



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

ANÁLISIS DE LAS NECESIDADES DE MATERIAS PRIMAS CRÍTICAS EN ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

*Analysis of the critical raw materials
requirements for energy storage*

Autor/es

Carlos Ramos Méndez

Director/es

José María Yusta Loyo

Máster en Ingeniería Industrial
ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

2023

ANÁLISIS DE LAS NECESIDADES DE MATERIAS PRIMAS CRÍTICAS EN ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

RESUMEN

La transición energética deberá ir acompañada del desarrollo e integración de tecnologías de almacenamiento energético que sean capaces de generar electricidad cuando sea necesario para compensar la intermitencia de la producción de energía renovable. Esto resulta cada vez más necesario a medida que se incrementa la cuota de generación renovable en el mix energético. Existe un amplio abanico de tecnologías de almacenamiento de energía, como el bombeo hidráulico reversible, las baterías, el almacenamiento térmico o el hidrógeno, de las cuales se ofrece una explicación detallada de su funcionamiento y aplicaciones en este trabajo, que sirven para este cometido, ofreciendo diversos servicios a la red en función de sus características.

Sin embargo, este cambio de paradigma requiere de una serie de recursos minerales necesarios para fabricar dichas tecnologías, cuya demanda se prevé que aumente exponencialmente conforme vayan sustituyendo a la demanda de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica. El principal inconveniente radica en que la producción de estas materias primas está concentrada mayoritariamente en países extranjeros, los cuales, a menudo, cuentan con inestabilidad política e imponen restricciones a las exportaciones. Es por ello que se requiere desarrollar una nueva estrategia geopolítica para garantizar un suministro seguro de estas materias primas e integrar el almacenamiento de energía en el sistema eléctrico para acometer la transición energética. Para este cometido, la Comisión Europea actualiza cada tres años una lista de minerales considerados como críticos en base a dos parámetros: su **Importancia Económica**, en función del valor añadido que aportan a la economía, y el **Riesgo de Suministro**, en función de la concentración de los países proveedores, su nivel de gobernanza, las restricciones a las exportaciones, el grado de dependencia de las importaciones y la tasa de reciclado del mineral en cuestión. También se consideran los minerales estratégicos, que tienen una gran relevancia para los sectores estratégicos de la economía europea, incluido el de la energía.

Este trabajo, a partir de la última lista de minerales críticos publicada en marzo de 2023, se centra en analizar los minerales críticos y estratégicos que componen las tecnologías de almacenamiento y averiguar las cantidades que requieren. Con esta información, se ha elaborado un indicador que evalúa el impacto del consumo y del riesgo de suministro de estos minerales para identificar aquellas tecnologías que pudieran tener una mejor disponibilidad en el mercado y una adecuada viabilidad de implantación en el sistema energético nacional.

ANALYSIS OF THE CRITICAL RAW MATERIALS REQUIREMENTS FOR ENERGY STORAGE

SUMMARY

The energy transition must be accompanied by the development and integration of energy storage technologies that are capable of generating electricity when necessary to compensate for the intermittency of renewable energy production. This is increasingly necessary as the share of renewable generation in the energy mix increases. There is a wide range of energy storage technologies, such as pumped-storage hydroelectricity, batteries, thermal storage or hydrogen, of which a detailed explanation of their operation and applications is offered in this work, which serves this purpose, offering various services to the electrical network based on their characteristics.

However, this energy shift requires many raw materials which are necessary to manufacture these technologies, whose demand is expected to increase exponentially as they replace the demand for fossil fuels in electricity generation. The main drawback is that the production of these raw materials is mostly concentrated in third countries, which often have political instability and impose restrictions on exports. That is why it is necessary to develop a new geopolitical strategy to guarantee a safe supply of these raw materials and integrate energy storage into the electrical system to undertake the energy transition. For this propose, the European Commission updates a list of minerals considered critical on the basis of two parameters every three years: their **Economic Importance**, based on the added value they bring to the economy, and **Supply Risk**, based on the concentration of supplier countries, their level of governance, export restrictions, imports reliable and the rate of recycling of each mineral. Strategic minerals are also considered, which are highly relevant to strategic sectors of the European economy, including the energy sector.

The present work, based on the last list of critical minerals published in March 2023, focuses on analyzing the critical and strategic minerals that make up storage technologies and finding out the amounts they require. With this information, an indicator has been prepared that evaluates the impact of the consumption and the supply risk of these minerals to identify those technologies that could have a better availability in the market and an adequate feasibility of implementation in the national energy system.

Índice general

Índice de Figuras	6
Índice de Tablas	7
Lista de Acrónimos	8
1. Introducción y objetivos	10
1.1 Introducción	10
1.2 Objetivos	11
2. Estado del arte de sistemas de almacenamiento de energía	12
2.1 Situación actual del almacenamiento de energía en Europa y España	12
2.2 Baterías Li-Ion	14
2.3 Baterías flujo-redox de vanadio	17
2.4 Otras tecnologías electroquímicas.....	20
2.5 Bombeo reversible.....	22
2.6 Otras tecnologías mecánicas	24
2.7 Almacenamiento térmico	25
2.8 Almacenamiento en forma de hidrógeno	26
3. Materias primas críticas y estratégicas	29
3.1 Contexto europeo y Lista de Materiales Críticos 2023	29
3.2 Regulación europea sobre materias primas	35
4. Cálculo de necesidades de materias primas en el almacenamiento de energía	36
4.1 Metodología	36
4.2 Resultados de cantidad de materias primas críticas por tecnología	44
4.3 Propuesta de indicador para la evaluación del potencial de una tecnología de almacenamiento.....	48
5. Conclusiones	51
Bibliografía	52
ANEXOS	55
Anexo I. Clasificación de materias primas y situación de la industria europea de materias primas.....	56
Anexo II. Parámetros de criticidad de los minerales analizados y su importancia en la cuantificación de la dependencia de las importaciones de la UE.	61
Anexo III. Gráficas de la base de datos elaborada	64

Índice de Figuras

Figura 1. Potencia total instalada de almacenamiento según el PNIEC.	13
Figura 2. Esquema de funcionamiento de una celda de Li-Ion y componentes principales.	14
Figura 3. Esquema de funcionamiento de una batería VBFR y componentes principales.	18
Figura 4. Partes de las celdas de una batería VBFR.	19
Figura 5. Esquema de funcionamiento de la batería de plomo-ácido.	21
Figura 6. Esquema de funcionamiento de las baterías Na-S.....	21
Figura 7. Central de ciclo abierto (izquierda) y central de ciclo cerrado (derecha).	22
Figura 8. Esquema de funcionamiento del CAES diabático (izquierda) y adiabático (derecha).	24
Figura 9. Almacenamiento térmico con colectores parabólicos (izquierda) y centrales de torre solar (derecha).	26
Figura 10. Electrolizador alcalino (izquierda) y electrolizador tipo PEM (derecha).	27
Figura 11. Previsiones de demanda de algunos minerales presentes en las baterías.	29
Figura 12. Principales proveedores de la UE en la extracción de ciertos minerales.	30
Figura 13. Principales proveedores de la UE en el procesado de ciertos minerales.	30
Figura 14. Resultados del proceso de selección del análisis de criticidad.....	34
Figura 15. Minerales críticos y estratégicos de las baterías y sus funciones.	37
Figura 16. Proceso de cálculo usado por BatPaC para obtener los costes de producción y la cantidad de materias primas.	37
Figura 17. Proporcionalidad directa entre G_j y E	39
Figura 18. Relación entre la cantidad de minerales por unidad de energía almacenada y la capacidad energética de la batería.....	39
Figura 19. Configuración de la batería según el modelo BatPaC.	40
Figura 20. Minerales críticos y estratégicos en el almacenamiento térmico y sus funciones. ...	41
Figura 21. Minerales críticos y estratégicos en el bombeo reversible y sus funciones.	42
Figura 22. Minerales críticos y estratégicos en la producción de H_2 y sus funciones.	43
Figura 23. Cantidad total de minerales críticos para una batería NMC-811 a lo largo de diferentes capacidades energéticas.....	45
Figura 24. Cantidad de minerales para una capacidad energética de 800 MWh y una potencia de 100 MW.....	46
Figura 25. Cantidad de minerales para sistemas de 800 MWh y 100 MW de baterías y almacenamiento térmico y para sistemas de 500 MW de bombeo hidráulico reversible y electrolizadores.....	47
Figura 26. Porcentaje de minerales estratégicos del total de minerales críticos empleado en cada tecnología.	48

Índice de Tablas

Tabla 1. Aplicaciones de los compuestos del cátodo.....	17
Tabla 2. Lista de minerales críticos y estratégicos 2023.	35
Tabla 3. Especificaciones técnicas de la batería Megapack de Tesla.	40
Tabla 4. Cantidad de minerales críticos por unidad de capacidad energética o potencia nominal en cada tecnología.....	44
Tabla 5. Valores del indicador IT de cada tecnología de almacenamiento de energía.	49

Lista de Acrónimos

ACS	Agua Caliente Sanitaria
BMS	Battery Management System (sistema de gestión de la batería)
BatPaC	Battery Performance and Cost Modeling for Electric Drive Vehicles
CAES	Compressed Air Energy Storage (almacenamiento por aire comprimido)
CSP	Concentrated Solar Power (energía solar térmica de concentración)
GEI	Gases de Efecto Invernadero
HREEs	Heavy Rare Earths (tierras raras pesadas)
IE	Importancia Económica
IT	Indicador de Tecnologías de almacenamiento energético
LCO	Lithium Cobalt Oxide (LiCoO_2) (óxido de cobalto-litio)
LFP	Lithium Iron Phosphate (LiFePO_4) (fosfato de hierro-litio)
Li-Ion	Lithium Ion Battery (batería de Ion-Litio)
LMO	Lithium Manganese Oxide (LiMn_2O_4) (óxido de manganeso-litio)
LREEs	Light Rare Earths (tierras raras ligeras)
NACE	Nomenclatura de actividades económicas de la Comunidad Europea
NaS	Sulfuro de sodio
NCA	Lithium Nickel Cobalt Aluminum Oxide (LiNiCoAlO_2) (óxido de níquel cobalto aluminio-litio)
NMC	Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide (LiNiMnCoO_2) (óxido de níquel manganeso cobalto-litio)
PCMs	Phase-Change Materials (materiales de cambio de fase)
PEM	Proton-Exchange Membrane (membrana polimérica protónica)
PGMs	Platinum Group Metals (metales del grupo platino)
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
RS	Riesgo de Suministro
SEI	Solid Electrolyte Interphase (interfaz sólida del electrolito)
SOEC	Solid Oxide Electrolyzer Cell (electrolizador de óxido sólido)
VBFR	Vanadium Redox Flow Battery (baterías de flujo redox de vanadio)

1. Introducción y objetivos

1.1 Introducción

El sector energético está actualmente experimentando una intensa transformación desde la generación eléctrica basada en tecnologías convencionales térmicas (carbón, gas natural y petróleo) hacia energías limpias de origen renovable, que permitirá alcanzar la neutralidad climática de acuerdo a los objetivos del Acuerdo de París de 2015, así como reducir la dependencia de la economía de los combustibles fósiles. Sin embargo, estas últimas poseen un carácter intermitente y presentan una gran dependencia del clima y de los recursos naturales, por lo que no son capaces de aportar firmeza y disponibilidad permanente al sistema. Este hecho hace que resulte imprescindible el desarrollo y la introducción de las tecnologías de almacenamiento energético para aportar flexibilidad al sistema, de manera que sean capaces de almacenar una determinada capacidad energética para, posteriormente, generar electricidad en los periodos de desajuste entre la demanda y la producción renovable. En España, el PNIEC prevé pasar de 8,3 GW de potencia de almacenamiento total disponible en la actualidad a un valor de 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050. Esta cuantificación incluye el almacenamiento a gran escala diario y semanal, almacenamiento detrás del contador y almacenamiento estacional. Existe un amplio abanico de sistemas de almacenamiento de energía en función de la tecnología que utilizan, como el bombeo reversible, las baterías o el hidrógeno, y de las características técnicas que les permiten prestar ciertos servicios de red para el equilibrado del sector eléctrico.

Uno de los retos que plantea dicha transición energética es el de asegurar un adecuado suministro de los materiales críticos y estratégicos que son necesarios para satisfacer la creciente demanda de las tecnologías renovables, incluidas las de almacenamiento energético, debido a su escasez y concentración en países concretos. Estas tecnologías necesitan una mayor cantidad de materiales que las convencionales. Ante esta situación, es necesario desarrollar una nueva estrategia geopolítica de materias primas críticas en sustitución a la actual estrategia geopolítica de recursos fósiles.

Actualmente, Europa depende casi en su totalidad de las importaciones de terceros países de recursos minerales considerados como críticos para la transición energética y para su economía, siendo China el primer productor mundial de 19 de las 34 materias primas críticas para la UE. También existen otros países que representan un gran porcentaje del suministro de ciertos minerales críticos, como Chile (litio), Guinea (bauxita), Kazajistán (titanio, fósforo), Sudáfrica (PGMs) y República del Congo (cobalto).

En este contexto de dependencia europea, sumado al impacto de la crisis energética de la invasión rusa en Ucrania, el concepto de seguridad de suministro energético para incorporar las materias primas críticas y estratégicas para la descarbonización de la economía ha cobrado mayor relevancia. Para atender estos nuevos desafíos, la Comisión Europea lanzó el plan REPowerEU que, junto con el Pacto Verde Europeo, tiene el objetivo de poner fin a la dependencia de los combustibles fósiles y de asegurar un adecuado suministro de materias primas críticas para reforzar la autonomía estratégica europea y para acelerar el despliegue de tecnologías de origen renovable, como el almacenamiento energético.

1.2 Objetivos

La transición energética debe ir acompañada de la integración de tecnologías de almacenamiento de energía para aportar firmeza al sector eléctrico, dada la intermitencia de las energías renovables. Sin embargo, estas tecnologías necesitan una serie de recursos minerales cuyas reservas están concentradas mayoritariamente en países extranjeros, por lo que se requiere desarrollar una nueva estrategia geopolítica de materias primas fundamentales para garantizar la seguridad de su suministro y poder integrar el almacenamiento en el sistema energético.

Para atender este nuevo desafío, se han identificado las materias primas, catalogadas como críticas por su importancia para la economía europea y su riesgo de suministro en base al Estudio 2023 sobre Materias Primas Críticas de la Comisión Europea [1], de una serie de tecnologías de almacenamiento. También se han identificado los minerales denominados estratégicos, los cuales tienen un papel clave en los sectores estratégicos de la economía y cuya demanda se prevé que crezca exponencialmente en los próximos años. Una vez definidas las aplicaciones finales de estos minerales en cada tecnología, se ha realizado un análisis de las cantidades que son necesarias de todos ellos. Con esta información, el principal objetivo ha sido elaborar un indicador que permita identificar aquellas tecnologías que pudieran tener una mejor disponibilidad en el mercado y sin cuellos de botella en su cadena de suministro, en función del consumo de minerales y del riesgo de interrupción del suministro.

De esta manera, este indicador permitirá evaluar la viabilidad de implantación y desarrollo de cada tecnología analizada en la Estrategia de Almacenamiento Energético nacional y establecer necesidades de inversión para acelerar la introducción de dichas tecnologías.

2. Estado del arte de sistemas de almacenamiento de energía

2.1 Situación actual del almacenamiento de energía en Europa y España

La flexibilidad y el respaldo son servicios imprescindibles para garantizar la seguridad de suministro energético y, actualmente, se proporcionan principalmente mediante ciclos combinados de gas y bombeo hidroeléctrico. No obstante, con la creciente introducción de renovables en la generación eléctrica, junto con la electrificación de la demanda, es necesaria la implementación masiva de tecnologías de almacenamiento de energía que comiencen a sustituir los ciclos combinados. En este contexto de transición energética, las distintas formas de almacenamiento se proponen como una herramienta para afrontar una serie de retos dentro del sistema eléctrico:

- Aportan respaldo al sistema para contribuir a la integración del mayor porcentaje de renovables y garantizando la seguridad de suministro. Dado que las energías renovables son intermitentes y poco gestionables, debido a su gran dependencia de los recursos naturales (sol, viento, precipitaciones) para poder producir electricidad, no aportan firmeza al sistema eléctrico, por lo que las tecnologías de almacenamiento son capaces de adaptar su producción para equilibrar la generación de estas fuentes y la demanda y aprovechar los vertidos energéticos. En función de sus prestaciones, cada tipo de tecnología puede ofrecer un equilibrio a lo largo del día compensando horas valle y horas pico o un equilibrio estacionario a largo plazo.
- Confieren flexibilidad al sistema para paliar la variabilidad de la demanda como resultado del proceso de electrificación del consumo energético (carga de vehículos eléctricos, utilización de bombas de calor o necesidades de suministro cuando no haya autoconsumo). Además, la demanda eléctrica es estacional, siendo más elevada en invierno y verano.
- Deben generar señales de precio estables de forma que se fomente el interés en desarrollar nuevos proyectos de energías limpias. Las tecnologías de almacenamiento deben ser capaces de almacenar energía cuando los precios son bajos, absorbiendo los vertidos renovables, y posteriormente cederla cuando los precios son elevados y existe una menor oferta renovable, consiguiendo aplanar los precios de la electricidad. Además de estos servicios de arbitraje, se contempla la participación del almacenamiento en los servicios de ajuste que permiten el funcionamiento del sistema con un nivel de seguridad y calidad de suministro adecuados (regulación primaria, secundaria y terciaria).

Se han desarrollado diversas políticas de energía y clima en la Unión Europea que incluyen el almacenamiento energético como herramienta imprescindible para llevar a cabo la transición energética. En el Pacto Verde Europeo, lanzado en 2019, se presenta una iniciativa para acelerar el despliegue de las tecnologías de almacenamiento. Cabe destacar el área Power up del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, presentado por España a la Comisión Europea, en la que se contemplan los mecanismos necesarios para ayudar a la introducción de las soluciones de almacenamiento de forma eficiente y sostenible. A nivel legislativo, el Paquete de Energía Limpia para todos incluye distintos instrumentos regulatorios para la estrategia de almacenamiento en la UE: la

Directiva (UE) 2019/944, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, y el Reglamento 2019/943 que establece los principios de una nueva configuración del mercado eléctrico incentivando los servicios de flexibilidad. Adicionalmente, existen algunas iniciativas europeas encaminadas a impulsar tecnologías específicas de almacenamiento, tales como la Alianza Europea por las Baterías, la Iniciativa del Hidrógeno o la Estrategia Europea del Hidrógeno.

En España, existe una gran integración de renovables, y en 2030 será mayor, ya que el PNIEC prevé incorporar 57 GW de potencia renovable adicional, por lo que se tendrá una mayor necesidad de respaldo y flexibilidad a futuro. La Estrategia de Almacenamiento define las necesidades mínimas de almacenamiento para el territorio español, según los objetivos del PNIEC y de la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050. Esta cuantificación prevé pasar de 8,3 GW disponibles actualmente a unos valores de alrededor de 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050. Para ello, incluye el desarrollo de diversas tecnologías de almacenamiento energético, en forma de nueva potencia de bombeo hidráulico (3,5 GW), instalación de baterías (2,5 GW) y solar termoeléctrica (5 GW), tal y como se refleja en la Figura 1. Adicionalmente, se contempla el almacenamiento distribuido por el parque de vehículos eléctricos y el almacenamiento en forma de hidrógeno verde.

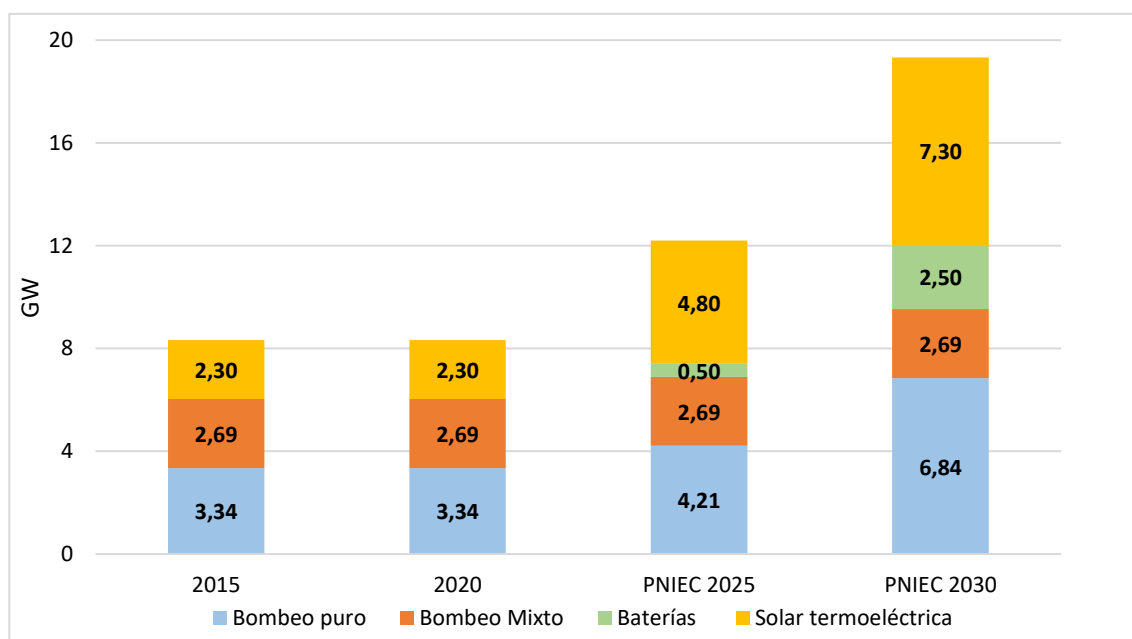


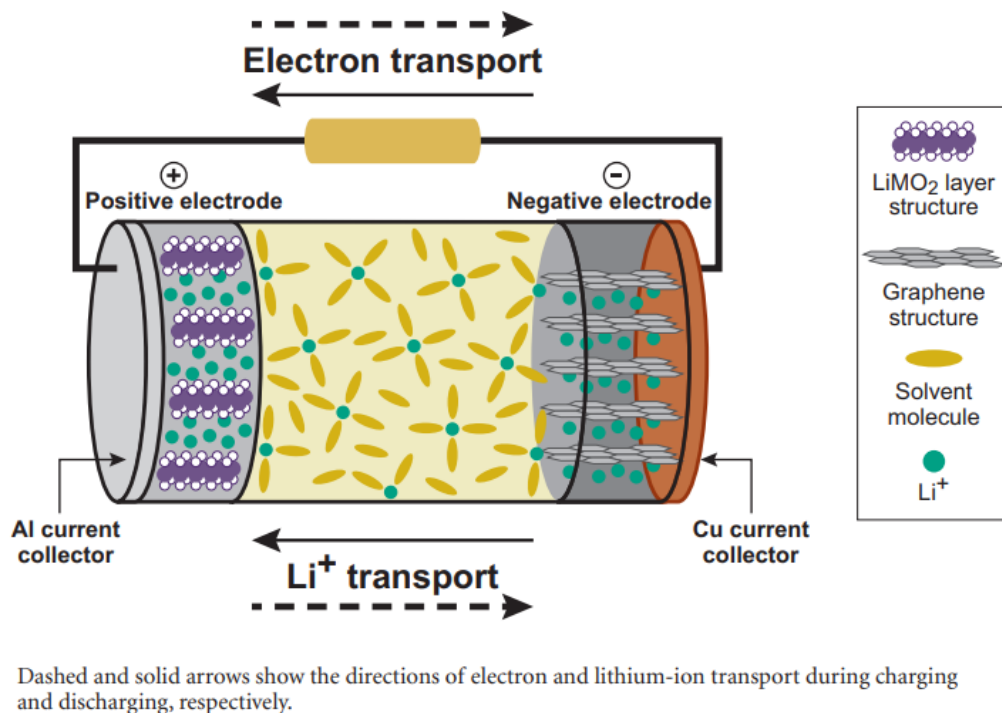
Figura 1. Potencia total instalada de almacenamiento según el PNIEC. Fuente: elaboración propia a partir de datos del PNIEC.

Existe un conjunto amplio de tecnologías de almacenamiento, unas más consolidadas que otras, con diversas características técnicas y que son capaces de proporcionar un variado abanico de servicios. Este trabajo se centra en analizar los sistemas de almacenamiento a gran escala dado que, gracias a su gran capacidad y horas de uso, contribuyen en mayor medida a solucionar los retos del sistema eléctrico. En los siguientes subapartados de este capítulo se describen con detalle los sistemas de almacenamiento más relevantes y que cuentan con una gran capacidad de potencia instalada en la actualidad o que poseen importantes perspectivas de instalación en un futuro.

2.2 Baterías Li-Ion

Principio de funcionamiento y componentes

Las baterías Li-Ion son una familia de baterías recargables que utilizan compuestos sólidos en ambos electrodos para el intercambio de iones de litio. El electrodo positivo (cátodo), generalmente, está formado por un óxido metálico de litio, mientras que el electrodo negativo (ánodo) suele ser de grafito [2]. Durante el proceso de carga, los iones de litio se transfieren por medio del electrolito desde el cátodo hasta el ánodo, al mismo tiempo que los electrones liberados en la reacción de oxidación del compuesto que forma el cátodo fluyen por un circuito externo que conecta ambos electrodos, bajo la aplicación de un voltaje suministrado por una fuente externa. Durante el proceso de descarga, el intercambio ocurre a la inversa, con los iones de litio migrando desde el ánodo para intercalarse en la red atómica del compuesto del cátodo, mientras que, simultáneamente, los electrones se mueven en la misma dirección a través del circuito externo, alimentando la carga conectada a la batería [3].



Dashed and solid arrows show the directions of electron and lithium-ion transport during charging and discharging, respectively.

Figura 2. Esquema de funcionamiento de una celda de Li-Ion y componentes principales. Fuente: [3].

El esquema de funcionamiento de este tipo de baterías es el mostrado en la Figura 2. También se muestran los diferentes componentes de una celda de Li-Ion. Además de los electrodos y el electrolito (sales de litio disueltas en un disolvente orgánico), la celda integra una lámina de aluminio y una lámina de cobre adheridas al cátodo y al ánodo, respectivamente, y un separador poroso que aísla los dos electrodos.

Las celdas de Li-Ion pueden fabricarse en dos tipologías: ortoedros o cilindros. Para conformar una batería que será utilizada en aplicaciones a gran escala, como el almacenamiento energético, las celdas se interconectan entre ellas a través de varias configuraciones en serie y en paralelo para incrementar el voltaje (V) y la capacidad (Ah). Estas combinaciones se integran en módulos que, a su vez, también se interconectan en

serie y en paralelo para componer el conjunto de la batería y suministrar la energía deseada. Para este tipo de aplicaciones, se requieren adicionalmente elementos auxiliares para gestionar el funcionamiento de la batería y evitar problemas de seguridad. Estos subsistemas incluyen un control de temperatura de la batería y un sistema de gestión de baterías (BMS, por sus siglas en inglés), que monitoriza y controla el estado de las celdas.

Atendiendo a la constitución del cátodo, las familias de compuestos más comunes en la actualidad son las enumeradas a continuación: óxido de cobalto de litio (LCO), óxido de manganeso de litio (LMO), óxido de níquel-manganeso-cobalto de litio (NMC), litio-ferrofosfato (LFP) y níquel-cobalto-aluminio (NCA). El material del electrodo positivo es el componente más caro, ya que representa entre el 30% y el 50% del total del coste material, según la tipología.

Las baterías LCO tienen una densidad energética relativamente alta (150-200 Wh/kg), característica que les ha permitido consolidarse como una de las mejores opciones para dispositivos móviles, portátiles y cámaras digitales [4]. Sin embargo, debido a los problemas de seguridad que plantean por su relativa inestabilidad térmica, su corto ciclo de vida (500-1000 ciclos), su baja densidad de potencia y el alto coste del cobalto, limita la capacidad de este tipo de baterías para funcionar en aplicaciones de almacenamiento conectados a red.

Las baterías NCA ofrecen elevadas densidades energéticas (200-250 Wh/kg) con una potencia específica satisfactoria y están diseñadas para operar con largos ciclos de vida (1000-2000 ciclos), lo que les convierte en buenas opciones para funciones de *back-up* y de arbitraje de precios. Sus mayores inconvenientes son su baja estabilidad térmica y su coste [3][5].

Las baterías NMC son una familia de electrodos positivos con diferentes proporciones de tres metales de transición (níquel, manganeso y cobalto) que varían desde ratios de 1:1:1 a 8:1:1. La nomenclatura utilizada indica el nombre de la batería, seguido de la proporción de los elementos. De esta manera, el cátodo de la batería NMC-111 está compuesto de un tercio de cada metal. Debido al riesgo de suministro y a las fluctuaciones del precio del cobalto, junto con la implicación de mejorar la energía específica, la durabilidad y la seguridad de las baterías, los fabricantes están centrando sus esfuerzos en reducir la cantidad de cobalto y en aumentar la del níquel. Mayores contenidos de níquel aumentan la densidad energética, pero a expensas de reducir la durabilidad y la estabilidad térmica. El cobalto estabiliza al níquel y el manganeso reduce la resistencia interna. A pesar de ello, se han comercializado con éxito distintas combinaciones como NMC-532, NMC-622 y NMC-811 [3].

Las baterías NMC tienen un mayor ciclo de vida (2000⁺ ciclos) comparado con las NCA, pero una menor densidad energética (140-200 Wh/kg), ya que requieren la mitad de níquel que estas [6]. Es por ello que son ideales para sistemas de almacenamiento de energía que requieran de frecuentes ciclos de carga y descarga [4].

Existen dos grupos de baterías que tienen un menor coste por unidad de energía almacenada que las baterías NMC: las baterías LMO y las baterías LFP. Ambas familias comparten la ventaja de no requerir el uso de cobalto y níquel.

Los cátodos de LMO poseen una alta potencia específica y una estabilidad térmica mayor que los cátodos LCO. Para aplicaciones de almacenamiento, el principal inconveniente de los cátodos LMO es que sufren una degradación química debido a la disolución del manganeso y a su acumulación en el ánodo, que se acentúa a temperaturas superiores a los 50°C [3]. Esta degradación limita la durabilidad de la batería en torno a los 1000-1500 ciclos.

Los cátodos LFP son los más estables térmicamente de entre todos los electrodos positivos comerciales, incluso a altas temperaturas. Además, tienen un coste bajo y presentan una elevada durabilidad (3000+ ciclos) [5]. No obstante, su baja energía específica (90-140 Wh/kg) ha limitado su uso en algunas aplicaciones como en el vehículo eléctrico. A pesar de ello, la combinación de potencia, seguridad, durabilidad y bajo coste, ha permitido su uso en numerosos ámbitos, desde herramientas eléctricas hasta almacenamiento residencial y a gran escala.

En cuanto a la composición del ánodo, el grafito sigue siendo la opción dominante para la mayoría de las baterías Li-Ion. Sin embargo, existen dos materiales que han aparecido comercialmente para sustituir el grafito en los electrodos negativos. La primera alternativa es el titanato de litio, que ofrece una alta potencia específica y un elevado ciclo de vida, pero a costa de una reducción en la energía específica; como consecuencia, este compuesto se limita a aplicaciones que requieran potencias altas y elevadas frecuencias de carga y descarga. La segunda alternativa son los ánodos compuestos por silicio, idóneos para aplicaciones que precisen de altas densidades energéticas dada la gran capacidad específica del silicio, la cual es cerca de diez veces mayor que la del grafito. En la práctica, la capacidad del silicio se debe limitar a valores más bajos para conseguir una adecuada durabilidad en la mayoría de aplicaciones, debido a que el silicio tiende a hincharse durante la carga, causando la fractura de su superficie y provocando la disminución del rendimiento [3][6].

También se ha considerado el uso de litio puro en el ánodo, que posee mayor capacidad específica que el grafito. Pero estos electrodos no pueden utilizarse con un electrolito líquido, ya que se producen reacciones indeseadas que reducen la durabilidad.

Características y aplicaciones

Las baterías de Ion-Litio son una tecnología madura de grandes prestaciones a nivel general que desde su aparición se ha concentrado su uso en equipos electrónicos y que, actualmente, han experimentado un mayor desarrollo en comparación con otro tipo de baterías para aplicaciones de almacenamiento a escala de red y para vehículos eléctricos. Como se ha visto anteriormente, existen varias familias, atendiendo a un uso más enfocado a potencia o a energía, aunque de manera general se utilizan para dar soluciones basadas en energía. En la Tabla 1, se muestran las correspondientes aplicaciones de cada familia.

En cuanto al almacenamiento energético, presentan múltiples ventajas al disponer de una respuesta muy rápida y de la posibilidad de conformar sistemas con suficiente capacidad para permitir la gestión de potencias altas (alrededor de 100 MW) en aplicaciones de red de corta duración (en el entorno de 4 horas) de grandes instalaciones. Su modularidad también permite desarrollar aplicaciones a escala “detrás del contador”.

Tabla 1. Aplicaciones de los compuestos del cátodo. Fuente: elaboración propia a partir de [3].

Cátodo	Dispositivos electrónicos	Herramientas eléctricas	Vehículos eléctricos	Buses	Almacenamiento energético
LFP	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
NCA	Sí	No	Sí	No	Sí
LMO	Sí	Sí	Sí	No	Sí
LCO	Sí	No	No	No	No
NMC	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí

Las baterías de Ion-Litio presentan una serie de desventajas que restringen su uso en aplicaciones de almacenamiento de red. El principal inconveniente es su alto coste, así como la pérdida de capacidad que experimentan tras un número de ciclos de carga y descarga (durabilidad) y el envejecimiento que ocurre, aunque no se someta la batería a ciclos de carga y descarga, por la descomposición del electrolito que forma una interfaz sólida en el ánodo (SEI, por sus siglas en inglés) [7]. Se espera que el coste continúe disminuyendo en los próximos años, impulsado por la optimización de los procesos de fabricación y la integración de opciones químicas sin riesgo de suministro. Esto que permitiría que este tipo de baterías fuesen competitivas para duraciones de almacenamiento hasta las 8 horas. Por otra parte, se están produciendo mejoras en cuanto a la durabilidad y el envejecimiento de estas baterías, aunque para ciertas aplicaciones de red no son suficientes para garantizar retornos de inversión aceptables. Los nuevos desarrollos relacionados con electrolitos de estado sólido previenen en gran medida la formación de SEI y evitan la deflagración de las baterías.

A continuación, se enumeran algunos de los servicios de red que pueden ofrecer las baterías de Ion-Litio:

- Regulación de frecuencia primaria y secundaria y regulación de tensión cuando hay un desajuste entre la generación y la demanda.
- Servicios de arbitraje intradiario para almacenar la energía excedentaria en horas con precios bajos y utilizarla cuando se necesite, aprovechando mejores precios de venta.
- Alineación de la generación renovable con la demanda del sistema y reducción de los vertidos eléctricos de las energías renovables.
- Aportación de flexibilidad al sistema al considerar generación distribuida, lo que permite disminuir las inversiones destinadas a aumentar las capacidades de las redes de transporte y evita la congestión de las líneas.
- Mejora de la respuesta ante rampas.
- Continuidad en el suministro de energía.

2.3 Baterías flujo-redox de vanadio

Principio de funcionamiento y componentes

Las baterías de flujo redox de vanadio (VBFR) son la tecnología que mayor desarrollo y despliegue comercial han experimentado de entre todas las baterías de flujo existentes actualmente. Estos dispositivos se diferencian del resto de tecnologías por el hecho de que los materiales activos no están permanentemente confinados en la región donde se

genera la energía eléctrica (celda), sino que se encuentran disueltos en los electrolitos líquidos almacenados en dos tanques independientes (uno en el lado del ánodo y otro en el lado del cátodo). Durante los procesos cíclicos de carga y descarga de la batería, estas disoluciones son bombeadas a través de un circuito de tuberías desde los depósitos hasta el reactor que contiene las celdas. A su paso por este, tienen lugar las distintas reacciones electroquímicas reversibles (redox), tras lo cual los electrolitos retornan a sus tanques de origen (Figura 3). La clave del principio de funcionamiento de las baterías VBFR es su “simetría química”, dado que tanto el electrolito positivo como el negativo utilizan el mismo material (vanadio). Esto es posible gracias a que el vanadio es un elemento estable en cuatro estados de oxidación diferentes (V^{2+} , V^{3+} , V^{4+} , V^{5+}) [8].

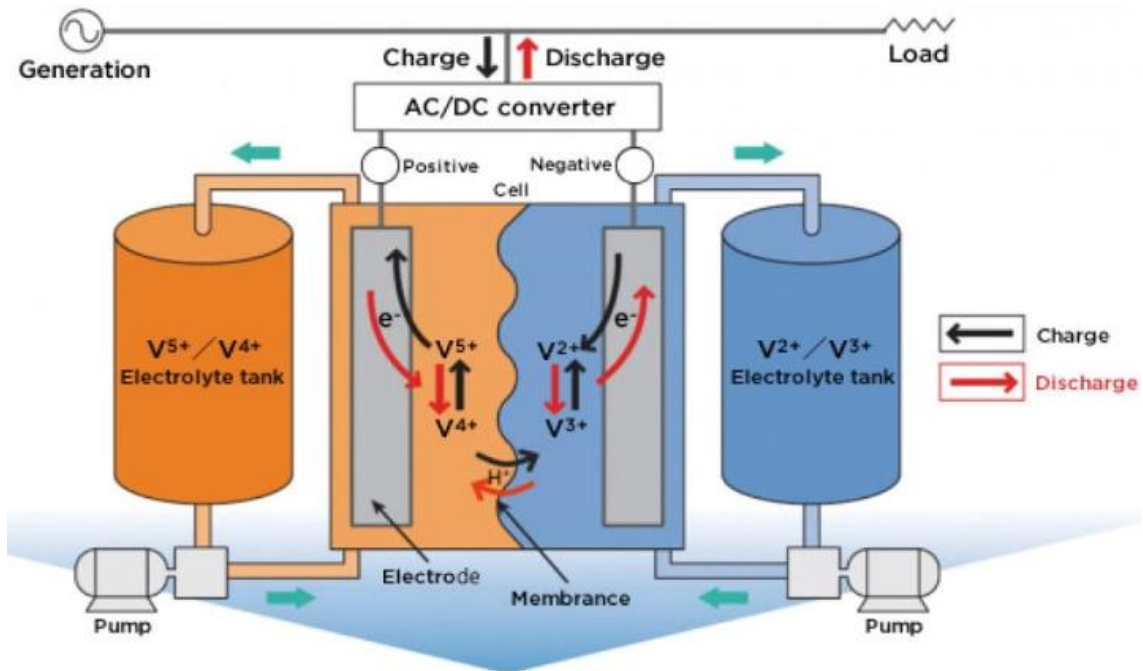


Figura 3. Esquema de funcionamiento de una batería VBFR y componentes principales. Fuente: [9].

La unidad mínima que compone el reactor se denomina celda, compuesta por una semicelda positiva y otra negativa. A su vez, se pueden agrupar un número de celdas en serie para formar lo que se conoce como *stack*. El número de celdas en serie depende del voltaje nominal requerido. Cada semicelda contiene un electrodo poroso de grafito en contacto con el electrolito líquido para que se produzcan las reacciones electroquímicas. Durante el proceso de descarga, el cambio de estado de oxidación de V^{2+} a V^{3+} ocurre en la semicelda negativa y el cambio de V^{5+} (VO_2^+) a V^{4+} (VO^{2+}) en la semicelda positiva, tal y como se observa en la Figura 3. El proceso ocurre a la inversa durante la carga de la batería. Generalmente, la máxima concentración de iones vanadio en el electrolito es de 2M o inferior, lo que limita la densidad energética de la batería. Esta concentración está condicionada por la estabilidad de los iones V^{5+} a temperaturas por encima de los $50^{\circ}C$ y por el límite de solubilidad de los iones V^{2+} y V^{3+} en el electrolito a temperaturas inferiores a los $5^{\circ}C$.

La separación de las semiceldas se produce mediante una membrana de intercambio catiónico, que permite la migración de iones H^+ entre ambas para mantener equilibrada la carga eléctrica global mientras evita la mezcla de las especies activas de vanadio de los dos electrolitos.

Las semiceldas también están dotadas de unos marcos que se encargan de distribuir los electrolitos en el reactor de forma adecuada y de unas placas bipolares de grafito que conectan eléctricamente dos celdas contiguas y, en las terminales, ejercen la función de bornes para el circuito eléctrico externo (Figura 4).

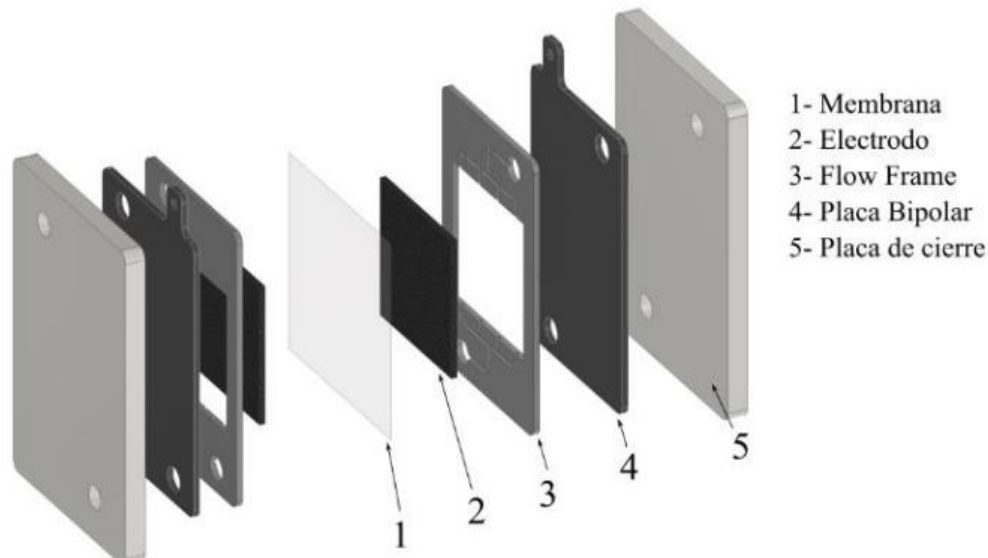


Figura 4. Partes de las celdas de una batería VBFR. Fuente: [10].

Al igual que en otras tecnologías, se monitorizan la temperatura y las tensiones de las celdas. Sin embargo, es necesario incluir otros sistemas de seguridad como sensores de presión para conocer el estado del circuito hidráulico y prever posibles obturaciones que degraden la batería, así como caudalímetros para medir el flujo de electrolito.

Para formar un sistema de almacenamiento de energía a gran escala con esta tecnología, se realizan *stacks* de varias celdas conectados en serie eléctricamente y, generalmente, en paralelo hidráulicamente.

Características y aplicaciones

Las baterías VBFR están despertando interés para aplicaciones de almacenamiento energético de larga duración (>6 horas) debido a que su sistema de funcionamiento permite desacoplar la capacidad energética y la potencia y dimensionarlas de forma independiente, posibilitando una gran escalabilidad de las instalaciones. La potencia está determinada por el tamaño de los electrodos (área específica) y el número de celdas conectadas, así como de la densidad de corriente que puede extraerse del intercambio iónico en la membrana. Por otra parte, la capacidad de la batería depende del volumen de electrolito almacenado en los tanques y/o de la concentración de vanadio [10].

Otra ventaja de esta tecnología es su larga vida útil con independencia de la profundidad de descarga (>10.000 ciclos), al contrario de lo que sucede con otras tecnologías, ya que se usan los mismos iones metálicos en los dos electrolitos, minimizando su degradación. También presentan un índice de autodescarga bajo.

Entre las desventajas que presenta esta tecnología cabe destacar su baja densidad de energía en comparación con la tecnología Li-Ion (25-60 Wh/kg) debido a los límites de concentración de las especies químicas. Esto supone una gran limitación para

aplicaciones donde el tamaño de la batería es relevante, como en la movilidad eléctrica. Además, presentan eficiencias bajas y un diseño complejo [2]. La eficiencia energética es directamente dependiente de componentes del sistema como el consumo de las bombas hidráulicas.

En general, las baterías VBFR tienen un bajo coste de mantenimiento, pero presentan altos costes de potencia (600 €/kW) y el precio del vanadio es muy volátil para competir con las baterías de Ion-Litio en aplicaciones de almacenamiento de corta duración [7]. Actualmente, se están desarrollando nuevas químicas basadas en hierro o componentes orgánicos para evitar la dependencia del vanadio. Además, debido a la alta demanda de aplicaciones de corta duración (≤ 4 horas), la tecnología VBFR percibe pocas subvenciones.

En cuanto a su implantación en el almacenamiento energético, esta tipología ofrece servicios similares a los de las baterías de Ion-Litio, aunque se destina principalmente a aplicaciones con altos periodos de descarga. No obstante, debido a su baja densidad energética y a la complejidad de su diseño, no se adecúa a las necesidades de almacenamiento detrás del contador.

Algunas de las aplicaciones de las baterías VBFR para almacenamiento estacionario son:

- Reducción de las fluctuaciones del consumo.
- Disminución de puntas de consumo y control de la tensión.
- Continuidad en el suministro de energía.
- Alineación de la generación renovable con la demanda del sistema y reducción de los vertidos eléctricos de las energías renovables.

2.4 Otras tecnologías electroquímicas

Baterías de plomo-ácido

La tecnología de plomo-ácido es la más antigua y la más ampliamente desarrollada de todas las baterías recargables, siendo utilizada comúnmente como batería de arranque en los vehículos convencionales. En el sector eléctrico, se ha empleado principalmente para instalaciones desconectadas de la red y aplicaciones de emergencia y respaldo de energía, así como en sistemas híbridos con otras tecnologías. Sin embargo, ha sido reemplazada en los últimos años por la tecnología Ion-Litio en aplicaciones detrás del contador, debido, entre otros factores, a su corta durabilidad (600-1000 ciclos) y a su mal comportamiento frente a descargas profundas. Además, se prevé que el coste de las baterías de Ion-Litio continúe bajando, mientras que el de las de plomo-ácido se ha estancado.

Existen dos tipos de diseños, las baterías de plomo ácido inundadas y las reguladas por válvula, que evitan la pérdida de electrolito. Están formadas por una serie de celdas en las que los electrodos se encuentran inmersos en una disolución de ácido sulfúrico en agua que actúa de electrolito, junto con un separador poroso que tiene la doble función de aislar los electrodos entre sí y evitar el traspaso de ácido. Durante el proceso de descarga, tanto el ánodo (Pb) como el cátodo (PbO₂) se convierten en sulfato de plomo, mientras que la concentración de ácido sulfúrico disminuye hasta conseguir una solución de agua en su mayoría (*Figura 5*). El proceso se revierte cuando se carga la batería, volviendo el electrolito a su estado original [11].

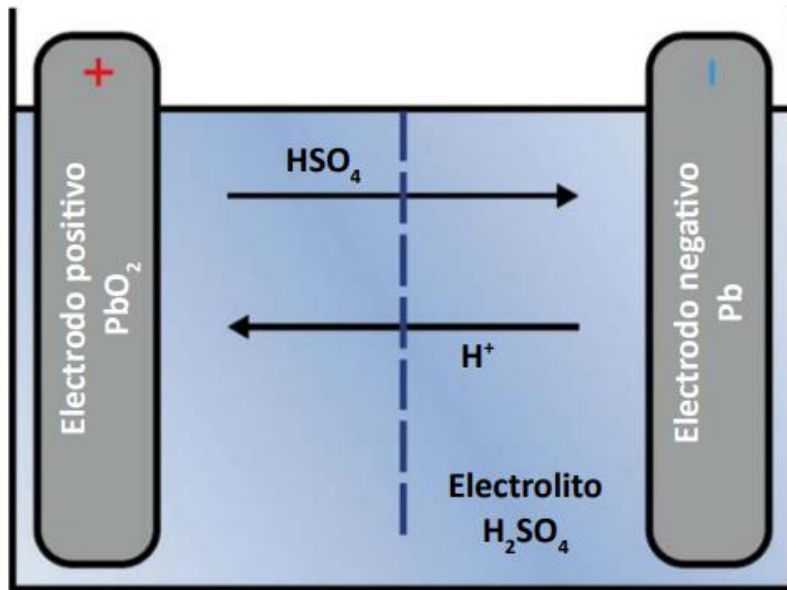


Figura 5. Esquema de funcionamiento de la batería de plomo-ácido. Fuente: [2].

La tecnología de plomo-ácido dispone de eficiencias razonablemente altas, entre 79% y 86%, y utiliza materiales con un elevado grado de reciclabilidad. En cambio, cuenta con bajas densidades energéticas (30-40 Wh/kg) y una vida útil corta [3].

Baterías de alta temperatura (NaS)

Las baterías NaS utilizan materiales activos en estado líquido (sodio líquido en el ánodo y azufre líquido en el cátodo) y un electrolito sólido de cerámica, normalmente beta-alúmina, que sirve como medio para el transporte de los iones de sodio y funciona como separador de los electrodos (Figura 6). Esta tecnología opera a temperaturas entre los 300°C y los 350°C, rango en el que los materiales activos se mantienen en estado líquido y en el que se asegura una elevada conductividad iónica del electrolito.

Los argumentos que se utilizan para competir comercialmente con las baterías de Ion-Litio son la abundancia de sodio en la corteza terrestre en comparación con las reservas de litio y la diferencia de precios entre los precursores de químicos de ambos elementos. A principios del mes de mayo de 2023, el precio de mercado del hidróxido de litio fue de aproximadamente 45.600 \$/Tn, mientras que el precio del hidróxido de sodio fue de alrededor de 700 \$/Tn [12], [13].

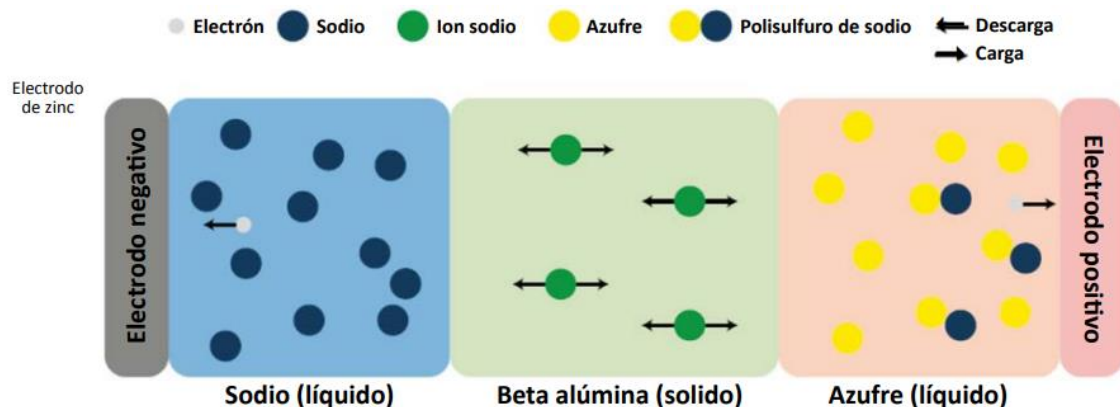


Figura 6. Esquema de funcionamiento de las baterías Na-S. Fuente: [2].

Las baterías NaS presentan una larga vida útil (3000-5000 ciclos al 80% de descarga), ratios de autodescarga muy bajos y una reciclabilidad cerca del 99%. Además, cuentan con densidades de energía mayores en comparación con las tecnologías de plomo ácido y baterías de flujo, y se encuentran cerca de los valores de las de Ion-Litio (150-240 Wh/kg).

Estas baterías están atrayendo interés para aplicaciones de almacenamiento a gran escala por su adecuada densidad energética, su durabilidad y por su capacidad de ofrecer descargas continuas entre 6h y 8h [5]. Sin embargo, su principal desventaja son sus altos costes de operación anuales debido a la elevada temperatura que se requiere para su operación. El sistema eléctrico de calentamiento puede llegar a suponer el 3% del consumo energético del sistema cuando la batería no se encuentra en carga o descarga. Es por ello que no se contempla su utilización en instalaciones residenciales de autoconsumo debido a las altas temperaturas que se requieren para su operación.

2.5 Bombeo reversible

Principio de funcionamiento

El bombeo hidráulico reversible es un sistema de almacenamiento de energía masivo que dispone de dos embalses situados a distintas alturas. Durante los periodos de alta demanda, se transforma la energía potencial gravitacional del agua almacenada en el embalse superior en electricidad mediante turbinas, proporcionando energía limpia a precio competitivo, mientras que en periodos de baja demanda el agua se bombea desde el embalse inferior al superior y se almacena de nuevo [14].

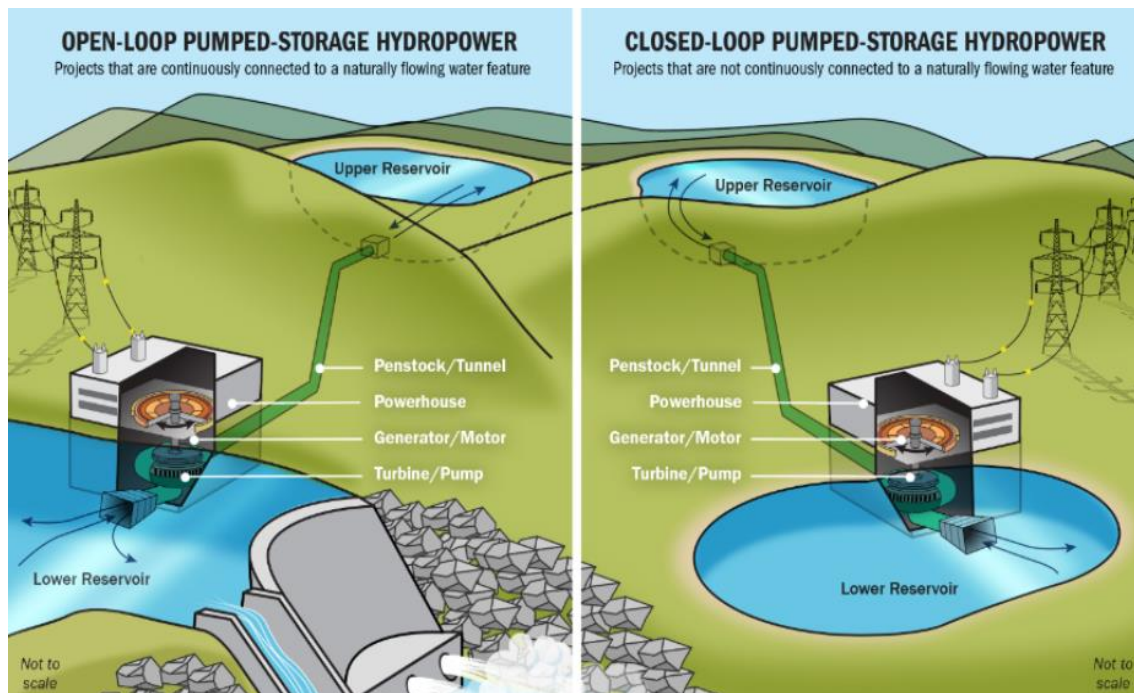


Figura 7. Central de ciclo abierto (izquierda) y central de ciclo cerrado (derecha). Fuente: [15].

Se pueden distinguir dos tipologías de diseño para estos sistemas, dependiendo de la disposición de los embalses (Figura 7). Las centrales de ciclo abierto son aquellas en las que al menos una de las reservas de agua está permanentemente conectada a flujos de agua naturales, como un río. Por el contrario, en las centrales de ciclo cerrado sus almacenamientos no están conectados a ningún cauce natural y solamente reciben agua de una fuente externa para su relleno inicial o en periodos de recarga. Una central hidroeléctrica convencional es un tipo de sistema de ciclo abierto que puede funcionar como almacenamiento energético incluyendo el bombeo reversible y se conoce con el nombre de central de bombeo mixto.

En general, los sistemas de ciclo abierto generan un mayor impacto medioambiental que los de ciclo cerrado, ya que requieren la construcción de grandes infraestructuras y suponen la modificación del cauce de los ríos y del nivel del agua. Es por ello que los proyectos se están centrando en sistemas de ciclo cerrado, evitando la dependencia de flujos naturales de agua o de almacenamientos de agua en la superficie. Se están desarrollando proyectos de bombeo que persiguen estos objetivos, como la utilización de aguas procedentes del drenaje de las minas mediante una central depuradora reversible, permitiendo la regeneración de entorno mineros. Se trata de aguas contaminantes, por lo que su aprovechamiento solucionaría adicionalmente el problema medioambiental que suponen estos vertidos a las diferentes cuencas hidrográficas. También existen otros diseños innovadores en los que el depósito inferior es el mar, aunque el uso de agua marina requiere maquinaria hidráulica resistente a la corrosión y/o un proceso de desalación.

Características y aplicaciones

El bombeo hidráulico reversible es la tecnología de almacenamiento más madura y extendida a nivel mundial en términos de potencia instalada y capacidad energética. Las potencias nominales de las estaciones de bombeo se sitúan en un rango desde cientos de MW hasta unos pocos GW, con saltos entre los 15 y los 1.400 metros. Actualmente supone más del 90% de la potencia de almacenamiento instalada en Europa.

Dada su enorme capacidad energética, los depósitos son capaces de almacenar agua suficiente para permitir una descarga continua de entre 8 y 12 horas a potencia nominal, llegando en algunos casos a descargas de días o, rara vez, semanas. Esto hace que sea una tecnología muy apropiada para el almacenamiento estacional y para arbitraje, aprovechando las diferencias entre los precios de los periodos de alta y baja demanda. También se puede utilizar para estabilizar la red durante cortes no planificados de otras plantas de energía y permite realizar arranques de restauración del sistema (*black start*). Por otra parte, se está analizando su integración con otras energías renovables, como la eólica, y su hibridación con tecnologías de almacenamiento que aporten una rápida respuesta dinámica, como pueden ser las baterías.

Entre los inconvenientes que presentan las plantas de bombeo están que requieren condiciones de emplazamiento muy específicas para ser viables, así como una conformación adecuada del terreno, diferencia de elevación entre los embalses y la disponibilidad de agua para la operación. Adicionalmente, la obra civil que necesitan supone una elevada inversión y puede presentar un elevado impacto ambiental. Por ello, existe un gran potencial de reaprovechamiento de instalaciones hidroeléctricas (bombeo mixto), mediante la agregación de sistemas de bombeo, y un desarrollo de proyectos

innovadores que se han comentado anteriormente. Además, poseen una baja capacidad de respuesta rápida, solo solucionada por los costosos sistemas de velocidad variable, por lo que solo son viables para realizar regulaciones secundarias y terciarias.

Las centrales de bombeo reversible presentan eficiencias de entre el 65% y el 80% y una larga vida útil. Los depósitos de agua pueden mantenerse operativos por más de cien años con un correcto mantenimiento. La durabilidad de las turbinas puede ir desde los 40 hasta los 60 años.

Otra de las principales ventajas de esta tecnología, que abarca el eje temático de este trabajo, es que utiliza cantidades insignificantes de minerales críticos. El hormigón y el acero son los materiales que más se usan en las plantas de bombeo y están ampliamente disponibles. Las turbinas no contienen tierras raras y, aproximadamente, la presencia de cobre suele ser de 1.050 kg/MW, la de manganeso de 200 kg/MW y la de níquel de unos 30 kg/MW [6].

2.6 Otras tecnologías mecánicas

Aire comprimido diabático y adiabático

El almacenamiento con aire comprimido (CAES, por sus siglas en inglés), a pesar del bajo número de instalaciones existente, se considera una tecnología madura en el sentido de que el proceso de almacenaje y descarga es ampliamente conocido y utilizado en la industria. Dada sus características de almacenamiento masivo, puede utilizarse para almacenamiento estacional, para arbitraje, para regulación de tensión y para funciones de arranque del sistema.

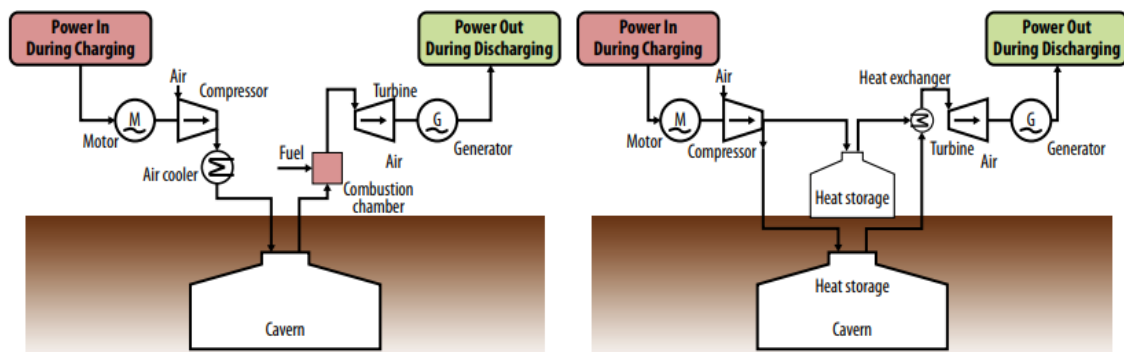


Figura 8. Esquema de funcionamiento del CAES diabático (izquierda) y adiabático (derecha). Fuente: [11].

El principio de funcionamiento es similar al de una turbina de gas convencional, aunque en el caso de los sistemas de CAES, la etapa de compresión y la de expansión están separadas. En el proceso de carga, el aire se comprime y se almacena en localizaciones geológicas apropiadas o depósitos aptos para esa función. Cuando se necesita extraer la energía del aire comprimido durante los periodos de alta demanda, se expande a través de turbinas para generar la energía eléctrica [11]. El aire almacenado se enfría cuando sale del depósito, por lo que es necesario calentarlo para mejorar el rendimiento de la turbina. El calor necesario puede ser aportado por la combustión de gas natural (CAES diabático) o por la etapa de compresión, en la que el calor, en lugar de transferirse a la atmósfera, se almacena en un sistema de almacenamiento térmico (CAES adiabático). Los CAES

adiabáticos poseen generalmente un rendimiento superior y evitan la emisión de CO₂. En la Figura 8 se pueden observar estas dos tipologías.

Los sistemas de CAES se pueden distinguir también dependiendo de la localización de los almacenamientos de aire comprimido. Los depósitos sobre la superficie están hechos de hormigón o acero, mientras que los que están bajo la superficie son cavidades naturales de sal, acuíferos o minas de roca.

Aunque esta tecnología ha despertado un gran interés recientemente, hasta el 2016 solamente se han conectado a la red dos plantas a gran escala. La obra civil requiere localizaciones específicas y depende de limitaciones geológicas, lo que aumenta el coste de inversión que hace que no sea competitivo frente a otras alternativas para el almacenamiento a gran escala.

2.7 Almacenamiento térmico

Principio de funcionamiento

El almacenamiento térmico consiste en acumular energía mediante el aprovechamiento térmico para usarla posteriormente en aplicaciones de calentamiento y refrigeración o generar electricidad. A continuación, se describen las formas en las que se puede realizar el almacenamiento de energía térmica [16]:

- **Calor sensible:** su funcionamiento se basa en aumentar o disminuir la temperatura de un material líquido o sólido con una elevada capacidad calorífica (agua, aceites, sales fundidas, ladrillos cerámicos o piedras naturales), siendo el agua el medio de almacenamiento más idóneo para aplicaciones residenciales y comerciales por su eficacia y su bajo coste. En el ámbito residencial, es muy habitual el uso del termo de agua caliente sanitaria (ACS), que permite aprovechar los excedentes de generación renovable cuando se integran en sistemas de autoconsumo. Existen también operaciones a elevadas temperaturas, compatibles con aplicaciones como los ciclos de vapor para generar electricidad, cuyo fluido habitual son las sales fundidas, por su excelente relación entre la capacidad de almacenamiento y el coste.
- **Calor latente:** asociado a la propiedad de los materiales de cambio de fase (PCMs, por sus siglas en inglés) de transferir la energía absorbida o liberada durante su cambio de estado físico, que se produce a temperatura constante, presentando una mayor densidad energética que la tecnología de calor sensible.
- **Calor termoquímico:** su operación está basada en reacciones químicas reversibles exotérmicas, mediante la absorción y disolución de un material, o mediante procesos de adsorción, en las que los reactantes se disocian durante la carga de energía y se libera el calor tras su recombinación. Pese a su potencial y gran capacidad energética, estos sistemas no son aún una tecnología madura a gran escala.

Características y aplicaciones

El almacenamiento de energía térmica se trata de una tecnología transversal que contribuye de distintas maneras al sector energético: permite la producción de electricidad cuando el sol no está disponible mediante su integración en plantas solares térmicas o en

centrales térmicas de carbón reconvertidas; incrementa el porcentaje de energías renovables, aprovechando los vertidos de energía eléctrica para su posterior uso; presenta un gran potencial de hibridación con otras tecnologías energéticas; agrega flexibilidad a la operación de plantas energéticas y procesos industriales; favorece la recuperación de calor residual procedente de los procesos industriales, mejorando así el rendimiento energético y ofrece servicios de reserva estratégica cuando se producen picos en la demanda o rampas del sistema. Adicionalmente, se pueden combinar tecnologías como la bomba de calor con el almacenamiento térmico para aplicaciones de climatización.

Dada su gran capacidad energética, su fiabilidad, su bajo coste y las pequeñas pérdidas de energía térmica ($<1\text{ }^{\circ}\text{C/día}$), esta tecnología se puede utilizar para almacenamiento de larga duración, con incluso un horizonte de semanas en combinación con otras tecnologías. Además, poseen con una larga vida operativa (>30 años).

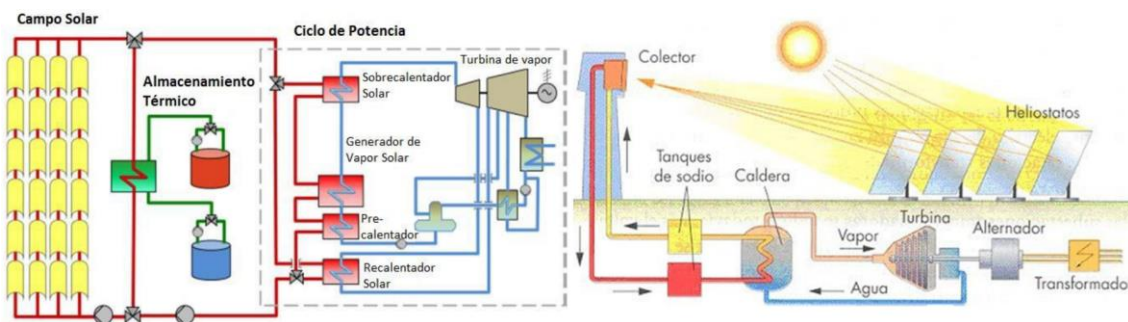


Figura 9. Almacenamiento térmico con colectores parabólicos (izquierda) y centrales de torre solar (derecha). Fuentes: [16][17].

De cara a su integración en el sistema eléctrico, la más madura, fiable y extendida comercialmente es la tecnología en forma de calor sensible, utilizando dos tanques de sales fundidas, y asociada actualmente a centrales de potencia con energía solar térmica de concentración (CSP) [7]. En la Figura 9 se representan los dos principales tipos de sistemas CSP que cuentan con un gran despliegue en el mercado. Por una parte, están los colectores cilíndrico parabólicos que se encargan de concentrar toda la radiación solar en una tubería por donde circula el fluido térmico. Por otra parte, se encuentran las centrales de torre solar que consisten en un campo de espejos, llamados heliostatos, que se mueven sobre dos ejes siguiendo la trayectoria del Sol y que dirigen la radiación solar hacia un receptor central que contiene el fluido térmico. En ambas tecnologías, el fluido procedente del tanque de baja temperatura se calienta por la radiación solar captada por los receptores y fluye hacia el tanque de alta temperatura, desde donde se dirige a un intercambiador de calor en el que se genera el vapor de agua que producirá energía eléctrica en una turbina. La capacidad energética de almacenamiento se puede incrementar disponiendo más tanques en paralelo.

2.8 Almacenamiento en forma de hidrógeno

Proceso de obtención

El hidrógeno (H_2) es un vector energético muy versátil que requiere de una aportación energética para ser obtenido y que es capaz de almacenar energía en sus enlaces para, posteriormente, cederla cuando sea necesario. Históricamente, la producción de hidrógeno se ha llevado a cabo mayormente mediante el reformado con vapor de gas

natural. Es un proceso que genera unas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) elevadas, aunque es eficiente y barato. El hidrógeno obtenido en este tipo de producción se denomina gris. Existe otro proceso similar al del hidrógeno gris, pero en este caso se han incorporado sistemas de almacenamiento y captura de CO₂. Sin embargo, este apartado se centra en el H₂ verde producido mediante electrólisis a partir de electricidad de origen renovable y sin emitir gases contaminantes [18]. El proceso consiste en desagregar una molécula de agua en oxígeno e hidrógeno por medio de una corriente eléctrica continua. Existen varios tipos de electrolizadores según el principio de funcionamiento, siendo los más comunes y desarrollados comercialmente los alcalinos y los de tipo PEM, denominadas tecnologías de baja temperatura (Figura 10). Destacan también los electrolizadores de óxido sólido (SOEC) por su alta eficiencia y capacidad de operar, mediante dispositivos reversibles, como una pila de combustible, pero se encuentran aún en fase de desarrollo.

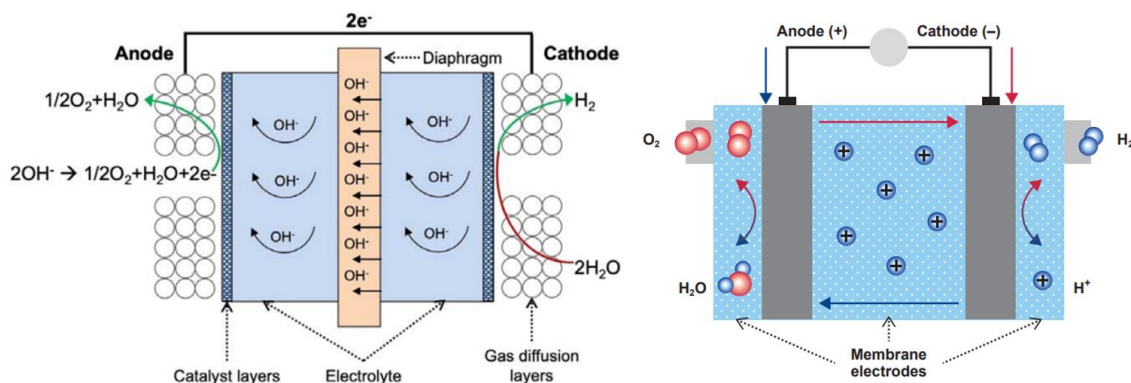


Figura 10. Electrolizador alcalino (izquierda) y electrolizador tipo PEM (derecha). Fuente: [3].

Los electrolizadores alcalinos son los más maduros de los métodos de producción por electrólisis de baja temperatura. Sus celdas consisten en dos electrodos sumergidos en un electrolito alcalino (hidróxido de potasio) y separados por un diafragma polimérico. Los electrodos están compuestos generalmente por níquel. Como se observa en la Figura 10, el H₂O se reduce en el cátodo formando H₂ y aniones OH⁻. En el ánodo, los iones OH⁻ se recombinan para dar lugar a oxígeno. Esta tecnología posee bajos costes de capital, en parte por la reducida presencia de metales preciosos catalizadores (Ag, Pt, Ir, Pd), y bajos costes energéticos, pero tiene una baja capacidad de respuesta ante rampas en la demanda.

Los electrolizadores tipo PEM se han introducido a gran escala en el mercado en los últimos años y se espera que compitan cada vez más con los alcalinos. El cátodo (platino) y el ánodo (iridio) están separados por una membrana polimérica de intercambio iónico. Las placas bipolares situadas en la unión de los electrodos con la membrana están hechas normalmente de titanio. A diferencia de los alcalinos, solo los iones cargados positivamente (H⁺), generados en la oxidación del agua en el ánodo, se mueven hacia el cátodo. Las ventajas de los electrolizadores tipo PEM tienen ciertas ventajas respecto a los alcalinos, como diseños de celda más compactos, aporta mayor flexibilidad ante demandas variables y produce hidrógeno de mayor pureza. Sin embargo, el uso de metales preciosos catalizadores y materiales de membrana complejos incrementan su coste y además cuentan con una menor vida útil.

Características y aplicaciones

Dado que en condiciones estándar el H_2 es un gas con muy baja densidad, ocupa mucho espacio, por lo que se requieren grandes depósitos para su almacenamiento y tuberías de mayor diámetro para su transporte. Además, esto hace que su poder calorífico por unidad de volumen sea inferior al de otros combustibles (aproximadamente un tercio de la densidad energética volumétrica del gas natural en condiciones estándar), por lo que el volumen consumido será mayor para obtener la misma energía. Para paliar estos inconvenientes, es posible su licuefacción para aprovechar el potencial de su elevada energía específica (33 kWh/kg) y facilitar su almacenamiento, aunque se trata de un proceso con elevados costes energéticos ya que se necesita disminuir la temperatura hasta los -253°C . De esta manera, el H_2 se puede almacenar de diferentes maneras, tanto en tanques de hidrógeno comprimido como hidrógeno licuado o crió comprimido, e incluso en estado sólido en forma de hidruros.

El hidrógeno presenta un amplio abanico de aplicaciones en diferentes usos finales, especialmente en movilidad, mediante el uso de pilas de combustible, y en ciertos procesos de la industria química y metalúrgica como vector energético. En cuanto a sus aplicaciones energéticas conectadas a la red eléctrica, en un futuro podría resultar adecuado para servicios de arbitraje de energía y para almacenamiento estacional. Las principales desventajas son los altos costes de inversión, elevado coste de producción (para producir 2,99 kWh de energía se consumen 2,83 kWh de electricidad), baja disponibilidad de componentes con altos rendimientos para almacenamiento a gran escala y bajo grado de madurez de las instalaciones a escala de MW.

3. Materias primas críticas y estratégicas

3.1 Contexto europeo y Lista de Materiales Críticos 2023

La Industria de la Materias Primas constituye el punto de partida de las cadenas de valor de un amplio abanico de sectores estratégicos que revisten importancia para la economía de la UE, entre las que destacan aquellas del sector energético dedicadas a la producción de los sistemas de almacenamiento necesarios para acometer la transición energética.

Dicho proceso de cambio hacia un modelo de generación basado en energías limpias, permite reducir la dependencia de la economía europea de los combustibles fósiles, pero introduce la necesidad de nuevas demandas de materias primas y, generalmente, requiere una mayor cantidad de estos recursos que las tecnologías convencionales. Desde 2010, la cantidad promedio de minerales necesarios por unidad de generación de energía ha aumentado en un 50% conforme ha aumentado la generación renovable, y se prevé que la demanda crezca exponencialmente en las próximas décadas [19]. La Figura 11 muestra las previsiones de demanda que requerirá la UE para algunos de los minerales que componen las baterías.

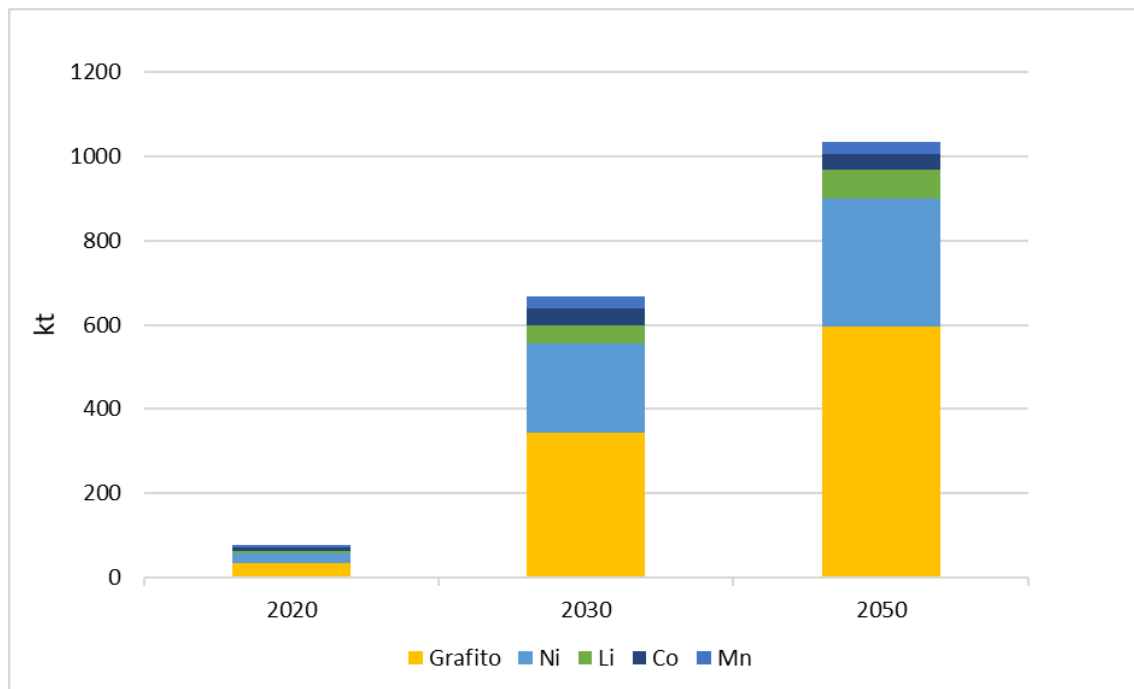


Figura 11. Previsiones de demanda de algunos minerales presentes en las baterías. Fuente: elaboración propia a partir de [20].

Adicionalmente, hay que tener en cuenta que el suministro de estos recursos minerales está expuesto a un elevado nivel de riesgo debido a que sus proveedores se encuentran a menudo muy concentrados en un reducido número de terceros países, tanto en la fase de extracción como en la de procesamiento (Figura 12 y Figura 13). Existen ciertos países proveedores que han impuesto restricciones a las importaciones para los países compradores, lo que provoca que aumente el riesgo de suministro. Si bien Europa es el tercer mayor productor a nivel mundial de minerales industriales y produce la mayor parte de las materias primas de construcción que necesita, no consigue ser autosuficiente en muchas de las materias primas necesarias para la transición energética (metales). En el

Anexo I, aparecen clasificados los materiales de la Industria de las Materias Primas no energéticas, así como la extracción y la dependencia de cada categoría en la UE.

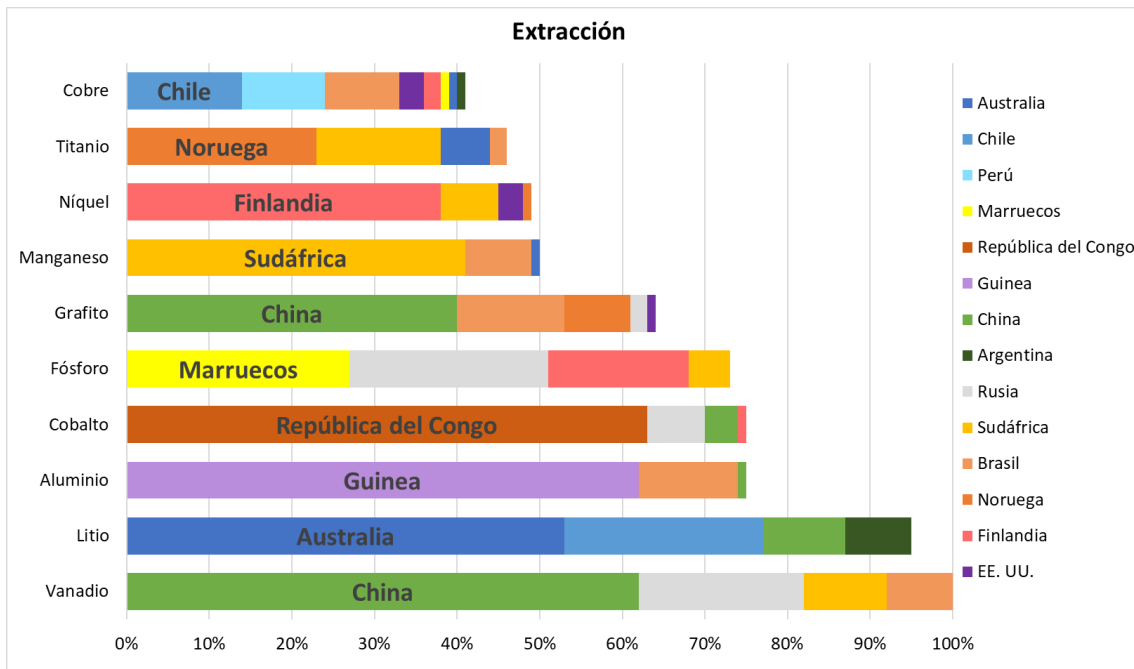


Figura 12. Principales proveedores de la UE en la extracción de ciertos minerales. Fuente: elaboración propia a partir de [1].

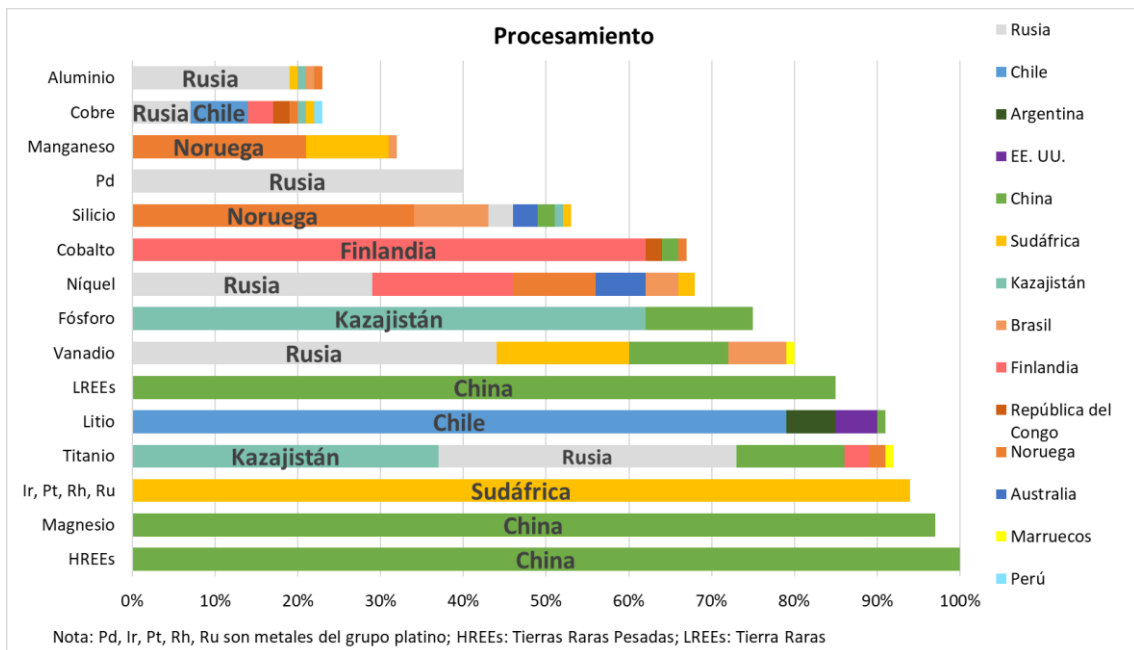


Figura 13. Principales proveedores de la UE en el procesamiento de ciertos minerales. Fuente: elaboración propia a partir de [1].

Aunque China se posiciona como el mayor suministrador mundial de la mayoría de las materias primas (tierras raras, barita, galio, magnesio, germanio, grafito, wolframio y vanadio), en el panorama europeo existen otros países proveedores de gran importancia. Un gran porcentaje del cobre y del litio procede de la extracción y procesamiento en Chile. Existen cuatro países en el continente africano, Sudáfrica, Marruecos, República del Congo y Guinea, que son proveedores importantes de manganeso, fósforo, cobalto y

bauxita (aluminio), respectivamente. Países nórdicos, como Noruega y Finlandia, son los principales suministradores de titanio y de níquel, en el orden dado. China mantiene el liderazgo en la producción de magnesio y tierras raras, y en la extracción de grafito y vanadio, entre otros minerales, aunque es notoria la presencia de Rusia en las actividades de procesamiento de muchos minerales, así como la de sus países vecinos, Noruega y Finlandia. También cabe destacar que Sudáfrica proporciona, en promedio, el 94% de las necesidades de los metales del grupo platino.

Este contexto de competencia estratégica mundial por el acceso a los recursos minerales necesarios para llevar a cabo la transición energética, junto con los precedentes de la crisis provocada por la pandemia de la COVID-19 y la situación actual de crisis energética desencadenada por la guerra de agresión rusa, ha puesto de relieve las dependencias estructurales del suministro de la UE y la fragilidad del flujo comercial internacional. Esto ha llevado a la Unión Europea y a sus Estados Miembros a adoptar nuevas medidas para reducir su dependencia de los recursos minerales del extranjero, así como diversificar los proveedores, con el fin de garantizar la resiliencia a través de un suministro seguro y sostenible. Para abordar este desafío, la Comisión Europea ha definido una lista de materias primas denominadas críticas, que se actualiza cada tres años en base a la evolución de la criticidad de estos recursos durante los últimos cinco años [21].

La **Importancia Económica** y el **Riesgo de Suministro** son los dos parámetros utilizados para determinar la criticidad de los minerales empleados en las tecnologías de generación renovable y de almacenamiento energético que favorecen la transición energética, así como de otros sectores de la economía. Esta criticidad permite cuantificar el grado de dependencia de la UE de las importaciones del extranjero y de la importancia estratégica para la economía europea de cada mineral.

El parámetro de Importancia Económica refleja el valor añadido que puede aportar cada mineral en función de su destino en los sectores consumidores, por lo que permite cuantificar el crecimiento económico resultante a lo largo de las cadenas de valor que componen la economía. La Industria de Materias Primas no energéticas, al ser proveedora de minerales y metales para las cadenas de valor de un amplio abanico de áreas estratégicas, proporcionan valor añadido a la economía. Las materias primas se incorporan en varias etapas de la cadena valor, desde la extracción de menas, pasando por el refinado de los minerales, hasta su incorporación en el producto final. El valor añadido generado por la Industria de las Materias Primas está directamente relacionado con la producción local, por lo que es importante tener una industria sólida de materias primas que abastezca en gran medida a los diversos sectores de la economía, en lugar de depender de importaciones de terceros países. La mayor contribución al valor añadido proviene de los minerales metálicos y metaloides, que abarcan gran parte de los consumos necesarios para las tecnologías de almacenamiento de energía, y de los materiales de construcción (mayormente el cemento) [22]. Esto aparece explicado con mayor detalle en el Anexo II.

Por otra parte, el parámetro de riesgo de suministro permite evaluar la dependencia de la UE de las importaciones, en base a la concentración de la oferta y al nivel de gobernanza de los países productores de minerales, con el objetivo de establecer ciertas estrategias para mejorar la seguridad del suministro, como invertir en la exploración de reservas de minerales, incentivar la producción local o incrementar la recuperación de minerales al

final de su vida útil a través del reciclado. La dependencia de las importaciones del extranjero no constituye necesariamente un riesgo para la seguridad del suministro, siempre y cuando se cuente con una significativa diversificación de la oferta de proveedores. Sin embargo, el problema radica en que la producción de los minerales críticos y estratégicos está altamente concentrada en unos pocos países (Figura 12 y Figura 13), a menudo con inestabilidad política y económica, y que imponen restricciones a las importaciones para promover su industria local y asegurar el abastecimiento interno. Un ejemplo de ello es el caso de las restricciones masivas que China lleva imponiendo a sus exportaciones de tierras raras y que afecta a un gran número de países, ya que la producción mundial de estos minerales está concentrada en dicho país [22]. Esto genera preocupaciones sobre la seguridad del suministro y fluctuaciones en el precio de las tierras raras. La situación del marco europeo en términos de dependencia de las importaciones y de la producción interna de minerales, así como el nivel de gobernanza de los principales países proveedores y las tasas de reciclaje de cada mineral, se detalla en el Anexo I y Anexo II.

A continuación, se detalla el proceso de cálculo de los dos parámetros de criticidad [23]:

- La Importancia Económica (IE) se evalúa en función del porcentaje de utilización de la materia prima en los usos finales o aplicaciones industriales de un sector manufacturero de la UE correspondientes a la NACE (Nomenclatura estadística de actividades económicas de la Comunidad Europea) y de su valor añadido, teniendo en cuenta la sustituibilidad económica. Este parámetro se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$EI = \sum_s (A_s * Q_s) * SI_{EI} \quad (1)$$

donde:

A_s es el porcentaje de uso final de la materia prima en un sector de la NACE.

Q_s es el valor añadido del sector perteneciente en la NACE.

SI_{EI} es el índice de sustitución en relación con la importancia económica que cuantifica la viabilidad de sustitución de un material, en función del rendimiento técnico y de costes.

- El Riesgo de Suministro (RS) pretende reflejar el riesgo de interrupción en el suministro de un material y viene determinado por la concentración de la oferta mundial, la producción interna de la UE, la dependencia por parte de la UE de las importaciones, la estabilidad política y las restricciones de comercio de los países proveedores, el grado de reciclabilidad (materias primas secundarias) y la sustituibilidad técnica. Se calcula de la siguiente manera:

$$SR = \left[(HHI_{WGI,t})_{GS} * \frac{IR}{2} + (HHI_{WGI,t})_{EU} * \left(1 - \frac{IR}{2}\right) \right] * (1 - Eol) * SI_{SR} \quad (2)$$

donde:

GS es la producción anual mundial de una materia prima durante un período de referencia.

EU es el abastecimiento real de la UE, contabilizando la producción interna más las importaciones desde otros países a la UE. A mayor producción interna, menor riesgo de suministro.

$(HHI_{WGI, t})_{GS \text{ or } EU \text{ source}}$ es el índice Herfindahl-Hirschman, medida empleada en economía que indica el nivel de concentración de un mercado. En este caso, informa sobre la concentración de la oferta del mineral en función de la proporción de cada país en el suministro mundial (o abastecimiento en la UE) de dicho material. Este índice viene corregido por el Índice de Gobernanza Mundial (WGI, por sus siglas en inglés), y por el parámetro t , que ajusta el WGI en función de los posibles impuestos o prohibiciones a las exportaciones impuestas por un país. Estos índices se muestran en el Anexo II.

IR es la dependencia de las importaciones de la UE con respecto a un material (ver Anexo I), definida como:

$$IR = \frac{\text{Importaciones} - \text{Exportaciones}}{\text{Producción UE} + \text{Importaciones} - \text{Exportaciones}} \quad (3)$$

EoL es la tasa de reciclado al final de la vida útil, es decir, la relación entre los insumos secundarios y los todos los insumos primarios y secundarios de una materia prima (ver Anexo II). El EoL es un factor que contribuye en buena medida a la reducción del parámetro de Riesgo de Suministro.

SI_{SR} es el índice de sustitución en relación con el riesgo para el suministro.

Recientemente, en marzo del año 2023, se publicó la quinta lista de materias primas fundamentales en el anexo II de la Propuesta de Reglamento COM (2023) basado en el Estudio 2023 sobre las Materias Primas Críticas para la UE [1]. Esta lista se ha elaborado mediante un proceso de selección que permite identificar un mineral crítico cuando alcanza o excede los límites establecidos por la Comisión Europea para los dos parámetros de criticidad comentados anteriormente, es decir, cuando el Riesgo de Suministro es igual o mayor que 1 y la Importancia Económica es igual o superior a 2,8. En la Figura 14 aparecen representados los resultados de la evaluación de criticidad. Los minerales críticos están resaltados con círculos rojos y están situados en el área interior definida por los límites críticos ($IE \geq 2,8$ y $RS \geq 1$). Los minerales no críticos se presentan mediante círculos azules y están fuera de la zona crítica.

La evaluación de criticidad examinó 70 materias primas candidatas no energéticas y no agrícolas, compuestas por 67 individuales y 3 grupos de materiales (diez tierras raras pesadas (HREEs), cinco tierras raras ligeras (LREEs) y cinco metales del grupo platino (PGMs)), de las cuales se obtuvieron 34 materias primas críticas, las cuales aparecen recogidas en la Tabla 2. En esta lista también se introduce el concepto de mineral estratégico, caracterizado por su importancia en áreas estratégicas de la economía de un país, como el sistema energético (en el que se incluye el almacenamiento de energía),

tecnologías digitales, el sector aeroespacial y la defensa, y cuya demanda se prevé que aumente considerablemente y cuya producción es difícilmente ampliable. Las celdas de la Tabla 2 que están coloreadas en verde indican materiales que se consideran únicamente críticos, mientras que las celdas en color verde y naranja indican que el mineral en cuestión es, además, estratégico. El cobre y el níquel son dos casos particulares, ya que no están considerados como minerales críticos debido a que su suministro está muy diversificado. Es por ello que el valor de sus respectivos parámetros de Riesgo de Suministro no supera el límite de criticidad. Sin embargo, se identifican como minerales estratégicos por su importancia en numerosos sectores de la economía, indicándose en celdas de color naranja en la Tabla 2 y con círculos de color rojo en la Figura 14.

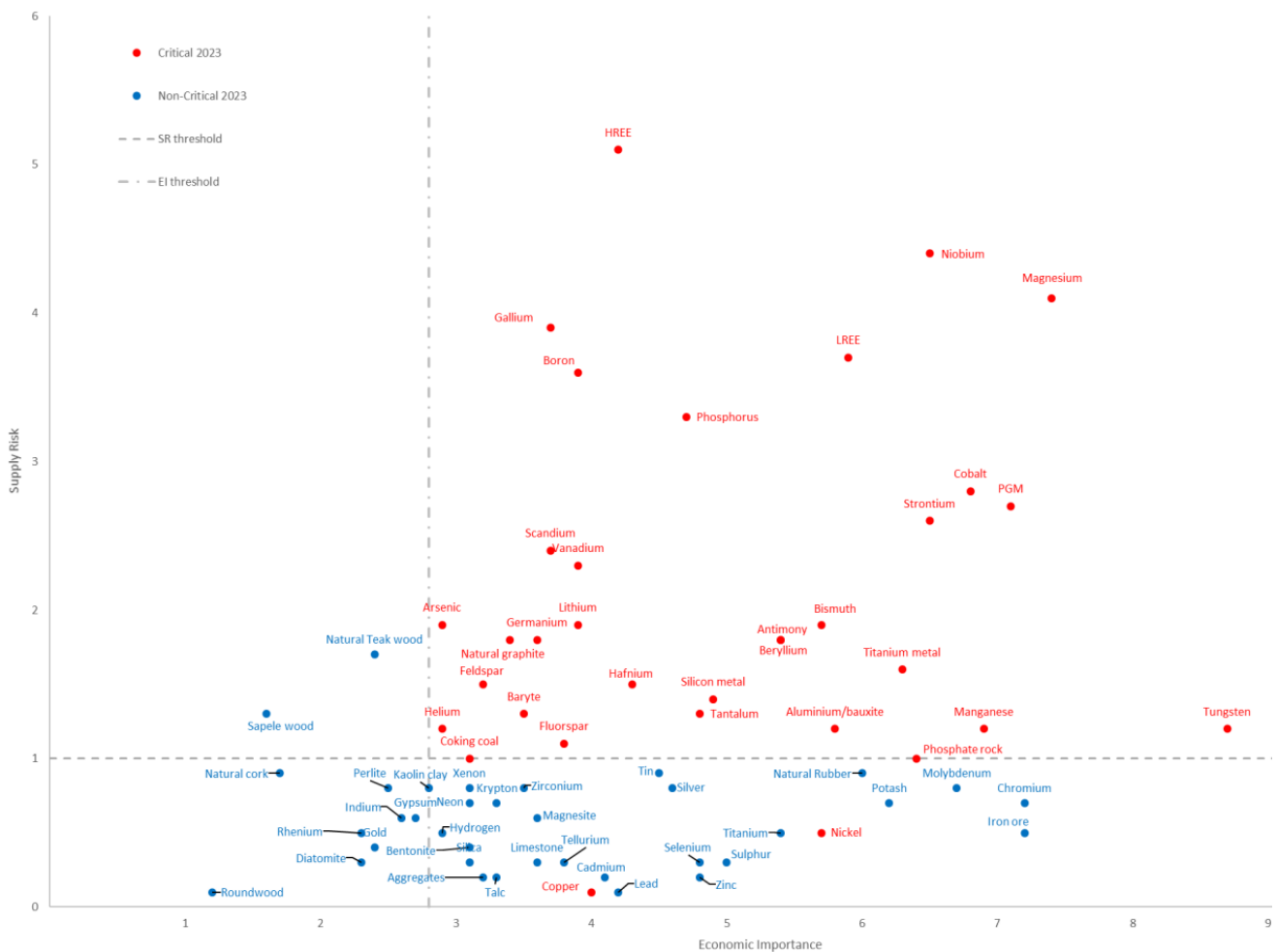


Figura 14. Resultados del proceso de selección del análisis de criticidad. Fuente: [1].

Además, en esta nueva lista, se introdujo una novedad que consiste en analizar las dos etapas necesarias para la obtención final de los minerales analizados, correspondientes a la extracción y al procesamiento. La extracción abarca la producción de minerales y la etapa de procesamiento comprende la separación, refinación y modificación química y metalúrgica de los materiales.

Tabla 2. Lista de minerales críticos y estratégicos 2023. Fuente: elaboración propia a partir de [1].

Aluminio/bauxita	Galio
Antimonio	Germanio
Arsénico	Grafito natural
Barita	Helio
Berilio	Litio
Bismuto	Magnesio
Boro/borato	Manganeso
Cobalto	Metales del grupo platino
Carbón de coque	Niobio
Cobre	Níquel
Escandio	Silicio
Espato flúor	Tántalo
Estroncio	Tierras raras ligeras
Feldespatos	Tierras raras pesadas
Fosforita	Titanio
Fósforo	Vanadio
Hafnio	Wolframio

3.2 Regulación europea sobre materias primas

Con el objetivo de mitigar los riesgos de interrupción del suministro de materias primas críticas y garantizar las aspiraciones climáticas y digitales de la UE, la Comisión Europea pretende sacar adelante la Ley de Materias Primas Críticas. Esta ley, además de incluir la lista de materias primas críticas y estratégicas comentada anteriormente, establece unos parámetros de referencia para las capacidades nacionales a lo largo de la cadena de suministro de materias primas, que deben alcanzarse para el 2030: un 10% de las necesidades anuales de la UE se cubrirá con la extracción, un 40% con transformación y un 15% con reciclado. También fija que no más de un 65% del consumo anual de la UE de cada materia prima estratégica debería proceder de un solo tercer país.

En consonancia con el Plan Industrial del Pacto Verde, la Ley de materias primas críticas aparece junto con la propuesta de la Comisión de una Ley de Industria Cero Neta, cuyo objetivo pretende ampliar la fabricación de tecnologías claves neutras en carbono para cadenas de suministro de energía limpia.

Cabe destacar la iniciativa del Plan REPowerEU, surgida para poner fin a la dependencia de los combustibles fósiles rusos y la crisis climática. En el ámbito de las materias primas, establece la necesidad de diversificar la oferta de equipos de energías renovables y materias primas fundamentales, superar los cuellos de botella de las cadenas de suministro y ampliar la capacidad de fabricación de tecnologías energéticas limpias para la UE.

4. Cálculo de necesidades de materias primas en el almacenamiento de energía

Dada la notable presencia de materias primas críticas y estratégicas en los sistemas de almacenamiento de energía imprescindibles para acometer la transición energética, junto con la previsión de un aumento sin precedentes de su demanda, este capítulo se centra en evaluar las cantidades de estos recursos necesarias para producir cada tecnología. De esta manera, este análisis puede servir de orientación para lograr la implantación y desarrollo del almacenamiento energético en el sistema eléctrico nacional, identificando aquellas tecnologías que pudieran tener una disponibilidad constante en el mercado y sin cuellos de botella en su cadena de suministro, de acuerdo a sus necesidades de material y al riesgo de interrupción del suministro de los minerales críticos que las componen.

4.1 Metodología

En este apartado se explica el procedimiento que se ha llevado a cabo en la elaboración de una base de datos en Excel que contiene las necesidades de minerales críticos para los diferentes sistemas de almacenamiento de energía analizados. Se han consultado diversas fuentes, consistentes en hojas de cálculo, informes basados en instalaciones reales y artículos, para obtener la cantidad promedio de minerales por unidad de capacidad energética (kg/kWh) o de potencia nominal (kg/MW) de cada tecnología.

A continuación, se exponen las tecnologías analizadas y las fuentes de las que se han obtenido los datos de cantidad de materias primas.

Almacenamiento mediante baterías

Las baterías necesitan elementos químicos específicos para conseguir características adecuadas de vida útil, rendimiento y densidad energética. Estos elementos, conocidos como materiales activos, participan en las reacciones electroquímicas de carga y descarga y están presentes en los electrodos y en el electrolito de las baterías. En muchos casos, las cantidades usadas de estos elementos tienen relación directa con la capacidad energética de las baterías. Por ejemplo, cada kilovatio hora almacenado en una batería de Ion-Litio requiere una cierta cantidad de litio. Los minerales críticos y estratégicos más importantes considerados en este análisis aparecen en la Figura 15.

De entre todas las tecnologías de almacenamiento electroquímico, las baterías de iones de litio son las que mayor desarrollo e implantación comercial han experimentado para aplicaciones de red de corta duración en la última década, debido a sus elevadas densidades energéticas y potencias específicas y a sus excelentes rendimientos. Es por ello que, en esta sección, el estudio se centra en las baterías de Ion-Litio y, en particular, en las de cátodo NMC, cuya química consiste en una combinación de cobalto, níquel y manganeso (óxido de níquel-manganeso-cobalto). La composición química de estos minerales en el cátodo de una batería de Ion-Litio se denota mediante la abreviación “NMC-xyz”, donde los números representados por “xyz” indican la fracción molar de níquel, manganeso y cobalto, respectivamente. Las NMC-333 y las NMC-532 se usan predominantemente en aplicaciones de autoconsumo residencial. Sin embargo, debido a cuestiones éticas en las prácticas mineras y a fluctuaciones en el precio, se está reduciendo

el uso de las baterías de Ion-Litio con altos contenidos de cobalto a favor de baterías con altos porcentajes de níquel o con nuevas composiciones para el cátodo. Ejemplos de ello son el desarrollo de las variantes NMC-622 y NMC-811 para el almacenamiento estacionario y la introducción progresiva de las baterías LFP en el almacenamiento a escala de red. Es por ello que las baterías LFP también se incluyen en este análisis. Por otra parte, también se han considerado las baterías NCA, ya que poseen la densidad energética más elevada de todas las baterías de Ion-Litio, y las baterías LMO, las cuales poseen la ventaja de no incluir cobalto en su composición.

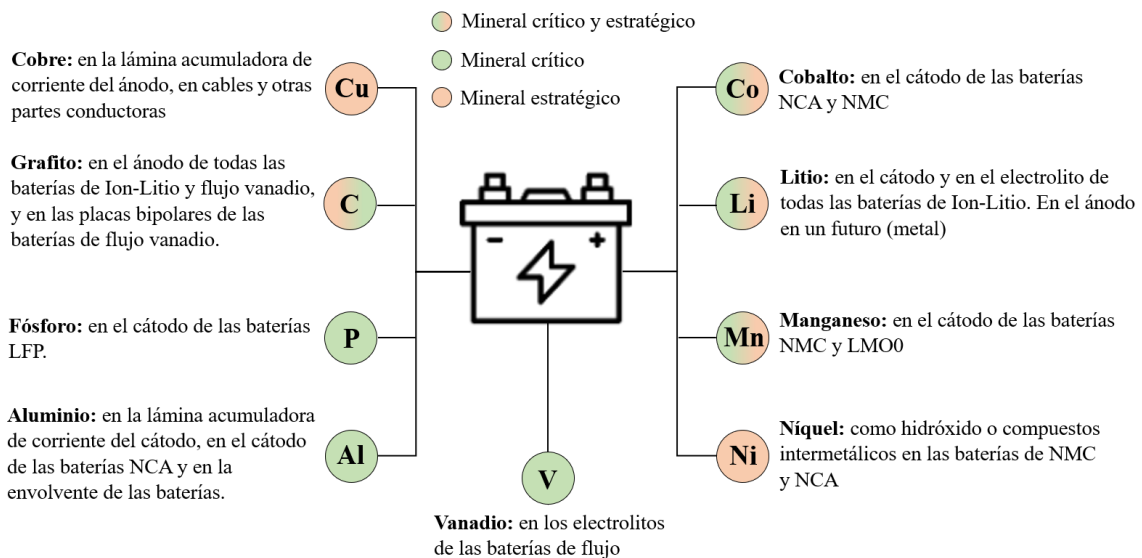


Figura 15. Minerales críticos y estratégicos de las baterías y sus funciones. Fuente: elaboración propia a partir de datos de [20].

Aunque se espera que la tecnología de iones de litio domine el mercado global de baterías y el de la Unión Europea en las próximas décadas, existen otros tipos de baterías que podrían abarcar numerosas aplicaciones de almacenamiento en grandes instalaciones renovables. Las baterías de flujo de vanadio (VBFR) poseen ciertas características que permiten una gran escalabilidad de los sistemas y pueden ofrecer largas duraciones de almacenamiento. Se prevé que empiecen a comercializarse de forma eficaz en el 2030. Dada que están cobrando cierta relevancia, se incluyen también en este estudio.

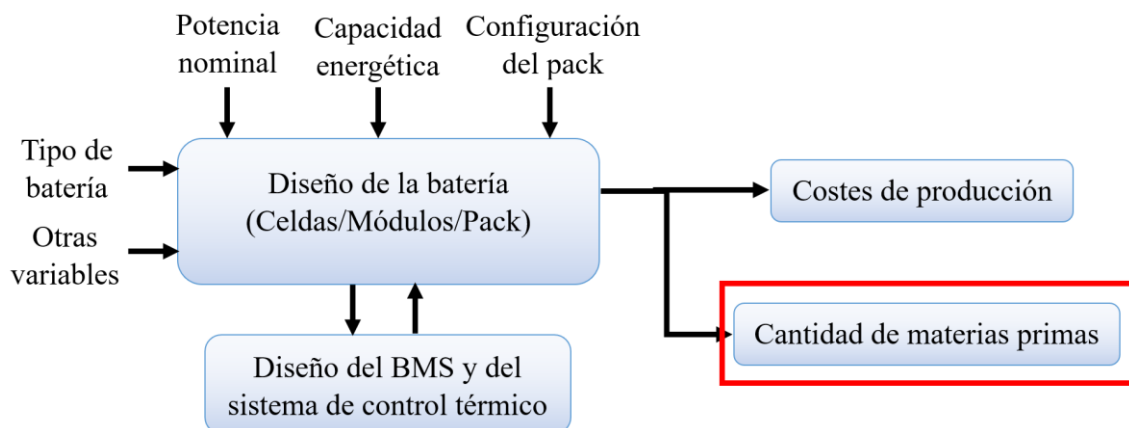


Figura 16. Proceso de cálculo usado por BatPaC para obtener los costes de producción y la cantidad de materias primas. Fuente: elaboración propia a partir de datos de [24].

Para obtener las cantidades promedio de materias primas por unidad de energía almacenada (kg/kWh) de las baterías de litio, se ha utilizado la hoja de cálculo BatPaC desarrollada por el Laboratorio Nacional Argonne (Battery Performance and Cost Modeling for Electric Vehicles v5.0) [24], la cual permite realizar el diseño de una batería de vehículo eléctrico en función de las variables de entrada definidas por el usuario. Con las especificaciones obtenidas, BatPaC utiliza un método iterativo de cálculo para modelar todas las fases del proceso productivo de una batería, empezando por diseñar las celdas, los módulos y el pack completo. A continuación, esta información se utiliza para determinar el BMS y el sistema de control de temperatura, obteniendo la estructura final de la batería. Finalmente, con estos resultados, BatPaC calcula los costes de producción totales y la cantidad de materias primas utilizadas en el proceso de manufactura. Esta última etapa de cálculo es la que se ha tomado como referencia para hallar las necesidades de minerales por unidad de energía almacenada. En la Figura 16 se representa una visión general del proceso de cómputo utilizado por el modelo BatPaC.

Las necesidades de materias primas se obtienen en función de la masa de los electrodos y de las fracciones molares del material del ánodo (grafito) y de los compuestos del cátodo, los cuales, tal y como se ha comentado en el Capítulo 2, se tratan de óxidos metálicos cuya fórmula molecular es LiM_xO_y (donde M representa uno o varios metales de transición y otros metales). La ecuación utilizada por el modelo BatPaC es la siguiente:

$$Q_{i,j} \left[\frac{\text{kg de } i}{\text{kWh}} \right] = \frac{X \left[\frac{\text{mol de } i}{\text{mol de } j} \right] \cdot m_i \left[\frac{\text{g de } i}{\text{mol de } i} \right]}{M_j \left[\frac{\text{g de } j}{\text{mol de } j} \right]} \cdot \frac{G_j [\text{g de } j]}{E [\text{kWh}] \cdot 1000} \quad (4)$$

donde:

$Q_{i,j}$ es la masa por unidad de energía almacenada del elemento i en el electrodo de tipo j ,

X es la fracción molar del elemento i ,

m_i y M_j son las masas molares del elemento i y del compuesto del electrodo de tipo j , respectivamente,

G_j es la masa total de todos los electrodos de tipo j presentes en la batería,

E es la capacidad energética de la batería.

La masa del compuesto del electrodo se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$G_j [\text{g de } j] = \frac{C [\text{Ah}]}{\bar{c}_j \left[\frac{\text{mAh}}{\text{g de } j} \right]} \cdot 1000 \quad (5)$$

donde:

C es la capacidad de la batería

\bar{c}_j es la capacidad específica del electrodo de tipo j (base de datos de BatPaC)

El ánodo está compuesto completamente por grafito, por lo que la masa de grafito (m_i) coincide con la masa del electrodo M_i .

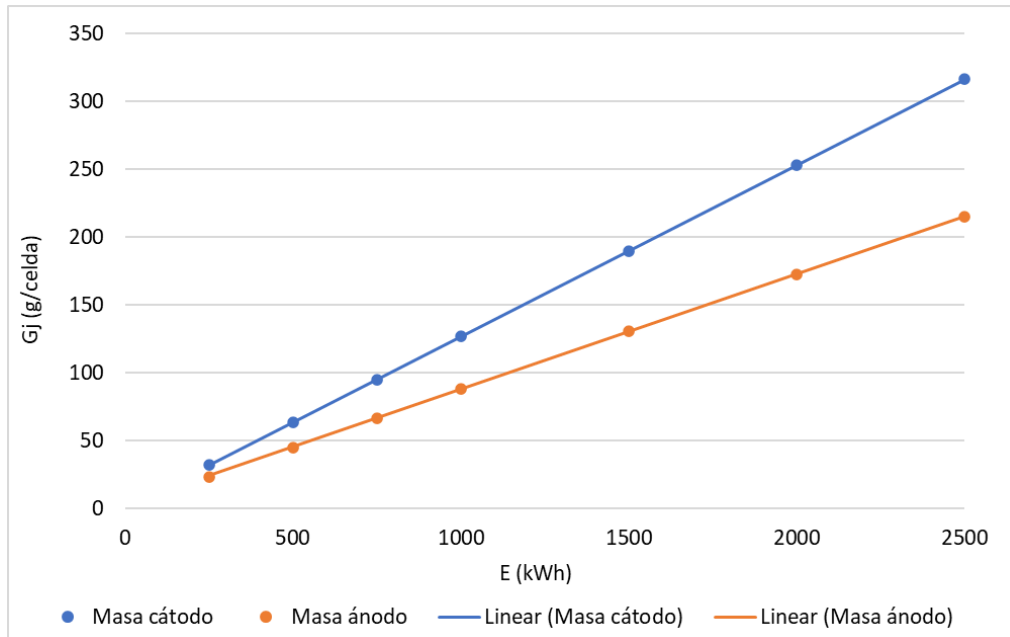


Figura 17. Proporcionalidad directa entre G_j y E . Fuente: elaboración propia.

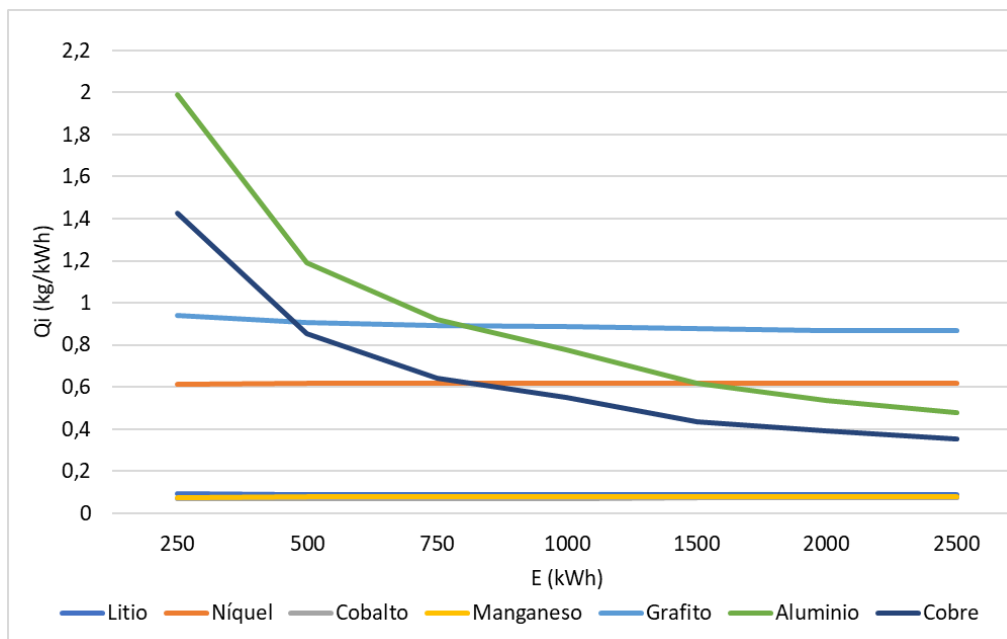


Figura 18. Relación entre la cantidad de minerales por unidad de energía almacenada y la capacidad energética de la batería. Fuente: elaboración propia.

Cabe mencionar que el término G_j/E de la Ecuación 4 es prácticamente constante, ya que la capacidad energética (o la capacidad en Ah) de la batería es directamente proporcional a la masa del material activo de los electrodos (Figura 17). Por lo tanto, los kg/kWh de cada mineral permanecen constantes independientemente de la capacidad energética analizada, ya que todos los demás términos de la Ecuación 4 son también constantes. Este hecho aparece representado en la Figura 18 para el caso concreto de una batería NMC-811. Esto simplifica mucho los cálculos que se realizarán posteriormente, por lo que,

haciendo el producto de los kg/kWh de cada mineral por la energía que puede almacenar la batería, se puede hallar la cantidad total que se necesita de cada mineral para una determinada capacidad energética.

Sin embargo, en la Figura 18 se aprecia que las cantidades del aluminio y del cobre no mantienen un valor constante a lo largo de las diferentes capacidades energéticas. Esto es debido a que estos minerales no forman parte del material activo de los electrodos, sino que se encuentran en las partes conductoras, en los terminales de la batería, en el encapsulado del pack, entre otros componentes. El modelo BatPaC, en función de la configuración definida por el usuario y de las limitaciones del proceso productivo, diseña el tamaño de la batería ajustando las medidas de todos los componentes y obtiene las necesidades de aluminio. BatPaC asume una forma rectangular de la batería y que las celdas están contenidas en módulos que, a su vez, forman configuraciones en serie y en paralelo dentro de unos encapsulados para formar el pack completo (**Figura 19**).

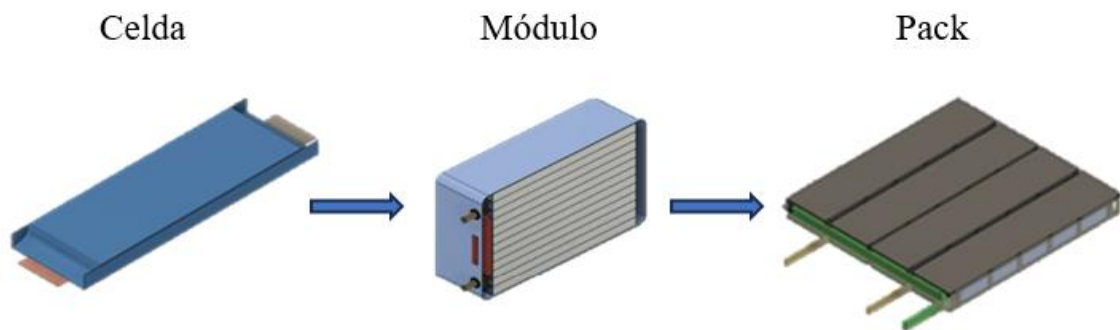


Figura 19. Configuración de la batería según el modelo BatPaC. Fuente: elaboración propia a partir de datos de [24].

Para simplificar los cálculos de las necesidades de aluminio y de cobre, se ha tomado como referencia la configuración y capacidad energética de la batería *Megapack* de Tesla, cuyas especificaciones se recogen en la Tabla 3, para establecer unas dimensiones de las partes de la batería realistas y obtener unas cantidades de aluminio y cobre adecuadas. Esta simplificación no afecta al cálculo de las necesidades de los demás minerales por unidad de energía almacenada, ya que, como ya se ha comentado, sus valores permanecen constantes independientemente de la capacidad energética escogida.

Tabla 3. Especificaciones técnicas de la batería *Megapack* de Tesla. Fuentes: [25][26].

Especificaciones	Megapack de Tesla
Capacidad energética (kWh)	2092,8
Potencia (kW)	523,2
Capacidad por celda (Ah)	26,136
Número de celdas	21.641

El almacenamiento por baterías es fácilmente escalable, pudiendo aumentar la cantidad de energía almacenada solamente añadiendo packs en serie y/o en paralelo. Por lo tanto, se interpreta que los valores de energía almacenada totales que se han analizado, se han escalado con incrementos de capacidad energética, es decir, añadiendo packs con la misma configuración y tamaño simulados, para que el cálculo simplificado de las cantidades de aluminio y de cobre (en kg/kWh) tenga sentido.

En cuanto a las baterías de flujo vanadio, se han consultado dos artículos para obtener las cantidades de materias primas críticas por unidad de energía almacenada que intervienen en el funcionamiento de dicha tecnología [27][3].

Almacenamiento mediante térmico solar

En el Capítulo 2 se ha visto que, los sistemas de almacenamiento térmico mayormente implementados en la actualidad, son los que emplean la energía solar para calentar un fluido con elevada capacidad calorífica (normalmente sales fundidas) que se acumulará en tanques y que, posteriormente, se enviará a un intercambiador de calor para producir vapor de agua y generar electricidad cuando se requiera. En particular, las tecnologías más maduras que permiten concentrar la radiación solar, son el colector parabólico y los heliostatos de las centrales de torre solar. Los minerales críticos más relevantes que forman parte de estos sistemas y que se han considerado para este análisis aparecen en la Figura 20.

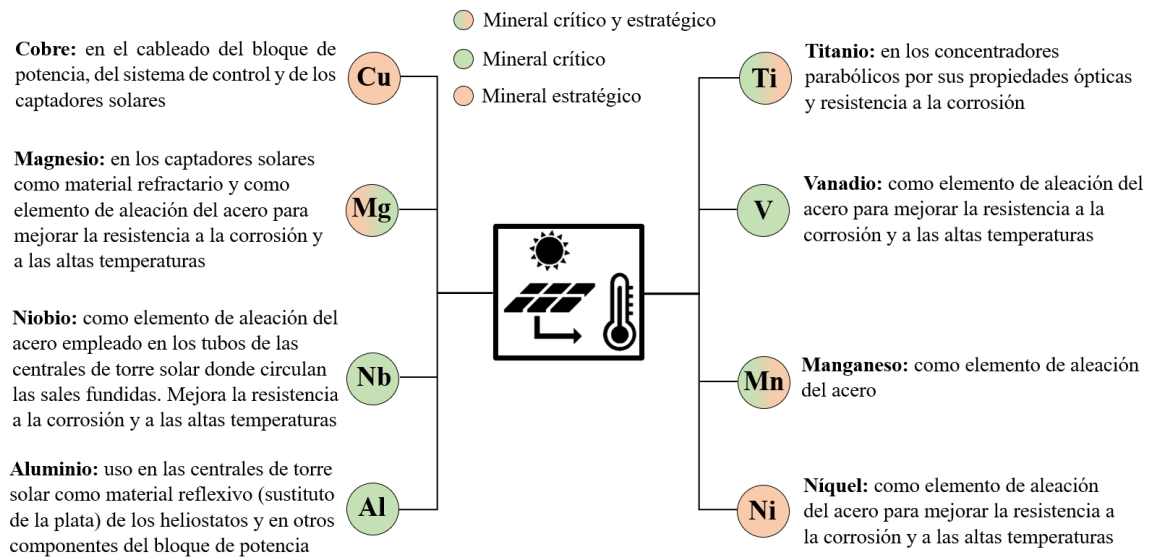


Figura 20. Minerales críticos y estratégicos en el almacenamiento térmico y sus funciones. Fuente: elaboración propia a partir de datos de [28].

La información sobre las cantidades de materias primas en cada tecnología se ha obtenido de un artículo que evalúa el inventario de materiales necesario para construir una planta de una determinada capacidad energética (*Material constraints for concentrating solar thermal power*) [28], tomando como referencia los colectores parabólicos de la Plataforma solar de Almería y la central de torre solar Sierra SunTower situada en California. Los datos se presentan en toneladas de materias primas por unidad de energía producida al año (ton/TWh/año). Estas unidades se han adaptado mediante un factor de conversión (Ecuación 6) para obtener las necesidades de materias primas por unidad de capacidad energética. Para ello, se ha considerado que ambas tecnologías realizan un solo ciclo de carga y descarga al día, por lo que la producción diaria de energía eléctrica coincide con la capacidad energética del sistema.

$$Q_{i,j} \left[\frac{kg \text{ de } i}{kWh} \right] = P_{i,j} \left[\frac{ton \text{ de } i}{TWh} \right] \cdot \frac{365}{10^6} \quad (6)$$

donde:

$Q_{i,j}$ es la masa por unidad de energía almacenada del mineral i en la tecnología j ,

$P_{i,j}$ es la masa por unidad de producción al año del mineral i en la tecnología j .

De esta manera, los resultados de cantidad total de minerales se obtienen haciendo el producto de $Q_{i,j}$ por una determinada capacidad energética.

El aleante con mayor proporción en los aceros inoxidables sometidos a altas temperaturas es el cromo. Para las centrales de colectores parabólicos, las tuberías del ciclo de vapor y los intercambiadores de calor son de acero 347H (17-19% Cr) y, para las centrales de torre solar, las tuberías del ciclo de vapor tienen un 12% en cromo. Sin embargo, no se incluye en este análisis al no considerarse un mineral crítico.

Almacenamiento mediante bombeo hidráulico reversible

Los proyectos de bombeo hidráulico reversible son grandes construcciones de ingeniería civil que necesitan una mayor cantidad de cemento y hormigón que otras tecnologías de almacenamiento, sobre todo si se utiliza el bombeo mixto. Sin embargo, el riesgo de suministro de estos materiales es muy bajo [29], ya que la industria europea de materias primas cuenta con una importante producción de recursos para la construcción y sus yacimientos son abundantes.

Otra de las ventajas del bombeo reversible es que requiere cantidades muy inferiores de minerales críticos y estratégicos en comparación con otras tecnologías. Además, las turbinas que generan la energía eléctrica no utilizan tierras raras. Para este tipo de tecnología, los minerales críticos se utilizan mayoritariamente como elementos de aleación para los aceros empleados, tal y como se detalla en la Figura 21.

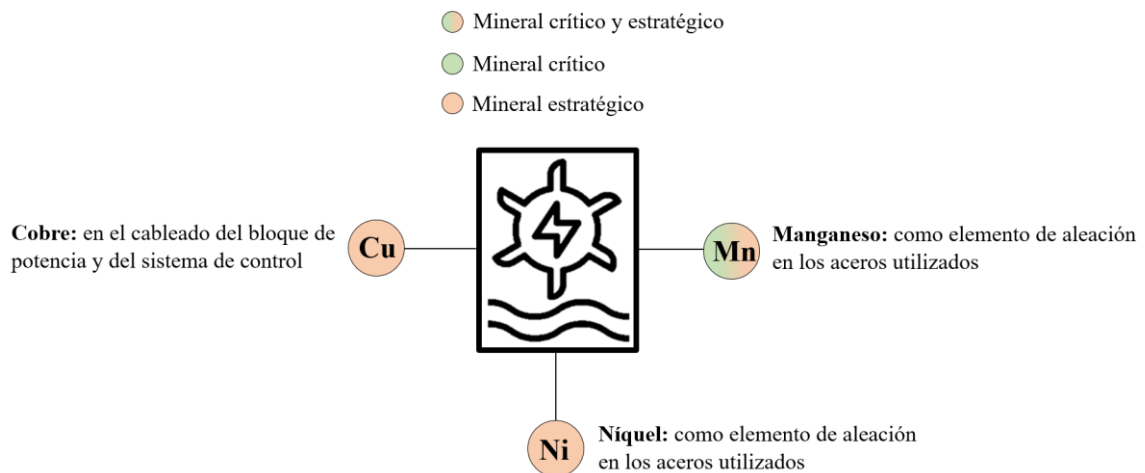


Figura 21. Minerales críticos y estratégicos en el bombeo reversible y sus funciones. Fuente: elaboración propia a partir de datos de [6].

La cantidad de minerales por unidad de potencia se ha obtenido del informe de la Agencia Internacional de Energía sobre el papel de los minerales críticos en la transición energética (*The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*) [6]. Cabe destacar que los datos se presentan por unidad de potencia porque los minerales analizados están concentrados en el bloque generador de energía eléctrica, mientras que los reservorios de

agua, cuyo volumen determina la capacidad energética del sistema, están contruidos con materiales comunes de construcción.

De igual modo que ocurre con las tecnologías de almacenamiento térmico analizadas, los aceros están aleados con grandes proporciones de cromo, pero no se incluye en el análisis por su escasa criticidad. Por otra parte, también se utiliza aluminio en cantidades moderadas, pero no se han encontrado datos suficientes para incluirlo en el análisis.

Almacenamiento mediante hidrógeno

Existen, actualmente, tres tipos de tecnologías que se emplean para producir hidrógeno verde mediante el proceso de la electrólisis del agua: los electrolizadores alcalinos, los electrolizadores de membrana polimérica protónica (PEM, por sus siglas en inglés) y los de óxido sólido. Estos últimos se encuentran todavía en fase de demostración, por lo que no hay datos significativos sobre la cantidad de materiales que utilizan. Por ello, las tecnologías que se han analizado son los electrolizadores alcalinos y los de tipo PEM, los cuales ya se han implantado en algunos sectores. Los principales minerales críticos y estratégicos que componen estos electrolizadores se muestran en la Figura 22.

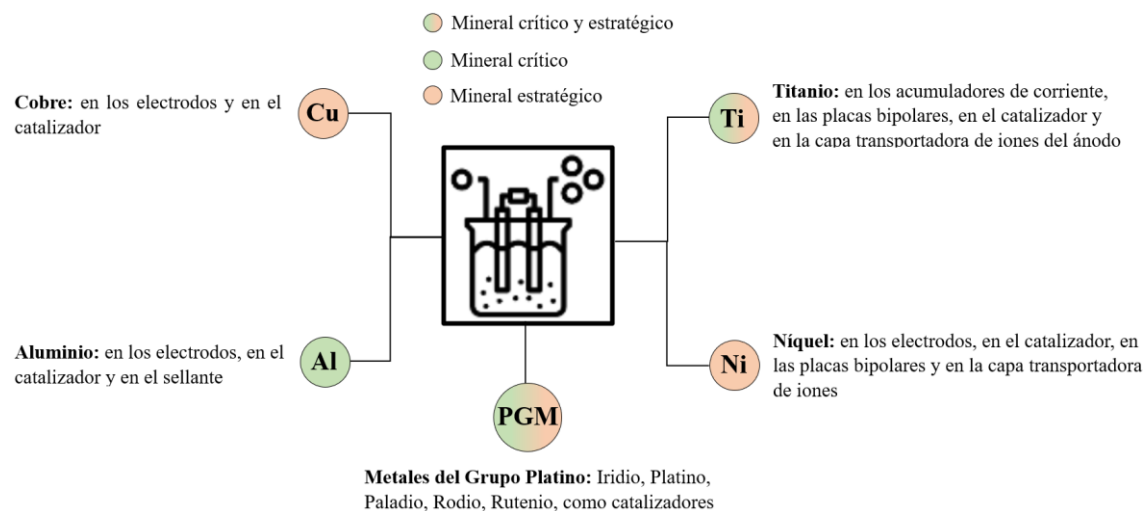


Figura 22. Minerales críticos y estratégicos en la producción de H_2 y sus funciones. Fuente: elaboración propia a partir de datos de [30][31][32][6].

Los electrolizadores utilizan una amplia variedad de minerales críticos. Los que aparecen en la figura anterior forman parte de los componentes principales de los electrolizadores y, por tanto, son los que se encuentran en mayor cantidad. Otros, en cambio, sirven para mejorar el rendimiento y/o la durabilidad de las tecnologías, pero no desempeñan un papel esencial en su funcionamiento. Algunos de ellos son los siguientes: cobalto, magnesio, silicio, boro, grafito, vanadio, estroncio, barita, galio, tierras raras, antimonio, niobio, manganeso, escandio, bismuto, etc.

La cantidad de minerales por unidad de potencia se ha obtenido de varios artículos en los que se realiza un análisis del ciclo de vida de las tecnologías de hidrógeno, centrándose en los minerales críticos, y en el informe de la Agencia Internacional de Energía sobre el papel de los minerales críticos en la transición energética [30][31][32][6]. Los datos se presentan por unidad de potencia porque se considera que, en estos sistemas, la potencia nominal tiene mayor relevancia en los requerimientos de materiales. Del mismo modo

que en el caso del bombeo hidráulico reversible, los datos se presentan por unidad de potencia. Esto es debido a que la producción de hidrógeno mediante electrolizadores depende de la densidad por unidad de superficie de los minerales que forman el material de los electrodos (mg/m^2) y del área de la celda (m^2). Con ello, se obtiene una determinada densidad de potencia por unidad de área en cada tecnología.

4.2 Resultados de cantidad de materias primas críticas por tecnología

Los datos obtenidos a partir de la metodología comentada anteriormente sobre la cantidad de minerales críticos y estratégicos por unidad de capacidad energética o de potencia en cada tecnología se exponen en la Tabla 4.

Tabla 4. Cantidad de minerales críticos por unidad de capacidad energética o potencia nominal en cada tecnología. Fuente: elaboración propia.

Tecnologías	Litio	Níquel	Cobalto	Manganeso	Fósforo	Aluminio	Cobre	Grafito	Vanadio	Magnesio	Niobio	Titanio	PGMs
NMC-333	0,117 kg/kWh	0,322 kg/kWh	0,323 kg/kWh	0,301 kg/kWh	-	0,786 kg/kWh	0,566 kg/kWh	0,879 kg/kWh	-	-	-	-	-
NMC-532	0,107 kg/kWh	0,443 kg/kWh	0,178 kg/kWh	0,249 kg/kWh	-	0,772 kg/kWh	0,549 kg/kWh	0,883 kg/kWh	-	-	-	-	-
NMC-622	0,105 kg/kWh	0,519 kg/kWh	0,174 kg/kWh	0,162 kg/kWh	-	0,772 kg/kWh	0,546 kg/kWh	0,884 kg/kWh	-	-	-	-	-
NMC-811	0,093 kg/kWh	0,616 kg/kWh	0,077 kg/kWh	0,072 kg/kWh	-	0,746 kg/kWh	0,522 kg/kWh	0,884 kg/kWh	-	-	-	-	-
NCA	0,100 kg/kWh	0,662 kg/kWh	0,125 kg/kWh	-	-	0,766 kg/kWh	0,526 kg/kWh	0,887 kg/kWh	-	-	-	-	-
LFP	0,089 kg/kWh	-	-	-	0,379 kg/kWh	0,941 kg/kWh	0,712 kg/kWh	0,971 kg/kWh	-	-	-	-	-
LMO	0,096 kg/kWh	-	-	1,271 kg/kWh	-	0,89 kg/kWh	0,677 kg/kWh	0,817 kg/kWh	-	-	-	-	-
VBFR	-	-	-	-	-	-	0,600 kg/kWh	0,730 kg/kWh	3,400 kg/kWh	-	-	-	-
Colector parabólico	-	0,091 kg/kWh	-	0,197 kg/kWh	-	0,066 kg/kWh	0,307 kg/kWh	-	0,00018 kg/kWh	0,267 kg/kWh	-	0,002 kg/kWh	-
Torre solar	-	0,128 kg/kWh	-	0,402 kg/kWh	-	1,643 kg/kWh	0,095 kg/kWh	-	0,00012 kg/kWh	0,183 kg/kWh	0,010 kg/kWh	-	-
Bombeo hidráulico reversible	-	30 kg/MW	-	200 kg/MW	-	-	1050 kg/MW	-	-	-	-	-	-
Electrolizador alcalino	-	800 kg/MW	-	-	-	258,5 kg/MW	9 kg/MW	-	-	-	-	1433,6 kg/MW	2,6 kg/MW
Electrolizador PEM	-	-	-	-	-	43,6 kg/MW	9 kg/MW	-	-	-	-	739,6 kg/MW	1,6 kg/MW

Mediante esta tabla, se pueden calcular las cantidades totales de minerales críticos y estratégicos necesarios en cada tecnología para cualquier capacidad energética o potencia nominal. En el Anexo III, se muestran los diferentes análisis que se pueden realizar a partir de la base de datos creada, como pueden ser: la cantidad concreta de un mineral presente en una tecnología para diferentes capacidades energéticas o potencias nominales del sistema; una comparación de la cantidad total de un mineral que utiliza cada tecnología para una capacidad energética y potencia nominal dadas; porcentaje en peso de materias primas en una tecnología.

En la Figura 23 se muestran, en particular, las cantidades totales de los minerales críticos que componen las baterías NMC-811 para una serie de capacidades energéticas. Se observa que las cantidades de níquel y grafito aumentan drásticamente conforme se incrementa la capacidad energética de la batería, debido a que, en este tipo de cátodos, la proporción de níquel es mucho mayor que las del manganeso, cobalto y litio, y a que el

grafito es el único componente de los electrodos negativos. También destaca el crecimiento de los consumos de aluminio y cobre, los cuales se utilizan en las partes de cableado, conexiones eléctricas y en la envolvente de la batería, por lo que, a mayor cantidad de energía almacenada por la batería, mayores son las dimensiones de estas partes.

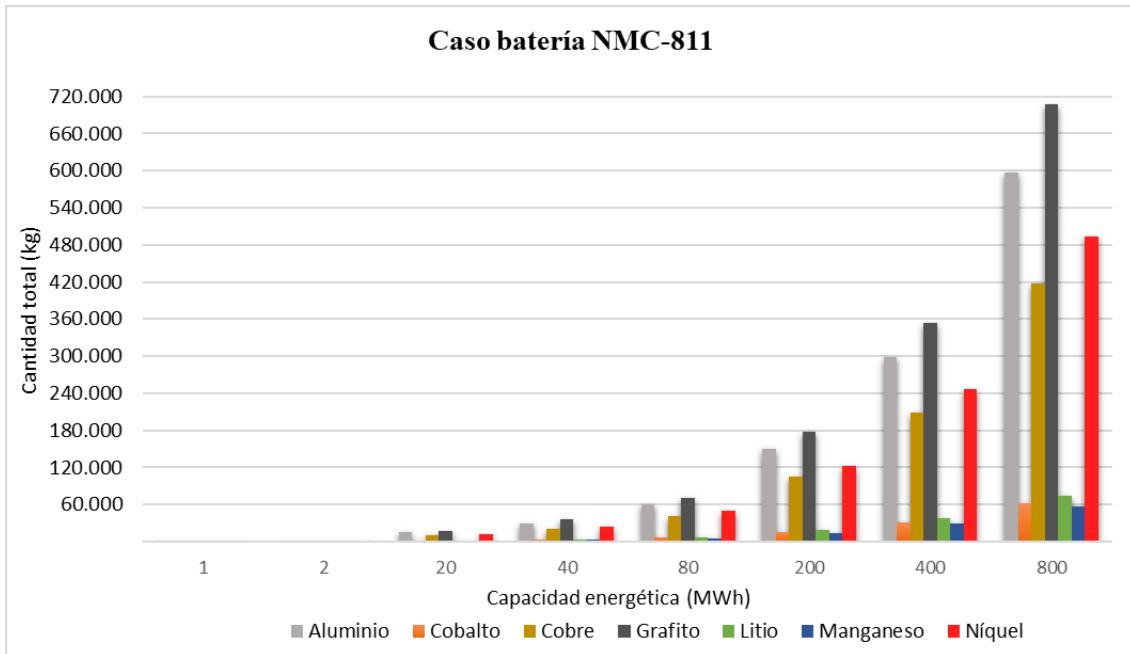


Figura 23. Cantidad total de minerales críticos para una batería NMC-811 a lo largo de diferentes capacidades energéticas. Fuente: elaboración propia.

En el Anexo III aparece recogido el mismo análisis que el representado en la figura anterior para el resto de tecnologías.

Con el objetivo de realizar un análisis comparativo más detallado del consumo total de minerales críticos en cada tecnología, se ha elaborado la gráfica mostrada en la Figura 24. Para este propósito, se ha planteado, a modo de ejemplo, un sistema con una potencia nominal de 100 MW y con una duración de almacenamiento de 8 horas, lo que equivale a una capacidad energética de 800 MWh. Las conclusiones que se han extraído son extrapolables a sistemas con otras potencias nominales y duraciones de almacenamiento, idénticas para cada tecnología, ya que significaría simplemente escalar el sistema, manteniéndose la misma proporción de minerales.

En esta gráfica, se observa que el tipo de almacenamiento con mayores requerimientos de materias primas críticas son las baterías. Las baterías de flujo vanadio se posicionan como las principales consumidoras de materias primas de esta tecnología, debido a las grandes cantidades de vanadio que se necesitan para contrarrestar el inconveniente del límite de concentración de los iones de este elemento en el electrolito. En cuanto a las baterías de Ion-Litio, la familia de cátodos LMO cuenta con un alto porcentaje de manganeso, que hace que supere a las demás de su tipología en cantidad de minerales totales. Para las baterías con cátodos NMC, se puede observar la tendencia de reducir el porcentaje de cobalto, debido a cuestiones éticas en su extracción, al riesgo de interrupciones en su suministro y a su precio volátil, a favor de aumentar el porcentaje de níquel, que implica una mejora de la densidad energética. Es por esto último que se puede

apreciar que, a medida que se obtienen desarrollos más avanzados de los cátodos NMC (de NMC-333 a NMC-811), para una misma capacidad energética, se necesitan menores cantidades de minerales. Por su parte, las baterías LFP y las NCA también tienen los requerimientos más bajos de todas las baterías analizadas, teniendo aquellas la ventaja de no poseer cobalto en su composición.

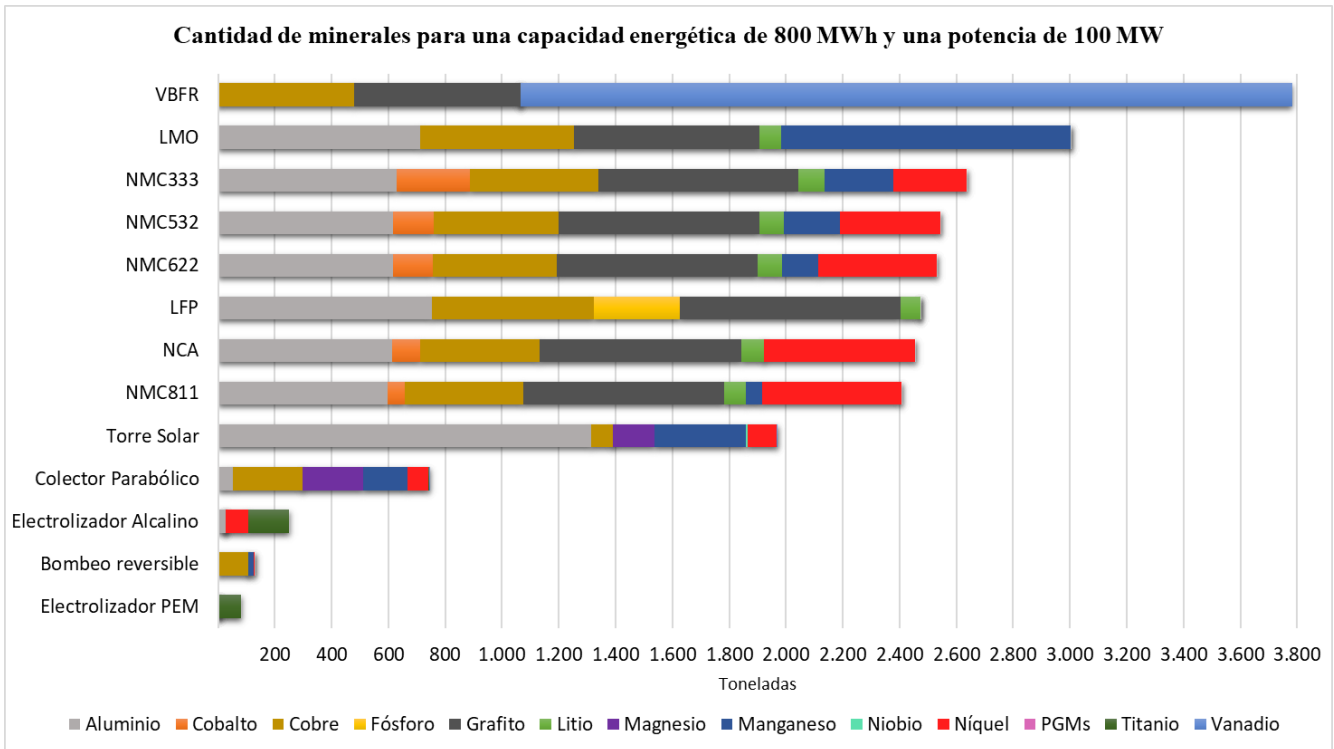


Figura 24. Cantidad de minerales para una capacidad energética de 800 MWh y una potencia de 100 MW. Fuente: elaboración propia.

Las dos tipologías de almacenamiento térmico se sitúan como la segunda tecnología más demandante, por detrás de las baterías. Las centrales de torre solar superan a los sistemas con colectores parabólicos por el uso de grandes cantidades de aluminio concentradas mayormente en el campo de heliostatos como material reflector. En el caso de los colectores parabólicos, se observa que los minerales principales son idénticos a los utilizados en las centrales de torre solar, pero se encuentran en cantidades mucho más moderadas. Estos se utilizan generalmente como elementos de aleación para los aceros empleados en todo el sistema, con el objetivo de incrementar la resistencia a las altas temperaturas y a la corrosión.

Por último, se observa que las tecnologías con menores requerimientos de materias primas críticas son los electrolizadores y el bombeo hidráulico reversible. Incluso si se consideran sistemas con una potencia nominal de 500 MW para estas tecnologías, la cantidad total de minerales sigue siendo menor que para las baterías y para el almacenamiento térmico con potencias de 100 MW, a excepción del electrolizador alcalino que supera al colector parabólico (Figura 25). Sin embargo, si se consideran potencias nominales elevadas para sistemas con estas tecnologías, del orden de cientos de MW, hay ciertos minerales cuyas cantidades pueden superar las de otras tecnologías. Este es el caso del cobre y del manganeso en el bombeo reversible o el caso del níquel en el

electrolizador alcalino, que puede superar a las cantidades de algunos tipos de batería, tal y como se aprecia en la Figura 25.

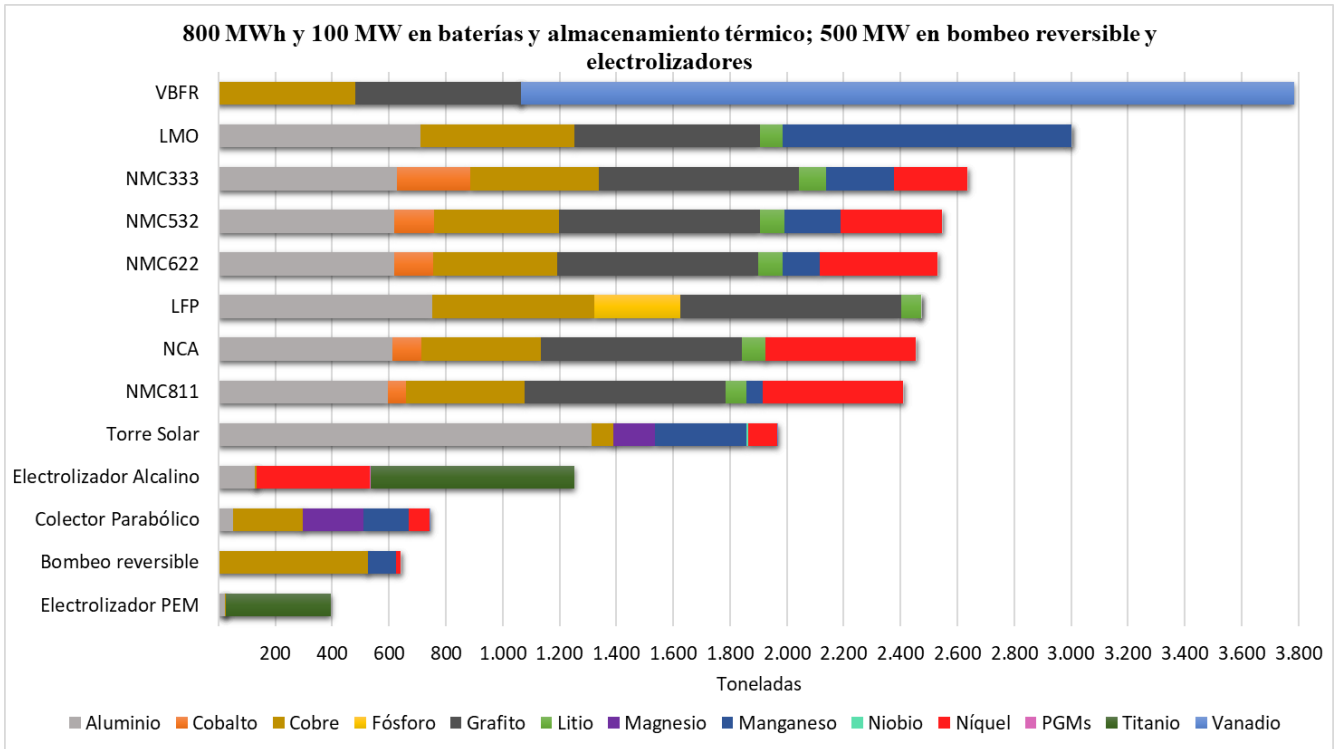


Figura 25. Cantidad de minerales para sistemas de 800 MWh y 100 MW de baterías y almacenamiento térmico y para sistemas de 500 MW de bombeo hidráulico reversible y electrolizadores. Fuente: elaboración propia.

Es importante destacar que muchos de los minerales críticos considerados en estas tecnologías son, además, estratégicos. Esta definición tiene una gran relevancia en el análisis ya que, tal y como se ha indicado en el Capítulo 3, un mineral estratégico viene caracterizado por su importancia en áreas estratégicas de la economía de un país, como las tecnologías necesarias para acometer la transición energética (entre las que se incluyen las del almacenamiento de energía) y digital, el sector aeroespacial y el ámbito de la defensa, y cuya demanda se prevé que aumente considerablemente y cuya producción es difícilmente ampliable. Dado que se prevé que la demanda mundial para las tecnologías de almacenamiento energético experimente un rápido crecimiento y que el consumo de minerales estratégicos abarca un gran porcentaje de la cantidad total de minerales críticos utilizados en dichas tecnologías (Figura 26), se debe prestar especial atención a la importancia de los minerales estratégicos, ya que es muy probable que su demanda no se pueda satisfacer con las reservas conocidas actualmente. Los minerales estratégicos que aparecen en el análisis son los siguientes: cobalto, cobre, grafito, litio, magnesio, manganeso, níquel, PGMs y titanio.

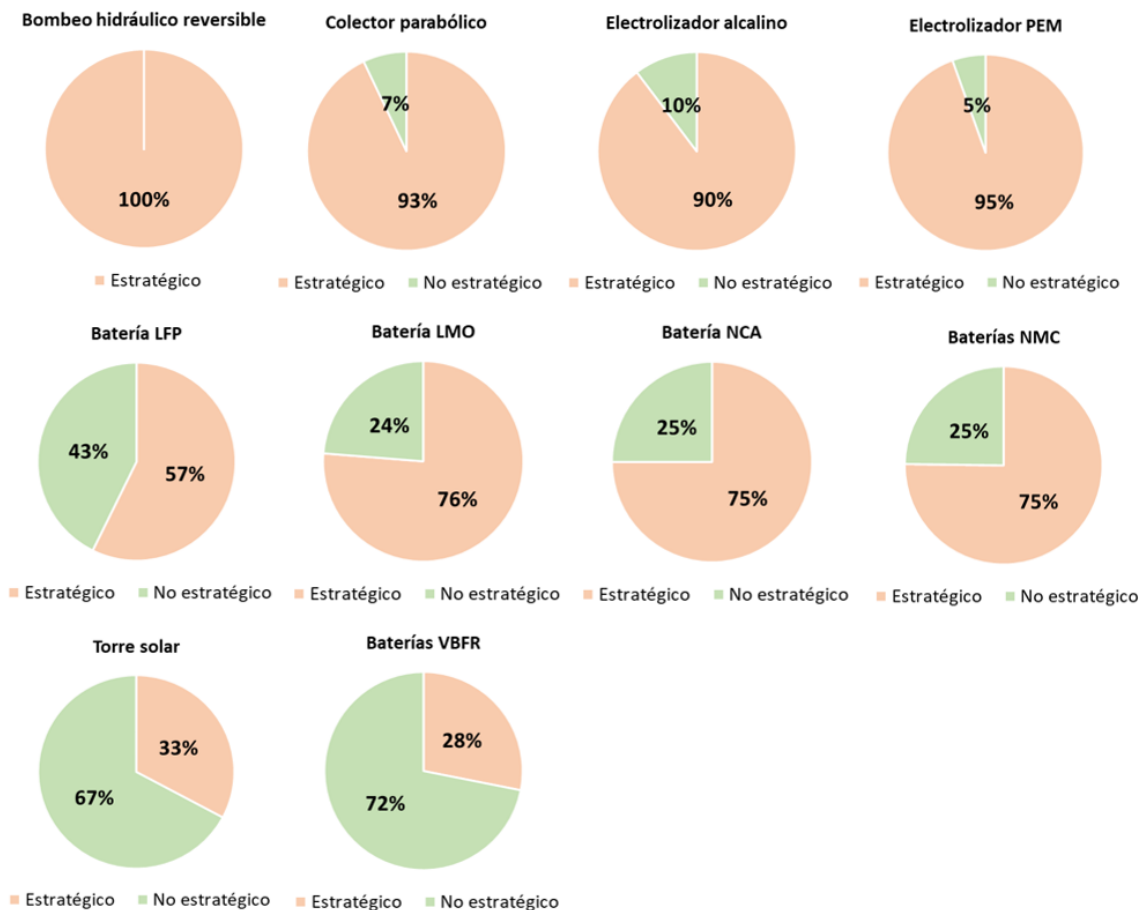


Figura 26. Porcentaje de minerales estratégicos del total de minerales críticos empleado en cada tecnología. Fuente: elaboración propia.

4.3 Propuesta de indicador para la evaluación del potencial de una tecnología de almacenamiento

En este apartado, se va a presentar un indicador que se ha elaborado para evaluar la viabilidad de implantación y desarrollo de cada tecnología analizada en la Estrategia de Almacenamiento Energético nacional [18], en términos del riesgo de suministro y de la cantidad de los minerales críticos y estratégicos que requieren dichas tecnologías. De esta manera, este indicador permite distinguir aquellas tecnologías que pudieran tener una mejor disponibilidad en el mercado y sin cuellos de botella en su cadena de suministro. También contribuye a identificar necesidades de inversión, orientar la investigación e innovación de nuevas tecnologías, aumentar la circularidad de los materiales y promover la producción local de materias primas, con el fin de aumentar la seguridad de suministro de los minerales críticos necesarios para las tecnologías de almacenamiento energético.

El indicador se define mediante la Ecuación 7. Sus valores se han normalizado, según la Ecuación 8, con el fin de adaptarlos a una escala comprendida entre el 0 y el 100, siendo el 100 la tecnología peor valorada por su gran consumo y/o riesgo de suministro de los minerales críticos que la componen.

$$IT_j^0 = \sum_i^n Q_{i,j} \cdot RS_i \quad (7)$$

$$IT_j = \frac{IT_j^0}{\max\{IT_j^0\}} \cdot 100 \quad (8)$$

donde:

IT_j es el valor normalizador del indicador para la tecnología de almacenamiento j ,

$Q_{i,j}$ representa la cantidad total del mineral i en la tecnología almacenamiento j ,

RS_i es el Riesgo de Suministro del mineral i según el estudio de la Comisión Europea [29]. En el Anexo II se pueden consultar los valores del parámetro RS de cada mineral.

En la siguiente tabla aparecen recogidos los valores que adopta el indicador IT para cada tecnología:

Tabla 5. Valores del indicador IT de cada tecnología de almacenamiento de energía. Fuente: elaboración propia.

Tecnologías	IT⁰	IT
VBFR	7355	100
LFP	3419	46,49
LMO	3380	45,95
NMC-333	3322	45,16
NMC-532	2972	40,41
NMC-622	2908	39,54
NCA	2690	36,58
NMC-811	2601	35,36
Torre Solar	2522	34,29
Colector Parabólico	1185	16,12
Electrolizador Alcalino	299	4,06
Electrolizador PEM	124	1,68
Bombeo reversible	36	0,49
Máximo IT	7355	

Las baterías de flujo vanadio lideran la tabla, debido a las grandes cantidades de vanadio que utilizan y a su relativo alto riesgo de suministro ($RS = 2,3$), por lo que, en base al indicador IT , es la tecnología menos favorable a día de hoy para formar parte de la estrategia de almacenamiento del país. El mayor inconveniente asociado al vanadio es que no se encuentra puro en la naturaleza, sino unido con alrededor de 65 minerales, por lo que resulta difícil y costosa su producción [33]. Es por ello que gran parte de su obtención proviene de fuentes dispersas de residuos. Sin embargo, el vanadio es un mineral que posee bajos ratios de reciclaje. Todo esto contribuye a aumentar el riesgo de suministro del vanadio y limita el uso de las baterías de flujo vanadio para aplicaciones a gran escala.

Las baterías de Ion-Litio también poseen altos índices de IT , aunque son mucho menores que los de las baterías VBFR. La familia de cátodos LFP cuentan con el valor más alto

de esta tipología de baterías, superando por una mínima diferencia a los demás cátodos, como consecuencia del elevado riesgo de suministro del fósforo (RS = 3,3, siendo Marruecos el país con mayores reservas del mundo) en comparación con el de los minerales que forman las otras baterías como, por ejemplo, el cobalto (RS = 2,8) o el manganeso (RS = 1,2). En cuanto a las baterías de cátodos NMC, se observa que los valores de IT son menores a medida que disminuye la proporción de cobalto a favor de la del níquel, ya que este último no se considera crítico. Las baterías de Ion-Litio tienen potencial para el almacenamiento residencial, pero debido a los altos valores del indicador IT, no son lo suficientemente competitivas para el almacenamiento a gran escala, debido a las grandes cantidades de minerales críticos y estratégicos que se requieren. Una mejora en las densidades energéticas de las baterías implicaría un menor consumo de minerales para una determinada capacidad energética.

El almacenamiento térmico se sitúa por debajo de las baterías en la escala del IT con valores bajos del indicador, por lo que podrían resultar aptos para descarbonizar ciertos sectores de la economía, sobre todo el sector eléctrico. Las centrales de torre solar poseen un valor de IT mayor que los colectores solares por las grandes cantidades de aluminio que utilizan.

El bombeo hidráulico reversible y los electrolizadores son las tecnologías más ventajosas, ya que presentan los valores más bajos del indicador IT al requerir bajos consumos de minerales críticos y ser capaces de almacenar grandes cantidades de energía. Sin embargo, también habría que tener en cuenta los retos medioambientales de las construcciones del bombeo hidráulico y que los electrolizadores poseen escasa madurez a nivel comercial.

5. Conclusiones

La transición energética debe ir reforzada mediante la integración de tecnologías de almacenamiento de energía para aportar firmeza y flexibilidad al sector energético, de manera que se pueda integrar el mayor porcentaje de energías renovables. En España, el PNIEC prevé pasar de 8,3 GW de potencia de almacenamiento actual a 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050. Sin embargo, estas tecnologías necesitan una serie de recursos minerales que se encuentran concentrados mayoritariamente en países extranjeros, por lo que el concepto de seguridad de suministro de los minerales considerados como críticos para la descarbonización de la economía ha cobrado mayor relevancia en el contexto actual de competencia mundial por el acceso a estas materias primas. Países del continente africano (Sudáfrica, República del Congo o Guinea) y del continente asiático (China, Rusia o Kazajistán) son claves en las etapas de extracción y/o procesamiento de los minerales críticos y estratégicos.

En función de las cantidades y del riesgo de suministro de los minerales clasificados como críticos por la Comisión Europea, que están presentes en los diferentes tipos de almacenamiento, se ha elaborado un indicador (IT) para obtener una primera aproximación sobre las oportunidades de implantación de cada tecnología en la Estrategia de Almacenamiento nacional.

Los resultados del análisis mediante este indicador establecen que las tecnologías más favorables son el bombeo hidráulico reversible y los electrolizadores para la producción y almacenamiento de hidrógeno, debido a su bajo consumo de minerales críticos. Sin embargo, hay que tener en cuenta los requisitos de emplazamiento de las obras civiles del bombeo hidráulico y su impacto ambiental, aunque existen soluciones que evitan tener que utilizar flujos naturales de agua, como la utilización de aguas procedentes del drenaje de las minas. En cuanto al almacenamiento de hidrógeno, el descubrimiento de formaciones geológicas huecas disminuiría drásticamente los costes de almacenaje, ya que el hidrógeno es el elemento más ligero y su almacenamiento necesita grandes depósitos o su licuefacción. Otro inconveniente es el hecho de que utilizar hidrógeno como combustible para producir energía eléctrica es más caro que hacerlo a través del almacenamiento térmico.

Por otra parte, las tecnologías de almacenamiento térmico presentan valores del indicador IT aceptables, por lo que son una opción prometedora para el almacenamiento de larga duración, debido a que sus requerimientos de minerales críticos no son muy elevados y a que la energía térmica se puede almacenar en materiales de bajo coste.

Por último, las baterías son la tecnología que posee los valores del indicador IT más elevados, debido a sus elevados consumos de minerales críticos con altos riesgos de suministro. La mejora de las densidades energéticas, de la longevidad y del grado de reciclabilidad permitirá que las baterías sean más competitivas en el almacenamiento energético. Desde la perspectiva económica, se espera que los modelos de hibridación con otras tecnologías renovables (principalmente solar fotovoltaica) y con otros sistemas de almacenamiento con escasa o nula escalabilidad (bombeo hidráulico) sea el que más desarrollo vaya a tener para las baterías, frente a la conexión por sí solas a la red.

Bibliografía

- [1] C. Veeh. D. G. E. Commission. Milan Grohol, «Study on the Critical Raw Materials for the EU 2023 Final Report», doi: 10.2873/725585.
- [2] KMO Energy S.L., «Análisis del estado actual del almacenamiento detrás del contador en España». [En línea]. Disponible en: www.idae.es
- [3] «The Future of Energy Storage An Interdisciplinary MIT Study». Accedido: 9 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://energy.mit.edu/research/future-of-energy-storage/>
- [4] «BU-205: Types of Lithium-ion - Battery University». <https://batteryuniversity.com/article/bu-205-types-of-lithium-ion> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [5] J. Porzio y C. D. Scown, «Life-Cycle Assessment Considerations for Batteries and Battery Materials», *Advanced Energy Materials*, vol. 11, n.º 33. John Wiley and Sons Inc, 1 de septiembre de 2021. doi: 10.1002/aenm.202100771.
- [6] xeni y ka, «The Role of Critical World Energy Outlook Special Report Minerals in Clean Energy Transitions». [En línea]. Disponible en: www.iea.org/t&c/
- [7] PwC España, «El papel del almacenamiento en la Transición Energética». Accedido: 15 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/el-papel-del-almacenamiento-en-la-transicion-energetica/>
- [8] Á. Cunha, J. Martins, N. Rodrigues, y F. P. Brito, «Vanadium redox flow batteries: A technology review», *International Journal of Energy Research*, vol. 39, n.º 7. John Wiley and Sons Ltd, pp. 889-918, 10 de junio de 2015. doi: 10.1002/er.3260.
- [9] Ed Porter, «Vanadium flow batteries for a zero-emissions energy system». <https://www.energy-storage.news/vanadium-flow-batteries-for-a-zero-emissions-energy-system/> (accedido 24 de junio de 2023).
- [10] E. Sánchez-Díez *et al.*, «Redox flow batteries: Status and perspective towards sustainable stationary energy storage», *J Power Sources*, vol. 481, ene. 2021, doi: 10.1016/j.jpowsour.2020.228804.
- [11] K. Ralon, P., Taylor, M., Ilas, A., Diaz-Bone, H., & Kairies, «Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030», *International Renewable Energy Agency*, n.º October, p. 132, 2017, Accedido: 25 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: http://irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets%0Ahttps://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf
- [12] «LME Lithium Hydroxide CIF (Fastmarkets MB) | London Metal Exchange». <https://www.lme.com/en/metals/ev/lme-lithium-hydroxide-cif-fastmarkets-mb#Trading+day+summary> (accedido 24 de mayo de 2023).

- [13] «Sodium hydroxide Price List in Global Market - ECHEMI». <https://www.echemi.com/pip/caustic-soda-pearls-pd20150901041.html> (accedido 24 de mayo de 2023).
- [14] «¿Qué es el bombeo reversible? - ATALAYA Generación Eólica». <https://www.atalaya.eu/actualidad/blog/que-es-bombeo-reversible/> (accedido 25 de mayo de 2023).
- [15] U.S. Department of Energy, «WHAT IS PUMPED STORAGE HYDROPOWER? ». <https://www.energy.gov/eere/water/pumped-storage-hydropower#:~:text=PSH%20can%20be%20characterized%20as,an%20outside%20body%20of%20water.> (accedido 26 de junio de 2023).
- [16] I. Sarbu y C. Sebarchievici, «A comprehensive review of thermal energy storage», *Sustainability (Switzerland)*, vol. 10, n.º 1. MDPI, 14 de enero de 2018. doi: 10.3390/su10010191.
- [17] B. García-Amador, J. Rosenfeld, y C. Bartolini, «Edición Especial I-Revista». [En línea]. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/356149539>
- [18] La, «ESTRATEGIA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO MARCO ESTRATÉGICO DE ENERGÍA Y CLIMA ESTRATEGIA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO».
- [19] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «HOJA DE RUTA PARA LA GESTIÓN SOSTENIBLE DE LAS MATERIAS PRIMAS MINERALES MARCO ESTRATÉGICO DE ENERGÍA Y CLIMA». Accedido: 16 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/materias-primas-minerales/default.aspx>
- [20] S. Carrara *et al.*, «Supply chain analysis and material demand forecast in strategic technologies and sectors in the EU-A foresight study», doi: 10.2760/334074.
- [21] «Critical raw materials». https://single-market-economy.ec.europa.eu/sectors/raw-materials/areas-specific-interest/critical-raw-materials_en (accedido 26 de junio de 2023).
- [22] «European Innovation Partnership on Raw Materials», doi: 10.2873/680176.
- [23] «Anexos de la Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se establece un marco para garantizar el suministro seguro y sostenible de materias primas fundamentales y se modifican los Reglamentos (UE) 168/2013, (UE) 2018/858, (UE) 2018/1724 Y (UE) 2019/1020».
- [24] Argonne National Laboratory, «A Manual for BatPaC v5.0 Battery Performance and Cost Modeling for Electric-Drive Vehicles». [En línea]. Disponible en: www.anl.gov.
- [25] G. A. Pa, «INDUSTRY-LEADING RELIABILITY», 2020.
- [26] Mark Kane, «Tesla's 4680-Type Battery Cell Teardown: Specs Revealed». <https://insideevs.com/news/598656/tesla-4680-battery-cell-specs/> (accedido 24 de julio de 2023).

- [27] C. M. Fernandez-Marchante, M. Millán, J. I. Medina-Santos, y J. Lobato, «Environmental and Preliminary Cost Assessments of Redox Flow Batteries for Renewable Energy Storage», *Energy Technology*, vol. 8, n.º 11, nov. 2020, doi: 10.1002/ente.201900914.
- [28] E. Pihl, D. Kushnir, B. Sandén, y F. Johnsson, «Material constraints for concentrating solar thermal power», *Energy*, vol. 44, n.º 1, pp. 944-954, 2012, doi: 10.1016/j.energy.2012.04.057.
- [29] «Study on the Critical Raw Materials for the EU 2023 Final Report», doi: 10.2873/725585.
- [30] A. Lotrič, M. Sekavčnik, I. Kuštrin, y M. Mori, «Life-cycle assessment of hydrogen technologies with the focus on EU critical raw materials and end-of-life strategies», *Int J Hydrogen Energy*, vol. 46, n.º 16, pp. 10143-10160, mar. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.06.190.
- [31] S. Lundberg, «Comparative LCA of Electrolyzers for Hydrogen Gas Production SCHOOL OF ARCHITECTURE AND THE BUILT ENVIRONMENT», 2019.
- [32] K. Bareiß, C. de la Rúa, M. Möckl, y T. Hamacher, «Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems», *Appl Energy*, vol. 237, pp. 862-872, mar. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.001.
- [33] R. Posible, U. N. De, G. " Catalizador, I. Q. Fidel, y H. Pérez, «"ESTUDIO ELECTROQUÍMICO DE VANADIO PARA SU MAESTRÍA EN ELECTROQUÍMICA CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO EN ELECTROQUÍMICA», 2017.

ANEXOS

Índice de Figuras de los Anexos

Anexo Figura 1. Extracción y consumo de materias primas en la UE.	57
Anexo Figura 2. Dependencia de la UE de las importaciones de las materias primas.	57
Anexo Figura 3. Contribución de cada región en la producción mundial de las diferentes categorías de materias primas.	58
Anexo Figura 4. Dependencia de las importaciones de cada mineral analizado en el estudio. ...	58
Anexo Figura 5. Países de la UE productores de minerales críticos.	59
Anexo Figura 6. Tasa de reciclaje al final de la vida útil de cada mineral.	62
Anexo Figura 7. Valor añadido por cada categoría de materias primas.	63

Índice de Tablas de los Anexos

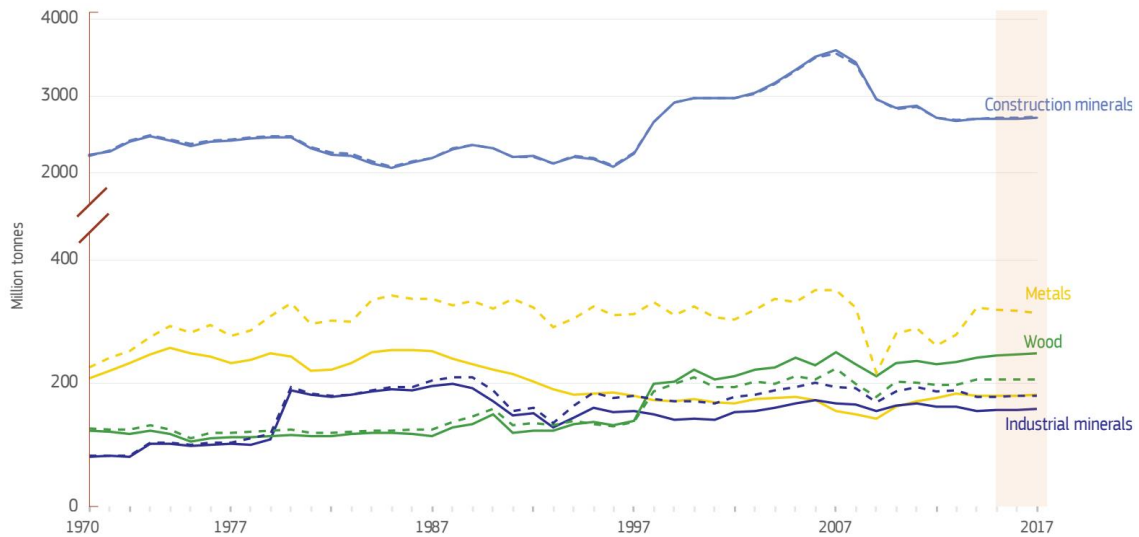
Anexo Tabla 1. Clasificación de las materias primas no energéticas.	56
Anexo Tabla 2. Parámetros de criticidad de los minerales críticos y estratégicos analizados. ...	61
Anexo Tabla 3. Nivel de Gobernanza (WGI).	61

Anexo I. Clasificación de materias primas y situación de la industria europea de materias primas

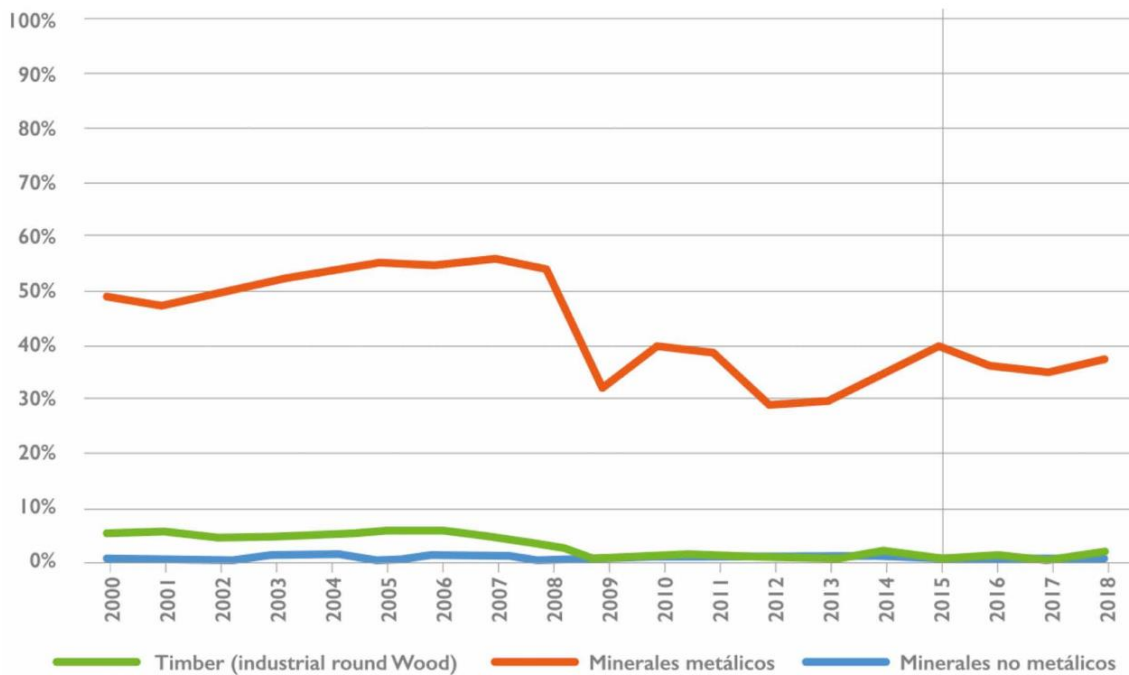
Anexo Tabla 1. Clasificación de las materias primas no energéticas. Fuente: elaboración propia a partir de los datos de [22].

Clasificación	Usos	Materiales	
Minerales metálicos	Hierro y acero	En numerosos sectores industriales, como la automoción, la construcción, la electrónica y la generación de energía renovable.	Hierro y acero
	Ferroaleaciones	Principalmente en la fabricación de aceros como elementos de aleación. Mejoran las propiedades del acero, como la resistencia mecánica o la resistencia a la corrosión.	Cromo, manganeso, molibdeno, wolframio y vanadio
	Metales no ferrosos	Irreemplazables en numerosos productos de los sectores de la automoción, aeroespacial, ingenieril y construcción. Sus propiedades térmicas, eléctricas y aislantes, junto con su alta reciclabilidad, los hacen indispensables para lograr los objetivos europeos en materia energética y eficiencia de los recursos.	Aluminio, cobre, plomo, níquel, estaño y zinc
	Metales preciosos	Alto valor económico. Numerosas aplicaciones industriales como la electrónica y la auto catálisis.	Oro, plata y metales del grupo platino (PGMs: platino, paladio, rutenio, rodio e iridio)
	Metales tecnológicos, otros metales no ferrosos y metaloides	Productos tecnológicos, aplicaciones industriales, sector aeroespacial y tecnologías renovables (baterías, turbinas eólicas, FV, etc.).	Antimonio, arsénico, berilio, bismuto, cadmio, cobalto, estroncio, galio, germanio, hafnio, indio, litio, magnesio, niobio, silicio, tántalo, teluro, titanio y zirconio
	Tierras raras	Tecnologías renovables, productos tecnológicos, sector aeroespacial y sector de la defensa.	Tierras raras ligeras (LREEs: lantano, cerio, praseodimio, neodimio, prometio y samario) Tierras raras pesadas (HREEs: europio, gadolinio, terbio, disprosio, holmio, erbio, tulio, iterbio, lutecio e ytrio) Escandio
	Minerales no metálicos	Materiales de construcción	De todas las industrias extractivas de materias primas no energéticas, el sector de los materiales de construcción es el más grande, en términos de toneladas extraídas y de número de compañías y empleos.
Minerales industriales		Minerales industriales como la barita, caolín o sal se extraen en la UE para abastecer a numerosas industrias. Para muchos minerales como magnesita, espato flúor, caolín y potasio, Europa es la mayor productora mundial	Barita, bentonita, boratos, diatomita, feldespato, espato flúor, caolín, caliza, magnesita, grafito, perlita, potasio, sal, sílice, azufre, circón
Material biótico	Industria maderera, producción de papel, imprenta.	Corcho natural, caucho natural y madera	
Otros		Carbón de coque, selenio	

La Tabla 1 muestra la clasificación de las materias primas que no están destinadas a servir de combustible y que juegan un papel clave en los principales sectores y actividades de la sociedad, como la metalurgia y siderurgia; la movilidad y la automoción; la química; el suministro de energía; la fabricación de papel; la construcción; el textil; el aeroespacial; la salud; la defensa; la electrónica y el sector de las tecnologías digitales, entre otros. El carbón de coque considerado es para la fabricación de aceros y fibras de carbono.



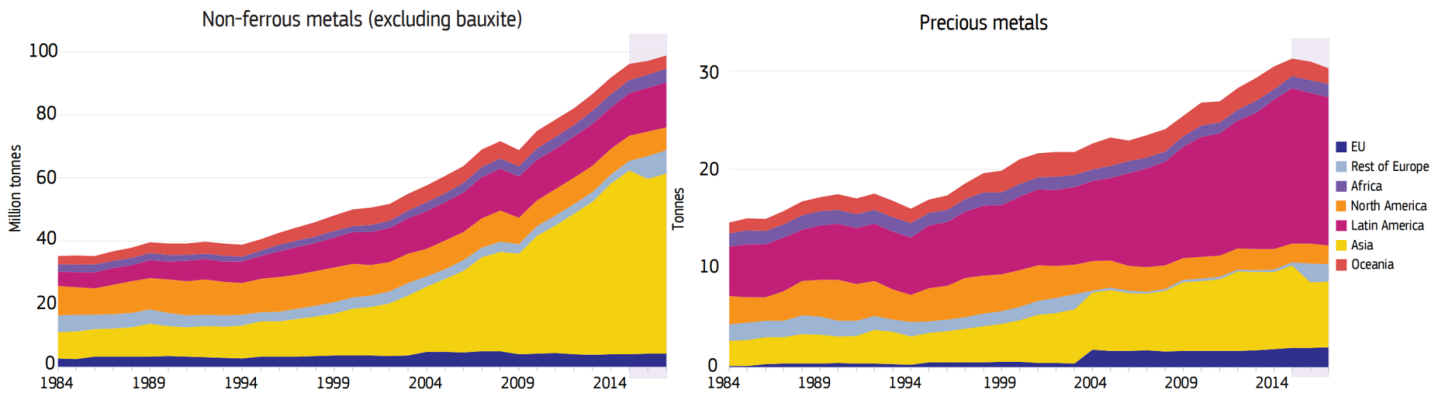
Anexo Figura 1. Extracción y consumo de materias primas en la UE. Fuente: [22].



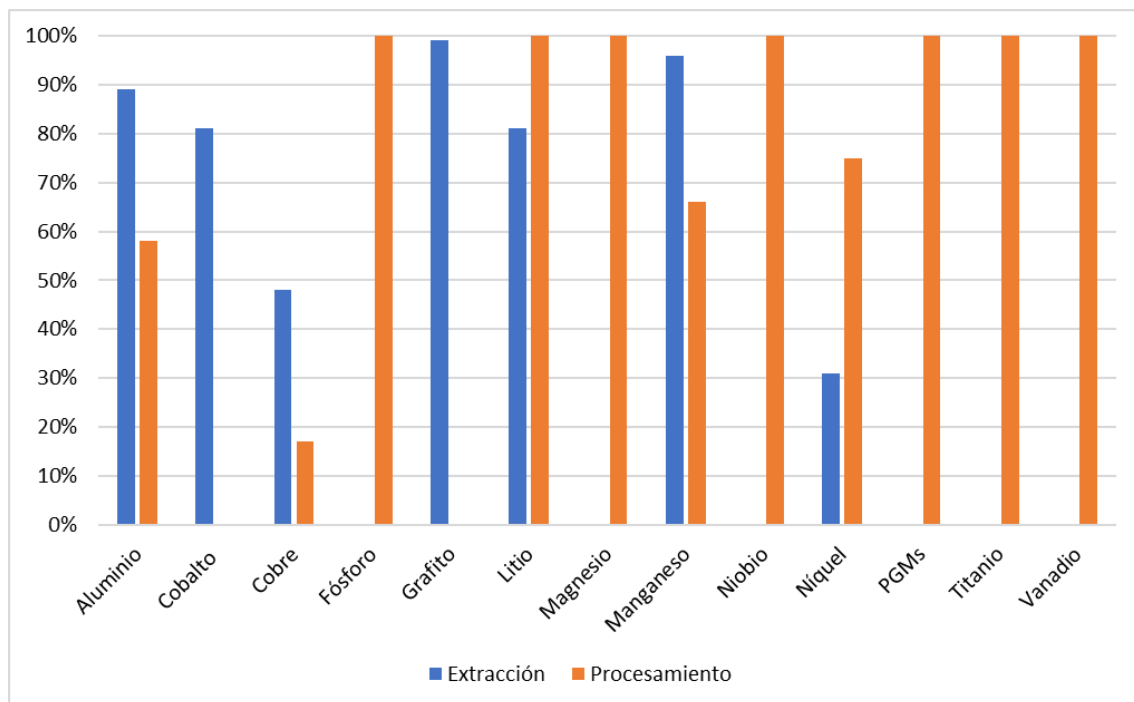
Anexo Figura 2. Dependencia de la UE de las importaciones de las materias primas. Fuente: [19].

La Figura 1 muestra la cantidad de materias primas de cada categoría extraída en la UE (líneas continuas) y el consumo europeo de materias primas (líneas discontinuas) a lo largo del tiempo. Se puede apreciar que el consumo de la categoría de los minerales metálicos y metaloides, que son los que se destinan a las tecnologías renovables, incluidas

las tecnologías de almacenamiento energético, y a otros sectores estratégicos de la economía europea, es mayor que la cantidad producida localmente. Esta diferencia obliga a importar minerales metálicos del extranjero, a menudo concentrados en unos pocos países, para abastecer el consumo, lo que genera una gran dependencia del exterior (Figura 2). Esto no ocurre en el caso de los materiales de construcción o de la madera, cuya producción local satisface la demanda.

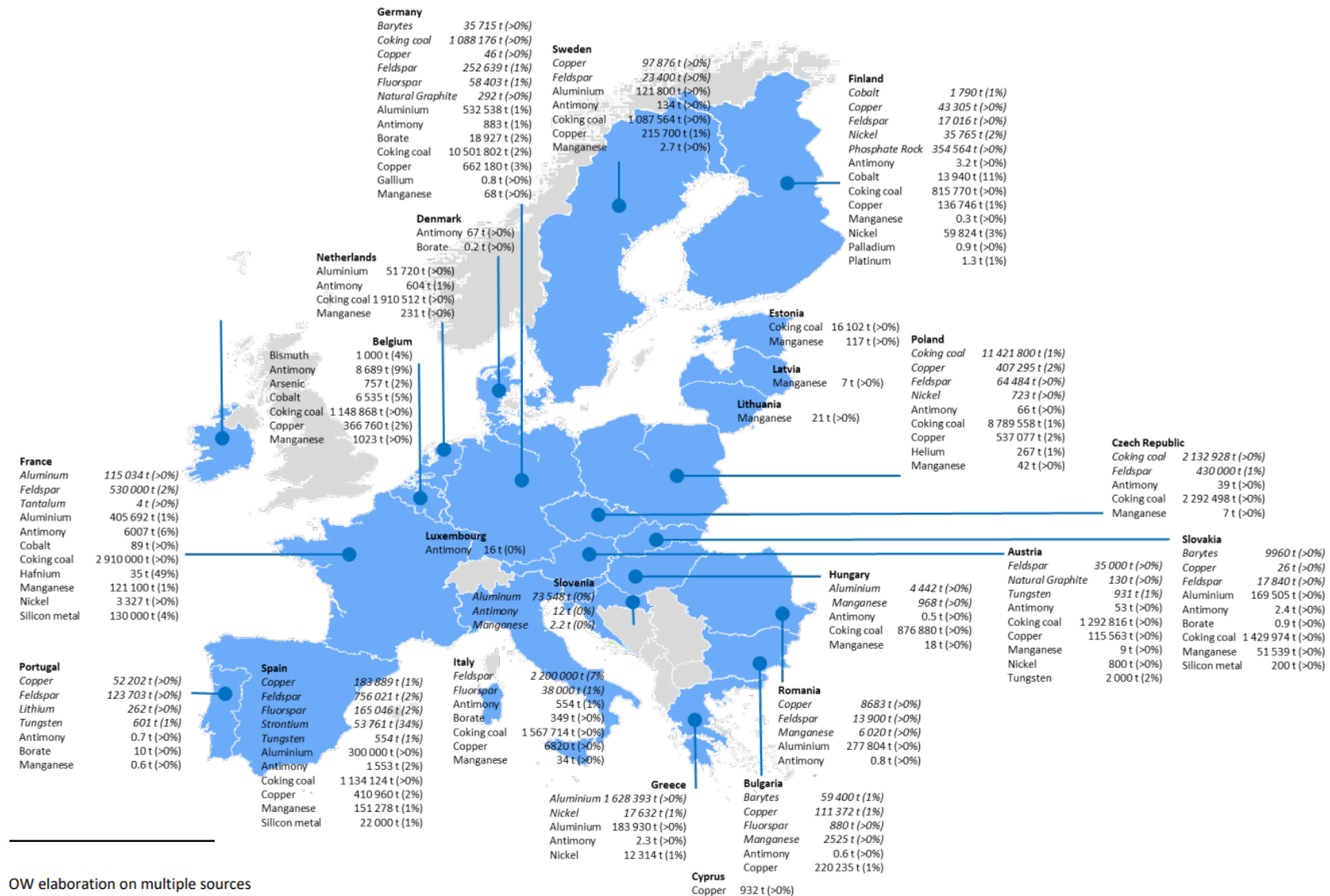


Anexo Figura 3. Contribución de cada región en la producción mundial de las diferentes categorías de materias primas. Fuente: [22].



Anexo Figura 4. Dependencia de las importaciones de cada mineral analizado en el estudio. Fuente: elaboración propia a partir de datos de [1].

La producción interna en la UE de los minerales necesarios para las tecnologías de almacenamiento energético es bastante menor que la producción de otras regiones que, como en Asia, han experimentado un gran crecimiento (Figura 3). En la Figura 4 se representa la dependencia individual de las importaciones de los minerales analizados en el trabajo, tanto en la fase de extracción como en la fase de procesamiento. Todos ellos poseen altos porcentajes de dependencia, excepto el cobre y el níquel, debido a que sus yacimientos se encuentran mayormente diversificados.



OW elaboration on multiple sources

Anexo Figura 5. Países de la UE productores de minerales críticos. Fuente: [1].

En el mapa representado en la Figura 5, se demuestra la escasa participación de los países de la Unión Europea en la producción y extracción de los minerales considerados como críticos por la Comisión Europea, a excepción de algunos países como: España, con el 34% de la producción mundial de estroncio; 14% de feldespato en Italia, España, Francia, Checoslovaquia, Alemania y otros; 49% del procesado de hafnio en Francia y 18% de antimonio en Bélgica, Francia, España y otros.

Anexo II. Parámetros de criticidad de los minerales analizados y su importancia en la cuantificación de la dependencia de las importaciones de la UE.

Anexo Tabla 2. Parámetros de criticidad de los minerales críticos y estratégicos analizados. Fuente: elaboración propia a partir de los datos de [1].

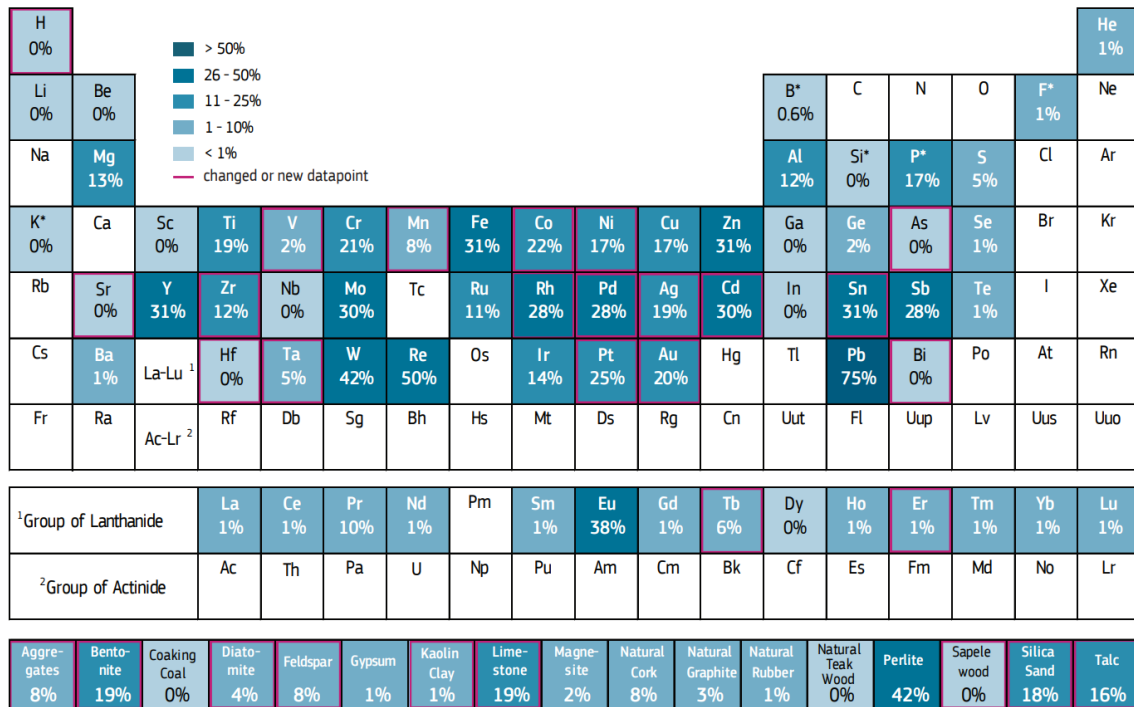
Mineral	SR	EI
Aluminio	1,1	5,5
Cobalto	2,8	6,8
Cobre	0,1	4,0
Fósforo	3,3	4,7
Grafito	1,8	3,4
Litio	1,9	3,9
Magnesio	4,1	7,4
Manganeso	1,2	6,9
Niobio	4,4	6,5
Níquel	0,5	5,7
PGMs	2,7	7,1
Titanio	1,6	6,3
Vanadio	2,3	3,9

La Tabla 2 recoge los valores de los parámetros de Importancia Económica y de Riesgo de Suministro de los minerales críticos y estratégicos analizados para las tecnologías de almacenamiento propuestas.

Anexo Tabla 3. Nivel de Gobernanza (WGI). Fuente: [1].

País	Nivel de Gobernanza (WGI). Escala de 0 a 10
Argentina	5,11
Australia	1,92
Brasil	5,40
Chile	3,08
China	5,68
Congo, R.D.	8,22
Guinea	7,71
Finlandia	1,47
Kazajistán	5,72
Marruecos	5,57
Noruega	1,43
Perú	5,20
Rusia	6,29
Sudáfrica	4,69
Turquía	5,93

En la Tabla 3 aparecen los valores del Nivel de Gobernanza (WGI) que se utilizan como factor para calcular el Riesgo de Suministro. Cuanto más alto es el índice WGI, menor Nivel de Gobernanza y, por tanto, mayor inestabilidad política.

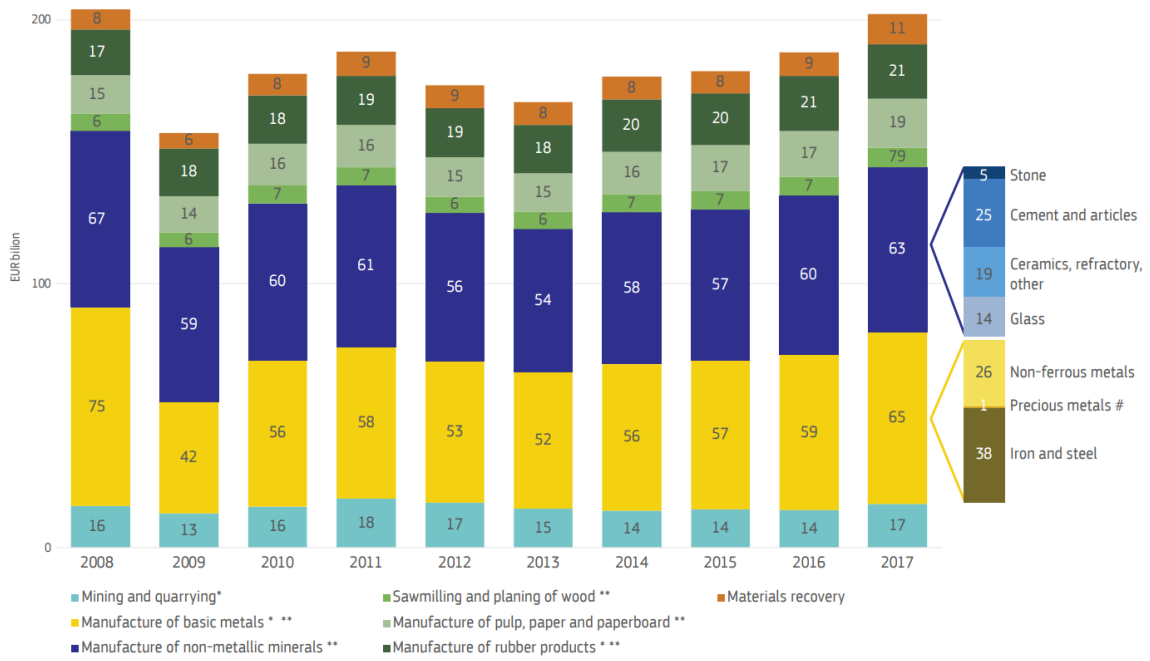


* F = Fluorspar, P = Phosphate rock, K = Potash; Si = Silicon metal, B = Borates.

Anexo Figura 6. Tasa de reciclaje al final de la vida útil de cada mineral. Fuente: [22].

En la Figura 6 se detallan las tasas de reciclaje de cada mineral. La generación de materias primas secundarias a partir del reciclado es una estrategia que ayuda a disminuir la dependencia de las importaciones, lo que se traduce en una reducción del parámetro del riesgo de suministro. Además, mejora la sostenibilidad, debido a que las materias primas secundarias tienen un menor impacto medioambiental en comparación con los materiales primarios. Sin embargo, existen múltiples barreras al reciclado que impiden la circularidad de estos minerales: el reciclado de muchas materias primas no es económicamente viable; hay una falta de tecnologías y de infraestructura adecuadas para acometer el reciclado; existen pérdidas de material en el proceso, etc.

En la Figura 7 se puede observar que las dos categorías que contribuyen en mayor medida al valor añadido de las cadenas de valor en las que participan son los minerales metálicos, entre los que se incluyen aquellos que son necesarios para las tecnologías de almacenamiento energético (metálicos no ferrosos), y las materias de construcción (sobre todo cemento). Este valor añadido se cuantifica a través del parámetro de la Importancia Económica, utilizado para determinar la criticidad de los minerales.

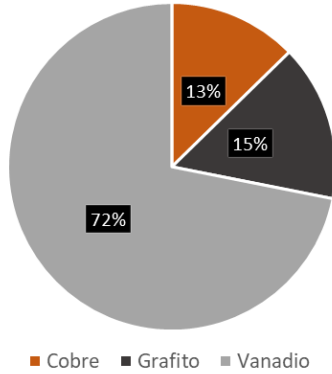


Anexo Figura 7. Valor añadido por cada categoría de materias primas. Fuente: [22].

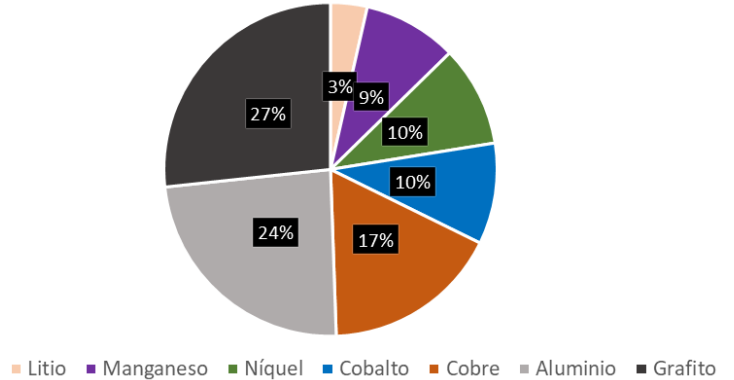
Anexo III. Gráficas de la base de datos elaborada

Porcentaje de minerales críticos y estratégicos en cada tecnología

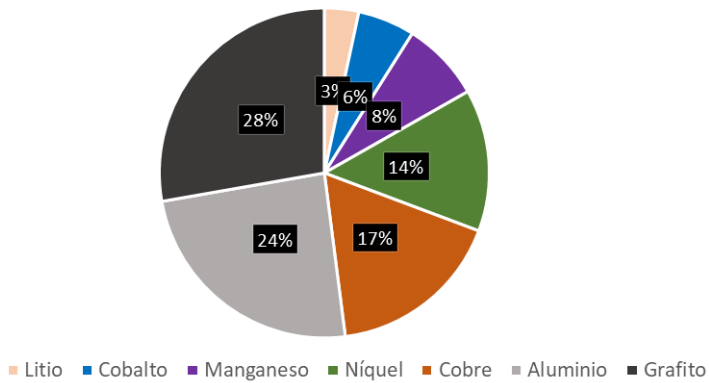
Porcentaje de materias primas en VBFR



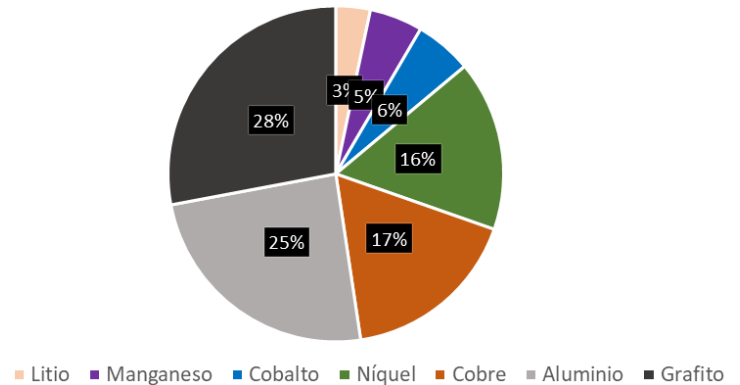
Porcentaje de materias primas en NMC333



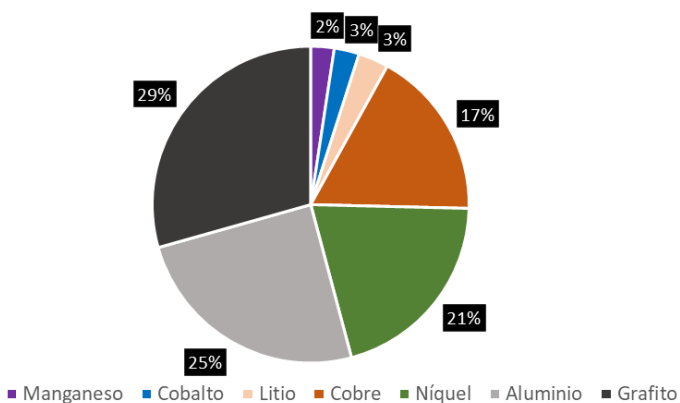
Porcentaje de materias primas en NMC532



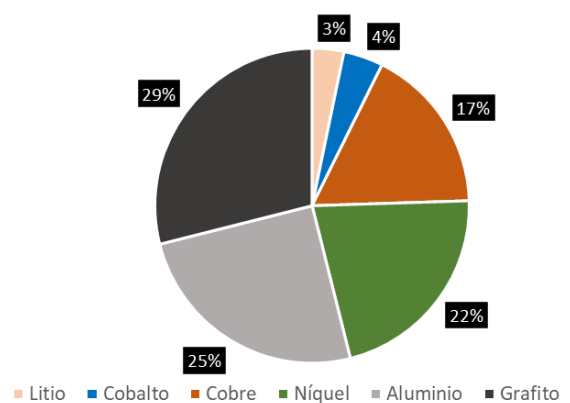
Porcentaje de materias primas en NMC622



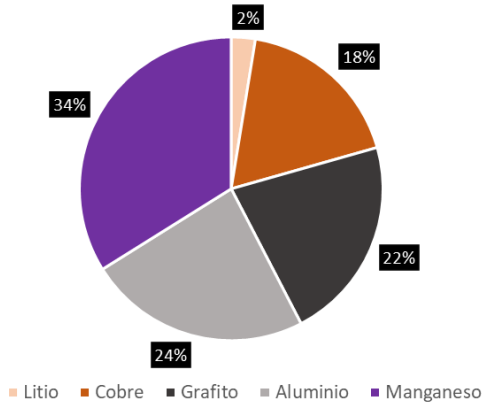
Porcentaje de materias primas en NMC811



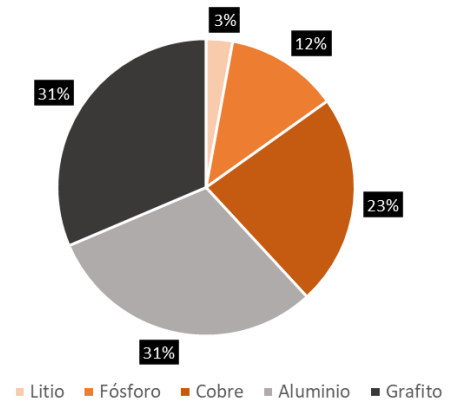
Porcentaje de materias primas en NCA



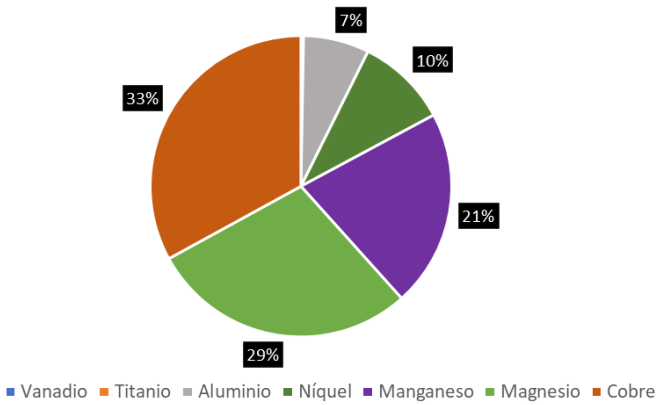
Porcentaje de materias primas en LMO



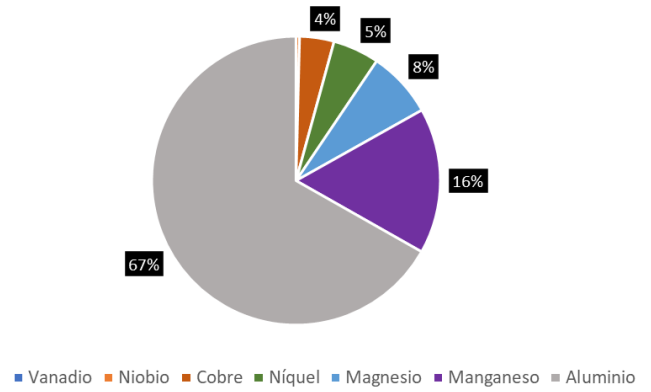
Porcentaje de materias primas en LFP



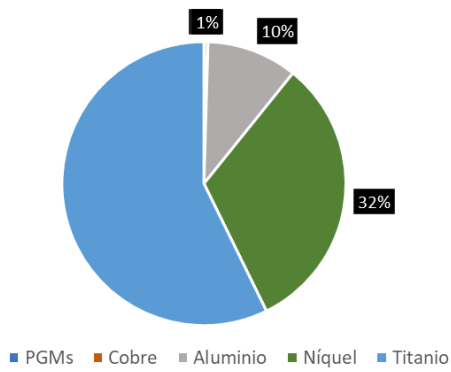
Porcentaje de materias primas en Colector Parabólico



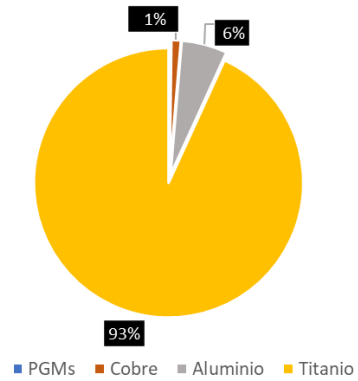
Porcentaje de materias primas en Torre Solar



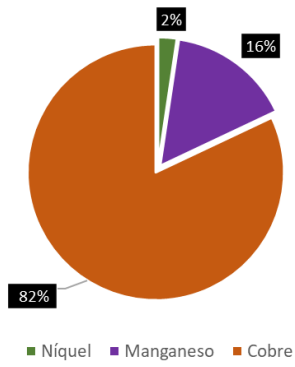
Porcentaje de materias primas en Electrolizador Alcalino



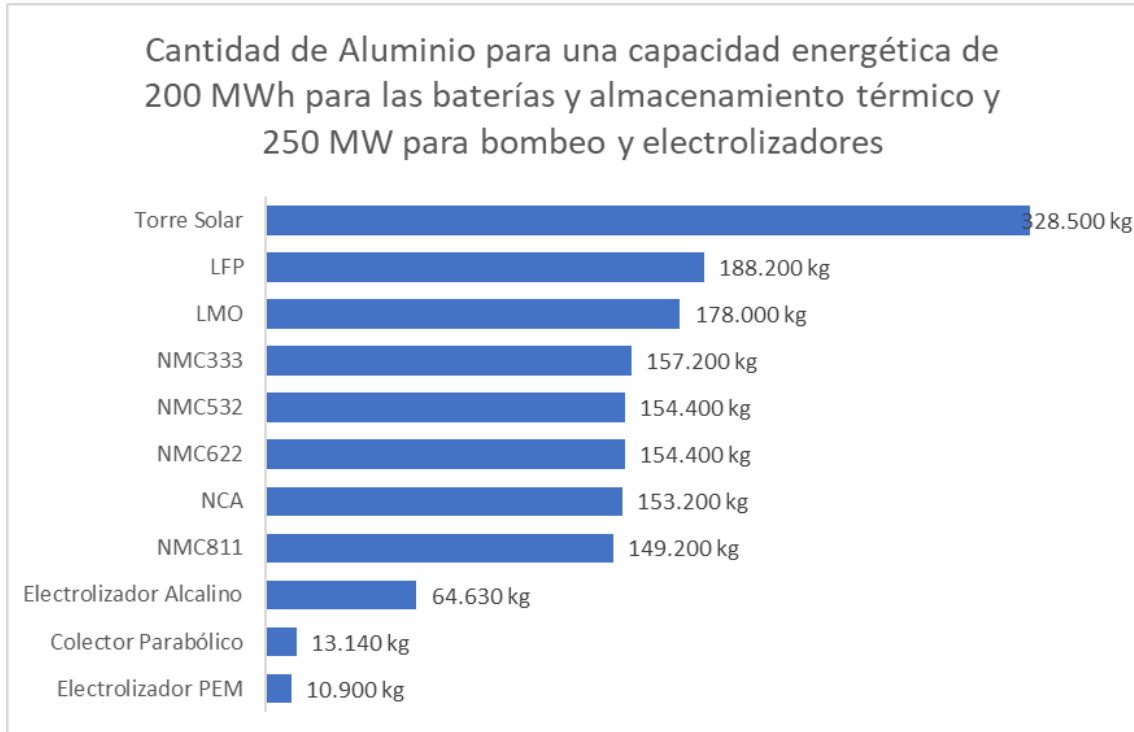
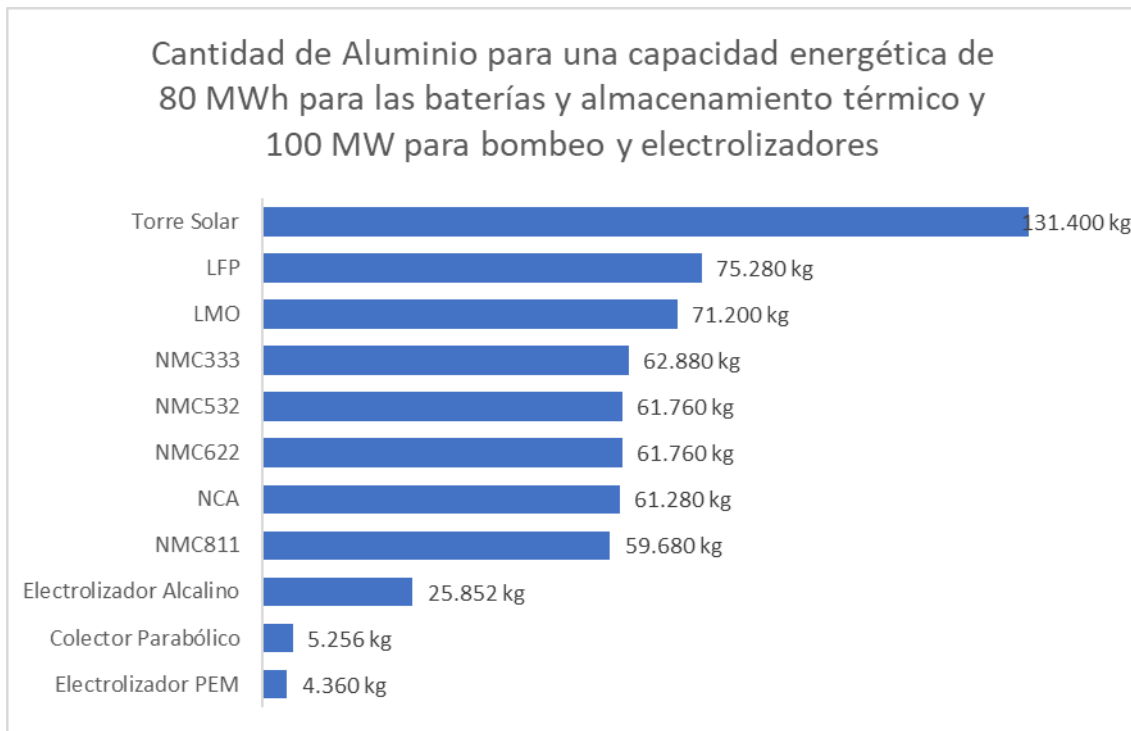
Porcentaje de materias primas en Electrolizador PEM



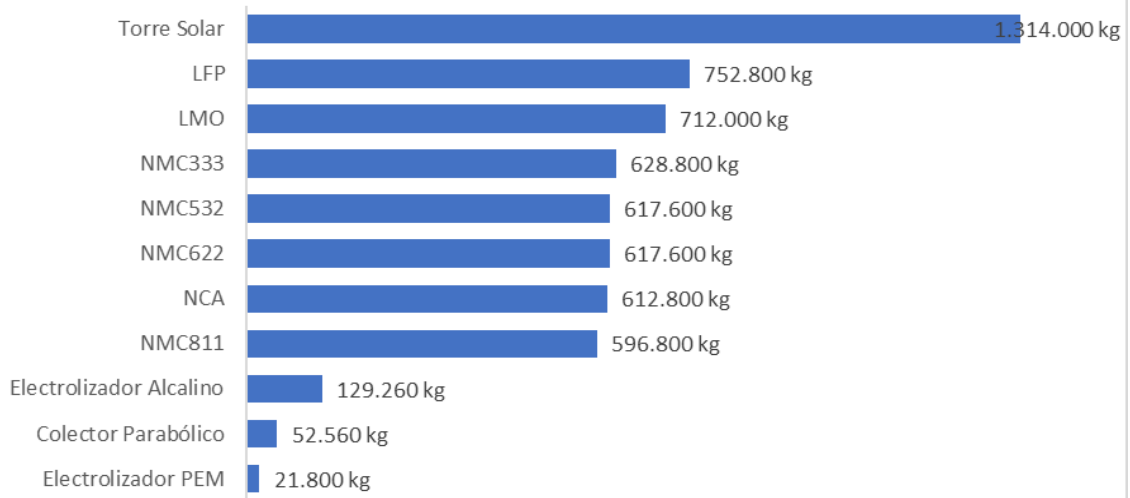
Porcentaje de materias primas en Bombeo reversible



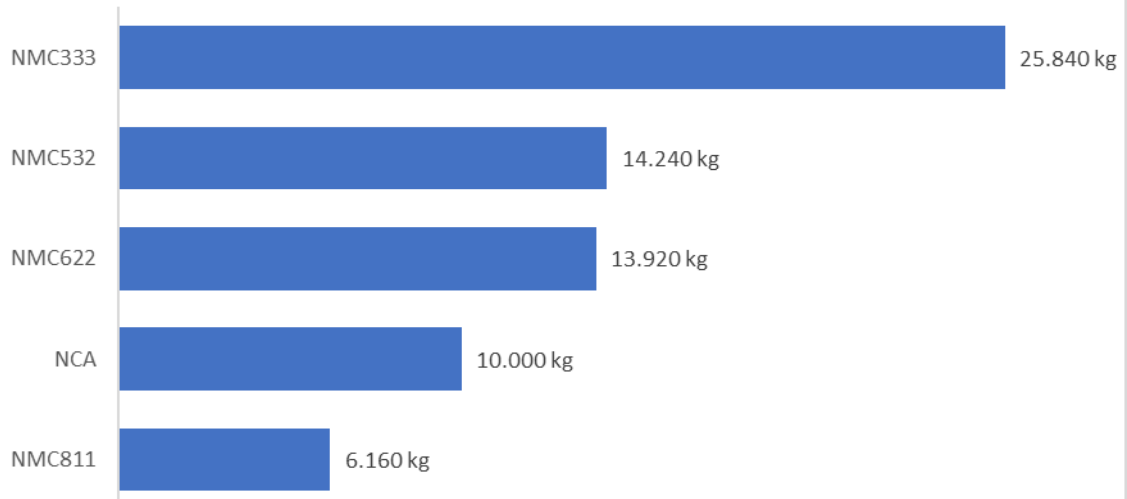
Comparación entre tecnologías sobre la cantidad de minerales para distintas capacidades energéticas y potencias nominales



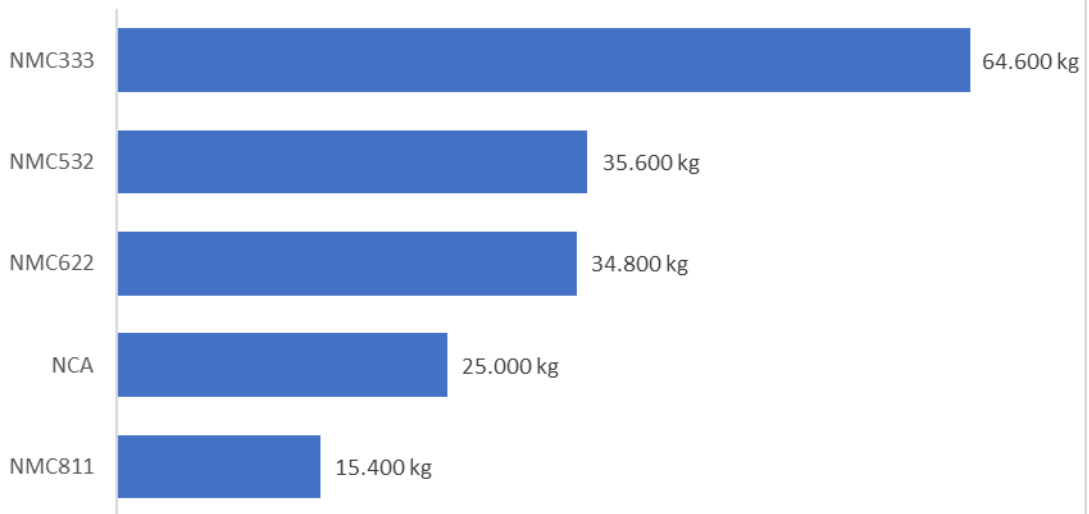
Cantidad de Aluminio para una capacidad energética de 800 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 500 MW para bombeo y electrolizadores



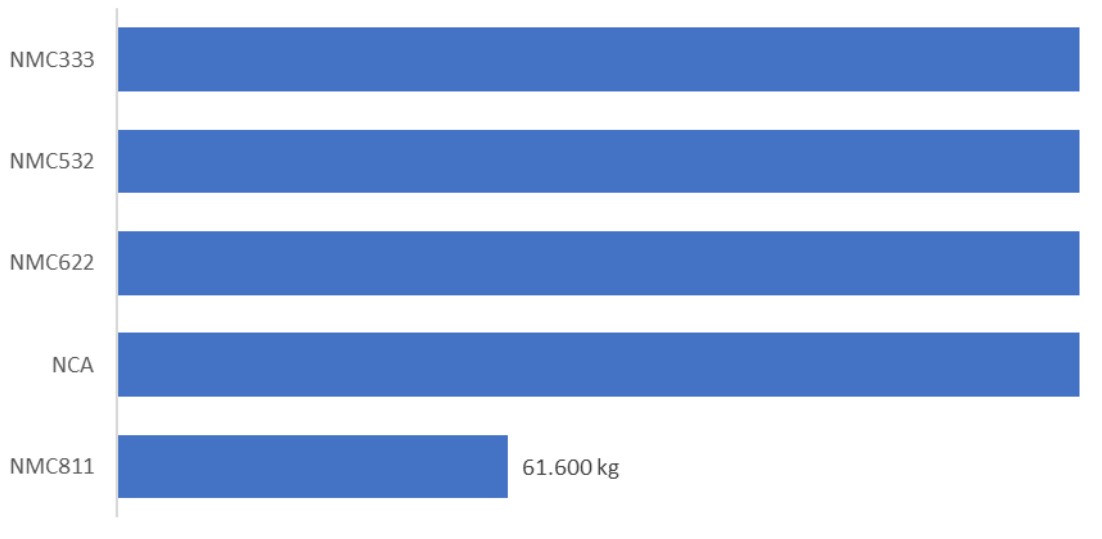
Cantidad de Cobalto para una capacidad energética de 80 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 100 MW para bombeo y electrolizadores



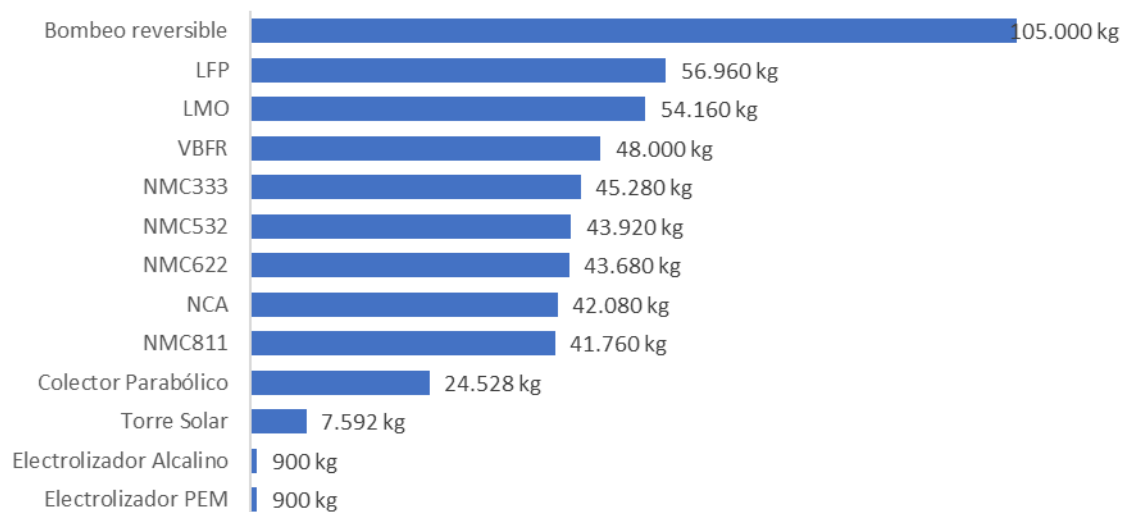
Cantidad de Cobalto para una capacidad energética de 200 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 250 MW para bombeo y electrolizadores



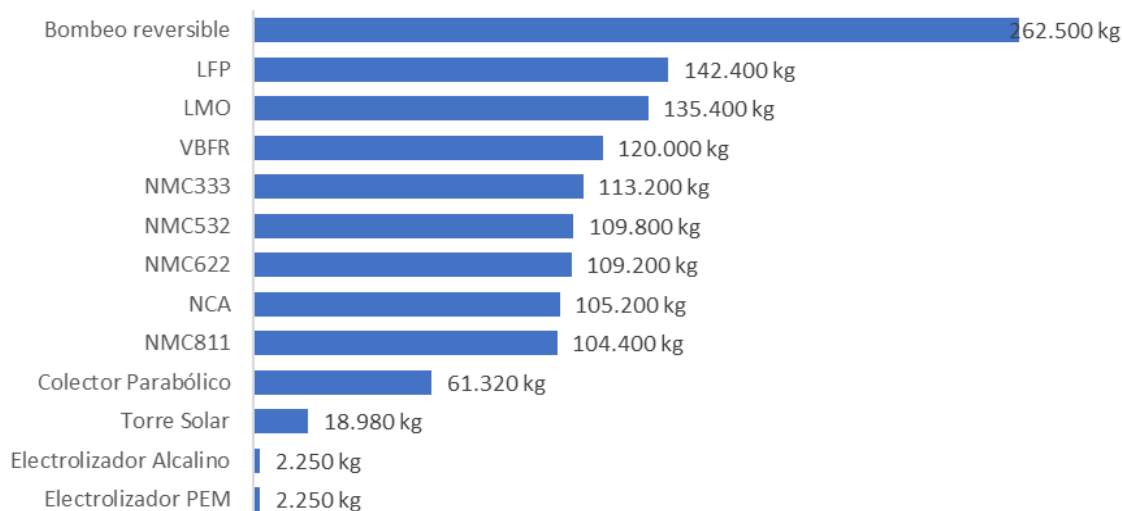
Cantidad de Cobalto para una capacidad energética de 800 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 500 MW para bombeo y electrolizadores



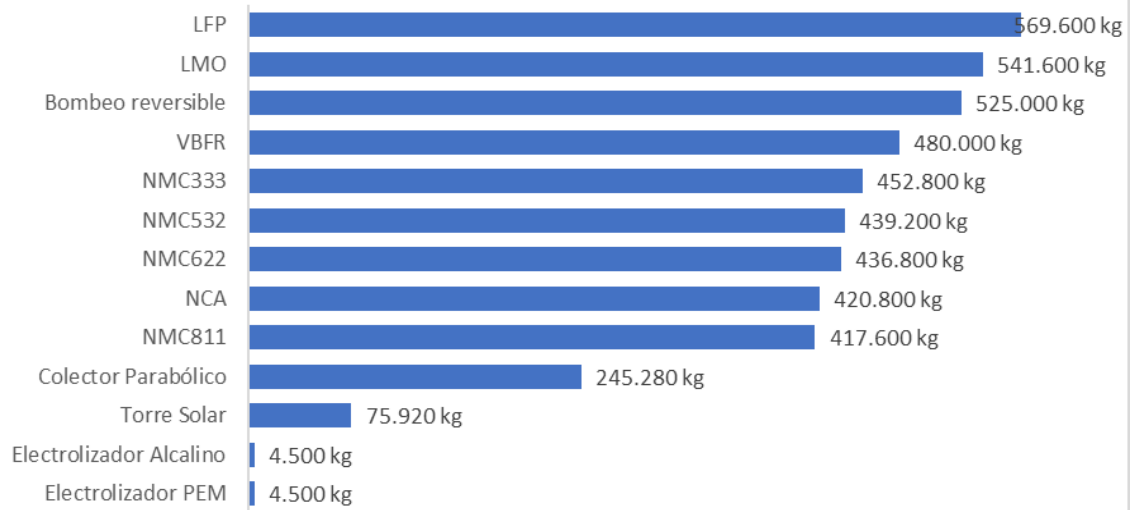
Cantidad de Cobre para una capacidad energética de 80 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 100 MW para bombeo y electrolizadores



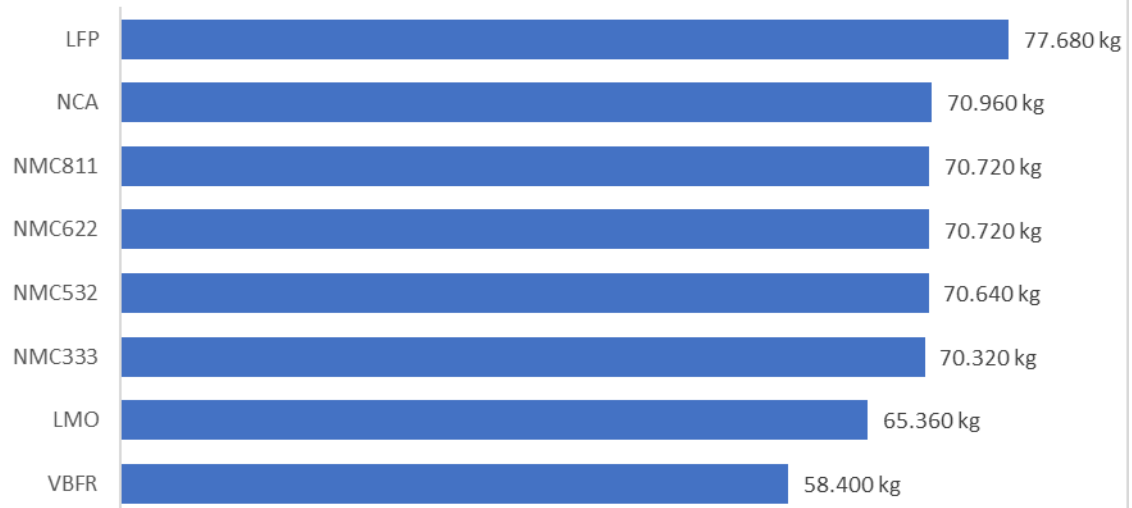
Cantidad de Cobre para una capacidad energética de 200 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 250 MW para bombeo y electrolizadores



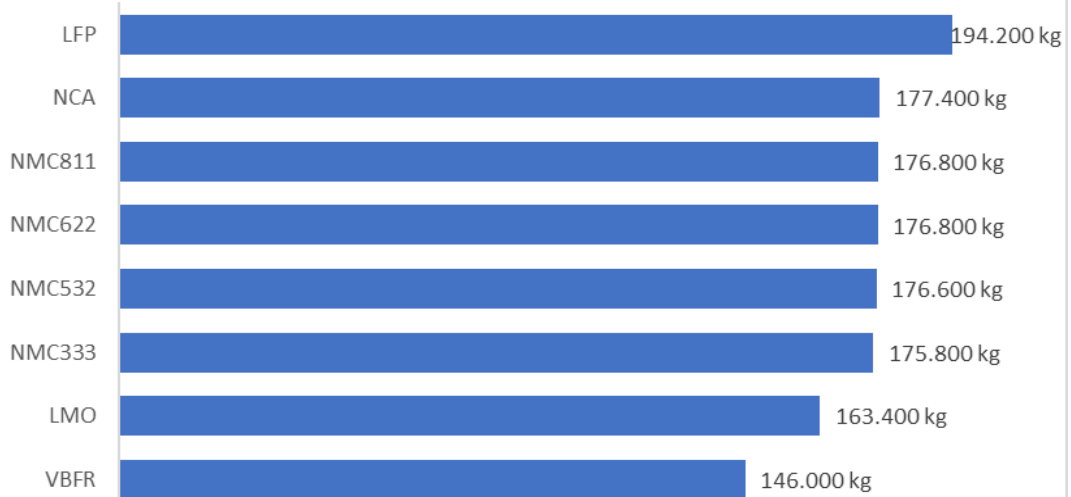
Cantidad de Cobre para una capacidad energética de 800 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 500 MW para bombeo y electrolizadores



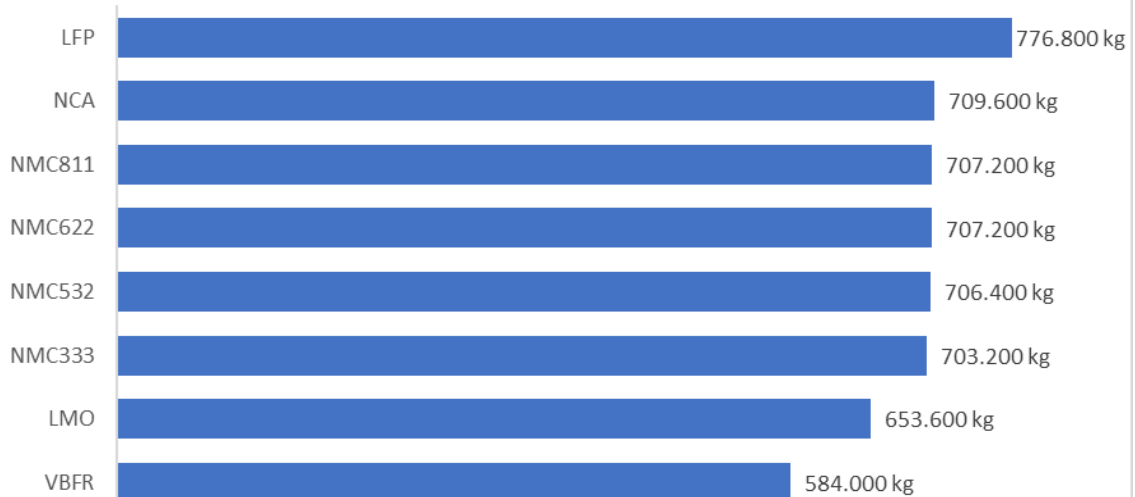
Cantidad de Grafito para una capacidad energética de 80 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 100 MW para bombeo y electrolizadores



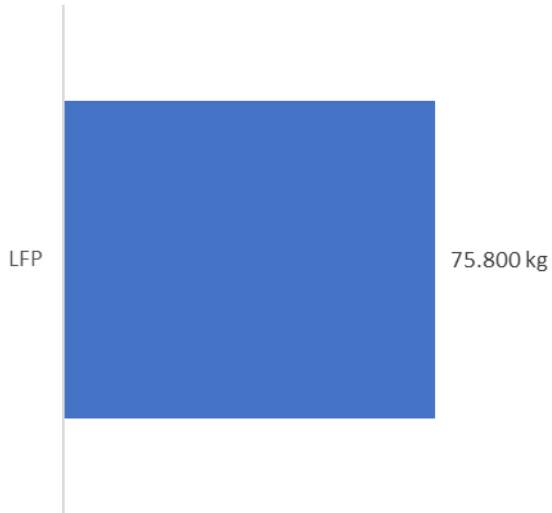
Cantidad de Grafito para una capacidad energética de 200 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 250 MW para bombeo y electrolizadores



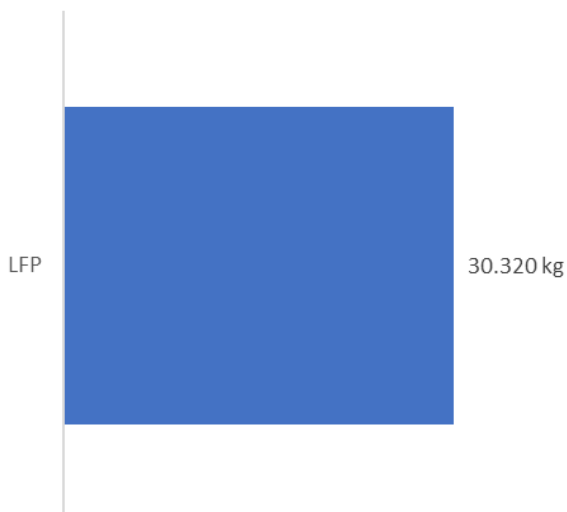
Cantidad de Grafito para una capacidad energética de 800 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 500 MW para bombeo y electrolizadores



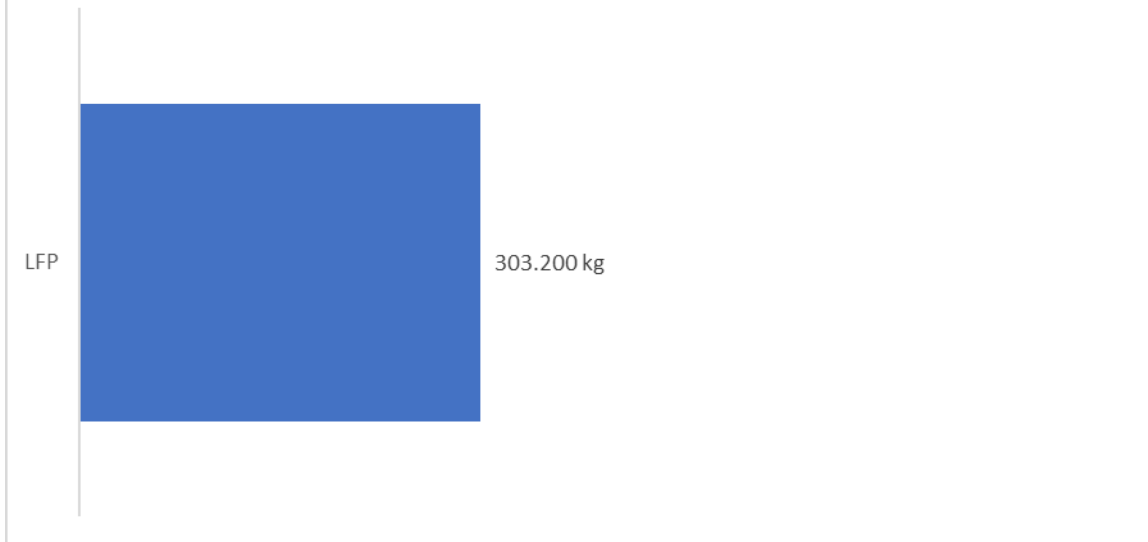
Cantidad de Fósforo para una capacidad energética de 200 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 250 MW para bombeo y electrolizadores



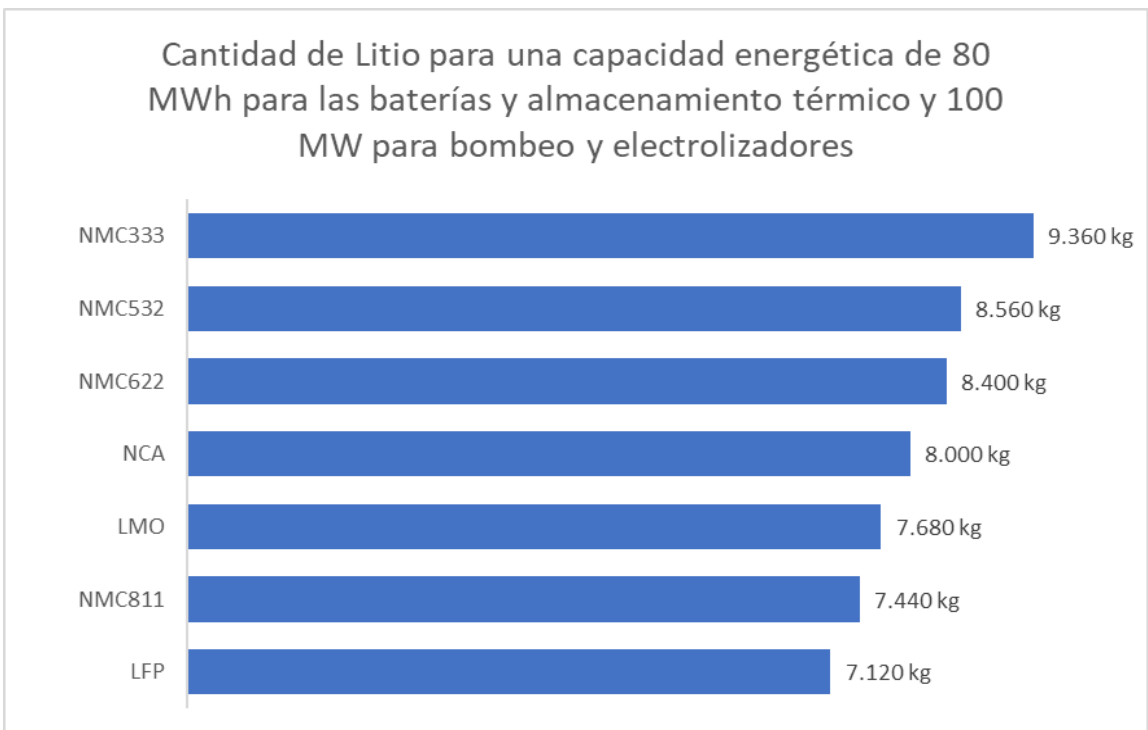
Cantidad de Fósforo para una capacidad energética de 80 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 100 MW para bombeo y electrolizadores



Cantidad de Fósforo para una capacidad energética de 800 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 500 MW para bombeo y electrolizadores



Cantidad de Litio para una capacidad energética de 80 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 100 MW para bombeo y electrolizadores



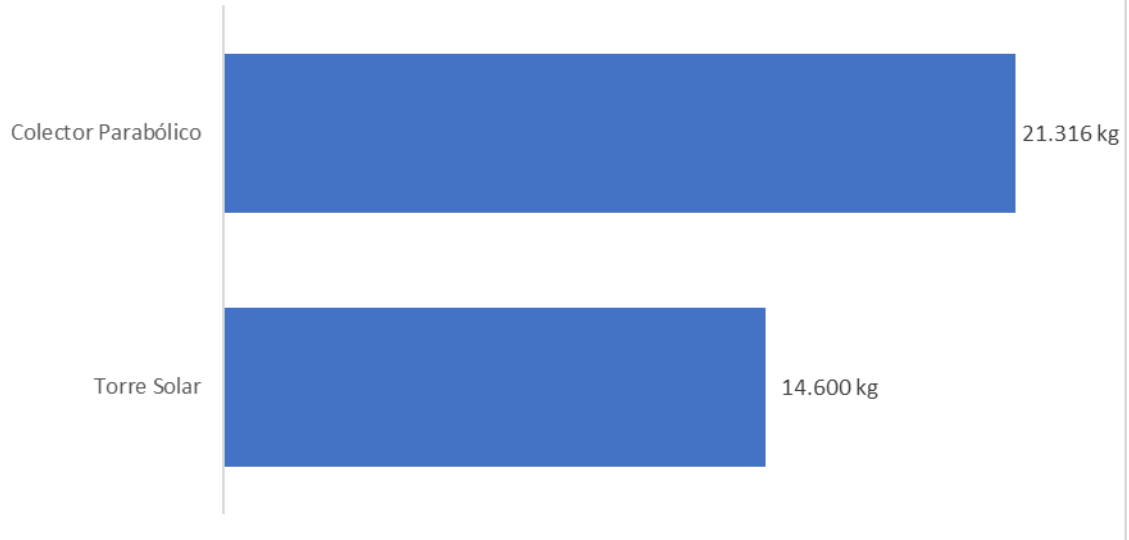
Cantidad de Litio para una capacidad energética de 200 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 250 MW para bombeo y electrolizadores



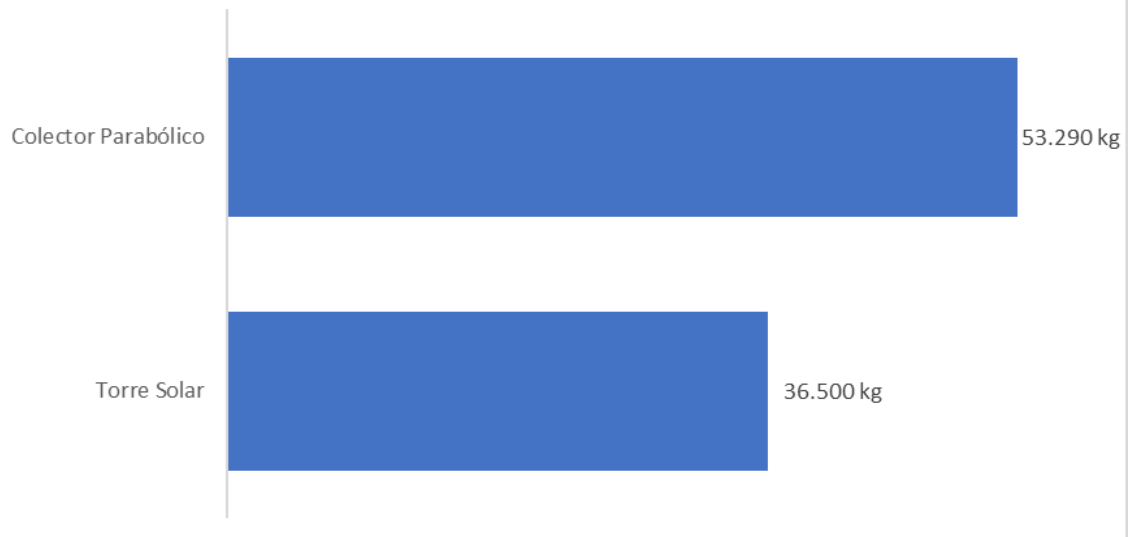
Cantidad de Litio para una capacidad energética de 800 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 500 MW para bombeo y electrolizadores



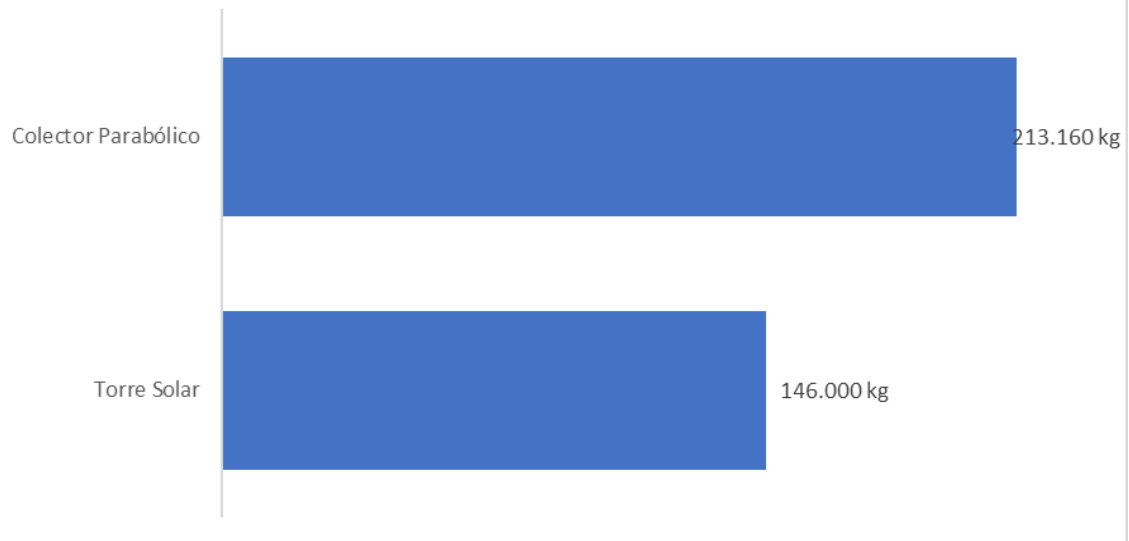
Cantidad de Magnesio para una capacidad energética de 80 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 100 MW para bombeo y electrolizadores



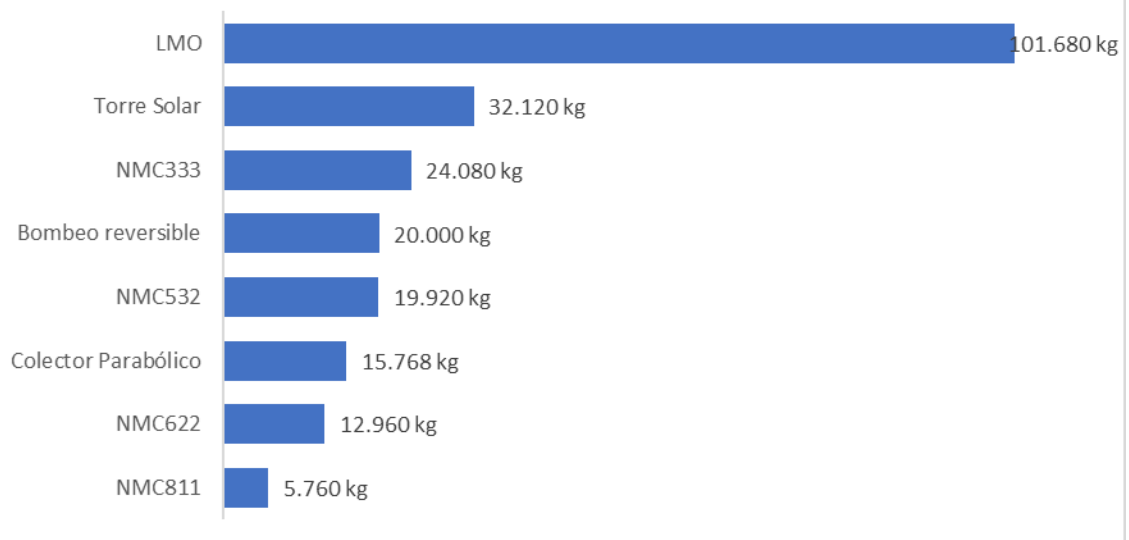
Cantidad de Magnesio para una capacidad energética de 200 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 250 MW para bombeo y electrolizadores



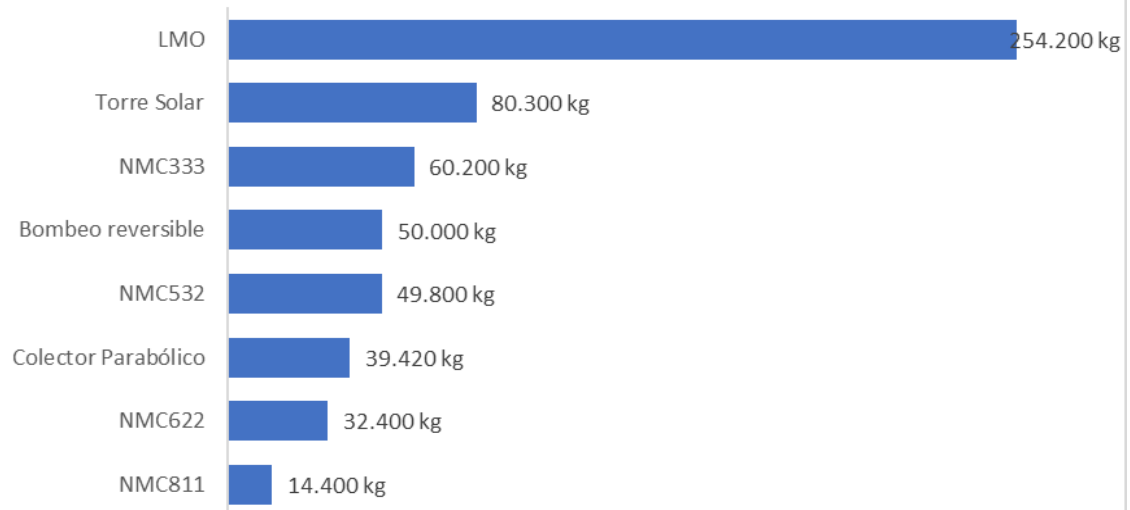
Cantidad de Magnesio para una capacidad energética de 800 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 500 MW para bombeo y electrolizadores



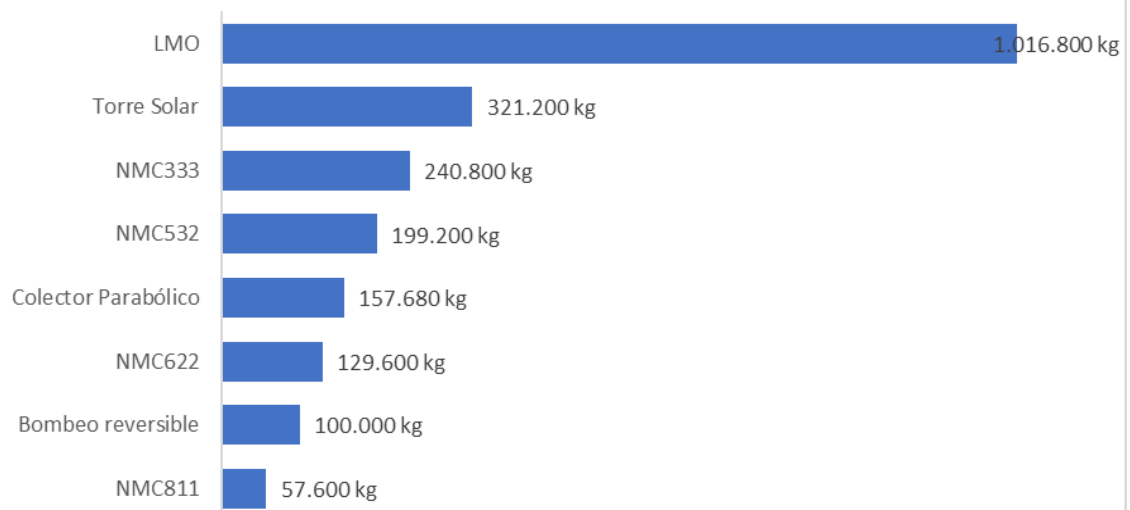
Cantidad de Manganeso para una capacidad energética de 80 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 100 MW para bombeo y electrolizadores



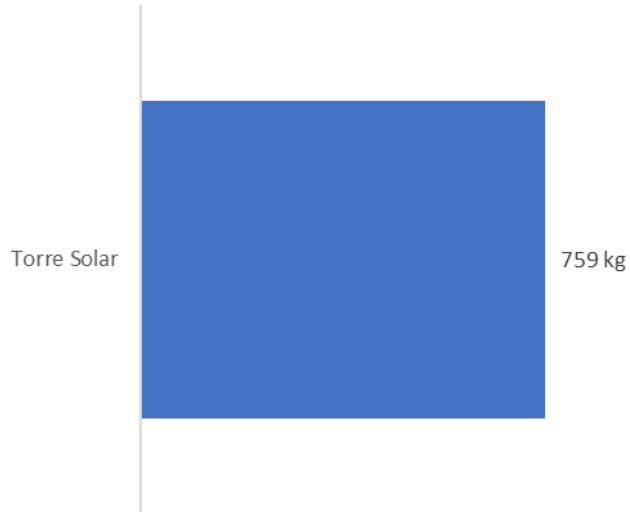
Cantidad de Manganeso para una capacidad energética de 200 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 250 MW para bombeo y electrolizadores



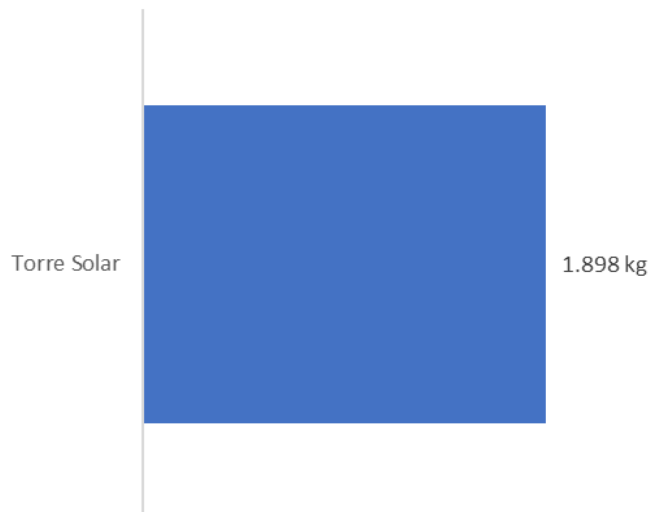
Cantidad de Manganeso para una capacidad energética de 800 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 500 MW para bombeo y electrolizadores



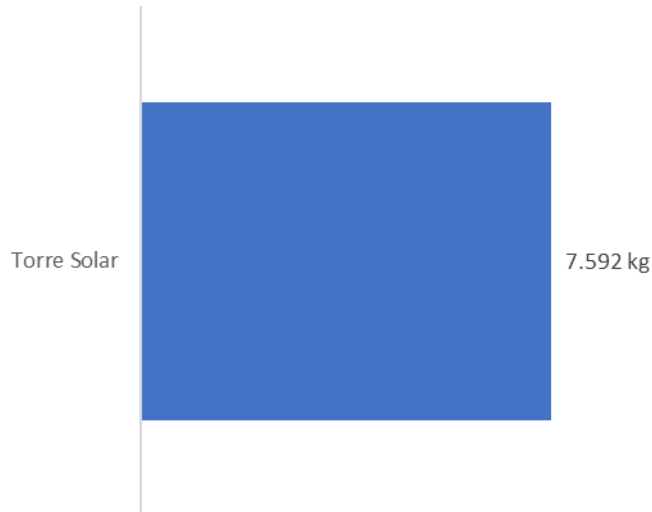
Cantidad de Niobio para una capacidad energética de 80 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 100 MW para bombeo y electrolizadores



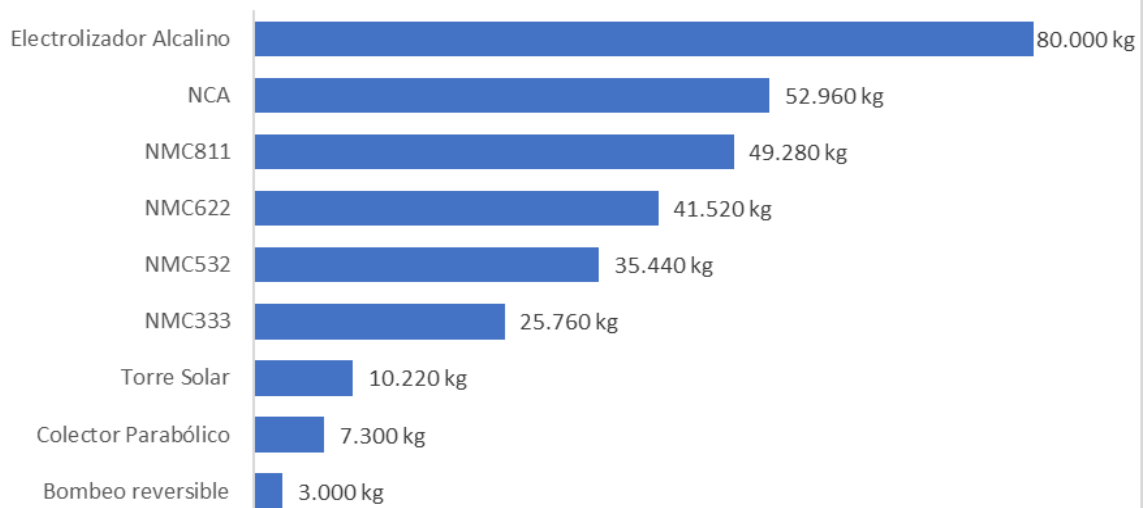
Cantidad de Niobio para una capacidad energética de 200 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 250 MW para bombeo y electrolizadores



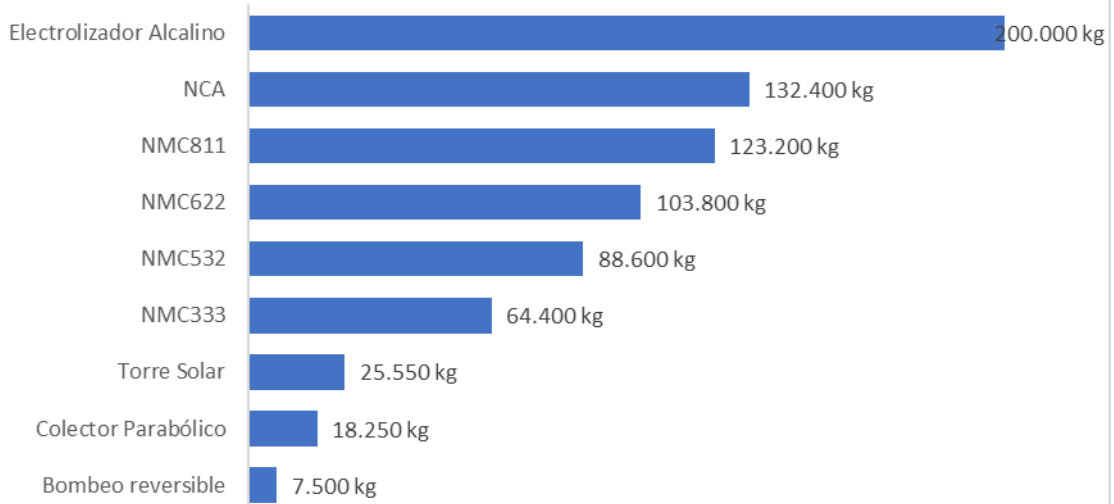
Cantidad de Niobio para una capacidad energética de 800 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 500 MW para bombeo y electrolizadores



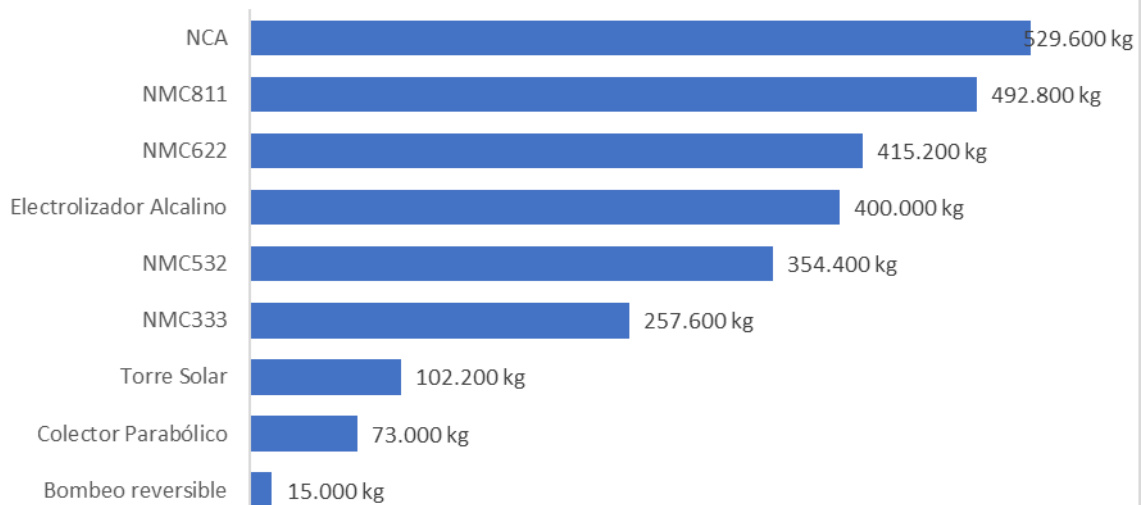
Cantidad de Níquel para una capacidad energética de 80 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 100 MW para bombeo y electrolizadores



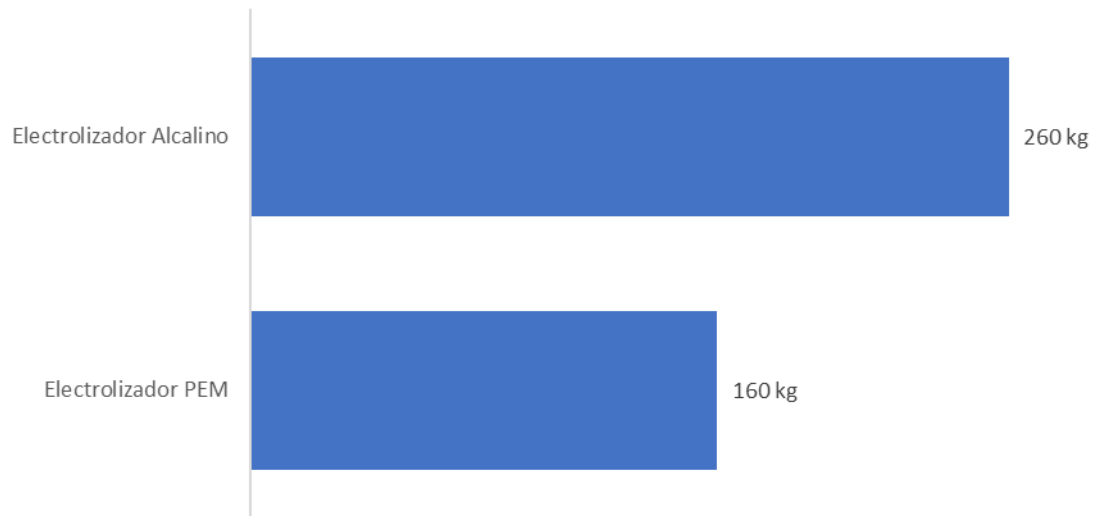
Cantidad de Níquel para una capacidad energética de 200 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 250 MW para bombeo y electrolizadores



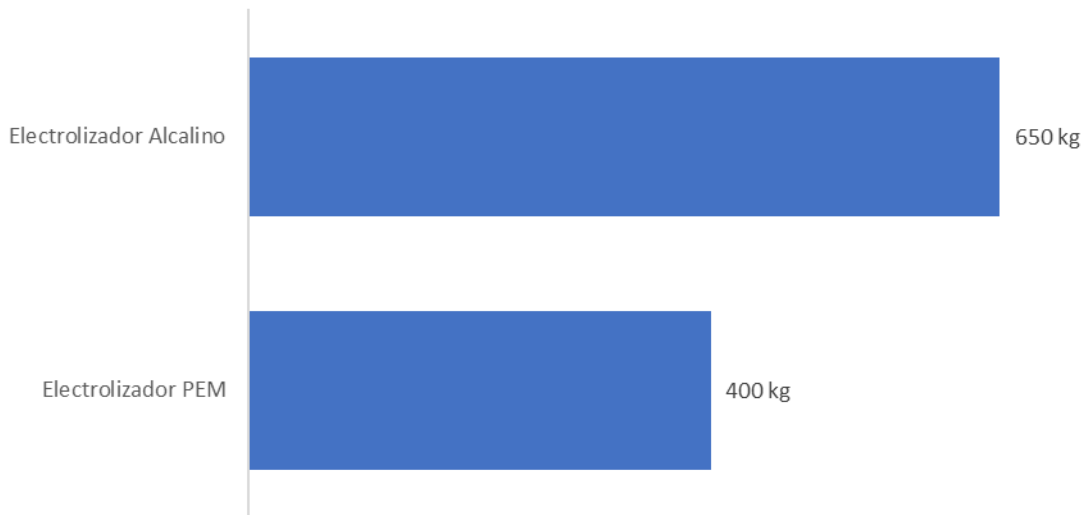
Cantidad de Níquel para una capacidad energética de 800 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 500 MW para bombeo y electrolizadores



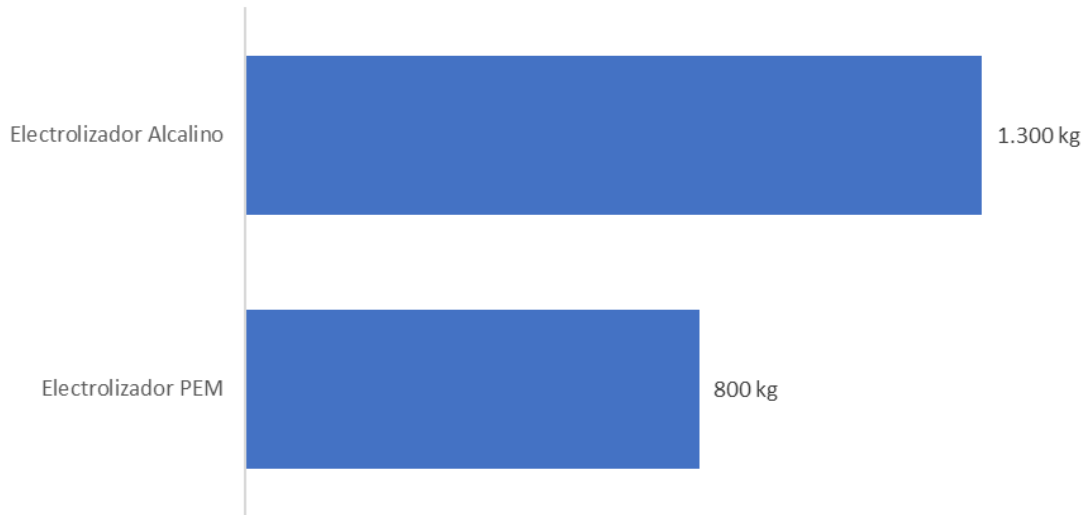
Cantidad de PGMs para una capacidad energética de 80 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 100 MW para bombeo y electrolizadores



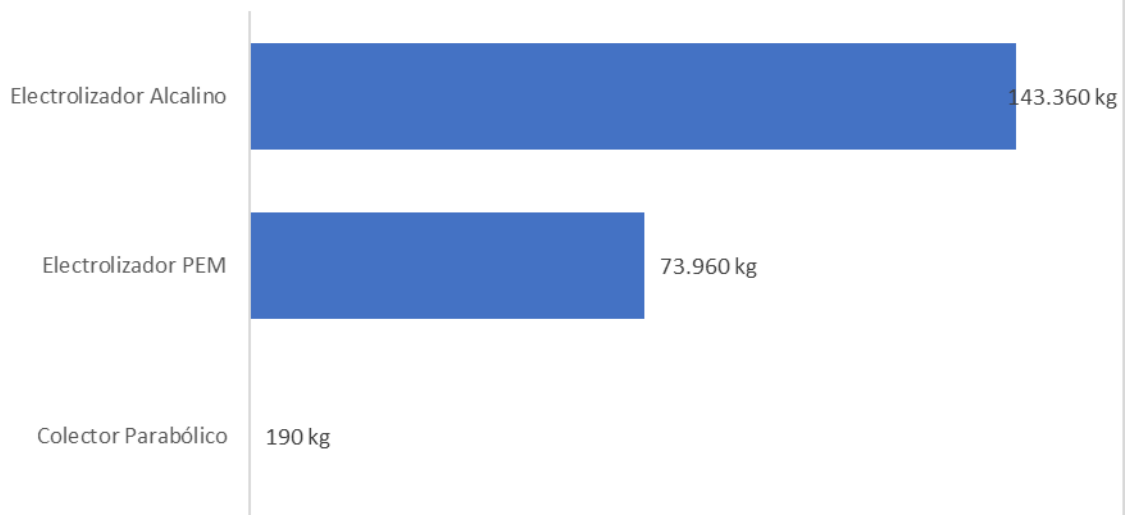
Cantidad de PGMs para una capacidad energética de 200 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 250 MW para bombeo y electrolizadores



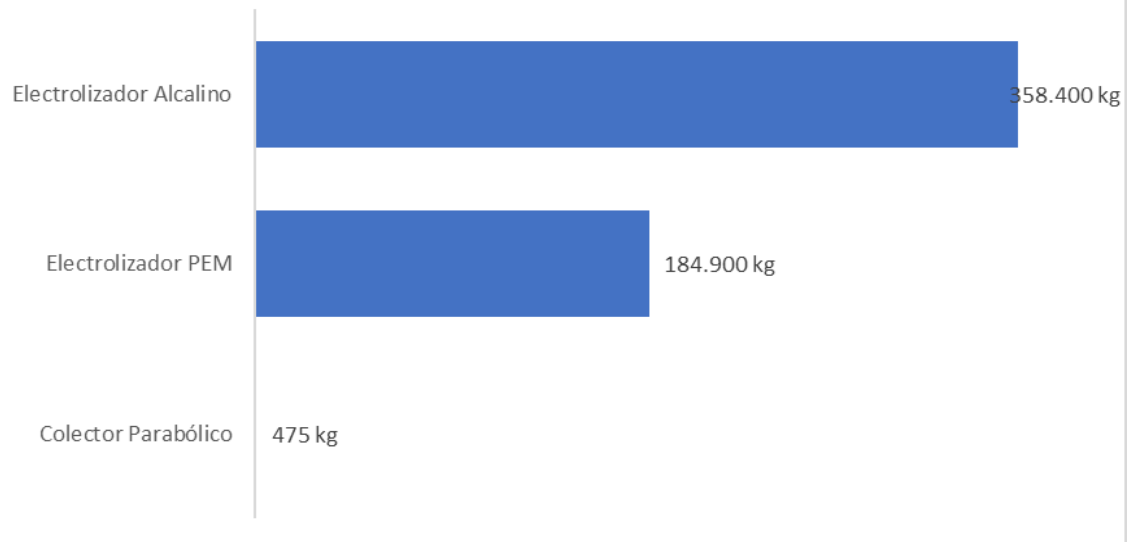
Cantidad de PGMs para una capacidad energética de 800 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 500 MW para bombeo y electrolizadores



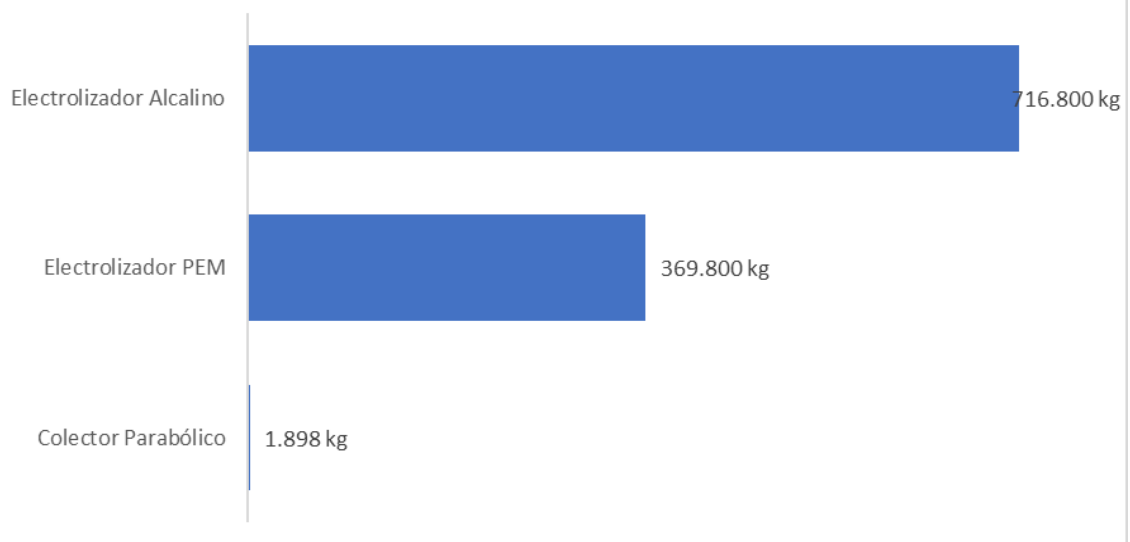
Cantidad de Titanio para una capacidad energética de 80 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 100 MW para bombeo y electrolizadores



Cantidad de Titanio para una capacidad energética de 200 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 250 MW para bombeo y electrolizadores



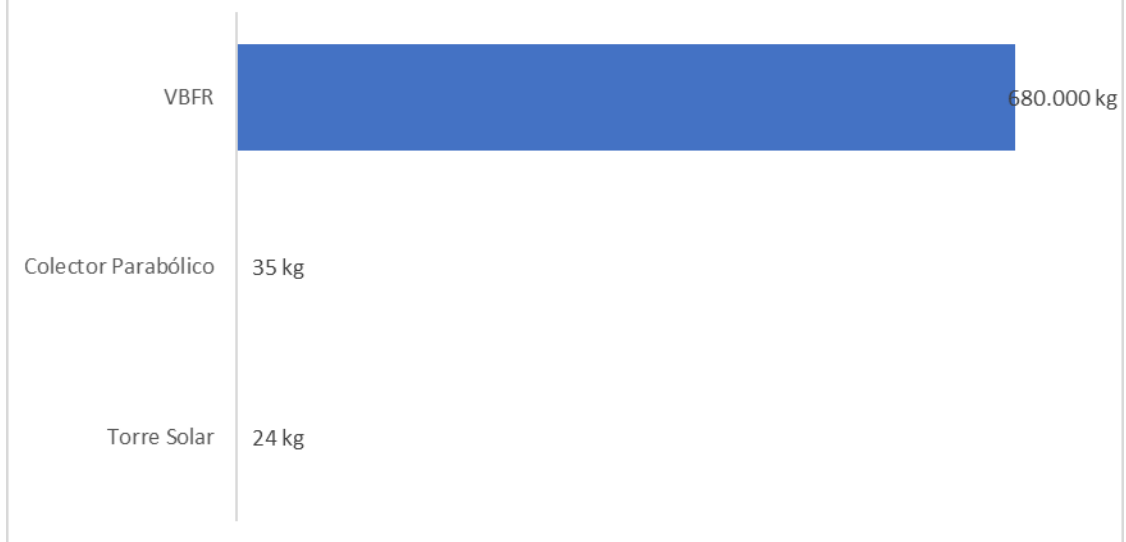
Cantidad de Titanio para una capacidad energética de 800 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 500 MW para bombeo y electrolizadores



Cantidad de Vanadio para una capacidad energética de 80 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 100 MW para bombeo y electrolizadores



Cantidad de Vanadio para una capacidad energética de 200 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 250 MW para bombeo y electrolizadores



Cantidad de Vanadio para una capacidad energética de 800 MWh para las baterías y almacenamiento térmico y 500 MW para bombeo y electrolizadores

