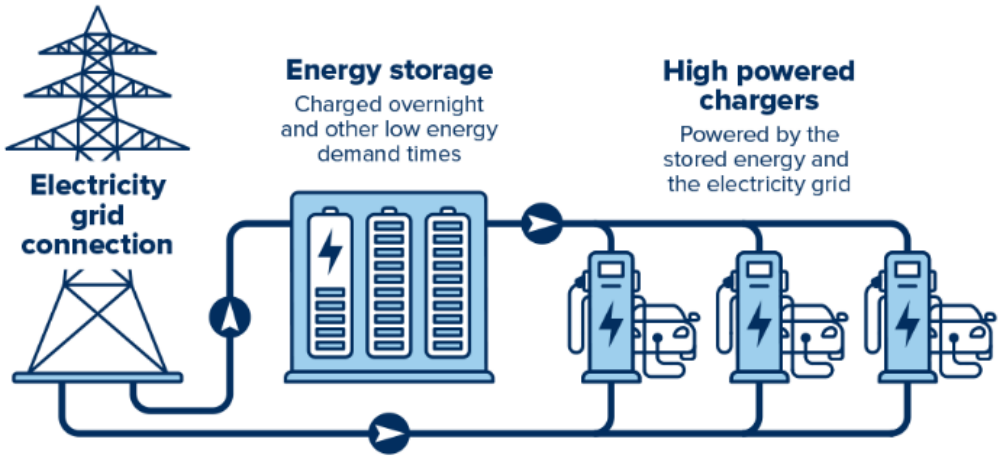


Ilustración 11 – Utilización de sistemas de almacenamiento como apoyo a la red para carga de vehículos eléctricos. Fuente: [11]

3.2.3 Ejemplo 3: Estaciones de servicio con almacenamiento GRIDSERVE (Reino Unido)

La empresa GRIDSERVE ha desarrollado una estación de servicio para recarga de vehículos eléctricos con almacenamiento. Esta estación podría albergar puntos de recarga de hasta 350 kW. Su propuesta reside en la obtención de energía renovable gracias a paneles fotovoltaicos instalados en el techo del edificio de la estación y a un gran parque solar situado en Clayhill, con 10 MW de potencia instalada. Además, incluirá un sistema de almacenamiento de 6 MWh para permitir almacenar los excedentes de la instalación solar y utilizarlos en periodos en los que no exista tanta generación fotovoltaica.

El objetivo final es desplegar 100 estaciones en todo el Reino Unido en el periodo 2021-2025 como parte de un proyecto que movilizará 1000 millones de libras en este tiempo.



Ilustración 12 – Estación GRIDSERVE. Fuente: GRIDSERVE, [12]

3.3 Apoyo a contingencias de la red (*Contingency Grid Support*)

El almacenamiento de energía contribuye a cubrir las necesidades crecientes de respaldo y flexibilidad de la red de distribución, mejorando la calidad de suministro y asegurando el suministro de energía de la zona ante posibles incidencias de la red.

Ser capaz de reponer el suministro ante incidencias, cubrir picos de demanda o disponer de energía para cubrir variaciones estacionales son funcionalidades que el almacenamiento es capaz de proporcionar.

Cabe destacar los siguientes servicios aportados por los sistemas de almacenamiento:

- Mejora de la calidad de suministro de la zona, mediante el control de variables como la tensión, potencia y frecuencia.
- Respaldo al suministro eléctrico en núcleos rurales aislados sin posibilidad de enlaces a la red.
- Mejora del tiempo de respuesta en caso de falta de suministro, al disponer de datos de la falta y de respaldo de energía hasta la llegada de las brigadas de atención de averías.

3.3.1 Ejemplo 1: StoRE Alajeró (La Gomera) y Breña Alta (La Palma)

La elección de las Islas Canarias para desarrollar el proyecto StoRE (ver 2.2.1.4) fue clave, ya que este intenta solucionar los problemas de estabilidad de tensión y frecuencia que plantean los sistemas de generación renovable no gestionable, cuyo impacto es mayor en sistemas eléctricos insulares.

Las plantas de La Gomera y La Palma utilizan tecnologías de almacenamiento de energía que cuentan con respuesta muy rápida. Por lo tanto, son adecuados para evitar una pérdida parcial de energía, o incluso un corte general en pequeños sistemas aislados:

- El equipo de almacenamiento instalado en el municipio de Alajeró (La Gomera) utiliza un volante de inercia de 0,5 MW / 18 MWs, que proporciona inercia y

potencia activa para la regulación primaria, mientras se logra la estabilización continua de la frecuencia de la isla.

- En Breña Alta, en La Palma, la instalación de supercondensadores de 4 MW / 20 MWs proporciona estabilidad a la frecuencia del sistema y aumenta su capacidad para evitar la pérdida de suministro en caso de faltas inesperadas, proporcionando mayor robustez al sistema y mejorando la calidad de suministro.

3.3.2 Ejemplo 2: BESS en PFV Sol de Insurgentes (México)

El proyecto promovido por Engie y denominado PFV Sol de Insurgentes está próximo a Ciudad Insurgentes, en Baja California Sur. Para dar cumplimento a las exigencias de la red mexicana de Baja California, ente otras funciones reserva de potencia activa para control de la frecuencia en el punto de interconexión, se instaló un sistema BESS (*Battery Energy Storage System*) con 5,4 MVA de potencia y 3,4 MWh de capacidad.

El BESS realiza dos funciones: control de la rampa de generación fotovoltaica (FV), como función prioritaria, y regulación de frecuencia:

- En caso de nubosidad, el sistema BESS limita la pendiente de las rampas de potencia fotovoltaica a un valor máximo admisible igual al 7,5% de la potencia fotovoltaica de CA por minuto (1,725 MW/min), mediante la entrega de un máximo de 5 MW de potencia de CA en el punto de acoplamiento común (PCC), durante un máximo de 15 minutos. En caso de recuperación después de un evento de rampa descendente, el sistema BESS limitará la pendiente de la rampa de potencia a un máximo del 10% de la potencia FV CA por minuto (2,3 MW/min), con un máximo de 1 MW, durante un máximo de 15 minutos. En caso de que la tasa de rampa no se compensara completamente, el EMS (*Energy Management System*) calculará un límite de potencia activa para la planta FV.
- Servicio de regulación de frecuencia: el BESS absorberá hasta 10% de la potencia fotovoltaica de CA (es decir, 2,3 MW, como parte de los 5 MW) durante un máximo de 15 minutos para control de frecuencia.

En caso de que no se requiera control de rampa ni regulación de frecuencia, el EMS controlará el BESS con una estrategia de gestión del SoC (*State of Charge*), consistente en restaurar el SoC de la batería a un valor objetivo, con el fin de reforzar la disponibilidad del BESS y poder realizar las funciones previstas. En caso contrario, una vez descargado el sistema de almacenamiento por compensación de rampa, el EMS esperaría un evento de sobrefrecuencia, para volver a cargar el BESS.

El BESS opera a factor de potencia unidad en sus terminales de MT, por lo que la única potencia reactiva requerida es la necesaria para compensar las pérdidas hasta los terminales de la MT.

3.3.3 Ejemplo 3: San Vicente del Monte (Cantabria)

San Vicente del Monte es una localidad rural aislada cuyo centro de transformación está conectado a la subestación Cabezón a través una línea de 12 kV y gran longitud, sujeta a las cargas estacionales de la zona y a los trabajos de mantenimiento de la red (ver 2.2.1.2). Para evitar la problemática derivada de estas situaciones, el sistema de almacenamiento instalado (baterías de ion-litio de 250 kVA / 232 kWh) dispone de modos de funcionamiento de control de potencia y tensión que permiten mejorar la calidad de suministro de la zona, fijando los umbrales de trabajo de estas variables eléctricas (el convertidor responde a estas

consignas inyectando o consumiendo potencia activa o reactiva).

Este sistema asegura y mejora la continuidad del suministro (TIEPI) ya que, ante una falta en la red BT/MT del centro de transformación, el sistema de alimentación pasa a suministra a los clientes BT de San Vicente del Monte:

- El sistema está monitorizando de forma permanente el valor de tensión del analizador ubicado en el cuadro de acometida.
- Cuando el valor de tensión esta fuera del rango de los valores definidos como válidos, se procede a desconectar la salida del transformador de potencia.
- El sistema se pone en modo isla y suministra energía a los consumos desde la batería, hasta que esta llega a su valor límite de descarga o el valor de tensión en el cuadro de acometida entra dentro del rango de valores válidos.
- El sistema vuelve a cerrar el interruptor automático ubicado en el cuadro de acometida, suministrando energía a las cargas desde la red de distribución y recargando las baterías

El sistema ADMS-SCADA del centro de control en el que se han incorporado las señales, alarmas y mandos permite su integración con las herramientas de movilidad de la compañía, formando parte de la operativa habitual de gestión de averías, de manera que toda la información del sistema de almacenamiento está disponible, en tiempo real, para poder ser consultada en todo momento por el personal técnico y brigadas de campo. Ello ha permitido mejorar el tiempo de respuesta y la atención de averías, al disponer de los datos de falta y de respaldo de energía hasta la llegada de las brigadas.

3.4 Control dinámico de la tensión local (*Dynamic Local Voltage Control*)

El uso de sistemas de almacenamiento permite mantener el perfil de tensión deseado en los distintos nodos de la red dentro de los límites establecidos por contrato o reglamentariamente.

3.4.1 Ejemplo 1: StoRE. La Aldea de San Nicolás (Gran Canaria)

La planta del proyecto StoRE en La Aldea de San Nicolás, en Gran Canaria, tiene una mayor capacidad de almacenamiento que las de La Palma y La Gomera (ver apdo. 3.3.1) y puede operar como una unidad de generación gestionable, ya que la carga y descarga se pueden programar diariamente.

Está basada en baterías ion-Li de 1 MW / 3 MWh y su objetivo es prestar servicios de manera similar a como lo haría una unidad de generación: gestionar la demanda, proporcionar inercia y potencia activa al sistema, regular la tensión y participar en la regulación secundaria.

3.4.2 Ejemplo 2: Caravaca de la Cruz (Murcia)

Como se ha comentado en el apdo.2.2.1.1 , en la región de Murcia la proliferación de plantas fotovoltaicas ha provocado problemas de regulación de tensión en algunas líneas de MT.

Concretamente, la línea Archivel de 20 kV es muy larga y tiene varias plantas fotovoltaicas de gran tamaño conectadas a ella. Antes, se superaban niveles de tensión de 22 kV con frecuencia. Desde la implantación en 2018 de una batería de 1,25 MW / 3 MWh se ha

programado una actuación diaria de corrección de la tensión en el área cercana a las plantas.

Los sistemas de almacenamiento de energía, al estar basados en electrónica de potencia, son muy flexibles y controlables. De hecho, reúnen dos ventajas:

1. Admiten una consigna sencilla (un nivel de tensión deseado), pero son capaces de proporcionar una respuesta compleja (flexible en función de las necesidades de la red).
2. Alta velocidad de respuesta, que les permite reaccionar de forma inmediata a los cambios del entorno.

Estas dos cualidades convierten al BESS en una herramienta ideal para el control de la tensión de red. A lo largo del día, los paneles solares varían su generación en función de la elevación del sol, la presencia de nubes y otros factores que se traducen en variaciones importantes en la tensión de línea (unas de progresión lenta y otras instantáneas) y la batería adapta su respuesta a cada cambio, en tiempo real, en función de las necesidades. De ordinario, solo se emplea energía reactiva para la regulación (a potencia nominal es capaz de bajar 1 kV la tensión de red), pero en situaciones críticas también puede emplear potencia activa con este fin (con eficacia bastante menor, pero apreciable).

La experiencia ha demostrado que la eficacia del almacenamiento como regulador de tensión varía mucho en función de la ubicación de la planta pues, con la distancia, la inyección o consumo de reactiva pierde efecto corrector.

3.5 Operación en isla intencionada (*Intentional Islanding*)

Mediante este servicio, el sistema de almacenamiento proporciona energía a una parte de la red que ha quedado aislada del resto, sin otra alternativa de alimentación.

3.5.1 Ejemplo 1: Caravaca de la Cruz (Murcia)

En lugares alejados, donde la red es menos mallada, no siempre es fácil disponer de una segunda línea de respaldo para todas las poblaciones. En caso de pérdida del servicio, los consumidores se ven afectados, con mayor frecuencia cuanto más al extremo de la línea se encuentra la población.

Por este motivo, la batería se ha emplazado buscando un equilibrio entre cercanía a las plantas fotovoltaicas (para hacer regulación de tensión efectiva, ver apdo. 3.4.2) y cercanía a la última población grande de la línea, para servir como respaldo del servicio eléctrico en incidencias y en intervenciones programadas.

El año en que la instalación del sistema de almacenamiento quedó plenamente operativa, se consiguió mejorar el TIEPI local en un 90% respecto al año anterior y en un 68% respecto al año previo.

Desde entonces, las intervenciones programadas sobre la línea o la subestación se han podido hacer sin interrumpir el servicio eléctrico a la mayoría de los consumidores, ni siquiera durante las transiciones red-isla, isla-red.

Además de beneficiar a los consumidores, durante los periodos de funcionamiento en isla, las plantas de generación conectadas a ella han continuado produciendo gracias al control de la microrred ejercido por la batería.

Por otro lado, la presencia de estas plantas generadoras ha permitido hacer un dimensionamiento más ajustado del almacenamiento, pues con la gestión adecuada, aquellas contribuyen a extender la duración de las islas más allá de los valores nominales del sistema BESS. Hasta hoy, la isla intencionada más larga que se ha necesitado se mantuvo en operación

durante 7 horas y media, y finalizó con la batería cargada al 95%.

3.5.2 Ejemplo 2: San Vicente del Monte (Cantabria)

Como se describió en el apartado 3.3.3, este sistema detecta de forma automática la caída de tensión, desconecta la salida del transformador de potencia y suministra energía a los clientes BT de San Vicente hasta que el almacenamiento llega al fin de descarga o vuelve a detectar presencia de tensión, consiguiendo una alimentación alternativa en isla de los suministros BT.

Hasta este momento, las faltas de red que han afectado al Centro de Transformación de San Vicente se han resuelto antes del fin de la descarga de las baterías.

También se está utilizando esta funcionalidad de isla intencionada como alimentación alternativa al centro de transformación durante la ejecución de trabajos de mantenimiento de este último, evitando la colocación de grupos electrógenos o los cortes programados de suministro.

3.6 Compensación de potencia reactiva (*Reactive Power Compensation*)

El objetivo del sistema de almacenamiento para este caso de uso es el control y reducción de los flujos de energía reactiva en circulación por las redes de distribución, así como la elevación de la energía reactiva desde las redes de distribución hacia la red de transporte.

3.6.1 Situación actual

La potencia reactiva es la componente de la potencia eléctrica que no produce un trabajo real. La presencia de potencia reactiva origina que la intensidad que circula sea mayor que la necesaria para el trabajo útil demandado, con los siguientes efectos negativos:

- Reducción de la potencia activa de la instalación.
- Aumento de las pérdidas en las redes.
- Problemas en el control de tensión de red.

La gestión de la potencia reactiva es una de las principales problemáticas a las que se tienen que enfrentar todos los agentes que forman parte del sistema eléctrico y, singularmente, los gestores de las redes de transporte y distribución, especialmente en los periodos de consumo llano y valle.

Este impacto se plasma en el seguimiento mensual del servicio complementario de control de tensión gestionado por Red Eléctrica de España (REE) donde, entre otros, se incorporan los incumplimientos de energía reactiva (MVArh) y su duración por déficit de absorción y generación.

En los últimos años, la dificultad en la gestión de la potencia reactiva se ha visto incrementada por los siguientes motivos principales:

- Disminución de la demanda agregada, lo cual propicia la circulación en las redes de energía reactiva.
- Disminución paulatina de consumidores de reactiva conectados a la red. Esto causa que, en determinados casos, se produzcan inyecciones de reactiva hacia la red, en horario llano y valle, lo cual es perjudicial.
- Limitación en las medidas de control de tensiones que tiene a su disposición el operador de red, como apertura de circuitos, ausencia de reactancias, etc. Esto limita los grados de libertad en la gestión por parte del distribuidor.
- Dificultad de gestión directa de la generación conectada a las redes de distribución.
- Aumento de la generación distribuida, aumentando la inyección de reactiva

capacitiva al sistema, y reduciendo las necesidades de consumo de la potencia reactiva, junto con una gestión de control de tensión de generadores principalmente realizado a través de factor de potencia.

En España, las medidas de control de tensión y, por ende, de potencia reactiva se recogen y desarrollan en el Procedimiento de Operación (PO) 7.4, "Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte".

El PO regula el conjunto de actuaciones sobre los recursos de generación y absorción de potencia reactiva, orientadas a mantener las tensiones en los nudos de la red de transporte dentro de los márgenes especificados para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad del suministro eléctrico.

Las medidas que están tomando actualmente los distribuidores y transportistas en base a lo recogido en el PO son:

- Cambio de tomas de los transformadores.
- Apertura de circuitos para limitar los flujos de reactiva.
- Utilización de reactancias o baterías de condensadores.

Como complemento de lo anterior, La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha lanzado recientemente su primer *sandbox* para el control de tensión en la red eléctrica de transporte.

3.6.2 Encaje del almacenamiento

La compensación de energía reactiva puede realizarse mediante sistemas BESS que inyecten reactiva en la red apoyados en su electrónica de potencia.

Este servicio, que ya está regulado (PO 7.4) y pendiente de su puesta en funcionamiento, es el control de tensión.

3.6.3 Ejemplo 1: Batería en Alcalá de Henares

En 2016 Gas Natural Fenosa desarrolló un proyecto pionero en el ámbito del almacenamiento en el que se instaló en la subestación eléctrica de Alcalá de Henares, en Madrid, un BESS de la compañía Toshiba compuesto de dos contenedores de baterías de litio, que podía inyectar o absorber de la red tanto potencia activa como potencia reactiva.

El objetivo del proyecto, ya finalizado (y desinstalada la solución) era meramente tecnológico, para validar la funcionalidad y madurez del uso de estas soluciones.

Las baterías instaladas permitían:

- Control de frecuencia.
- Aplanamiento de la demanda variable y soporte a generadores renovables con variabilidad.
- Carga y descarga programada.
- Control directo de carga y descarga.
- Control de tensión.
- Control del factor de potencia.
- Control directo de inyección y absorción de reactiva.

Estas funcionalidades fueron probadas a partir de diferentes casos de uso. En particular, la función de control de potencia reactiva permitía establecer la consigna de potencia reactiva en función de diversos factores.

En cualquier caso, se priorizaron las funciones de potencia activa frente a las de potencia reactiva. Por este motivo, la potencia reactiva disponible en cada momento estaba limitada por la potencia aparente nominal del sistema (250 kVA en cada contenedor) y la potencia activa que se estaba intercambiando en cada momento.

Igualmente, se implementó el control de tensión. Mediante la función de control de tensión, el sistema de baterías inyectaba o

absorbía potencia reactiva en función de la tensión en el punto de conexión.

Cuando la tensión disminuía por debajo del umbral mínimo, la batería inyectaba potencia reactiva en la red, mientras que cuando la tensión aumentaba por encima del umbral máximo las baterías absorbían potencia reactiva de la red. La curva que relacionaba la tensión medida y la potencia reactiva a inyectar/absorber era parametrizable por el usuario.

La función de control del factor de potencia establecía una inyección o absorción de potencia reactiva en función de la potencia activa intercambiada entre las baterías y la red, de modo que el factor de potencia de las baterías fuera el valor elegido por el usuario.

La función de control directo de potencia reactiva permitía seleccionar una potencia concreta de inyección o absorción de reactiva.

El sistema de almacenamiento se conectó a la red de media tensión a través de un centro de transformación con dos transformadores: uno principal de 630 kVA, para evacuar la energía de las baterías; y otro, más pequeño, de 50 kVA para servicios auxiliares. Además, la celda del transformador principal estaba telemandada y disparaba al detectarse alguna contingencia en la red de media tensión.

Las principales conclusiones del piloto fueron las siguientes:

- El almacenamiento en baterías de litio para aplicaciones en las redes de distribución era una tecnología aún inmadura. Esto se reflejaba especialmente en la electrónica de potencia y en el control interno del estado de la carga de los diferentes racks de almacenamiento.
- A partir de los resultados obtenidos se constató el alto rendimiento de la solución de almacenamiento basada en Li-ion, por encima del 90%, y la baja degradación.
- El almacenamiento en baterías era un sistema complejo, que no debía ser considerado como una "caja negra" que simplemente absorbe y devuelve energía, sino que debían tenerse en cuenta aspectos internos que pueden afectar a la disponibilidad y al rendimiento. Así, era necesario tener en cuenta los procesos de auto mantenimiento que provocaban indisponibilidades temporales para que no incidiesen en la aplicación para la que estaba operando la tecnología.
- En cualquiera de los casos, no se justificaba una solución BESS para realizar únicamente compensación de reactiva, debido a su alto coste frente a otras opciones. Por tanto, la inversión solo tenía sentido dentro un grupo más extenso de casos de uso.

3.7 Regulación y estabilización de la frecuencia

Los sistemas de almacenamiento pueden proporcionar servicios auxiliares de regulación de la frecuencia, para lo que se combinan con Sistemas de Electrónica de Potencia Avanzada (SEPA) que disponen de capacidades avanzadas de interacción con la red. Estos servicios son:

- Control de frecuencia primario: uso del almacenamiento para mantener el balance generación-demanda tras una potencial perturbación.
- Control de frecuencia secundario: uso del almacenamiento para apoyar al sistema centralizado que ajusta la potencia de salida de las unidades, con el fin de restablecer la frecuencia y los intercambios a los valores de referencia.
- Control de frecuencia terciario: uso del almacenamiento para ayudar a restaurar las reservas del control primario y secundario y restablecer la frecuencia e intercambios cuando el control secundario no lo logra.

- Estabilidad de frecuencia: el almacenamiento mantiene la frecuencia dentro de los límites establecidos.

3.7.1 Ejemplo 1: Batería *stand-alone* en Bavaria (Alemania)

Batería de 100 MW y 400 MWh que participa en los mercados de electricidad y de balance con una rentabilidad TIR del 6,5% y un VAN de 1128 $/kW, calculados para la vida útil del proyecto:

- Arbitraje energético en mercado mayorista 50 $/MWh (0 a 103,62 $/MWh) y unos costes de carga de 27 $/MWh.
- Provisión de servicios de regulación de frecuencia con pagos de capacidad FCR a subir y bajar (40,36 $/MW) y de regulación terciaria mFRR a subir (25,84 $/MW). No se considera la participación en regulación secundaria (aFRR), por lo que habría margen para aumentar ingresos.
- Control de tensión: el almacenamiento absorbe o inyecta potencia reactiva para mantener tensiones dentro de límites tolerables.

4 Indicadores y Business Case

4.1 Definición de indicadores

En este capítulo se identifican varios casos de negocio en los que el almacenamiento se convierte en actor principal que puede ayudar a la planificación, operación y mantenimiento de la red. Se presentan los resultados reales de un proyecto de almacenamiento, una metodología de cálculo para proyectos motivados por el aplazamiento de inversiones aplicada a un ejemplo y otro en el que la motivación no obedece de manera directa a la existencia de un caso de negocio.

Para la evaluación de los casos de negocio asociados a instalaciones de almacenamiento energético, se propone utilizar el siguiente conjunto de indicadores:

a) Inversión realizada.
b) Ingresos previstos.
c) Ingresos potenciales.
d) OPEX (operación y mantenimiento).
e) Valor Actual Neto (VAN).
f) Tasa de Retorno Interno (TIR).
g) *Payback*.
h) Casos de uso de aplicación.

4.2 Escenarios de cálculo

4.2.1 San Vicente del Monte (Cantabria)

4.2.1.1 Descripción

Este caso se corresponde con el ejemplo descrito en los apartados 2.2.1.2, 3.1.3, 3.3.3. y 3.5.2. Se trata de un BESS conectado a la red de distribución de EDP Redes España en la localidad de San Vicente del Monte, ayuntamiento de Valdáliga en Cantabria, zona montañosa y con dificultades de acceso en condiciones meteorológicas adversas.

4.2.1.2 Hpótesis e indicadores

Dentro de las alternativas para asegurar la continuidad del suministro ante incidencias y trabajos programados de la red y para mejorar el TIEPI zonal, se valoró realizar un enlace aéreo o subterráneo en MT con una longitud aproximada de 4 km. En este caso, debido a los problemas de tramitación de permisos de paso por zonas de especial protección y a las dificultades orográficas para el trazado, se decidió instalar un sistema de almacenamiento como solución al refuerzo de este suministro.

Este proyecto se desarrolló como piloto de innovación, con el objetivo principal de aumentar el conocimiento y la integración de esta tecnología en las redes de distribución, como uno de los pilares fundamentales para el proceso de transición energética del sector.

Inversión realizada

La inversión de este proyecto ascendió a 310 k€, incluyendo el sistema de almacenamiento completo, red subterránea BT de conexión entre almacenamiento y centro de transformación, sistema de comunicaciones, ingeniería, tramitaciones e integración en los sistemas de control de la red de distribución de la compañía.

Ingresos

Inversión dentro del capítulo Digitalización – Smart Grids, reconocida en el esquema general de distribución por el regulador.

Otros indicadores económicos

OPEX	< 10 % Inversión
TIR	9,75 %
Payback	12 años

Tabla 2

Casos de uso de aplicación

Descritos en detalle en el apartado 3, los casos de uso para este sistema de almacenamiento son:

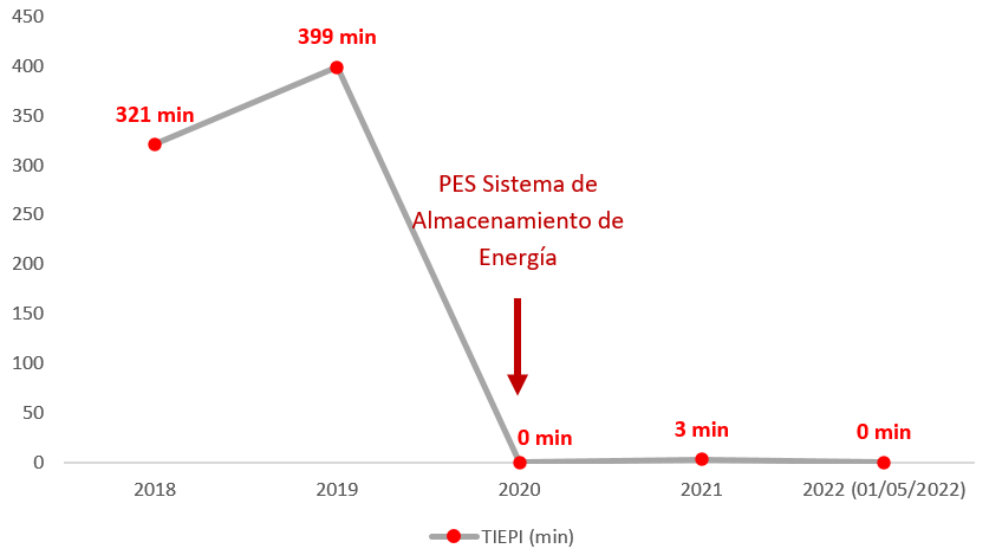


Ilustración 13 – Evolución del TIEPI en San Vicente del Monte

- Aplazamiento de mejoras en la red (ver 3.1.3).
- Apoyo a contingencias en la red (ver 3.3.3).
- Operación en isla intencionada (ver 3.5.2).

4.2.1.3 Resultado

La inclusión del almacenamiento de energía en las redes de distribución puede ser una buena solución para reforzar y asegurar la continuidad del suministro eléctrico en zonas rurales aisladas como es San Vicente del Monte.

En la Ilustración 13 se puede observar la evolución del TIEPI en San Vicente del Monte desde 2018, quedando prácticamente a 0 desde la instalación de este proyecto.

4.2.2 BESS para aplazamiento de inversiones en la red de distribución

Para analizar la viabilidad económica y financiera de un BESS que permita aplazar la introducción de ampliaciones y mejoras en la red de distribución, se presenta en este apartado una metodología desarrollada por Zhang, Emanuel y Orr [13] aplicable a la instalación de un BESS de Li-ion y potencia S_B como alternativa al aumento de la capacidad de transporte S_L de una línea de alimentación sometida a un crecimiento de la carga r_a (%/año).

En el análisis se tienen en consideración los siguientes aspectos:

- El BESS es una alternativa que permite diferir en el tiempo la inversión en la ampliación de la línea, pero no la evita.
- Los costes considerados para la ampliación de la línea en el año t_F son exclusivamente los asociados a su instalación inicial, C_F, que requiere t_{CF} años.
- Los costes considerados para la opción con aplazamiento de inversión en la línea son, además de los de la instalación inicial, C_B, en el año t_F del BESS (que requiere t_{CB} años), sus costes de operación y mantenimiento durante el periodo de aplazamiento t_p, incluyendo específicamente la necesidad de reemplazar varias veces las baterías durante el mismo, y sin olvidar el coste de ampliación de la línea el año $t_F' = t_F + t_p$
- Las inversiones se financian mediante préstamos a un interés i_R, y con duraciones t_{LF} y t_{LB} para línea y BESS respectivamente.

Para un BESS de capacidad y rendimiento determinados, la duración máxima t_{pMAX} del aplazamiento lo determina el momento en que ya no se cumple la siguiente desigualdad:

$$W_{ch} * \eta \geq W_{dch}$$

siendo W_{ch} y W_{dch} las energías cargada y descargada diariamente en el BESS, y η el rendimiento del ciclo. Es decir, cuando la energía almacenada diariamente no es suficiente para satisfacer las necesidades energéticas totales durante el pico, como se muestra en la Ilustración 14, que representa las curvas de demanda de carga más alta de 24 horas para los años t_F (cuando la demanda alcanza el límite de potencia S_L de la línea) y t'_F (cuando se alcanza el límite del BESS).

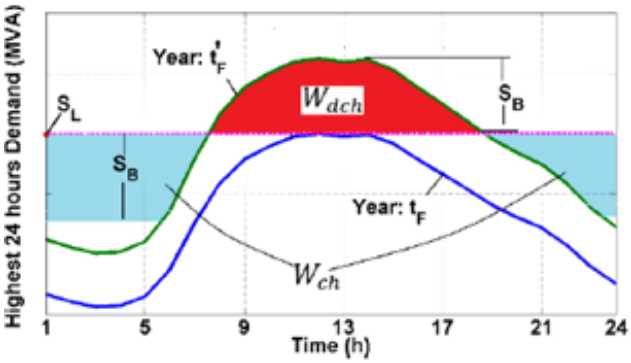


Ilustración 14 – Máximos horarios de la demanda para los años t_f y t'_f

El algoritmo propuesto permite seleccionar el valor de t_p óptimo y dimensionar el BESS para este. Ello ocurre cuando es máxima la diferencia entre:

1. El valor actual neto PV_F para el refuerzo de la línea en el tiempo futuro t_F cuando la carga sobrepase la limitación de intensidad de la línea original.

$$PV_F = \frac{(1+d)^{t_{LF}} - 1}{(1+i_R)^{t_{LF}} - 1} \cdot \frac{i_R \cdot (1+i_R)^{t_{LF}}}{d \cdot (1+d)^{t_{LF}}} \cdot C_F$$

siendo d la tasa de descuento anual

2. El valor actual neto de instalación(PV_B) más el de los costes operativos (PV_{BO}) del BESS en el momento t_F, más el del refuerzo de la línea en el momento t_F':

$$PV_B + PV_{BO} + \frac{1}{(1+d)^{t_p}} \cdot PV_F$$

con

$$PV_B = \frac{(1+d)^{t_{LB}} - 1}{(1+i_R)^{t_{LB}} - 1} \cdot \frac{i_R \cdot (1+i_R)^{t_{LB}}}{d \cdot (1+d)^{t_{LB}+t_{CF}-t_{CB}}} \cdot C_B$$

$$PV_{BO} = \frac{(1+d)^{t_{LB}} - 1}{d \cdot (1+d)^{t_{LB}}} \cdot f_B \cdot \frac{i_R \cdot (1+i_R)^{t_{LB}}}{(1+i_R)^{t_{LB}} - 1} \cdot C_B \cdot \sum_{n=1}^{N} \frac{1}{(1+d)^{t_{CF}+n \cdot t_{CL}}} + A_{BO} \cdot \frac{(1+d)^{t_p} - 1}{d \cdot (1+d)^{t_p+t_{CF}-t_{CB}}}$$

donde *N* es el número de reemplazos de baterías durante el periodo de aplazamiento, t_{CL} la vida de las baterías, f_B su factor de reemplazo (en % de C_B) y A_{BO} los gastos operacionales anuales.

Del análisis de un ejemplo, el estudio llega a las siguientes conclusiones:

- Existe un valor de la tasa anual de crecimiento de la carga (r_a) por debajo del cual la instalación de baterías es la opción preferible, existiendo una duración de aplazamiento óptima t_p que produce un beneficio máximo. Para valores de r_a superiores, es preferible reforzar la línea, como muestra.
- Lógicamente, la solución BESS resulta más rentable a medida que disminuye el coste de reemplazo de la batería, y/o al aumentar el coste del refuerzo de la línea (lo que favorece al BESS en líneas de gran longitud).

4.2.3 BESS en Baja California (México)

Este caso se corresponde al ejemplo descrito en el apartado 3.3.2., en el que se busca la mejora de la calidad de suministro de la zona, con el fin de cumplir el código de red.

Para ello se instaló un BESS con 5,4 MVA de potencia y 3,4 MWh de capacidad, con dos

funciones: control rampa fotovoltaica y regulación de frecuencia.

Se trata de un caso en el que la decisión de instalar un BESS no viene determinada por la existencia de un modelo de negocio, sino por la obligatoriedad de cumplir con las condiciones técnicas del código de red, referentes a la regulación de la potencia activa de una instalación de generación como respuesta a los cambios de frecuencia de la red, motivo por el cual no se profundiza en el cálculo de los indicadores enumerados en 4.1. En estos casos, el análisis económico debería realizarse por comparación frente a otras posibles alternativas para el cumplimiento.

5 Beneficios para el sistema

5.1 Tabla resumen

En conjunto, tal como se ha mostrado en el documento a través de los diferentes casos de uso, el almacenamiento es una herramienta clave para proporcionar flexibilidad al sistema eléctrico, para dar apoyo al crecimiento significativo de generación renovable, así como contribuir a la gestión de las redes eléctricas y a una mayor competencia e integración en el mercado eléctrico.

A modo de resumen, la Tabla 3 recoge las principales características de los distintos proyectos que se han analizado en los apartados anteriores. Como puede comprobarse, la inmensa mayoría están planteados sobre más de un caso de uso. En cuanto a tecnología de almacenamiento, la batería de ion-litio es la predominante.

Nº	Proyecto País	Casos de uso[3]	Potencia Energía	Tecnología	Beneficios (inversión realizada)	Promotor	Motivación
1	Planta fotovoltaica en Blandford (Reino Unido)	1	3 MW 1,5 MWh	Batería ion-litio		Lightsource	Evacuación sin necesidad repotenciar línea.
2	Retraso de inversiones red REC Virginia (EE.UU.)	1	2 MW 8 MWh	Batería *stand-alone* ion-litio		Distribuidor (REC)	Evitar sobrecargas en la red.
3	San Vicente del Monte. Cantabria	1, 3, 5	250 kVA 232 kWh	Batería ion-litio (conectada salida BT) CT 160 kVA	Inversión reconocida activo distribución	Distribuidor (Viesgo, EDP Redes España)	Respaldo de incidencias. Mejora calidad de suministro.
4	Chao de Pousadoiro	3	250 kVA 475 kWh	Batería ion-litio (conectada MT)	Inversión reconocida activo distribución	Distribuidor (EDP Redes España)	Respaldo de incidencias. Mejora calidad de suministro.
5	StoRE Alajeró (La Gomera)	3, 7	0,5 MW 18 MWs	Volantes inercia.		Generador (UNELCO Generación – Endesa)	Mejora estabilidad tensión y frecuencia. Respaldo de incidencias.

[3] Casos de uso de aplicación enumerados en el documento: 1.- Aplazamiento de mejoras en la red; 2.- Capacidad para dar puntas de potencia para vehículo eléctrico; 3.- Apoyo a contingencias de la red; 4.- Control dinámico de la tensión local; 5.- Operación en isla intencionada; 6.- Compensación de potencia reactiva; 7.- Regulación y estabilización de la frecuencia

Nº	Proyecto País	Casos de uso[3]	Potencia Energía	Tecnología	Beneficios (inversión realizada)	Promotor	Motivación
6	StoRE Breña Alta (La Palma)	3, 7	4,0 MW 20 MWs	Supercondensadores		Generador (UNELCO Generación – Endesa)	Mejora estabilidad tensión y frecuencia. Respaldo de incidencias.
7	StoRE. La Aldea de San Nicolás (Gran Canaria)	4	1 MW 3 MWh	Batería ion-litio		Generador (UNELCO Generación – Endesa)	Regulación tensión. Participación regulación secundaria.
8	PFV Sol de Insurgentes (México)	3, 7	5,4 MVA 3,4 MWh	Batería ion-litio		Engie	Control de frecuencia en interconexión y de rampas de generación fotovoltaica.
9	Caravaca de la Cruz (Murcia)	3, 4, 5	1,25 MW 3 MWh	Batería ion-litio	Inversión reconocida activo distribución	Distribuidor (i-DE)	Gestión puntas de tensión fotovoltaica línea 20 kV. Calidad suministro.
10	Alcalá de Henares	4, 6, 7	500 kVA	Batería ion-litio (conectada MT)		Distribuidor (GNF)	Experimental. Control de frecuencia, tensión y factor de potencia, apoyo a renovables.
11	Bavaria (Alemania)	4, 7	100 MW 400 MWh	Batería *stand-alone* ion-litio	Participación en mercados de electricidad y ajuste		Mejora en el control de tensión y frecuencia.

Tabla 3- Resumen de los proyectos analizados

5.2 Beneficios

El uso de sistemas de almacenamiento en la red eléctrica va a ser beneficioso para toda la cadena de agentes que intervienen en la misma.

Estas tecnologías dotan al sistema de flexibilidad y estabilidad, lo capacitan para hacer frente a la variabilidad y a la parcial predictibilidad de las tecnologías renovables y evitan la pérdida de energía cuando la generación excede a la demanda de electricidad.

El almacenamiento puede proporcionar servicios al sistema similares a otras fuentes de flexibilidad. Esto se traduce en oportunidades para los proveedores de estos servicios, si bien se debe proporcionar igualdad de condiciones para su contratación, al tiempo que se garantiza que todos los recursos de flexibilidad estén incluidos en los planes de desarrollo de la red.

Conclusiones

A través del documento se ha intentado dar respuesta a los tres retos planteados inicialmente: el reto tecnológico, el regulatorio y el de modelo de negocio.

Podemos concluir que existe diversidad de soluciones maduras de almacenamiento que pueden ser ya utilizadas según las distintas necesidades, dado que no hay una misma tecnología óptima para todas ellas.

Prueba de ello son las diferentes referencias de proyectos, tanto en el ámbito nacional e internacional, mencionados en este documento, en los que se da cobertura a gran parte de los casos de uso identificados por el grupo de trabajo.

Tal como se recoge en la Directiva Europea 2019/944, los distribuidores no pueden disponer de sistemas de almacenamiento, salvo que sean componentes de red plenamente integrados que no se utilicen para el balance o para la gestión de congestiones.

Por otra parte, para garantizar la viabilidad económica los sistemas de almacenamiento no deben proporcionar solo servicios de red, sino que deben participar en mercados de energía.

La evolución hacia mercados de flexibilidad donde los distribuidores y transportistas compartan sus necesidades, para la adquisición de servicios proporcionados por terceros, permitiría contribuir a esa viabilidad requerida.

En España, este tipo de mercados locales no están regulados, si bien la publicación del Real Decreto 568/2022, de 11 de julio, por el que se establece el marco general del banco de pruebas regulatorio para el fomento de la investigación y la innovación en el sector eléctrico, y en particular, en el ámbito del almacenamiento energético, permitirá avanzar en el desarrollo de estos.

Documentos de Referencia

[1] European Association for Storage of Energy, «Services to Support Distribution Infrastructure. Energy Storage Applications Forms,» 2021.

[2] Secretaría de Estado de Energía, «Estrategia de Almacenamiento Energético,» Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), Madrid, 2021.

[3] Gobierno de España, «Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia,» 30 04 2021. [En línea]. Available: https://www.lamoncloa.gob.es/temas/fondos-recuperacion/Documents/30042021-Plan_Recuperacion_%20Transformacion_%20Resiliencia.pdf.

[4] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «El Gobierno aprueba el PERTE de energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento, que movilizará una inversión superior a 16.300 millones de euros,» 14 12 2021. [En línea]. Available: https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-gobierno-aprueba-el-perte-de-energ%C3%ADas-renovables-hidr%C3%B3geno-renovable-y-almacenamiento-que-movilizar%C3%A1-una-inversi%C3%B3n-superior-a-16.300-millones/tcm:30-534032.

[5] «Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE,» Diario Oficial de la Unión Europea, 2019.

[6] BloombergNEF, «Global Energy Storage Market to Grow 15-Fold by 2030,» 12 10 2022. [En línea]. Available: https://about.bnef.com/blog/global-energy-storage-market-to-grow-15-fold-by-2030/. [Último acceso: 4 1 2023].

[7] IEA, Paris, «Grid-Scale Storage,» 2022. [En línea]. Available: https://www.iea.org/reports/grid-scale-storage. [Último acceso: 04 01 2023].

[8] BloombergNEF, «Energy Storage Outlook 2019,» 2019.

[9] M. Goldsmith, «Australia's big battery boom (part 1) - Energy Magazine,» 11 11 2021. [En línea]. Available: https://www.energymagazine.com.au/australias-big-battery-boom/. [Último acceso: 28 10 2022].

[10] M. Goldsmith, «Australia's big battery boom (part 2) -Energy Magazine,» 9 3 2022. [En línea]. Available: https://www.energymagazine.com.au/australias-big-battery-boom-part-2/. [Último acceso: 28 10 2022].

[11] National Highways, «Energy Storage Systems to support EV drivers rapidly charging on England's motorways,» 22 noviembre 2021. [En línea]. Available: https://www.gov.uk/government/news/energy-storage-systems-to-support-ev-drivers-rapidly-charging-on-englands-motorways.

[12] C. Noya, «Así es la primera instalación de carga de Gridserve. El futuro de las estaciones de servicio para coches eléctricos,» 19 febrero 2021. [En línea]. Available: https://forococheselectricos.com/2021/02/asi-es-la-primera-instalacion-de-carga-de-gridserve-el-futuro-de-las-estaciones-de-servicio-para-coches-electricos.html.

[13] T. Zhang, A. E. Emanuel y J. A. Orr, «Distribution Feeder Upgrade Deferral Through use of Energy Storage Systems,» de *PESGM.2016.7968249*, 2016.

[14] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Real Decreto 568/2022, de 11 de julio, por el que se establece el marco general del banco de pruebas regulatorio para el fomento de la investigación y la innovación en el sector eléctrico.,» 2022.

[15] A. Grundy, «Guidehouse: Energy storage to support electric vehicle charging could reach 1,900MW by 2029,» 4 agosto 2020. [En línea]. Available: https://www.energy-storage.news/guidehouse-energy-storage-to-support-electric-vehicle-charging-could-reach-1900mw-by-2029/.

[16] DNV GL for BEIS, «Energy Storage Use Cases,» 2016.

[17] FUTURED, «Flexibilidad en redes de distribución eléctrica - Guía explicativa para la tramitación de proyectos de demostración regulatorios,» 2021.

[18] REE, «Procedimiento de Operación PO 7.4 - Servicio complementario de control de tensión en la red de transporte».

[19] AA.VV., «El papel del almacenamiento en la Transición Energética,» PWC España - CIEMAT-Fundación Naturgy, Madrid, 2021.

[20] «Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad,» Diario Oficial de la Unión Europea, 2019.

[21] J. Engel, «Wood Mackenzie: Global energy storage to reach 12 GW/28 GWh in 2021 - Renewable Energy World,» Clarion, 10 7 2021. [En línea]. Available: https://www.renewableenergyworld.com/storage/wood-mackenzie-global-energy-storage-to-reach-12-gw-28-gwh-in-2021/#gref. [Último acceso: 3 10 2022].

[22] R. Irany, A. Kumar, D. Gnoth y A. Guesmi, «Energy Storage Monitor. Latest trends in energy storage,» Future Energy Leaders- Market of ideas -Environmental Issues, 2019.

[23] BloombergNEF, «Energy Storage Outlook 2019,» 2019.

[24] IEA, Paris, «Annual grid-scale battery storage additions, 2016-2021,» 26 10 2022. [En línea]. Available: https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/annual-grid-scale-battery-storage-additions-2016-2021. [Último acceso: 4 1 2023].

[25] IEA, Paris, «Grid scale battery storage projects by application, 2015-2019,» [En línea]. Available: https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/grid-scale-battery-storage-projects-by-application-2015-2019. [Último acceso: 4 1 2023].

[26] IEA, Paris, «Technology mix in storage installations excluding pumped hydro, 2011-2016,,» 2019. [En línea]. Available: https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/technology-mix-in-storage-installations-excluding-pumped-hydro-2011-2016. [Último acceso: 4 1 2023].

[27] IEA, París, «Installed capacity of utility-scale battery storage systems in the New Policies Scenario, 2020-2040,,» 2019. [En línea]. Available: https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/installed-capacity-of-utility-scale-battery-storage-systems-in-the-new-policies-scenario-2020-2040. [Último acceso: 4 1 2023].

[28] BloombergNEF, «Global Energy Storage Market to Grow 15-Fold by 2030,» 12 10 2022. [En línea]. Available: https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-10-12/global-energy-storage-market-to-grow-15-fold-by-2030-bnef. [Último acceso: 4 1 2023].

[29] IEA, París, « Installed capacity of utility-scale battery storage systems in the New Policies Scenario, 2020-2040,» 2019. [En línea]. Available: https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/installed-capacity-of-utility-scale-battery-storage-systems-in-the-new-policies-scenario-2020-2040. [Último acceso: 4 1 2023].

