

ANÁLISIS PARA LA INCORPORACIÓN DEL ALMACENAMIENTO EN LOS NUDOS DE LA RED DE TRANSPORTE

INFORME

INDICE

1. Introducción y objetivo.....	2
2. Metodología	3
Simulación del sistema eléctrico 2028	3
Generación y demanda máximas adicionales por nudo.....	4
Cálculo de la eficiencia operativa de los BESS.....	5
3. Hipótesis del estudio.....	6
Modelo eléctrico de la red de transporte de 2023.....	6
Generación.....	6
Demanda.....	9
Sistemas de almacenamiento mediante baterías	11
Infraestructura de la red de transporte (modelo de red de 2028)	14
4. Resultados.....	15
Eficiencia operativa de los BESS Stand Alone	15
Eficiencia operativa de los BESS híbridos con Solar 4h	18
Eficiencia operativa de los BESS híbridos con Solar 2h	20
Eficiencia operativa de los BESS híbridos con Eólica	22
5. Conclusiones.....	24

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO

El **crecimiento de la generación renovable y la electrificación** del consumo son fundamentales para la transición energética, impulsada por iniciativas como el Green Deal europeo y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) español. Este aumento de la electrificación del sistema puede provocar sobrecargas en algunos elementos de la red eléctrica que, en último caso, llevan a la imposibilidad de verter parte de la energía renovable producible en ciertos nudos, a determinadas horas del día.

El almacenamiento (BESS), junto con los refuerzos de la red y el aumento de la demanda se postula como una de las soluciones para mejorar la integración de las energías renovables pudiendo desplazar los excedentes de generación renovable a periodos de tiempo beneficiosos para la red. Sin embargo, los BESS se enfrentan al mismo problema que se enfrentan en la actualidad las energías renovables: las restricciones técnicas de la red. Ya que es posible que teniendo en cuenta el criterio económico, precio de compra/venta de la energía en el mercado diario, la carga o descarga de una batería no sea adecuada porque el consumo o inyección de la energía pueda provocar saturaciones en alguno de los elementos del sistema (líneas/transformadores).

El objetivo de este estudio es elaborar el primer mapa de zonificación del almacenamiento de los BESS en España en un escenario 2028, fomentando que la instalación de nuevos sistemas BESS se produzca en zonas óptimas.. En concreto se va a calcular la eficiencia operativa, porcentaje de horas de funcionamiento de un BESS para distintos casos de uso (stand alone y hibridación solar/eólica) teniendo en cuenta los precios del mercado diario del 2023. Se analizarán sistemas BESS en varios tipos de instalaciones: stand alone, hibridados con solar en ciclos de trabajo diarios de 2 y 4 horas e hibridados con eólica trabajando en ciclos diarios de 2 horas. Para cada tipo de instalación se estudiarán distintas potencias nominales de BESS conectadas en cada nudo de la red de transporte.

En este informe se resumen los aspectos clave de la metodología, las hipótesis consideradas para el año 2028, los resultados obtenidos y las conclusiones.

2. METODOLOGÍA

Para determinar si existen líneas sobrecargadas que puedan limitar la operativa de los BESS (Battery Energy Storage Systems), se realizan estudios de flujos de carga sobre el modelo del sistema eléctrico de la red de transporte. La evaluación de las congestiones en la red de transporte en el horizonte de 2028 y el análisis de la eficiencia operativa de los BESS, necesita definir previamente las hipótesis de cálculo para dicho año. Teniendo en cuenta estas hipótesis, se podrá llevar a cabo la simulación del sistema eléctrico, determinando la generación síncrona y renovable en cada hora y para cada nudo de la red de transporte. Sobre la base de estos cálculos se determina la capacidad máxima de generación y demanda en cada nudo (y cada hora) lo que permite calcular la eficiencia operativa de los BESS.

Esta sección incluye tres apartados, en el primero se explica el proceso de simulación del sistema eléctrico en el que se emula el proceso de obtención del PDVP (programa diario viable provisional) por parte de OMIE y REE, en el segundo se exponen los pasos para obtener los valores de generación y demanda máxima adicionales admisibles por nudo y, en el tercer apartado se explica el cálculo de la eficiencia operativa de cada tipo de instalación de BESS a distintas potencias en cada uno de los nudos de la red de transporte.

Adicionalmente es necesario definir las hipótesis de generación, demanda, sistemas de almacenamiento e infraestructura en 2028 para cada hora del periodo estudiado. En la sección siguiente se explica en mayor detalle las hipótesis consideradas para definir el escenario de simulación del sistema eléctrico en 2028.

SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO 2028

El objetivo de esta simulación inicial es establecer un punto de partida equilibrado (PDVP) para los análisis posteriores. Partiendo de las hipótesis definidas se debe determinar la generación síncrona y renovable en cada hora y para cada nudo de la red de transporte de manera que no existan congestiones en el sistema. Dado que este proceso es complejo y requiere múltiples cálculos, se llevan a cabo las siguientes simulaciones:

- **Simulación del mercado eléctrico:** Obtención del escenario PDBF (Programa diario base de funcionamiento)
- **Simulación de restricciones técnicas en fase I (caso N),** considerando el sistema en condiciones normales de operación. Analizando posibles congestiones en los nudos del sistema. En caso de detectar sobrecargas en una hora y ubicación específica, se aplica un conjunto de medidas para restablecer un escenario sin sobrecargas, siguiendo el orden establecido en la FIGURA 1.

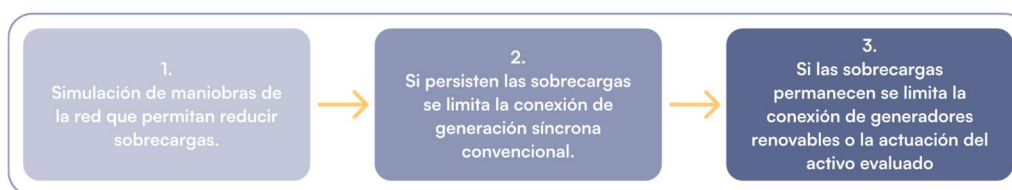


FIGURA 1. Proceso de actuaciones para eliminar congestiones

Este proceso emula el proceso de cálculo seguido por OMIE y REE para el cálculo del PDVP. En la FIGURA 2 se muestra de manera esquemática el proceso llevado a cabo por las dos entidades.

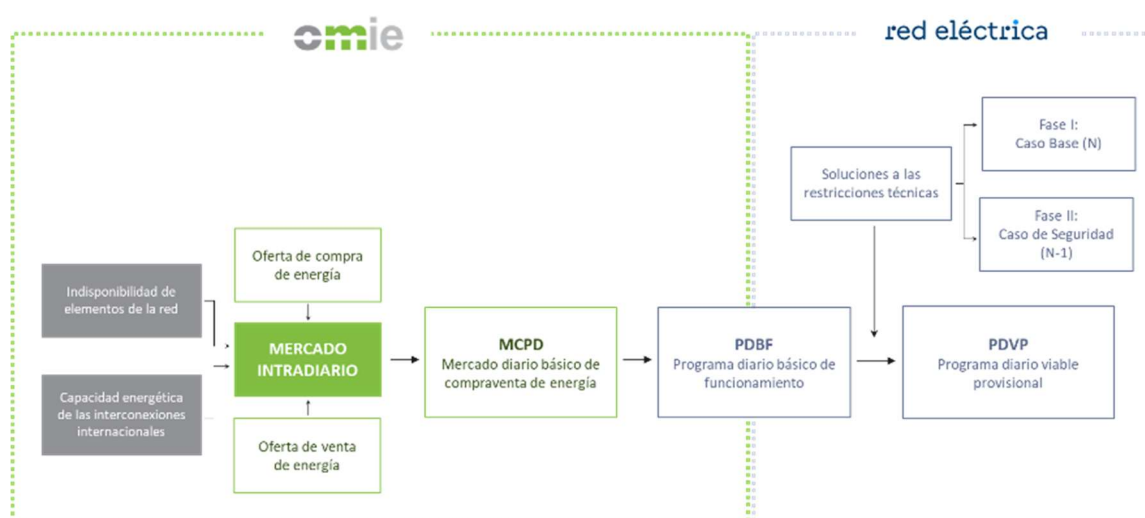


FIGURA 2. Proceso de obtención del PDVP (Fuente: REE)

GENERACIÓN Y DEMANDA MÁXIMAS ADICIONALES POR NUDO

Una vez obtenido el PDVP se determina qué cantidad de generación y demanda máximas adicionales admite cada uno de los nudos de la red de transporte sin que se sature ningún elemento del sistema. Este cálculo considera tanto las características técnicas de la infraestructura como las condiciones operativas del sistema eléctrico en el escenario balanceado. Este cálculo se desarrolla en las siguientes etapas:

- Se parte del PDVP de las 8760h resultado del paso anterior.
- Para cada nudo de la red y para cada hora del año se simula una generación que va aumentando en pasos de 1 MW hasta que uno de los elementos del sistema se congestiona.
- Para cada nudo de la red y para cada hora del año se simula una demanda que va aumentando en pasos de 1 MW hasta que uno de los elementos del sistema se congestiona.
- Se obtiene una tabla que recoge para cada nudo del sistema y para cada hora la demanda y generación máxima que puede soportar sin saturar ningún elemento de la red eléctrica.

CÁLCULO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA DE LOS BESS

Para evaluar la eficiencia operativa de los BESS en cada nudo, se han analizado diferentes capacidades de almacenamiento: 50 MW, 150 MW y 350 MW, considerando los distintos tipos de instalación de BESS (hibridación eólica, hibridación solar y stand alone) para cada nudo. El análisis se ha realizado de manera independiente tanto por nudo como por tipo de instalación de BESS, es decir, en cada análisis solo se ha tenido en cuenta un tipo de instalación con una determinada potencia de BESS en un único nudo de la red al mismo tiempo. Los sistemas BESS considerados son adicionales a los 3 GW que ya se encuentran conectados en el sistema según las hipótesis comentadas.

- Se considera una potencia determinada de un tipo de instalación de BESS para un nudo concreto.
- Se tiene en cuenta el perfil de funcionamiento obtenido para ese tipo de BESS. Este perfil se basa en optimizar el precio del mercado eléctrico del 2023, es decir vender en horas de precio caro y comprar en horas de precio barato.
- Para cada hora de funcionamiento del BESS se compara la generación o demanda necesaria para su funcionamiento con los límites obtenidos para esa hora en ese nudo.
- Se contabiliza la energía que no se puede operar en comparación con el tamaño de la batería (potencia determinada en el primer punto).
- Se determina la eficiencia operativa para ese caso como el porcentaje de energía que ha podido gestionar el BESS en comparación con la energía total que hubiera gestionado sin restricciones.

3. HIPÓTESIS DEL ESTUDIO

En este apartado se establecen las principales hipótesis relacionadas con el modelo eléctrico de la red de transporte de 2023 y la evolución de la generación renovable, de la demanda eléctrica, de los BESS y de la infraestructura de red para el año 2028. Estas hipótesis permiten construir un modelo representativo del sistema eléctrico para el año de estudio.

MODELO ELÉCTRICO DE LA RED DE TRANSPORTE DE 2023

Se define el modelo base del sistema eléctrico en el **entorno de simulación** y programación PowerFactory de DlgSILENT. Este modelo se desarrolla tomando como referencia el estado actual de la red de transporte y distribución en España, basándose en un archivo *.raw que incluye la casación real de oferta y demanda de un día concreto. Para asegurar que se incluyen todos los elementos del sistema, se analizan ficheros de varios días lo que permite detectar elementos que han podido estar en mantenimiento o desconectados por diversos motivos en alguno de los ficheros analizados.

Tras el proceso mencionado se obtiene el modelo base del **sistema eléctrico en el que se dispone de todas las líneas y subestaciones**, así como de los valores de generación conectada a la red de transporte y la demanda agregada en cada uno de los nudos para cada hora del año.

GENERACIÓN

Para crear un modelo de generación lo más realista posible en 2028, es esencial estimar los proyectos de generación eólica y fotovoltaica que van a ser instalados. Este proceso requiere analizar diversas fuentes clave, como la información de acceso y conexión publicada por Red Eléctrica de España¹ (REE). El histórico mensual de acceso y conexión de REE constituye una referencia fundamental para evaluar el progreso de las plantas que han obtenido permisos para conectarse a la red. En este análisis, se ha revisado el estado de las solicitudes de acceso y conexión, diferenciando entre instalaciones ya en servicio, aquellas con permisos vigentes y las que aún se encuentran en proceso de tramitación.

Además, se han considerado otras fuentes de información complementarias, como los datos proporcionados por la Asociación Empresarial Eólica (AEE) y Global Energy. Estas fuentes ofrecen perspectivas adicionales que ayudan a identificar la penetración de generación renovable en las subestaciones eléctricas, lo que permite proyectar su evolución a nivel nacional.

Una vez seleccionados los proyectos renovables que van a estar en funcionamiento en 2028, es necesario definir los datos que se deben incluir en el modelo:

- **Zona de conexión:** Se determinan las ubicaciones geográficas donde las plantas se conectarán a la red eléctrica, asegurando una distribución adecuada de la capacidad de generación.

¹ [Consulta el estado de las solicitudes | Red Eléctrica](#)

- **Tipo de generación:** Se diferencian las plantas fotovoltaicas y eólicas, tomando en cuenta las particularidades técnicas y operativas de cada tecnología.
- **Potencia nominal:** Se especifica la capacidad instalada de cada planta en megavatios (MW), lo que permite calcular su impacto en el sistema eléctrico.
- **Fecha de puesta en servicio:** Se estima el momento en que las plantas comenzarán a operar, estableciendo escenarios temporales para su integración en el modelo.
- **Perfil de generación:** Los perfiles de generación de las plantas renovables, tanto existentes como futuras, se calculan con base en datos históricos de las plantas conectadas en 2023. Para reflejar de manera precisa el comportamiento futuro, se establecen dos casos diferenciados:
 1. Plantas existentes en 2023: Mantendrán el mismo perfil de generación basado en los datos históricos de 2023, asumiendo condiciones de generación similares en años futuros.
 2. Plantas nuevas: Para las instalaciones que no estaban operativas en 2023, se ha asignado un perfil de generación basado en una planta similar (en términos de tecnología) conectada en un nudo cercano. Esto asegura que las proyecciones reflejen las condiciones locales y las características tecnológicas.

Otra de las consideraciones a tener en cuenta como hipótesis del modelo de red, es el cierre de la central nuclear **Almaraz I** programado en 2028 según el PNIEC.

Las proyecciones detalladas y el análisis realizado permiten construir un **modelo de generación renovable sólido y representativo**, que integra tanto la situación actual como las expectativas de crecimiento a 2028. Este modelo se complementa con datos específicos, como los presentados en las FIGURA 3 a la FIGURA 6, que muestran el incremento de la generación eólica y fotovoltaica instalada por comunidad autónoma en el año 2028.

En la FIGURA 3 se presenta la nueva generación eólica instalada, que aumentará en 9.853,69 MW para 2028. La FIGURA 4, representa el crecimiento en porcentaje.

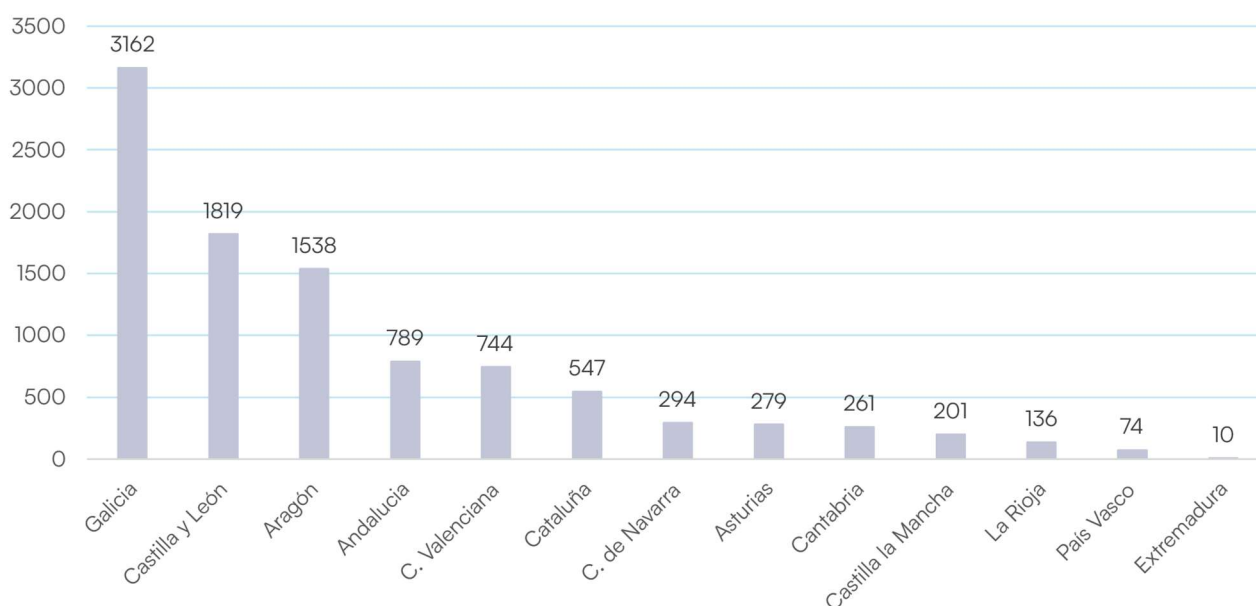


FIGURA 3. Nueva potencia eólica instalada 2028 (MW) (Fuente: AEE)

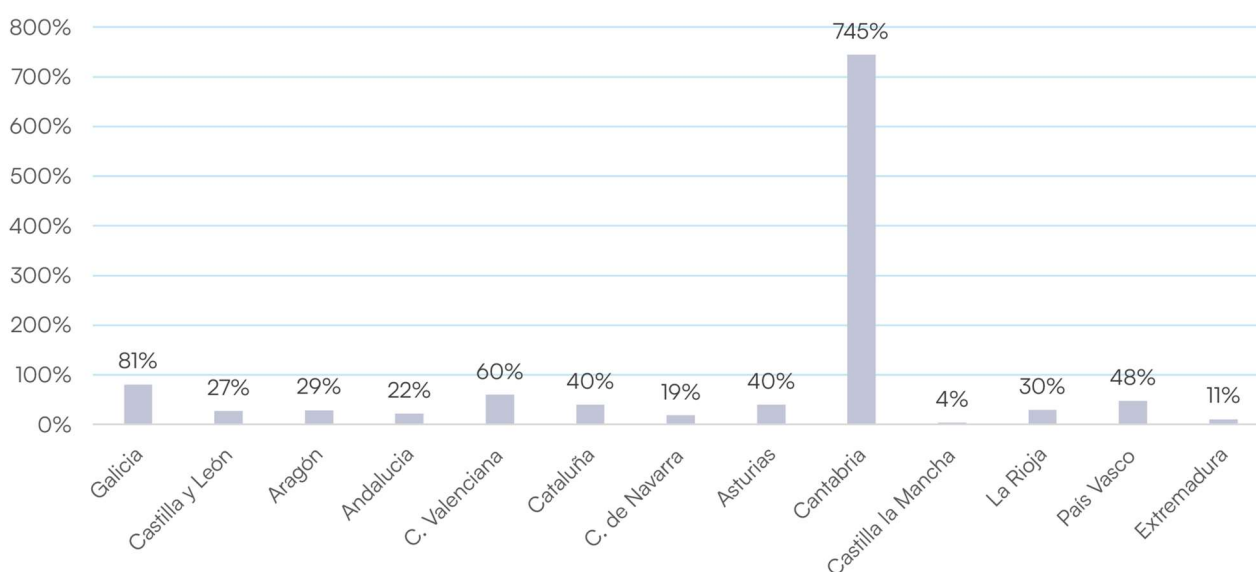


FIGURA 4. Crecimiento eólico 2028 (Fuente: AEE)

La FIGURA 5 presenta la nueva generación fotovoltaica instalada, que aumentará en 20.000 MW para 2028. La FIGURA 6 por su parte, detalla el incremento en la generación fotovoltaica, en porcentaje.

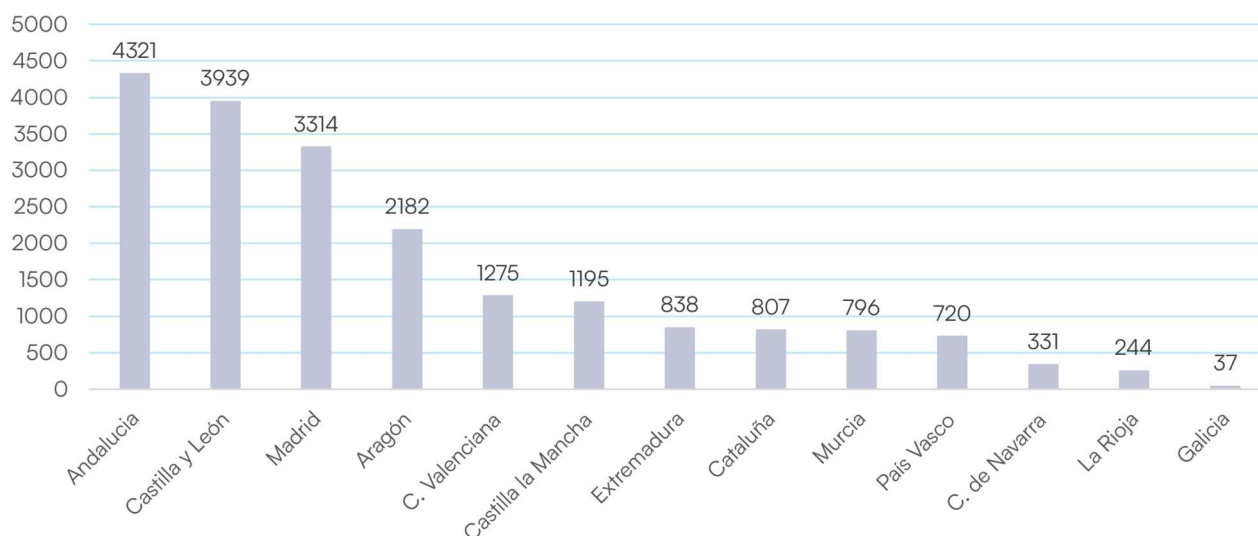


FIGURA 5. Nueva potencia fotovoltaica instalada 2028 (MW) (Fuente AEE)

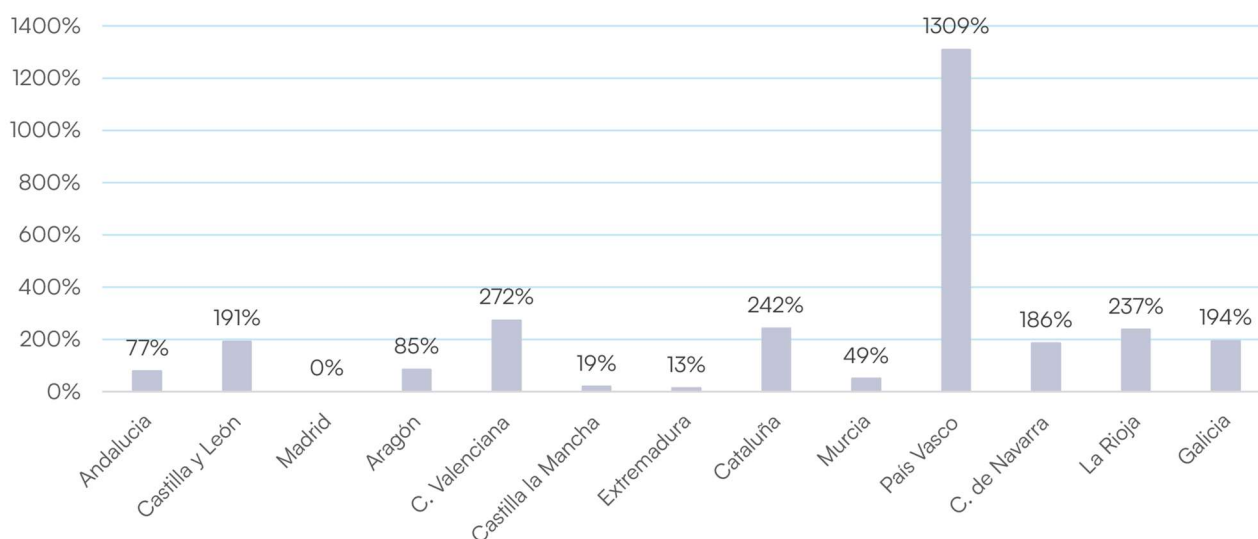


FIGURA 6. Crecimiento fotovoltaico instalada 2028 (Fuente AEE)

DEMANDA

La modelización de la demanda en la red eléctrica se realiza mediante la incorporación de cargas equivalentes conectadas en las subestaciones de la red de transporte. Estas cargas representan, de manera agregada, tanto el consumo y la generación conectados a las redes de distribución aguas abajo como el consumo directo de grandes usuarios industriales conectados a la red de transporte.

Para obtener la demanda horaria en cada punto del sistema eléctrico, la demanda del escenario base se escala según las previsiones de crecimiento anual y se incorporan los incrementos previstos en grandes consumidores de energía eléctrica como centros de datos, electrolizadores o almacenamiento reversible. A continuación, se detalla cómo se ha realizado el escalado la demanda para cada tipo de carga:

1. **Cargas equivalentes del escenario base:** las proyecciones de demanda horaria se construyen a partir de los datos históricos del año 2023, que sirven como base de referencia para extrapolar tendencias y realizar ajustes considerando nuevos factores de consumo.
2. **Centros de procesamiento de datos:** debido al crecimiento de la digitalización, son grandes consumidores de electricidad. Se identifica una lista preliminar de centros de datos en fase de construcción para su inclusión en el modelo de red, la cual fue validada y ajustada por AEE para alinearse con las hipótesis del estudio.
3. **Electrolizadores:** como parte de la transición energética, los electrolizadores destinados a la producción de hidrógeno verde representan una nueva categoría de consumo eléctrico. Se identifican los electrolizadores que se van a conectar en los próximos años en la red de transporte, la lista fue validada y ajustada por AEE para alinearse con las hipótesis del estudio.
4. **Almacenamiento mediante bombeo reversible:** Se han considerado dos proyectos clave de almacenamiento mediante bombeo reversible:
 - Central hidroeléctrica reversible Navaleo, con una potencia instalada de 524 MW.
 - Central reversible José María de Oriol II, que aprovechará dos embalses existentes y contará con una potencia instalada de 440 MW.

En cuanto a los perfiles de demanda, se diferencian tres casos específicos:

- **Cargas equivalentes actuales:** Su perfil de consumo se basa directamente en los datos históricos de 2023, representando la demanda observada en ese año.
- **Electrolizadores y centros de datos:** Su perfil de consumo es constante durante todo el día, con un valor equivalente a su potencia de acceso y conexión de demanda.
- **Almacenamiento mediante bombeo reversible:** se toma el perfil de la instalación más cercana que sea de la misma tecnología.

Este enfoque asegura que la modelización de la demanda contemple tanto las condiciones actuales como las proyecciones futuras, integrando nuevas cargas emergentes y ajustándose a los objetivos de consumo anual.

La FIGURA 7 resume los valores proyectados de demanda total de los centros de procesamiento de datos, y la FIGURA 8 la demanda de los electrolizadores en 2028.

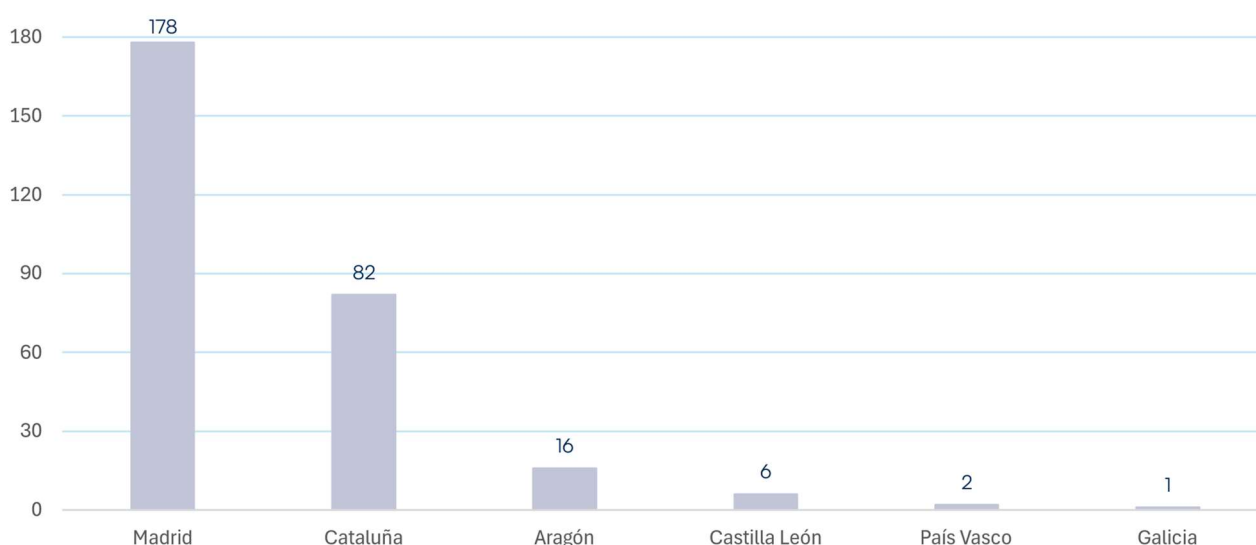


FIGURA 7. Potencia por CCAA de CPDS (MW) (BBOO Comunidades Autónomas. Varias fuentes)



FIGURA 8. Potencia por CCAA de Electrolizadores (MW) (BBOO Comunidades Autónomas. Varias fuentes)

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO MEDIANTE BATERÍAS

En 2028, se proyecta una potencia total instalada de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) de 3 GW, distribuidos en diferentes configuraciones y ubicaciones. Para la estimación de la potencia total instalada se ha tenido en cuenta tanto los PERTES concedidos como las solicitudes de proyectos en estado más avanzado, esto ha permitido, además estimar las ubicaciones más probables de los proyectos.

Esta capacidad se reparte tal y como se muestra en la FIGURA 9.

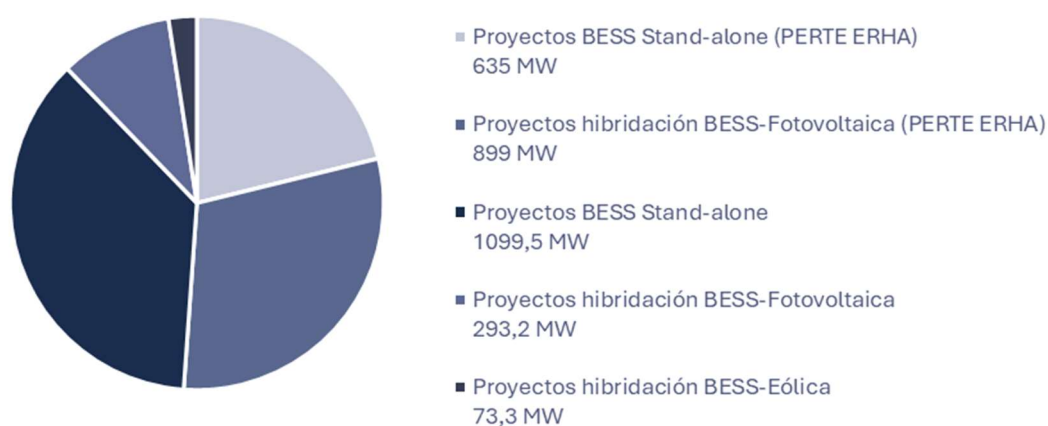


FIGURA 9 Capacidad de sistemas de almacenamiento (MW) (Fuente: AEE y AEPIBAL)

Como se ha mencionado los proyectos BESS incorporados a 2028 se han obtenido de dos fuentes de datos distintas:

1. **Baterías aprobadas en el PERTE ERHA:** En este caso, se incluyen proyectos de almacenamiento energético respaldados por la convocatoria del PERTE ERHA, organizada por el IDAE en diciembre de 2023. Estas baterías están hibridadas con plantas fotovoltaicas y cuentan con ayudas específicas para su conexión a la red eléctrica. Se priorizan en el modelo como elementos clave dentro de las estrategias nacionales de almacenamiento energético y se espera que entren en operación antes de 2026.
2. **Baterías con capacidad de acceso concedida:** este enfoque considera las solicitudes de acceso y conexión aprobadas por Red Eléctrica de España (REE). En septiembre de 2024, el total de potencia con permisos concedidos ascendía a 9,127 GW, distribuidos por comunidades autónomas según lo indicado en la FIGURA 11. Estas baterías se integran en el modelo de red considerando sus ubicaciones específicas y la capacidad de conexión otorgada.

La FIGURA 11 presenta el desglose de las potencias instaladas de BESS Stand-alone en las comunidades autónomas y la FIGURA 11 las potencias de BESS hibridadas según nudo de conexión.

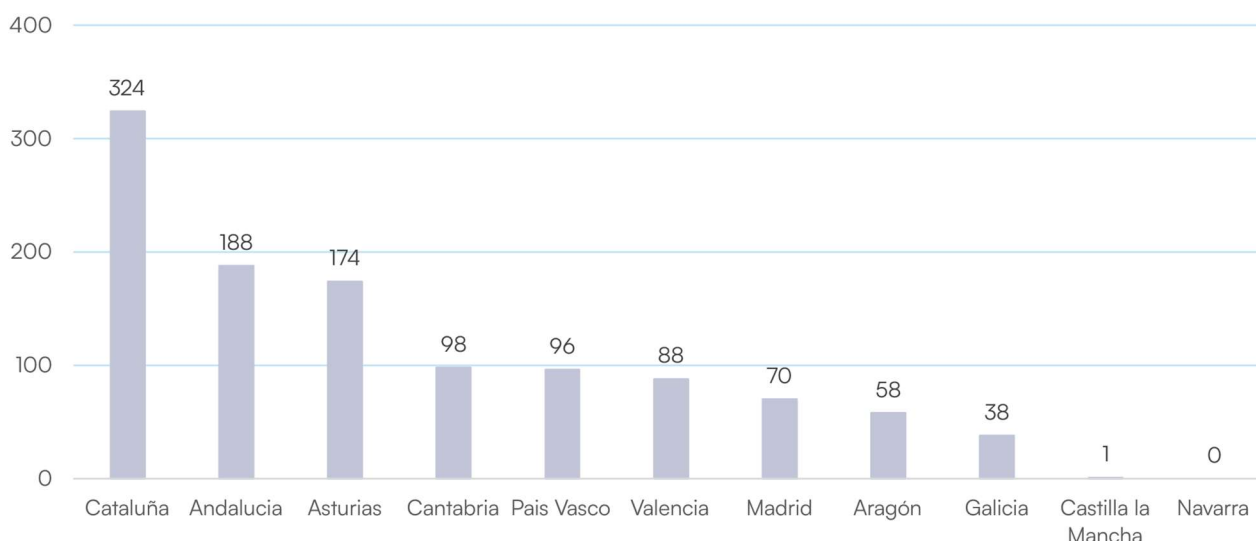


FIGURA 10. Potencia por comunidad de BESS Stand-alone (MW) (Fuente AEE y AEPIBAL)

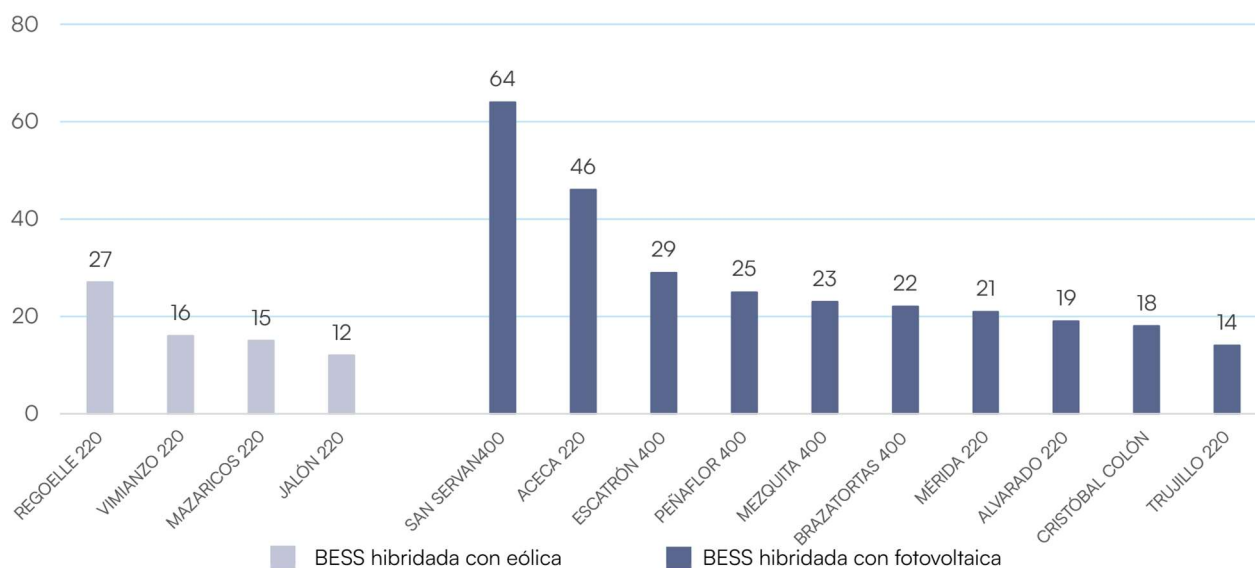


FIGURA 11. Potencia por nudo de BESS híbrida con eólica o fotovoltaica (MW) (Fuente AEE y AEPIBAL)

A continuación, se explican los perfiles de funcionamiento (horas en los que las baterías consumen o generan energía) para cada día del año en función del tipo de instalación de BESS:

- **BESS Stand-alone:** Se diseñó un perfil anual que incluye un ciclo diario de carga y descarga de 4 horas cada uno, optimizado según el perfil de precios eléctricos de 2023. La batería se cargará durante los periodos de precios más bajos y se descargará cuando los precios sean más altos. Se ha observado que, en 2023, los precios más bajos no siempre coincidieron con las horas centrales del día, sino que, en algunos casos, se registraron durante las primeras horas de la madrugada.
- **Hibridación solar:** En los proyectos del PERTE ERHA se consideró un perfil ajustado al recurso solar disponible y a los precios eléctricos, con ciclos diarios de 4 horas. En el resto de las baterías híbridadas con plantas fotovoltaicas se establece un perfil de ciclos diarios de 2 horas. La batería se cargará cuando haya disponibilidad de recurso solar y los precios sean bajos, lo que generalmente ocurre durante las horas centrales del día. Por el contrario, la descarga se llevará a cabo cuando el recurso solar ya no esté disponible y los precios sean más altos, lo que suele suceder a partir de las 19:00 horas.
- **Hibridación eólica:** Para las baterías híbridadas con parques eólicos, se estableció un perfil de ciclos diarios de 2 horas, adaptado tanto a los precios eléctricos como a la disponibilidad del recurso eólico. La batería se cargará cuando haya disponibilidad de recurso eólico y los precios sean bajos, lo que suele ocurrir durante las primeras horas de la madrugada. En contraste, la descarga se llevará a cabo cuando el recurso eólico no esté disponible y los precios sean más altos.

El diseño de los perfiles de funcionamiento de las baterías se realiza utilizando un algoritmo genético. Se analiza el escenario generado hora a hora para 2028 y se consideran los precios de 2023. Tal y como se puede observar de los análisis de los precios de años anteriores, el valor del MWh en cada hora va a cambiar, pero las tendencias, los periodos de las horas donde los precios van a ser más baratos o caros se estima que van a mantenerse. Este enfoque permitió optimizar los ciclos de carga y descarga en función de las condiciones de mercado y los recursos disponibles.

INFRAESTRUCTURA DE LA RED DE TRANSPORTE (MODELO DE RED DE 2028)

Los refuerzos de la red de transmisión se ejecutan según un plan plurianual que publica REE. En marzo de 2022, Red Eléctrica de España publicó la **Planificación de la Red de Transporte** con un horizonte hasta 2026². Este documento detalla las acciones necesarias para garantizar el correcto desarrollo de la infraestructura eléctrica del país. Posteriormente, en abril de 2024, REE aprobó una serie de **modificaciones puntuales**³ a la planificación inicial, ajustando ciertos proyectos para responder a los cambios en el contexto energético. Esta planificación incluye tanto **refuerzos** de la red interna como refuerzos de las **interconexiones** con países vecinos.

Los anexos de la Planificación de la Red de Transporte resultan particularmente relevantes, ya que en ellos se especifican los proyectos previstos para ejecución en el horizonte 2021-2026 y en años posteriores. Estos proyectos incluyen la incorporación o renovación de diversos elementos de la red, como transformadores nuevos que se integrarán al modelo de red y subestaciones eléctricas (SSEE) que serán ampliadas o añadidas para fortalecer la infraestructura existente. Asimismo, se contempla la instalación de nuevas líneas eléctricas dentro de España y su renovación, así como la repotenciación de líneas ya existentes para aumentar su capacidad.

Además, la planificación incluye la creación de nuevas líneas de interconexión entre España y países vecinos, como Francia y Portugal, lo que busca mejorar la integración de todas las redes eléctricas europeas.

La hipótesis realizada para elaborar el modelo de red a 2028 es que todos los **proyectos de refuerzo** de red contemplados en la actualización de abril de 2024 van a estar **operativos** con fecha del 1 de enero del año 2028. Esta hipótesis asegura, además, que el **escenario es favorable** tanto para las energías **renovables** como para el almacenamiento, es decir, los resultados obtenidos si hay retrasos en la red serían peores, nunca mejores.

² [Home | Planificación eléctrica 2021-26 \(planificacioneolica.es\)](https://www.planificacioneolica.es/Home/Planificacion%20el%C3%A9ctrica%202021-2026)

³ [2021-2026 \(miteco.gob.es\)](https://www.miteco.gob.es/2021-2026)

4. RESULTADOS

El proceso de análisis descrito en la metodología ha requerido cientos de miles de simulaciones de flujos de cargas sobre el sistema eléctrico de la red de transporte, que han permitido obtener la eficiencia operativa de los sistemas de almacenamiento. Hay que recordar, que los análisis de eficiencia operativa se han realizado teniendo en cuenta una única potencia adicional al escenario 2028, analizando cada nudo de manera individual para cada tipo de BESS estudiado.

Para los tipos de BESS híbridos se ha calculado la eficiencia operativa en todos los nudos de la red independientemente de si el nudo contiene energía renovable o no. Está claro que no tendría sentido analizar una hibridación en un nudo sin renovables previstas, pero se ha preferido realizar esta aproximación de manera teórica para tener contemplados todos los casos en previsión de que algún promotor esté pensando en instalar renovables con hibridación de baterías en un nudo en el que las hipótesis no han contemplado energías renovables en el año 2028.

En este apartado se explican los resultados principales obtenidos para cada tipo de BESS y para tres de los tamaños estudiados (50 MW, 150 MW y 350 MW), los resultados se muestran en mapas de calor. El mapa geolocalizado ilustra los cálculos realizados en cada una de las subestaciones, reflejando los valores obtenidos en estos puntos específicos y extrapolándolos a las áreas intermedias para ofrecer una representación continua del fenómeno analizado.

EFICIENCIA OPERATIVA DE LOS BESS STAND ALONE

En la FIGURA 12 se muestra la eficiencia operativa media y el grado de dispersión, para distintas potencias de BESS stand-alone: 50 MW, 150 MW y 350 MW.

La gráfica muestra cómo, a medida que la potencia instalada aumenta, la eficiencia operativa media va disminuyendo significativamente, mientras que el grado de dispersión se incrementa. Este aumento en la dispersión indica una mayor incertidumbre respecto a la posibilidad de sufrir restricciones técnicas en un determinado nudo a medida que aumenta la potencia del BESS conectado en el nudo.

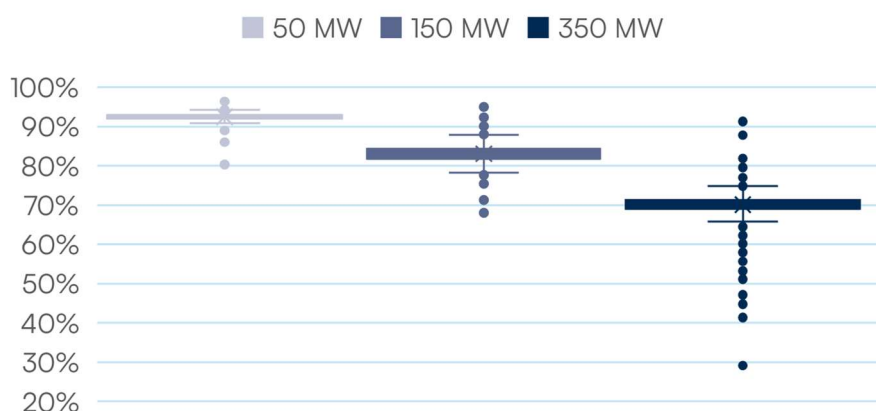


FIGURA 12. Eficiencia operativa de una Batería Stand Alone de 4 horas (%). Diagrama de caja

A continuación, en la FIGURA 13, se presenta un desglose del diagrama de cajas mostrado en la gráfica anterior, donde se puede observar el número de subestaciones ubicadas en cada rango de eficiencia.

Para una batería de 50 MW, destaca que la mayoría de las subestaciones se encuentran dentro del rango de eficiencia entre el 95% y el 90%. Por otro lado, para las baterías de 150 MW, la mayor parte de las subestaciones se agrupan en el rango de eficiencia entre el 85% y el 90%. Finalmente, en el caso de las baterías de 350 MW, se puede notar que una gran parte de las subestaciones presentan una eficiencia baja, por debajo del 70%. No obstante, también se observa un grupo de subestaciones que se sitúan en el rango de eficiencia entre el 95% y el 70%.

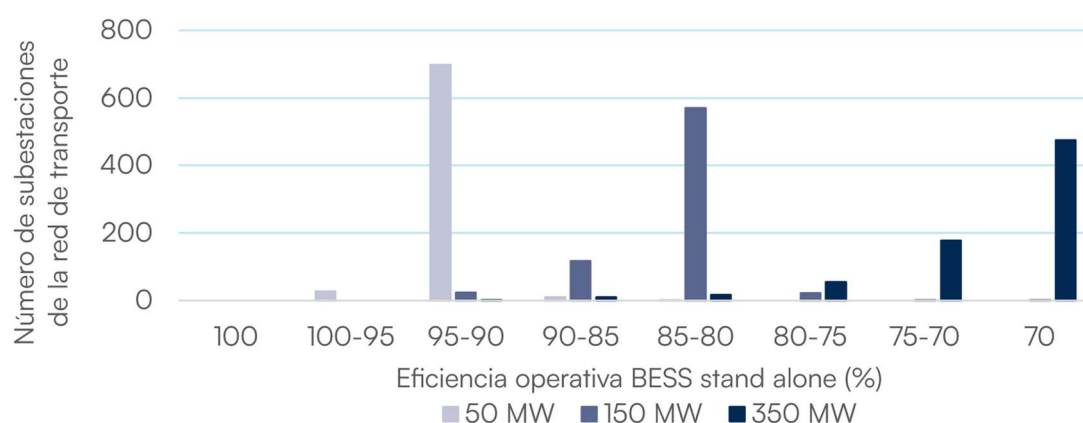


FIGURA 13. Eficiencia operativa de una Batería Stand Alone de 4 horas. Histograma subestaciones.

Los resultados del análisis para cada potencia analizada se presentan en formato geolocalizado, permitiendo apreciar la influencia de la localización de la batería en la eficiencia operativa de la misma.

En la FIGURA 14, se muestra un mapa de calor de la eficiencia operativa de carga a la izquierda y de descarga a la derecha para cada una de las potencias de batería analizadas. Como se puede observar, en el caso de una batería de 50 MW, las eficiencias operativas en cada nudo superan el 90% en su mayoría. Cuando se trata de una batería de 150 MW, las eficiencias operativas, están principalmente en el rango entre el 90-80%. Y, finalmente, en el caso de una batería de 350 MW la eficiencia baja por debajo del 80%.

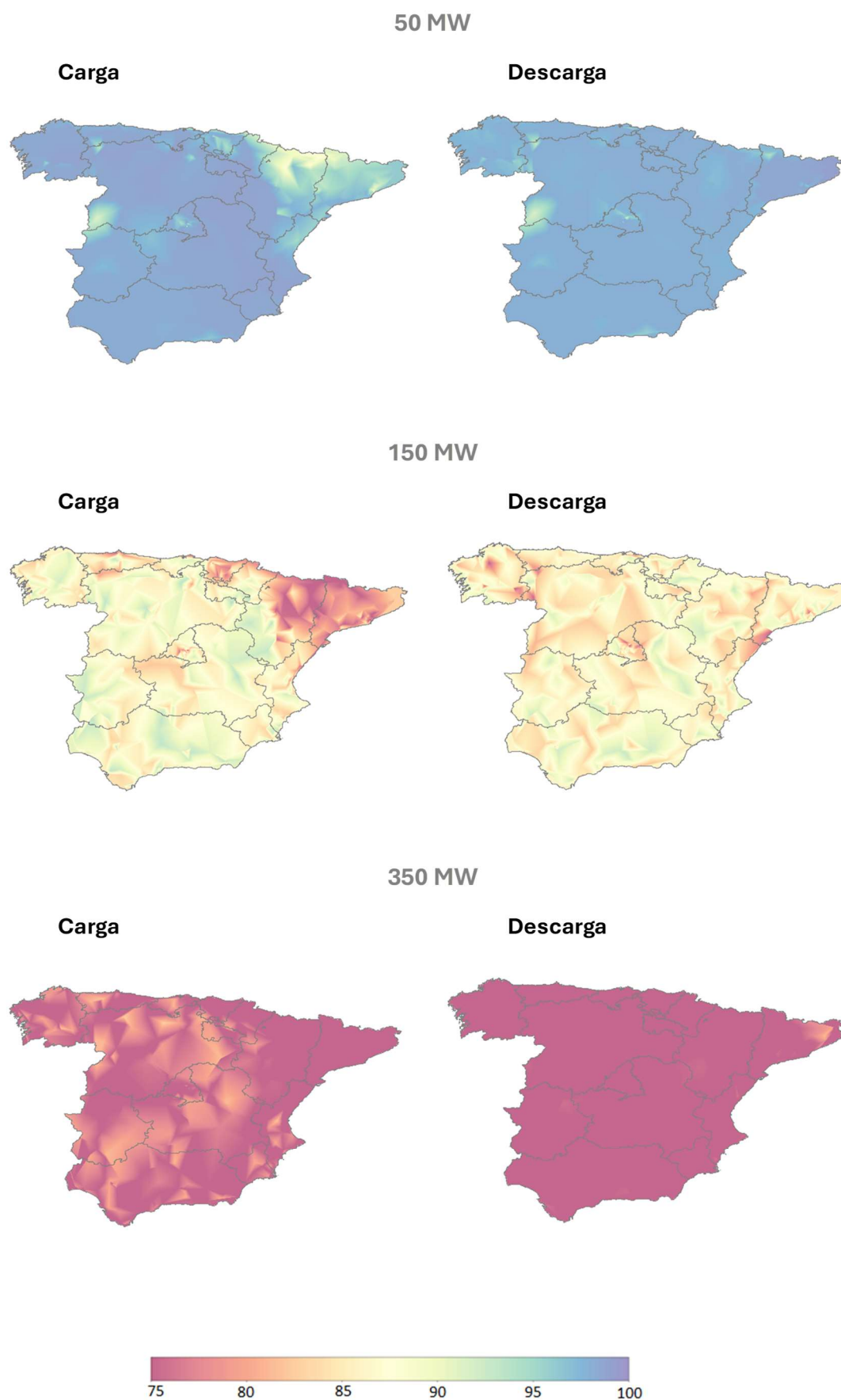


FIGURA 14. Eficiencia operativa de una Batería Stand Alone de 4 horas. Mapas.

EFICIENCIA OPERATIVA DE LOS BESS HIBRIDADOS CON SOLAR 4H

El resultado del análisis de la influencia de la potencia instalada de baterías híbridadas con fotovoltaica considerando un ciclo de carga y descarga de 4 horas, se muestra en la **FIGURA 15**. En esta gráfica, de manera análoga al caso anterior, se muestra la eficiencia operativa media y el grado de dispersión, para distintas potencias de baterías híbridadas en plantas PV de 50MW, 150 MW y 350 MW.

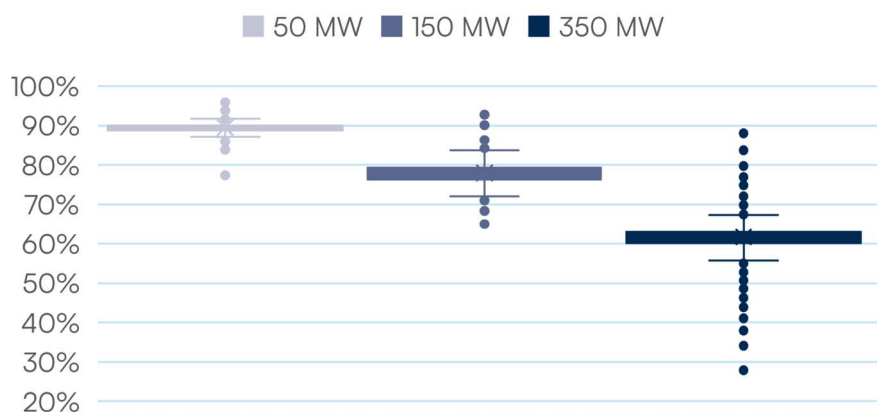


FIGURA 15. Eficiencia operativa de una hibridación fotovoltaica de 4 horas. Diagrama de caja

A continuación, en la **FIGURA 16**, se presenta el desglose del diagrama de cajas mostrado en la gráfica anterior, en el que se puede observar el número de subestaciones ubicadas en cada rango de eficiencia. Así, para una batería de 50 MW, se destaca que la mayoría de las subestaciones se encuentran dentro del rango de eficiencia entre el 90% y el 85%. Sin embargo, en el caso de las baterías de 350 MW, se observa que una gran parte de las subestaciones presentan una eficiencia baja, por debajo del 70%, al igual que sucede en las con las baterías stand-alone.

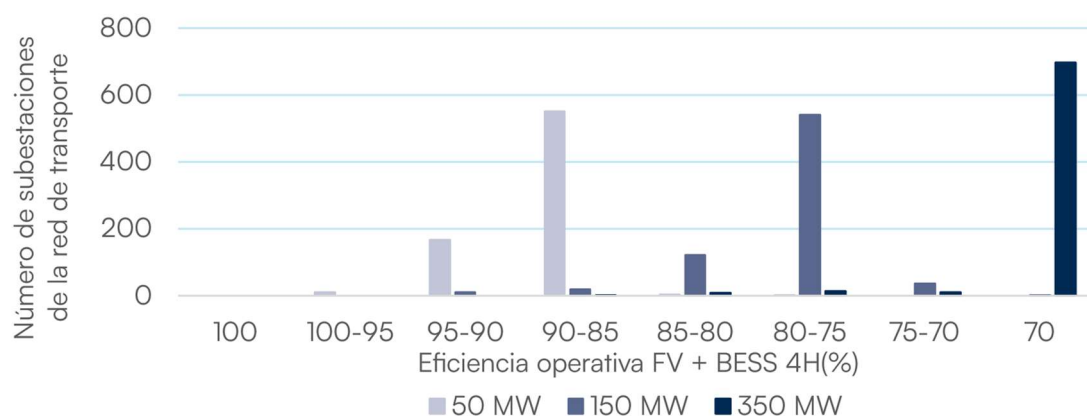


FIGURA 16. Eficiencia operativa de una hibridación fotovoltaica de 4 horas. Histograma subestaciones

Los resultados del análisis para cada potencia analizada se presentan en formato geolocalizado, permitiendo apreciar la influencia de la localización de la batería en la eficiencia operativa de la misma.

En la **FIGURA 17**, se muestra un mapa de calor de la eficiencia operativa de carga a la izquierda y de descarga a la derecha para cada una de las potencias de batería analizadas. Como se puede observar, en el caso de una batería de 50 MW, las eficiencias operativas en cada nudo superan el 85% en su mayoría. Cuando se trata de una batería de 150 MW, las eficiencias operativas, están principalmente en el rango entre el 80-75%, mientras que para 350 MW bajan hasta un 75%

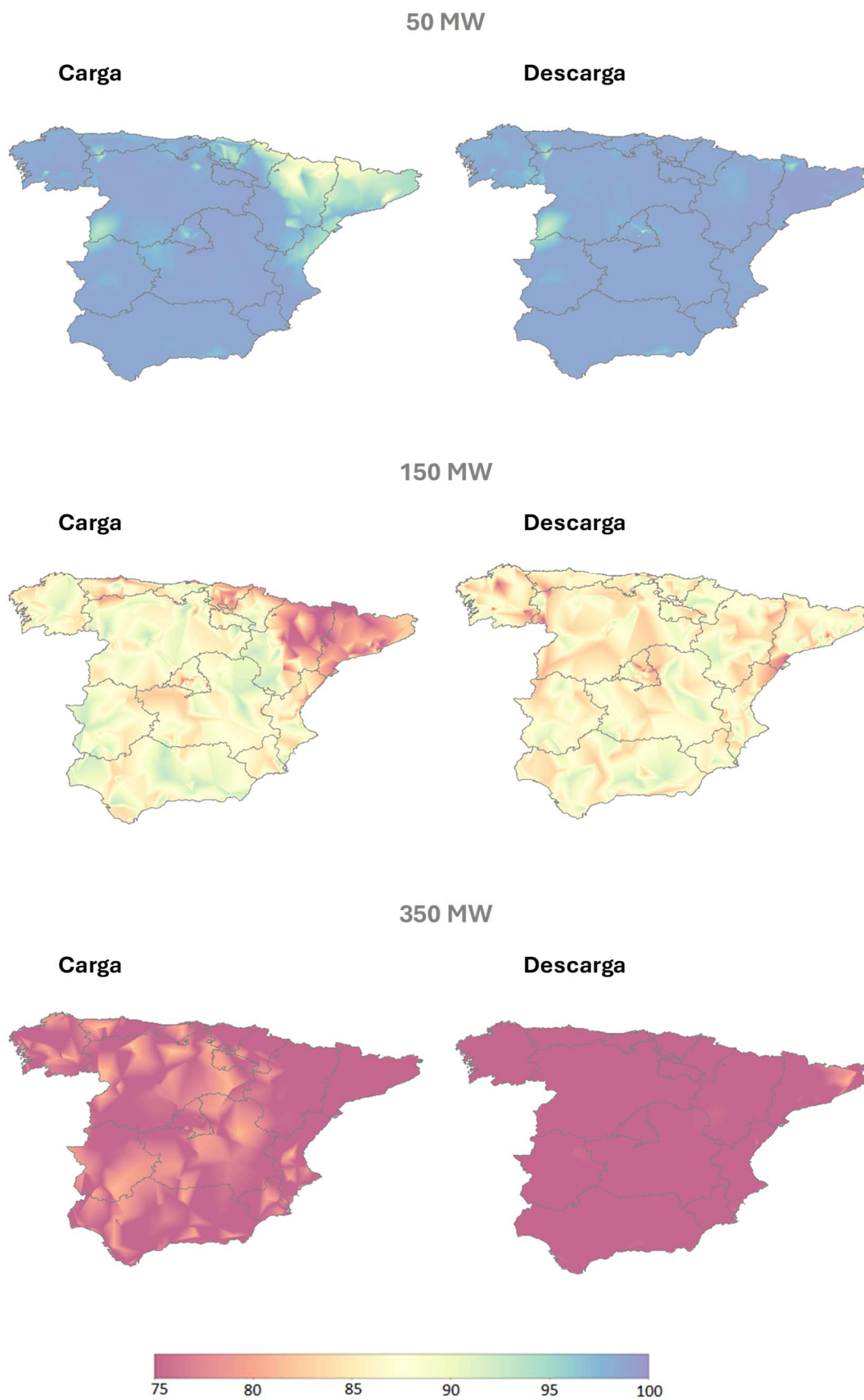


FIGURA 17. Eficiencia operativa de una Batería hibridada con PV de 4 horas. Mapas.

EFICIENCIA OPERATIVA DE LOS BESS HIBRIDADOS CON SOLAR 2H

El resultado del análisis de la influencia de la potencia instalada de baterías híbridadas con fotovoltaica considerando un ciclo de carga y descarga de 2 horas, se muestra en la FIGURA 18. La gráfica obtenida muestra un comportamiento muy similar al de las baterías con un ciclo de 4 horas, también híbridadas con una planta fotovoltaica

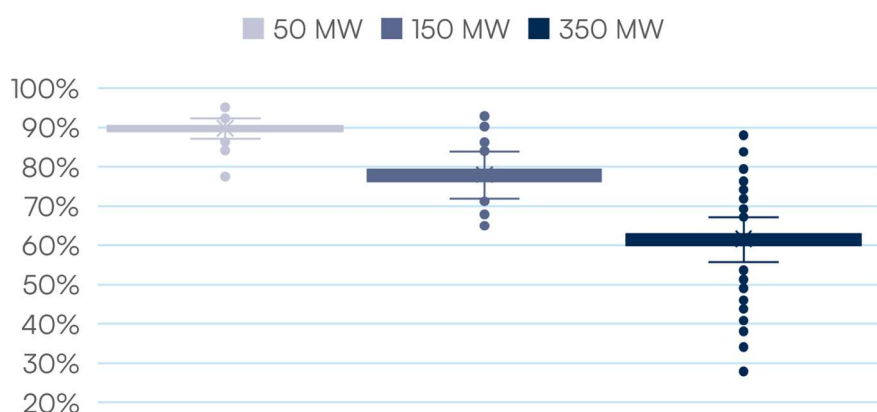


FIGURA 18. Eficiencia operativa de una hibridación fotovoltaica de 2 horas. Diagrama de caja

A continuación, en la FIGURA 19 se presenta el desglose del diagrama de cajas mostrado en la gráfica anterior, en el que se puede observar el número de subestaciones ubicadas en cada rango de eficiencia. Los resultados obtenidos son similares a los observados para las baterías con un ciclo de 4 horas, evidenciando un patrón de comportamiento comparable en términos de eficiencia operativa.

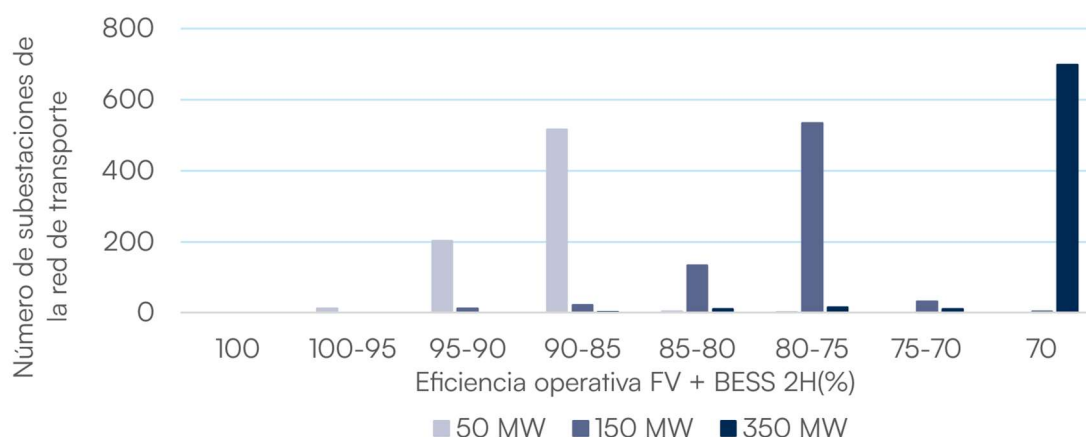


FIGURA 19. Eficiencia operativa de una hibridación fotovoltaica de 2 horas. Histograma de subestaciones

También de igual manera, la representación geolocalizada de estos resultados que se muestra en la FIGURA 20, aunque en algunos momentos es muy similar a la obtenida para el estudio del almacenamiento híbrido en plantas fotovoltaicas de 4h. En determinadas subestaciones, la eficiencia de la batería con una capacidad de 2 horas puede ser inferior a la de 4 horas. Esto se debe a que, si una batería de 4 horas enfrenta una restricción de carga durante una hora en el periodo de menor precio, dicha limitación afectará al 25% del tiempo total de almacenamiento. En cambio, si una batería de 2 horas experimenta la misma restricción, el impacto será mayor, ya que representará el 50% de su capacidad de almacenamiento en ese intervalo.

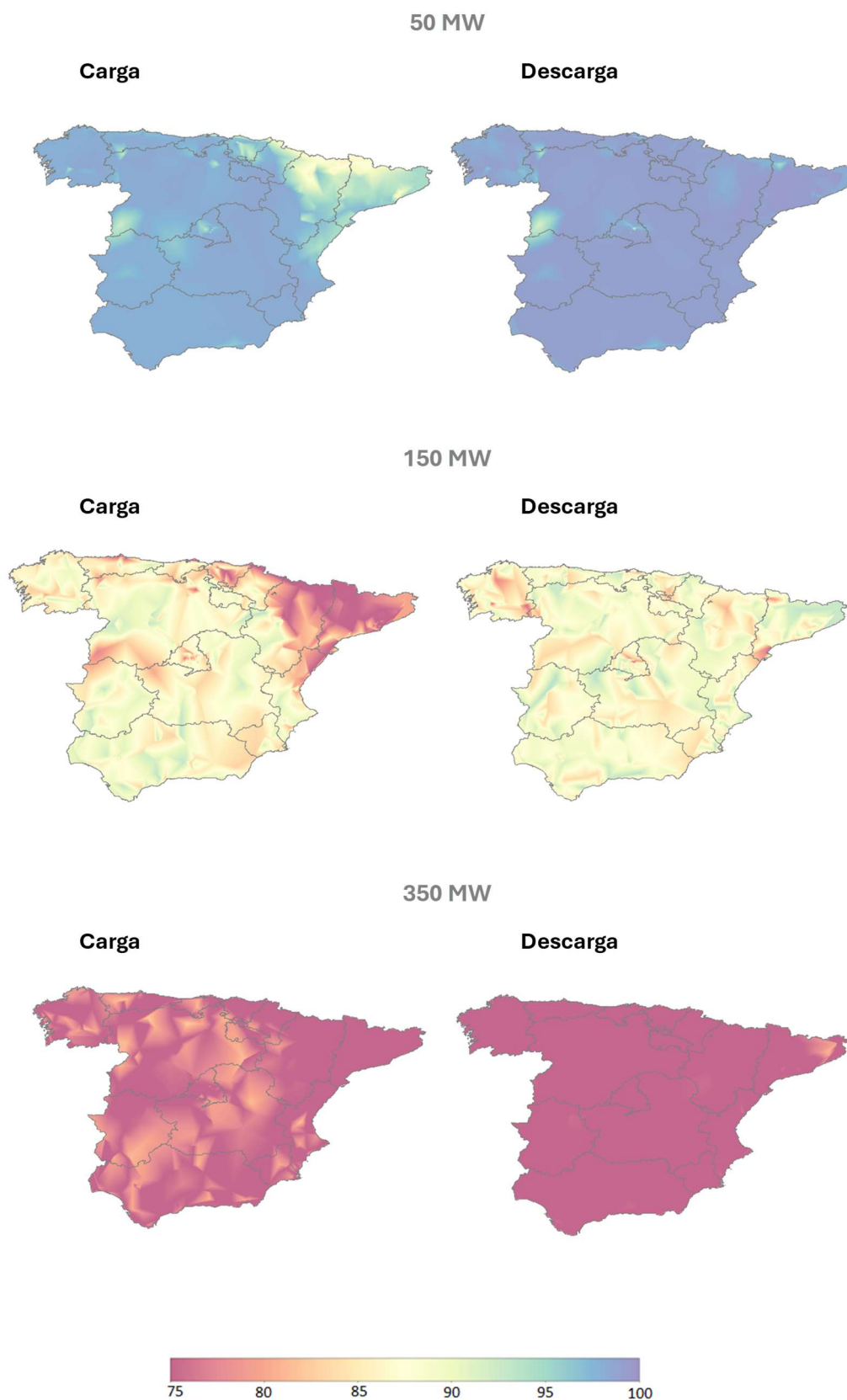


FIGURA 20. Eficiencia operativa de una Batería hibridada con PV de 2 horas. Mapas.

EFICIENCIA OPERATIVA DE LOS BESS HIBRIDADOS CON EÓLICA

El resultado del análisis de la influencia de la potencia instalada de baterías híbridadas con eólica considerando un ciclo de carga y descarga de 2 horas, se muestra en la FIGURA 21. Los resultados muestran que la eficiencia operativa al hibridar con eólica es ligeramente superior en comparación con la obtenida al hibridar con plantas fotovoltaicas.

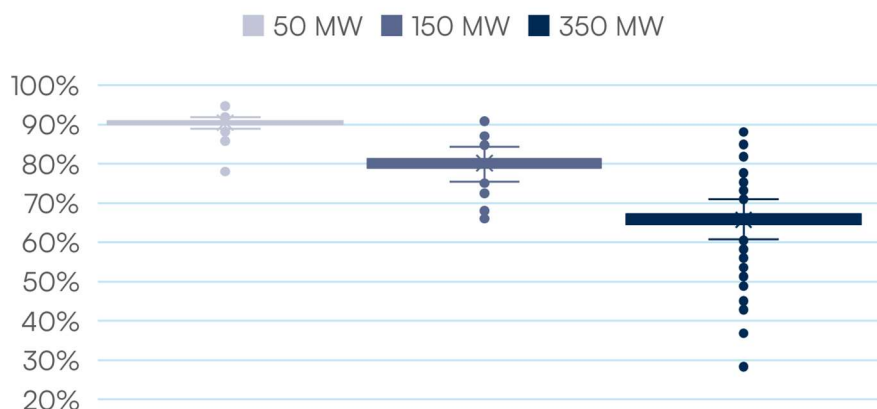


FIGURA 21. Eficiencia operativa de una hibridación eólica de 2 horas. Diagrama de caja

A continuación, la FIGURA 22, se presenta el desglose del diagrama de cajas mostrado en la gráfica anterior, en el que se puede observar el número de subestaciones ubicadas en cada rango de eficiencia. Así, para una batería de 50 MW, se destaca que la mayoría de las subestaciones se encuentran dentro del rango de eficiencia entre el 95% y el 90%. Sin embargo, en el caso de las baterías de 350 MW, se puede notar que una gran parte de las subestaciones presentan una eficiencia baja, por debajo del 70% tal y como sucede en los anteriores casos.

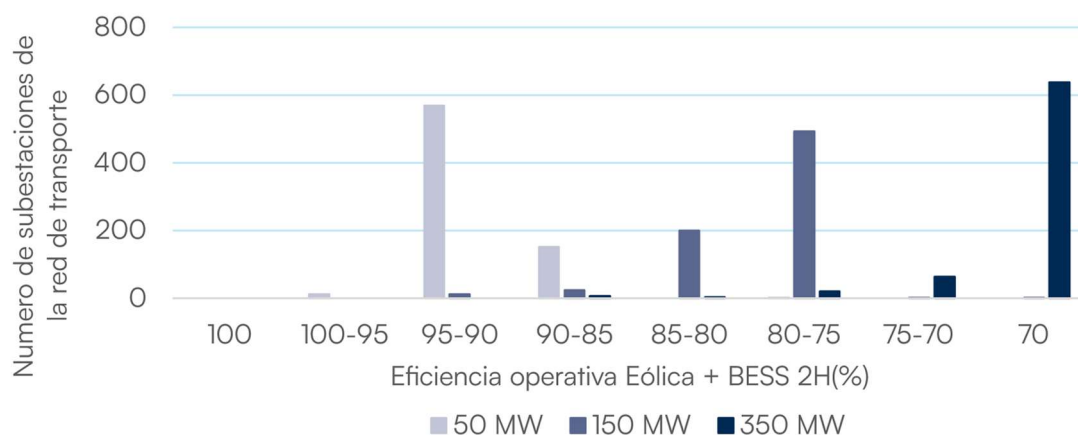


FIGURA 22. Eficiencia operativa de una hibridación eólica de 2 horas. Histograma de subestaciones.

La representación geolocalizada de los resultados se muestra en FIGURA 23, al igual que en los casos anteriores la acumulación de baterías disminuye notablemente su eficiencia. Es importante considerar que la batería se cargará cuando haya disponibilidad de recurso y los precios sean más bajos, y se descargará cuando no haya recurso eólico disponible y los precios sean más altos. Por lo que con esta hibridación probablemente se obtendrá menos spread de precio.

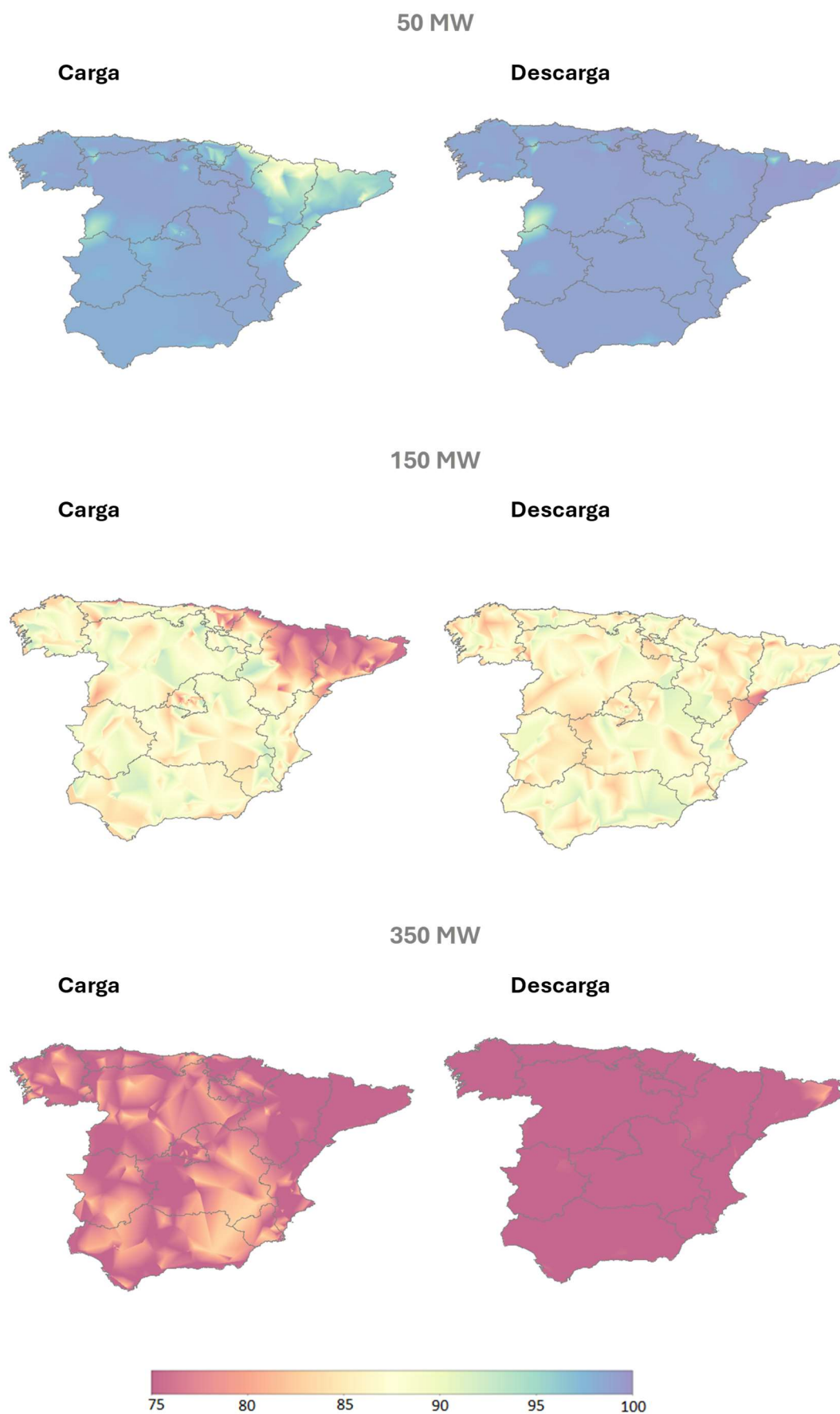


FIGURA 23. Eficiencia operativa de una Batería hibridada en parque Eólico. Mapas.

5. CONCLUSIONES

A continuación, se muestran las conclusiones que arroja el análisis de los resultados obtenidos.

- Con la instalación de BESS en la red de transporte, se ha demostrado que la distribución prevista de 3 GW de capacidad de almacenamiento a lo largo de la red para 2028 puede generar beneficios sustanciales (por ejemplo, mitigando posibles restricciones técnicas, como sobrecargas). No obstante, **para crecer por encima de los 3 GW y que la operación siga siendo efectiva, es necesario gestionar de manera adecuada el despliegue de las BESS** en los puntos de conexión. La clave es conseguir un **despliegue geográfico eficiente** y ubicar estos sistemas en puntos estratégicos de la red que favorezcan el almacenamiento en momentos de baja demanda y permitan la liberación de energía almacenada en momentos de alta demanda, permitiendo un balance adecuado entre la generación y el consumo de energía en diferentes momentos y regiones, asegurando la estabilidad del sistema, proporcionando flexibilidad y manteniendo una rentabilidad razonable de las inversiones.
- Aunque, en términos generales, **la eficiencia operativa de los BESS tiende a disminuir conforme aumenta la potencia instalada**, este fenómeno está muy condicionado por el nudo concreto al que se conecten. En cualquier caso, la incorporación de almacenamiento, bien stand-alone o bien hibridado con EERR, tiene límites de eficiencia a partir de determinadas potencias en determinados nudos, y por tanto los criterios a la hora de dónde incorporarla deben tener un enfoque nodal/zonal.
- Es importante poder **gestionar la incorporación de BESS mediante una planificación adecuada, con enfoque geográfico y temporal**. Para asegurar que la inversión en BESS sea rentable a largo plazo, es crucial tener visibilidad no sólo sobre las proyecciones de precios futuros de la electricidad, sino también **sobre los BESS ya existentes o planificados en los mismos nudos o áreas cercanas**, así como instalaciones de demanda y generación.
- Los resultados obtenidos a partir de los estudios realizados en los distintos nudos de la red sugieren que, para que las BESS puedan cumplir su objetivo es fundamental **evitar concentraciones excesivas** de almacenamiento en nudos/zonas concretas de la red. La optimización de la ubicación de los BESS debe centrarse en **identificar nudos óptimos para la instalación de almacenamiento**, lo cual puede lograrse mediante **estudios detallados y específicos de cada zona**.

UN ESTUDIO DE:



INFORME ELABORADO POR:



EN COLABORACIÓN CON:

