



**UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ELÉCTRICA**

Modulación de sistemas de generación distribuida con  
el soporte de baterías de autos eléctricos

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

Ingeniero Mecánico Electricista

**AUTOR:**

Remaycuna Carranza, Josue Alexander ([orcid.org/0000-0003-3927-5469](https://orcid.org/0000-0003-3927-5469))

Callaca Ramírez, Orlando ([orcid.org/0000-0003-2923-5121](https://orcid.org/0000-0003-2923-5121) )

**ASESOR:**

Dr Salazar Mendoza, Anibal Jesús ([orcid.org/0000-0003-4412-8789](https://orcid.org/0000-0003-4412-8789))

**LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:**

Generación, Transmisión y Distribución

**LÍNEA DE RESPONSABILIDAD SOCIAL UNIVERSITARIA:**

Desarrollo Sostenible y adaptación al cambio climático

**CHICLAYO – PERÚ**

**2022**

## **DEDICATORIA**

Esta investigación está dedicada a Dios por el guía en la búsqueda del conocimiento, así como a nuestros padres por su apoyo constante.

## **AGRADECIMIENTO**

Un agradecimiento a todos mis Docentes de la Escuela de Ingeniería Mecánica y Eléctrica y a mis compañeros con quien compartimos no solo conocimientos, sino también vivencias durante el periodo de estudios.

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

CARÁTULA .....	i
DEDICATORIA .....	ii
AGRADECIMIENTO .....	iii
ÌNDICE DE CONTENIDOS .....	iv
ÌNDICE DE TABLAS .....	v
ÌNDICE DE FIGURAS .....	vi
RESUMEN .....	vii
ABSTRACT .....	viii
I. INTRODUCCIÓN .....	1
II. MARCO TEÓRICO .....	4
III. METODOLOGÍA.....	11
3.1. Tipo y diseño de investigación.....	11
3.2. Variables y operacionalización.....	11
3.3. Población, muestra, muestreo .....	12
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos .....	12
3.5. Procedimientos .....	12
3.6. Método de análisis de datos .....	12
3.7. Aspectos éticos.....	12
IV. RESULTADOS.....	13
V.- DISCUSIÓN.....	68
VI.- CONCLUSIONES.....	72
VII,. RECOMENDACIONES.....	74
REFERENCIAS .....	75
ANEXOS	

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resumen de las principales tecnologías del ion litio .....	18
Tabla 2. Metodologías de Arranque con ERNC .....	24
Tabla 3. Comparación de performance entre diferentes Tecnologías EES.....	44
Tabla 4. Capacidad Instalada de las diferentes tecnologías de almacenamiento	58
Tabla 5.Principales Costos de Construcción de Sistemas .....	64

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Estructura Básica de los Vehículos Eléctricos .....	9
Figura 2 Optimización de las curvas de Consumo .....	14
Figura 3 Energía Almacenada, Potencia Nominal y Tiempo de descarga para diversos sistemas de almacenamiento.....	15
Figura 4 Batería de plomo acido, características principales .....	16
Figura 5 Batería de ion litio , aspectos y principales características .....	16
Figura 6 Principales Componentes de las Baterías de ion Litio .....	17
Figura 7 Principales Características de los sistemas de almacenamiento , eficiencia vs Madurez Tecnológica .....	18
Figura 8 Reparto de Potencia de Almacenamiento instalada – Diversas Tecnologías .....	19
Figura 9 Estudio de Costos de Almacenamiento , periodo 2015 – 2030.....	20
Figura 10 Escenarios simplificados de restauración con ERNC en ambiente NCRES .....	25
Figura 11 Caracterización de Generadores Convencionales de ERNC .....	26
Figura 12 Recursos Energéticos de Salida .....	28
Figura 13 Generación Disponible en todos los escenarios ERNC .....	28
Figura 14 Energías no utilizadas para diferentes escenarios .....	29
Figura 15 Demanda por tiempo Transcurrido.....	29
Figura 16 Tiempo de Arranque de Generadores.....	30
Figura 18 Comparación entre ratios de escala y tiempo, para tecnologías de almacenamiento de Energía.....	43
Figura 19 Capacidad Nominal Instalada en Gwhr .....	46
Figura 20 Identificación de Objetivos, oportunidades de Cambio y desarrollo de Tecnologías de almacenamiento de Energía .....	47
Figura 21 Costo total de Capital en Euros/Kw.....	64
Figura 22 Ciclo de vida de sistemas de almacenaje para diferentes sistemas de recuperación de Capital .....	67
Figura 23 Nivelización de costos de electricidad para diferentes sistemas de almacenamiento .....	67

## RESUMEN

Se trabaja la potencialidad del uso de acumuladores eléctricos para reforzar y nivelar la gestión de demanda eléctrica de un sistema distribuido y de esa manera agregar una utilidad más a las baterías de los autos eléctricos, que puedan en cierta manera constituirse en fuentes de ingresos que ayuden a financiar la adquisición de estos vehículos, se analizará las tendencias de los principales usos que tienen los nuevos sistemas de almacenamiento en las redes de generación, transmisión y distribución propuestos son variadas, entre las cuales podemos destacar nuevos servicios al mercado mayorista (como ofertas de capacidad), almacenamiento en red transportable y distribuido, servicios complementarios (control y reservas) y sistemas agregados (“Energy Service Companies”).

ES por ello se destacan las aplicaciones a nivel de usuario final como: Mejorar la fiabilidad y estabilidad de las redes básicamente como apoyo a cargas críticas mediante sistemas de alimentación ininterrumpidos.

En cuanto a las configuraciones disponibles a la fecha, el actual estado del arte del avance científico en la acumulación y uso de la energía eléctrica, ha avanzado debido a la diferencia entre la oferta ( producción de energía eléctrica , en centrales eólicas, en donde la energía responde a una frecuencia de probabilidades tipo Weibull, normal es decir de naturaleza aleatoria, en cuando dirección y magnitud promedio, en horas que no existe la demanda ) y la demanda ( que en nuestro país no tiene el menor atisbo de modulación, es decir trasladar la demanda de horas pico a horas valle, trasladar la demanda a horas en que se produce pero es básicamente en los vehículos eléctricos, donde se está dando el cambio cualitativo de paradigma, pues de motores de combustión interna, que combustionan gasolina o Petróleo, con aditivos de etanol y Bio diésel, así mismo últimamente con GLP (Gas licuado de Petróleo ) y GNV ( Gas Natural Vehicular).

Palabras Clave: Generación Distribuida, baterías eléctricas, nivelación energética, balanceo de demanda

## ABSTRACT

The potential of the use of electric accumulators is being worked on to reinforce and level the management of electrical demand of a distributed system and in this way add one more utility to the batteries of electric cars, which can in a certain way become sources of income that help To finance the acquisition of these vehicles, the trends of the main uses of the new storage systems in the proposed generation, transmission and distribution networks will be analyzed, among which we can highlight new services to the wholesale market (such as offers of capacity), transportable and distributed network storage, complementary services (control and reserves) and aggregate systems (“Energy Service Companies”).

This is why applications at the end-user level stand out, such as: Improving the reliability and stability of networks basically as support for critical loads through uninterruptible power supply systems.

Regarding the configurations available to date, the current state of the art of scientific progress in the accumulation and use of electrical energy has advanced due to the difference between the supply (production of electrical energy, in wind power plants, where the energy responds to a frequency of Weibull-type probabilities, normal, that is, of a random nature, in terms of direction and average magnitude, in hours when demand does not exist) and demand (which in our country does not have the slightest hint of modulation, that is transfer the demand from peak hours to off-peak hours, transfer the demand to hours in which it is produced, but it is basically in electric vehicles, where the qualitative paradigm shift is taking place, since internal combustion engines, which burn gasoline or oil, with ethanol and Bio diesel additives, as well as lately with LPG (Liquefied Petroleum Gas) and NGV (Vehicular Natural Gas).

**KEYWORDS:** Distributed Generation, electric batteries, energy leveling, demand balancing

## I. INTRODUCCIÓN

La mayor penetración de la generación distribuida, producida entre otros factores por el cada vez mayor uso de las energías renovables no convencionales, cada vez mas abundantes en el campo, como la energía fotovoltaica , en las zonas con altos valores de irradiación y radiación solar, y la utilización de una tecnología cada vez mas eficiente con el uso de nuevos materiales, tales como la Peroskita y cada vez mas económicos, que están permitiendo su uso masivo en el campo, así como con los aerogeneradores con energía eólica, cada vez mas estables y con la ayuda de respaldo que ofrece, cada vez más potencia firme, asi mismo formas mas nuevas de energías tales como la biomasa, la geotérmica ( que si bien no es renovable en esencia, por su inmenso stock , determina que los podamos considerar renovables, energía Maremotriz ligada a las energías de las mareas y energía undimotriz ligada y determinada a la energía cíclica de las olas del mar, esta variabilidad de fuentes de energía muy variables, determina el surgimiento del mercado de los servicios eléctricos complementarios, entre los que debemos de resaltar el mercado de la acumulación de energía en horas de poca demanda eléctrica, o horas valle y de bajo costo por energía activa , para venderlos a entregarlos al sistema en horas de pico de demanda y por lo tanto de mayor costo, de acuerdo a la ley natural de la oferta y la demanda, en este contexto juegan un importante rol las baterías de los autos eléctricos, que pueden acumular energía en horas valle y entregarlas al sistema en horas punta, generando un ingreso adicional a sus propietarios, ayudándoles a cubrir el servicios de la deuda, y viabilizar la conversión de su vehículo de uno de motor de combustión interna a uno de motor eléctrico , debemos pues analizar la capacidad de acumulación de energía, su autonomía de funcionamiento y la posibilidad de maximizar la combinación de los dos usos, minimizando los costos de operación, por lo que debemos de investigar el estado del arte de la tecnología, de almacenamiento , las nuevas tecnologías de litio, plasma, corrientes impresas, entre otras, las formas de conexión , serie o paralelo mas eficientes, las baterías de ciclo profundo y numero óptimo de ciclos, de bajo peso y bajo costo de financiamiento, la modulación de la demanda con la introducción de las tarifas horarias en baja tensión domiciliaria,

Esta introducción nos lleva a la formulación del Problema Central, como ¿ Que Prospectivas de utilización de las baterías de automóviles, como acumuladores de energía eléctrica en horas valle, para entregarlas al sistema en horas pico, compatibilizando la oferta y la demanda eléctrica, tan variable cuando se utilizan energías renovables no convencionales, creando y fortaleciendo el mercado de servicios complementarios eléctricos, nos lleva a describir el siguiente objetivo General : Mediante un análisis Prospectivo, se puede determinar el futuro rol de las baterías eléctricas de los automóviles, como una forma de modular la oferta y demanda eléctrica, en un sistema de generación distribuida, »

Para el logro de este objetivo General, nos proponemos desarrollar los siguientes objetivos específicos o parciales; Determinar las nuevas opciones de acumulación de energía eléctrica en baterías, mas compactas, mayor energía a menor precio; Configurar y describir la técnica de acumulación de energía en baterías y su arranque, y aplicación en compatibilizar oferta y demanda eléctrica en mercados de generación distribuida y energías renovables no convencionales; Detallar la tecnología de la configuraciones viables en el Perú, para la acumulación y uso de la energía eléctrica; Determinar la viabilidad técnica y Económica de la utilización de la acumulación de energía eléctrica en baterías

Con la siguiente justificación con criterios múltiples dentro de un análisis estratégico Justificación Técnica : La tecnología de producción de Hidrogeno y su acumulación energética en baterías, existe desde finales del siglo XIX, a partir de la hidrolisis, en el devenir de los años, se han asentado otros medios, tales como los Biotecnológicos, los térmicos, termoquímicos, se han ampliado sus fuentes energéticas, pasando por la Hidroelectricidad ( Caso Cachimayo – Cuzco ), Carbón ( China y Alemania ), hasta llegar a las energías renovables no convencionales , tales como la eólica, la solar térmica, la solar fotovoltaica, la undimotriz, la geotérmica entre otras En los modernos sistemas interconectados con generación distribuida el hidrogeno se ha convertido en una fuente de acumulación de energía , que compite con las baterías y que permite que los vehículos eléctricos, sean fuentes de almacenamiento de energía, para aprovechar bloques horarios de precios, periodos de no generación de energía y diferencias entre la oferta y la

demanda eléctrica, se constituye por lo tanto en el primer impulsor de las energías renovables no convencionales

Justificación Ambiental : La emisión de gases efecto invernadero, tales como el CO, CO<sub>2</sub> , NO<sub>x</sub> , SO<sub>x</sub> , Particulados PM 2.5 , PM 10 , disminuyen con la utilización del hidrogeno, y la acumulación de energía eléctrica en baterías de autos, que con el mecanismo de Pila de Combustible, solo produce como productos terminales de los procesos energéticos, Agua, aliviando el problema del calentamiento global, el cual de acuerdo a las últimas publicaciones científicas, sigue el camino de superar los 2.5°C, de aumento de la temperatura global del planeta pronosticada para el año 2100, creando escenarios futuros pesimistas si la emisión de gases incrementa, realista si se mantiene en los actuales niveles y optimista que implica una disminución , también tenemos como evidencia de la gravedad de este problema los deshielos de los glaciares y del casquete polar ártico

Justificación económica : El costo de los energéticos es otra de las grandes preocupaciones del mundo actual, la subida del Petroleo que en el año del 2008, llego a costar hasta US \$ 250 /Barril, que disminuyo a valores negativos al inicio de la pandemia del Covid 19, y que en la actualidad está a nivel de los US \$ 80.00, se han logrado importantes avances en ahorros por eficiencia energética en iluminación, fuerza motriz eléctrica, pero también en MCI , más eficiencia con el sistema de inyección electrónica, programación de motores, autos híbridos, autos eléctricos, pero con la utilización del hidrogeno se mejoraran estos indicadores, de eficiencia y por lo tanto será viable la inversión CAPEX, en financiar los cambios para la utilización del hidrogeno, así como los ahorros en costos de operación y mantenimiento –OPEX , haciendo viables los indicadores B/C , VAN y TIR

Justificación Social , la utilización del hidrogeno verde, es la mejor vía y herramienta para promover el uso de las energías renovables no convencionales, generando riqueza en el medio rural, al propiciar la generación de energía renovable, que sirva para crear trabajo y bienestar en el Campo

## II. MARCO TEÓRICO.

Otro de los grandes retos a lograr en el campo energético en el Perú y el mundo es la descarbonización de la matriz de generación y utilización energética, en donde de acuerdo a lo expresado por (Gabriel, 2017) , « la mejor manera de evitar , posponer el incremento de la temperatura promedio de la tierra un promedio de 2 ° C, es optimizar la capacidad de transporte, almacenar, conversión y utilización de la energía térmica. Pues a pesar que gracias al trabajo de los estados y gobiernos, de sembrar conciencia ambiental de esta necesidad crítica, todavía existe una desconexión notoria y visible entre la corriente investigación en ciencias térmicas y qué es fundamental para un proceso de descarbonización profunda. Aquí destacamos varias ciencias térmicas y retos grandes de ingeniería que tienen un impacto significativo en emisiones globales. Es decir se realizan simulaciones con diversas tecnologías y el éxito que estas podrían alcanzar, y la determinación de su potencial impacto (es decir, evaluando la fracción de emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI) a reducirse con las tecnologías del máximo éxito), también tomaremos nota de nuestras propias valoraciones cuantitativas y cualitativas de la magnitud de los planes de negocio para el avance científico y tecnológico.»

« La Planificación del abastecimiento de la demanda de energía eléctrica , no solo se tiene que realizar con los valores presentes, sino también considerando los valores futuros, pues esta demostrado que la demanda crece constantemente de manera ágil y este aumento de demanda genera , si no es correspondido con un aumento de la oferta eléctrica, ocasiona alteraciones en el sistema de generación distribuida , por lo que esta claro que el desafío no solo es buscar satisfacer la demanda actual sino la demanda a futuro. La masificación de los vehículos eléctricos y su inclusión en el sistema eléctrico, es necesario que se garantice una adecuada satisfacción a la demanda de potencia que reclama la carga de los centros de recarga rápida de baterías de los vehículos ( Que estarán distribuidos en red dentro de las ciudades, sin tener las severas restricciones que tienen las cadenas de grifos, servicentro , Gasocentros de GLP y GNV , por lo tanto, la alternativa de generación distribuida es la opción más posible hoy en día, evitando alterar la red de distribución de energía eléctrica y la mala calidad del producto

eléctricos (caídas de voltaje, potencia , perturbaciones, huecos, Flicker y sobrecarga de la red que puede generar las baterías » (Arias, 2020)

«Por el lado de las consideraciones de tipo ambiental, debemos de tener en cuenta, que desde hace varios años, 2011, para ser más exacto, las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) ya superaron la barrera crítica de 32 giga toneladas, determinado por expertos del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC por su denominación en inglés) y ratificado en la COP 29, realizada en el mes de Noviembre del 2021 en Glasgow, poniendo en riesgo al planeta por el incremento o radicalización de los fenómenos climáticos, lluvias intensas que terminan en inundaciones, sequias extremas , huracanes, ciclones, monzones , deshielos, etc , por lo que es de suma prioridad modificar la matriz energética basada en combustibles hidrocarburos fósiles.» (Herzog, 2020)

Se reafirma la enorme contribución que la industria del Transporte Pesado ( De carga Nacional, Minero y de Transporte masivo de Pasajeros ), que de acuerdo a las ultimas revisiones sectoriales muestran que el transporte aporta el 20 por ciento de las emisiones, de donde dos terceras partes (alrededor del 14 por ciento), corresponden al transporte terrestre , (Hughes, 2017)

Ante la enorme magnitud del problema es difícil mantenerse dentro de trayectorias tecnológicas basadas en afinamiento del uso de las energías fósiles convencionales. Por lo cual es necesario un cambio disruptivo, con una normatividad que emerge como herramienta necesaria

para disminuir los impactos de las actividades antrópicas, pero teniendo en cuenta que las prácticas regulatorias ( Tecnologías Tier y Euro, Inyección electrónica y programación de ECUS, han producido el desarrollo de tecnologías para reducir el impacto ambiental de la industria, (Geffen, 2017)

« El alcanzar los objetivos del milenio en cuanto a tener fuentes de energía confiables, duraderas y limpias, objetivos a los que el Perú se ha comprometido por ejemplo en la COP 29, realizada en Glasgow Escocia , implica la mitigación, eliminación mediante la transformación de la estructura ambiental y técnica de la locomoción terrestre ( Pasajeros y Carga ), marítima y aérea, mediante oportunidades de negocio o nichos de mercado, , que permitan el logro de los objetivos del milenio», (Hadfield, 2019)

« En 2008, se implementó una alianza entre el Argonne National Laboratory de la Universidad de Chicago y Quince empresas fabricantes de baterías y materiales avanzados, a fin de desarrollar infraestructura industrial para la fabricación de baterías de litio con fondos gubernamentales de 2.000 millones de dólares, se convirtió en una exitosa experiencia que nos dibuja hacia donde debe ir el cambio de paradigma de locomoción vía terrestres en políticas nacionales para fortalecer la capacidad inventiva, creativa, tecnológica e industrial , esto como parte de la respuesta a la subida de precios del Petroleo, que llegaron al valor de 150 Dólares el barril de Petroleo crudo», (Foladori, 2019)

« Una muestra de como las normas y leyes sirven, es el apoyo tenido por varias empresas, en su mayoría del tipo tecnológico de innovación ( spin tech ) , con el apoyo de las normas de recuperación de 2009, en donde la idea es invertir en despegar capacidad de producción en técnicas de impulsión eléctrica, incluyendo más de 4,000 millones de dólares no desvalorados de la época en subsidios y ayudas a fabricantes innovadores de baterías de litio , motoreselec y otros componentes de vehículos eléctricos, y 3.400 millones de dólares en préstamos blandos a fábricas de estos.», (Energy & Capital , 2020)

« La mercadotecnia parte elemental de la administración de negocios, línea de carrera afín a la Ingeniería Mecánica eléctrica, se aplica un mix donde se enfatiza el producto mejorado, que también incluye programas de demostración, de vehículos híbridos y eléctricos, y la instalación de toda una red de estaciones de carga rápida, lenta de media y alta potencia » , (Canis , 2021) (Department of Energy, 2011).

«Noruega, Finlandia, Suecia, Dinamarca e Irlanda no solo han realizado avances en la introducción de vehículos eléctricos , si no le han dado fecha de vencimiento a los vehículos con Motores de Combustión interna ( tanto carburados, como a los modernos con motores con inyección electrónica ), lo cual conlleva a la correspondiente modificación de la red energética, por aumento de la demanda , lo cual implica nuevas líneas, nuevos transformadores, y las baterías de los autos eléctricos podrán prestar un valioso soporte de acumulación de energía eléctrica, es decir acumular en horas de baja demanda, horas valle, y entregar al sistema en

horas de alta demanda, horas pico, con mayores costos de la energía eléctrica», (Christensen, 2020)

« El alarmante incremento de los impactos ambientales negativos de muchas actividades antrópicas sobre el ambiente nos determinan el objetar a muchos de los sistemas tecnológicos imperantes. A pesar de haber transcurrido más de Cuatro décadas del inicio de la revolución tecnológica microelectrónica, que determina un menor uso intensivo de la materia y energía, el consumo de recursos y la contaminación no paran de aumentar. Uno de los problemas generados más acuciantes es el de las emisiones de GEI que aumentan al calentamiento global.» (Kamada, 2021)

« Esto ha originado la suscripción por parte de los diferentes Países, entre los cuales, resalta el Perú, en los acuerdo de disminución de emisiones de la COP 29 , , cuyo cumplimiento hasta ahora por motivo de la realidad, es muy bajo, incluso por parte de algunos de los países que tienen la mayor cuota de responsabilidad en el problema y que, paradójicamente, poseen la mayor capacidad técnica y científica para afrontarlo, pero que han sido perjudicados por el manejo ideológico con el cual se ha manejado el tema, por lo cuales de suma urgencia , una transformación en los sistemas tecnológicos de la producción y los servicios, mitigando y disminuyendo sus efectos», (Mercado, 2018)

« En el caso específico del transporte de carga interprovincial, transporte minero, transporte masivo de pasajeros, el sector que tiene gran responsabilidad en la generación global de GEI, es imperativo una disminución drástica de estas emisiones, algo poco probable si se mantienen las trayectorias tecnológicas del paradigma de la combustión interna. Razón para este cambio de paradigma de combustible utilizado » (MIT, 2018)

« Cuando se trata de aumentar la confiabilidad de la generación distribuida , debemos de recurrir a las energías renovables no convencionales , de estos el tradicional sistema fotovoltaico es el por mucho más utilizado para electrolineras de cargas rápidas de baterías de litio de los vehículos eléctricos y vehículos híbridos. Para la óptima gestión de las fuentes de energía renovables a las electrolineras para cubrir la demanda de carga es importante determinar el despacho optimo en base a un modelo lineal que incluya los costos de la red distribuida y costos de los sistemas diversos de generación renovables para encontrar el costo nivelado de

las variedades de recargas , permitiendo al usuario elegir el tiempo pertinente en el cual desea realizar la recarga de baterías para el vehículo híbrido y eléctrico», (Bernal, 2018)

« Una de las formas mas económicas de cubrir la potencia de demanda son los sistemas fotovoltaicos, donde disminuyen de manera significativa los costos unitarios por hora del costo de recarga. Para mayores niveles de demanda, se tiene que utilizar nueva infraestructura con costo mayores, al tener que utilizarse variantes de recarga para todo el parque de vehículos eléctricos», (Hernandez, 2020).

« Según las estadísticas a nivel mundial están instaladas alrededor de 3 millones de electrolineras de carga lenta y rápida, se destaca Japón , donde se concentra el 20% de estas electrolineras, siendo de esta manera el primer país con más electrolineras que gasolineras , estaciones de servicio y/o Gasocentros. En el Peru se tiene que el costo de potencia aproximado por kW instalado es de \$4.00 USD siendo por ahora un costo muy alto, situación que variara cuando se expandan el uso de vehículos híbridos y/o eléctricos. Pero se verifica que a pesar del elevado costo del kW, el ahorro es de 54.5 % de manera aproximada si se compara el costo de recarga rápida de los vehículos con los costos de llenado de combustible » (Ochoa, 2019)

« Chile por su abundancia de recursos de energías renovables no convencionales, solar fotovoltaico y térmico en el Norte y Eólico, y undimotriz en el Sur, pasando por la Biomasa en el Centro agrícola, es en la actualidad el país con menor costo para recargar el vehículo eléctrico, ya que cuenta con abundante energía hidroeléctrica, energía geotérmica y energía solar; donde el costo es de \$0.073 USD por kWh, donde la recarga completa cuesta a \$7.65 USD y se calcula que se puede recorrer unos 180 km por \$2.95 USD. Después de Chile podemos comparar los países con mas bajo costo de recarga de vehículos eléctricos son Canadá y Australia con un precio de \$0.102 USD por kWh, donde la recarga completa asciende a \$13.43 USD y se calcula que alcanza un recorrido de 150 km por un costo de \$4.14 USD de manera aproximada » , (Viñan, 2019)

« En Norteamérica los costos varían de dependiendo de la costa y los estados, con costos que van desde los \$0.11 USD por kWh en Louisiana hasta los \$0.37 USD

por kWh en la isala de Hawái. En cambio, los países europeos son de los países más caros y en donde podemos contar a Dinamarca, Alemania y Bélgica, donde Dinamarca es el país más oneroso para recargar el vehículo híbrido - eléctrico, con un costo de \$37.42 USD por la recarga llena. Si se miden los precios de Dinamarca como país más oneroso y Chile como el país más barato hay una diferencia de \$28.36 USD por el precio de la carga completa, representa el 428% del costo entre Dinamarca y Chile. En Peru como antes mencionamos el costo de recarga por kWh tiene un costo aproximado de \$4.50 USD, en comparación a los demás países se tiene un precio competitivo», (Cajamarca, 2019)

« El principio de funcionamiento de los vehículos eléctricos se basa en el principio de usar uno o más motores eléctricos para su operación, ambos motores utilizan la energía de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) y la cambian en energía cinética para obtener la máxima capacidad de movimiento del vehículo. Entre los principales SAE se pueden mencionar: bancos de baterías de litio , grandes capacitores, celdas eléctricas de combustión (Directamente relacionadas a vehículos eléctricos que funcionan a hidrogeno), sistemas fotovoltaicos , solares térmicos, a su vez alimentados directamente desde la distribuida red a la cual deben estar conectados de manera permanente », (Carbacho, 2019)

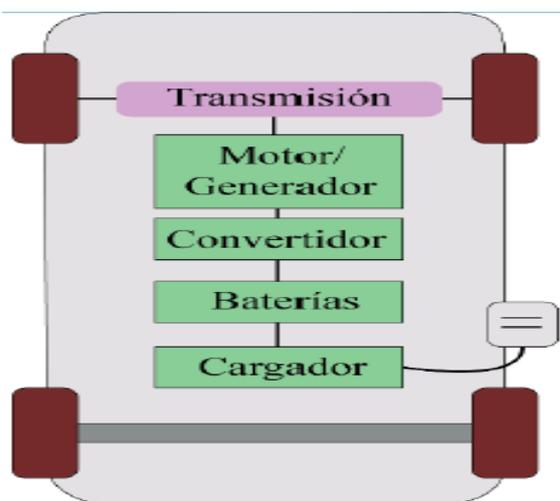


Figura 1 Estructura Básica de los Vehículos Eléctricos  
Fuente : (Das, 2019).

La clasificación de los tipos de motores de los vehículos eléctricos son básicamente: rotativos, no rotativos, motores lineales, motores inerciales, de

corriente continua o de corriente alterna. Estos vehículos eléctricos poseen una capacidad de autonomía entre los 100 km y más de 200 km en función de la capacidad de la batería y su uso privado de cada usuario. De acuerdo a encuestas realizadas se detecta que algunos modelos de vehículos híbridos vienen con la opción de carga rápida y lenta, carga rápida en corriente continua (CC) o carga de corriente alterna (CA)», (Orbea, Analisis de incentivos y proyecciones del vehiculo 100 % electrico en el Ecuador , 2017).

« Definiciones básicas de motores eléctricos son las relacionadas a los basados en la intervención de uno o varios motores eléctricos a partir del suministro de una batería o banco de baterías . La característica mas notoria es que posee una batería de alta capacidad de almacenamiento ( Densa en coloide ) y duración la cual se puede recargar a través de la red de energía eléctrica se prolonga en exceso . La electrónica avanzada de potencia que poseen en los vehículos eléctricos puede servir para generar corriente e introducir energía eléctrica en forma de energía Química a las batería», (Garcia E. , 2019)

«La autonomía que recorren los BEV están entre los 150 km y 450 km en función única de las características de la batería. El tiempo de recarga de la batería también es función de las características de la misma y del tipo de fuente de energía presente para la carga» , (Mera, 2020)

El llenado rápido es el tipo de carga más estandarizada ya que utiliza un nivel de voltaje estándar de 240 V en corriente alterna y una corriente máxima de 20 A, a una potencia máxima redondeada de 3.9 kW con este nivel de potencia el tiempo empleado para la carga de la batería al 100% varía entre 6 y 8 horas. Siendo la zona horaria nocturna o de hora valle, la opción más utilizada para recargar la batería del vehículo» (Yugog, 2020)

### **III. METODOLOGÍA**

#### **3.1. Tipo y diseño de investigación.**

**3.1.1.** Tipo de investigación: Aplicada

**3.1.2.** Diseño de investigación: Diseño no experimental

#### **3.2. Variables y operacionalización**

Variable independiente: Nivel de Baterías Eléctricas automotrices utilizadas

Variable dependiente: Nivel de Modulación óptima de la demanda y oferta de sistemas distribuidos

#### **3.3. Población, muestra, muestreo**

**3.3.1.** Población: Para el presente trabajo de investigación, estará constituida por todas las baterías eléctricas automotrices de un Sistema de generación distribuida, que permiten en conjunto la transformación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

**3.3.2.** Muestra: Se seleccionó los equipos de transformación y para el análisis del periodo se aplicará métodos Random de generación de la muestra, tales como el método de Montecarlo simplificado (Semi aleatorio, para escoger los periodos de tiempo).

**3.3.3.** El muestreo: es no probabilístico por conveniencia.

#### **3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

##### **Técnicas de recolección de datos**

Se emplearon la técnica de la observación y del Análisis Documental. La técnica de la observación consistió en observar las tendencias tecnológicas de almacenamiento de energía para el accionamiento de los vehículos eléctricos. La

técnica de análisis de datos consistió en hacer una verificación de las leyes de la conservación de la energía, en cuanto a las conversiones energéticas, es decir conversión de energía mecánica, eléctrica, térmica y viceversa. Entre los instrumentos de recolección de información, se empleó la ficha de registro, en el cual se registró los consumos de energía, de vehículos eléctricos que circulan por ciudades en América Latina.

### **3.5. Procedimientos.**

El principal procedimiento de investigación a utilizarse, para el desarrollo de los objetivos general y específico, será el de recabar la información secundaria y primaria para poder realizar el diagnóstico de las principales fallas originadas en unas baterías eléctricas , específicamente el transformador principal y poder determinar y eliminar las causas raíz de las fallas y poder construir los nuevos indicadores SAIDI y SAIFI, con la utilización de las series de datos y los estadígrafos de concentración y dispersión, y las curvas estandarizadas de probabilidad normal y Weibull para finalmente poder evaluar económicamente y financieramente, con el apoyo de los indicadores VAN y TIR Y determinar la viabilidad del proyecto, en escenarios determinísticos y probabilísticos.

### **3.6. Método de análisis de datos**

En este estudio se utilizó la estadística descriptiva como método de análisis de los datos obtenidos a través de nuestras herramientas. Entre ellos, el análisis cuantitativo, que se refiere al estudio, a medir, es útil a la hora de desarrollar un análisis estadístico de los cambios que trae en algún aspecto que puede ser cuantificado fácilmente.

### **3.7. Aspectos éticos**

Con lo que respecta a los autores referenciados, se respetó la autoría, citando cada uno de los mismos, sin incurrir en plagio, del mismo modo fue sometido al software anti plagio Turnitin.

## **4. RESULTADOS.**

### **4.1.- DETERMINAR LAS NUEVAS OPCIONES DE ACUMULACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BATERÍAS, MAS COMPACTAS, MAYOR ENERGÍA A MENOR PRECIO**

Para un mejor análisis de los sistemas de acumulación en redes eléctricas, debemos de iniciar este análisis – estudio, con una descripción de las principales alternativas actuales de acumulación de energía eléctrica, que están el proceso de desarrollo de soluciones probadas a nivel de prototipo en laboratorio ;

Las tendencias de los principales usos que tienen los nuevos sistemas de almacenamiento en las redes de generación, transmisión y distribución propuestos son variadas, entre las cuales podemos destacar

Nuevos servicios al mercado mayorista (como ofertas de capacidad), almacenamiento en red transportable y distribuido, servicios complementarios (control y reservas) y sistemas agregados (“Energy Service Companies”) , en la presente investigación tratamos de evaluar las alternativas de almacenamiento en red para el aprovechamiento a nivel pliego tarifario BT , ES por ello se destacan las aplicaciones a nivel de usuario final como:

Mejorar la fiabilidad y estabilidad de las redes básicamente como apoyo a cargas críticas mediante sistemas de alimentación ininterrumpidos

Seguridad energética, mediante el desarrollo de nuevas capacidades de reserva

Aumento de la eficiencia, vía la modelación por aplanamiento de la curva de la demanda

Radical reducción de costes de operación y mantenimiento

Sustanciales , beneficios económicos, mediante las tarifas de discriminación por periodo de uso, mediante la amortiguación de precios con la bajada del precio de la demanda

Integración de fuentes renovables, mitigar la intermitencia del recurso

Y por último el Balance neto: ajuste entre generación y consumo

También debemos de mencionar, la gestión inteligente de los consumos , en donde apreciamos que son muchas las medidas destinadas a promover la participación activa de los usuarios en el uso y gestión de la energía, estas medidas, conocidas como Gestión Activa de la Demanda, incluyen programas de ahorro y eficiencia, programas de control de cargas directo e indirecto (mediante tarificación, contratos e incentivos) y mercados de gestión de la demanda. Aunque en el Mundo la utilización de este tipo de medidas aún es limitada ( Y en el Peru está limitada, a la espera de la aprobación de las normas de aprobación del incentivo a la generación distribuida ) , sin duda se hará efectiva en un futuro para poder afrontar los problemas de congestión en el sistema, y cumplir los retos existentes en la actualidad tanto a nivel técnico como a nivel social. En la Fig.2 se ilustran las ventajas que supondría una gestión inteligente de las cargas, incluyendo los efectos provocados por la adición de baterías eléctricas de Litio al sistema de suministro eléctrico. Con una gestión inteligente de los consumos (se entiende como consumo tanto las propias cargas como las baterías), se favorece la integración de las energías renovables no convencionales , llenado de valles y minimización de las diferencias de generación, mejorándose así el factor de carga. Aunque también es importante resaltar las consecuencias perjudiciales que supondría la recarga de las baterías en horas punta, como ineficiencia o sobredimensionamiento del sistema para cubrir los nuevos picos de demanda.

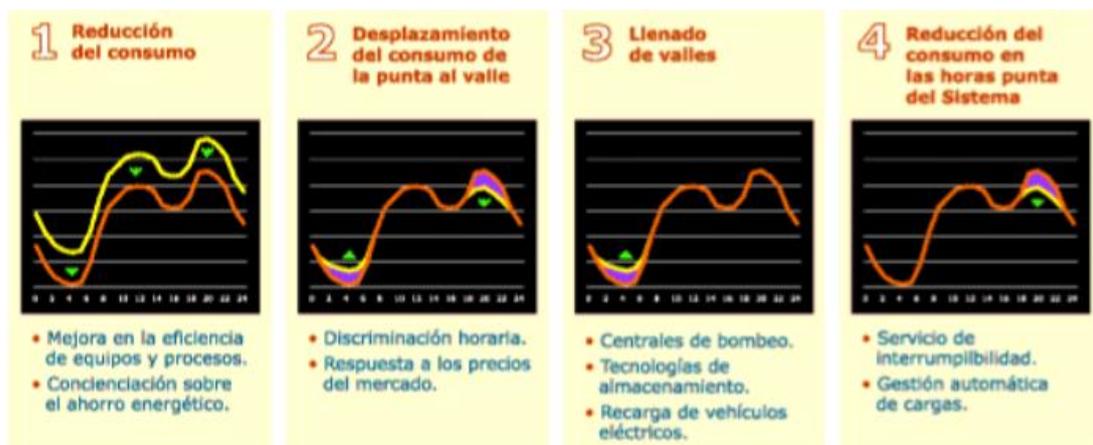


Figura 2 Optimización de las curvas de Consumo

Fuente : (Observatorio Industrial del Sector de la Electronica y Tecnologias de la Informacion , 2020)

En cuanto a las tecnologías y sistemas de almacenamiento de la energía eléctrica estas pueden ser generada, transportada y transformada con facilidad, Sin embargo, su almacenamiento es más complicado ya que sólo se puede almacenar si previamente se transforma en otros tipos de energía intermedia

Así tenemos que la clasificación general de los sistemas de almacenamiento . la clasificación más empleada depende de si la conversión previa es en:

Energía Mecánica: hidráulico, aire comprimido y volantes de inercia. (“Pumped-Hydro PHS-PSP”, “Compressed air CAES”, “Flywheel FES”)

Energía electromagnética/eléctrica: supercondensadores y bobinas superconductoras. (“Double layer Capacitor DLC” o “Supercapacitor”, “Superconducting magnetic coil SMES”)

Energía electroquímica: baterías primarias, secundarias y de flujo. (“Lead acid”- NiCd – Li - NaS Batteries, “Redox flow”, “Hybrid flow”)

Energía química: hidrógeno (electrolizador – almacenamiento del hidrógeno – pila de combustible). (“Electrolyser–Storage–Fuel cell”, “Substitute Natural Gas SNG”, “Power to Gas P2G”)

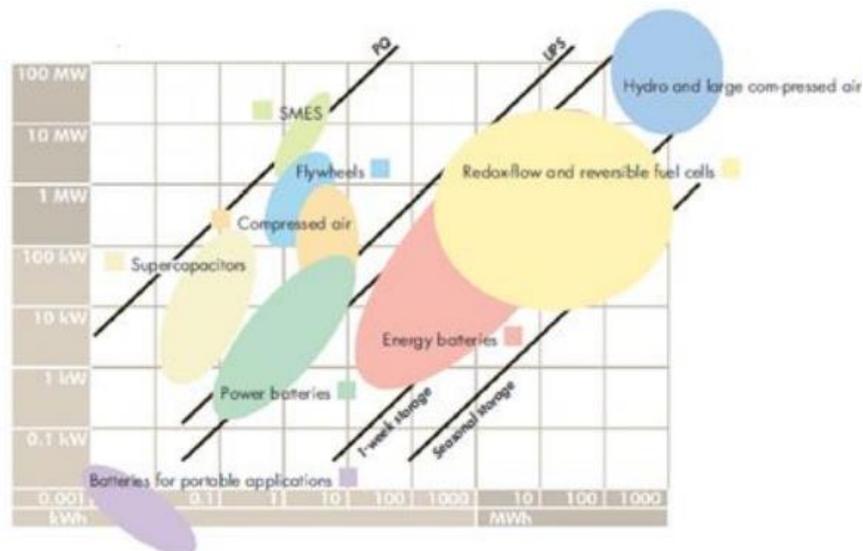


Figura 3 Energía Almacenada, Potencia Nominal y Tiempo de descarga para diversos sistemas de almacenamiento  
Fuente : (European Commission , 2018)

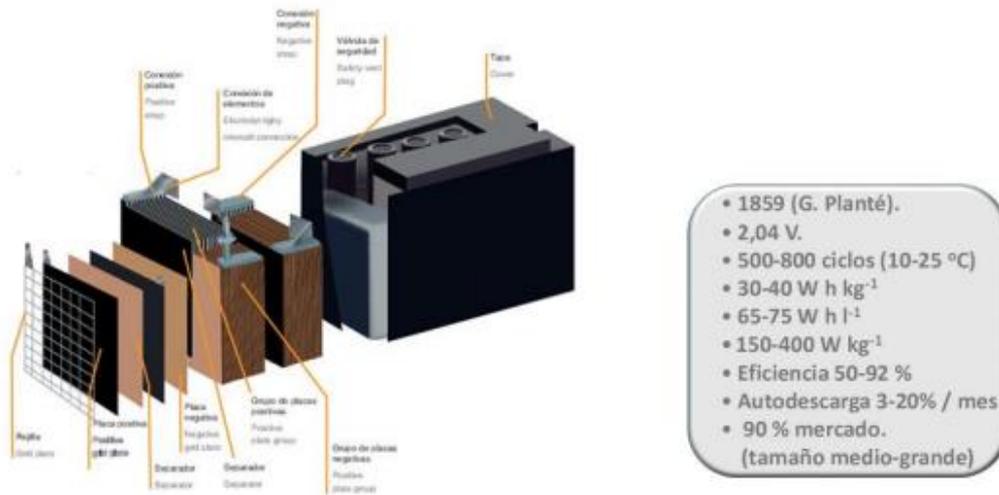


Figura 4 Batería de plomo ácido, características principales  
Fuente : Catalogo Fullwat y CSIC

También existen en el mercado las tecnologías :

Níquel (NiCd y NiMH): Con las características, de auto descarga muy baja y durabilidad pese a descargas profundas, sobrecargas o cortocircuitos . pero con elevado coste. Las baterías de Cadmio tienen ciclos de vida útil largos, mientras que las de Metal-Hidruro presentan hasta un 40% más de densidad de energía.

Las baterías de Ion Litio: tienen eficiencia, elevado número de ciclos de vida, alta tensión nominal y potencia. Muy sensibles a temperaturas elevadas, con rápida degradación. La principal contra hasta ahora ha sido su elevado coste



Figura 5 Batería de ion litio , aspectos y principales características  
Fuente : Catalogo Fullwat y CSIC

Además existen otras líneas de investigación para el desarrollo de las siguientes tipos y variedades de baterías:

Baterías de flujo redox (Vanadio y ZnBr): materiales químicos disueltos en electrolito . pero que necesita complejos sistemas de bombeo y control. Las

baterías de Vanadio están más desarrolladas y tienen una vida útil mayor. Pero son más caras que las de Cinc-Bromo, y tienen menor energía específica.

Baterías Metal-Aire (Li-aire, Al-aire): compactas y muy baratas. Baja eficiencia. Las de Litio tienen mayor tensión nominal y energía específica, pero son más dañinas con el medio ambiente que las de Aluminio.

Baterías NaS (NaNiCl<sub>2</sub> "Zeolite Battery Research Africa Project ZEBRA"): Alta densidad de energía, alta eficiencia y elevado nº de ciclos de carga-descarga. Necesitan altas temperaturas para funcionar, el mantenimiento es complejo y se necesita protección en contacto con aire.

También tenemos las baterías de tecnología ion Litio. De entre todos los sistemas de almacenamiento descritos, el más apropiado para uso en sistemas conectados a red, son las baterías de litio, ello es debido a su alta durabilidad, elevada capacidad energética y precios cada vez más competitivos.



Figura 6 Principales Componentes de las Baterías de ion Litio  
Fuente : Catedra Endesa, Elaboracion Propia

Dentro de las baterías de ion Litio existen muchas tecnologías diferentes, en función de su composición y materiales constituyentes. En la Tabla.1 se recogen las principales tecnologías y sus características. Entre ellas, las baterías de Litio tradicionales  $\text{LiCoO}_2$  y las de hierro fosfato  $\text{LiFePO}_4$ , significativamente más baratas y que serán las incluidas en los casos de estudio.

Tabla 1. Resumen de las principales tecnologías del ion litio y sus principales Características

Tecnología ion Litio	LiCoO <sub>2</sub> (modelo tradicional)	LiFePO <sub>4</sub> (LFP)	LiMn <sub>2</sub> O <sub>4</sub>	LiNiMnCoO <sub>2</sub> (NMC)	LiNiCoAlO <sub>2</sub> (NCA)	Li <sub>4</sub> Ti <sub>5</sub> O <sub>12</sub>
Tensión nominal (V)	3,5	3,2 - 3,3	3,7	3,6 - 3,7	3,6	2,4
Energía específica (Wh/kg)	150 - 200	90 - 120	100 - 150	150 - 220	200 - 300	70 - 80
nº ciclos de vida	500 - 1000	1000 - 2000	300 - 700	1000 - 2000	500	3000 - 7000
Ventajas	Alta energía específica	Estabilidad térmica, nº ciclos de vida, precio	Flexibilidad, energía específica	Elevado nº ciclos vida	Energía específica, nº ciclos de vida	Carga rápida, descarga segura, comportamiento térmico
Inconvenientes	Seguridad (riesgo combustión), nº ciclos vida	Baja tensión nominal, baja energía específica, autodescarga	nº ciclos vida	Energía específica baja	Coste, seguridad	Baja tensión nominal, elevado precio, baja energía específica

Fuente : Elaboracion Propia

A la actualidad, no existe una tecnología de almacenamiento única, que asegure todas las necesidades de suministro y gestión de fuentes energéticas, ya que son muchas las variables influyentes en cada tipo de aplicación (densidad de energía, potencia, capacidad, tiempo de respuesta, coste, vida útil, operación-mantenimiento, control). A través de la Fig.7 se pretenden comparar algunas de las características de los sistemas de almacenamiento.

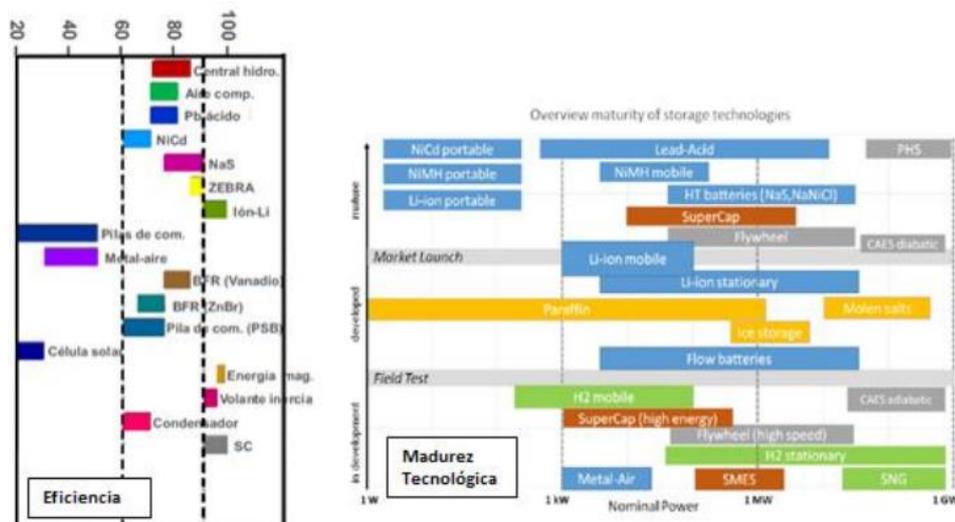


Figura 7 Principales Características de los sistemas de almacenamiento , eficiencia vs Madurez Tecnológica

Fuente : Catedra Endesa

A nivel mundial, la potencia de almacenamiento instalada en 2018 eran 130 GW, que se incrementaron hasta los 145 GW en 2019. Estos datos han aumentado hasta 160 GW en 2020, según los últimos informes de IHS Energy Technology. Este crecimiento exponencial del mercado mundial se debe principalmente a la reducción del coste de las baterías, apoyado además por programas de financiación de los gobiernos y ofertas de las compañías eléctricas. Según el Departamento de Energía de los Estados Unidos, ya hay 1GW instalado en sistemas de ion Litio, de los cuales 3,2MW se encuentran en España.



Figura 8 Reparto de Potencia de Almacenamiento instalada – Diversas Tecnologías  
Fuente : IHS , Energy Technology

Las previsiones para el 2030 son favorables a este crecimiento, en particular en tecnologías como la de ion Litio, ya que se estiman fuertes reducciones de costes en los próximos 08 años a medida que mejora la tecnología y se reducen los costes de los componentes (hasta un 70% de reducción de coste de las baterías, según el Consejo Mundial de la Energía).

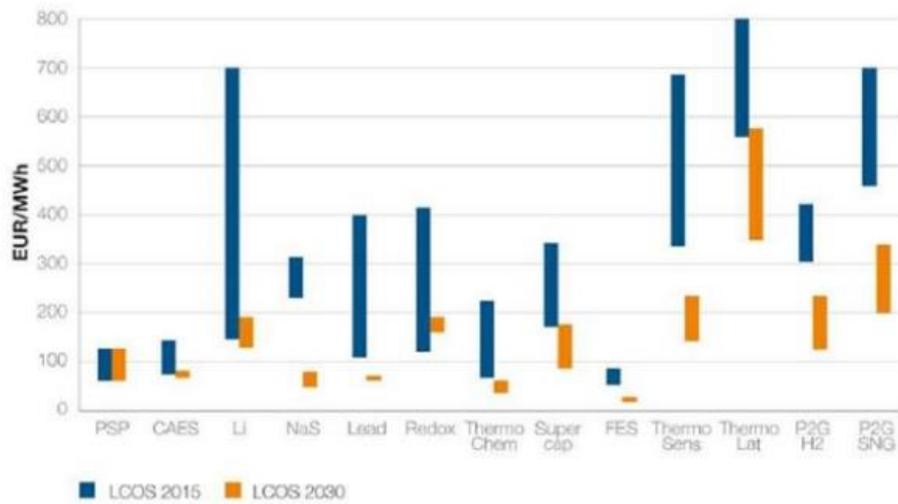


Figura 9 Estudio de Costos de Almacenamiento , periodo 2015 – 2030  
Fuente : PwC , Elaboracion Propia

#### **4.2.- CONFIGURAR Y DESCRIBIR LA TÉCNICA DE ACUMULACIÓN DE ENERGÍA EN BATERÍAS Y LOS ARRANQUES DEL SISTEMA, Y SU APLICACIÓN EN COMPATIBILIZAR OFERTA Y DEMANDA ELÉCTRICA EN MERCADOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES**

El desarrollo de nuevas tecnologías en los sistemas de potencia ha llevado a sistemas más flexibles y redes robustas; sin embargo, el riesgo de un apagón total del sistema eléctrico sigue presente. Hay muchas situaciones que pueden causar apagones en el sistema de energía, como la transmisión disparo y sobrecarga de línea, falla de los sistemas de protección o control, colapso de voltaje y ciberataques, entre otros . Apagones en los sistemas eléctricos de todo el mundo, como el de 2003 Apagón norteamericano , apagón europeo de 2006 ], apagón colombiano de 2007 , y el apagón indio de 2013 provocan grandes pérdidas económicas e incluso pueden poner en peligro vidas humanas . A pesar de todos los esfuerzos para evitar que ocurran, el riesgo de apagones es inherente a los sistemas de energía complejos; por lo tanto, contar con metodologías adecuadas para, La restauración del sistema es de suma importancia para los planificadores y operadores de sistemas de energía.

Las unidades de generación de energía eléctrica se dividen en dos grupos en función de la demanda de potencia para arrancar: Unidades BS que pueden arrancar con sus propios recursos internos (que incluyen unidades hidroeléctricas, diésel y turbinas de gas ), y unidades NBS que requieren fuentes de energía externas, para la puesta en marcha. La restauración de un sistema eléctrico comienza con las unidades BS, que proporcionan la potencia inicial necesaria para poner en marcha las unidades NBS. Al mismo tiempo, a medida que se van incorporando nuevas unidades puesta en marcha aumentando la disponibilidad de generación de energía, las cargas se reconectan a mantener la estabilidad del sistema de potencia .

La restauración del sistema eléctrico después de un apagón es una de las tareas más importantes de operadores de sistemas de potencia en los centros de control. Es un proceso complejo destinado a establecer que el sistema vuelva a su funcionamiento normal después de una interrupción extensa. La experiencia aprendida de apagones históricos ha demostrado que un plan eficiente de

restauración del sistema eléctrico es de máxima importancia. En general, un enfoque común para el proceso de restauración consiste en tres fases: la puesta en marcha de los generadores, la re energización de la red y la restauración de la carga. El hilo conductor que une cada una de estas etapas es la Disponibilidad de generación en cada etapa restaurativa.

Los investigadores han trabajado en nuevos modelos y soluciones para resolver la secuencia óptima de arranque de la generación, que es la característica más importante del problema de restauración.

Se propone un algoritmo de optimización de colonias de hormigas para determinar la secuencia óptima de inicio de generación durante la restauración del sistema de energía a granel. En este caso, los autores tienen la intención de maximizar la capacidad de generación del sistema durante el período de restauración considerando las características de los diferentes tipos de unidades de generación y las limitaciones del sistema. Se implementa un algoritmo de optimización firefly para encontrar la generación inicial óptima y la secuencia que minimiza el tiempo total de restauración de un sistema de potencia. Se implementa un algoritmo genético y se utiliza para obtener la secuencia óptima de restauración de la unidad teniendo en cuenta una tendencia decreciente de la eficiencia de puesta en marcha de la unidad. Se adopta un algoritmo de backtracking para determinar la mejor secuencia de reinicio de la unidad considerando un proceso de restauración de dos capas.

Los métodos heurísticos antes mencionados brindan buenas soluciones al problema de la restauración; sin embargo, su complejidad computacional requiere más tiempo que el disponible durante el proceso de restauración; además, no se garantiza el logro de una solución óptima global. Por otro lado, los enfoques de sistemas basados en el conocimiento como los presentados, requieren herramientas de software especiales para las cuales el mantenimiento y soporte a menudo son poco prácticos para la industria energética. Algunos métodos de optimización convencionales también se han propuesto para proporcionar soluciones más precisas al problema de la restauración óptima de sistemas de poder. Los autores resuelven la secuencia de arranque de generación y selección de carga a través de un método de punto interior y de ramificación y unión para proporcionar una restauración óptima de la red de esqueleto. Los autores proponen

la integración de micro redes dentro del problema de optimización de back-start. En este caso, las incertidumbres de la micro red black –start, los recursos se modelan discretizando la distribución de probabilidad de los errores de pronóstico.

Se implementa un modelo de programación lineal entera mixta para resolver el problema de arranque del generador y secuencia., los autores proponen un método de optimización de inicio negro distribuido para redes globales de transmisión y distribución. En este caso, el problema global de optimización de arranque en negro se divide en varios sub problemas en transmisión y distribución de redes aprovechando la generación distribuida. Otras metodologías para resolver la secuencia óptima de arranque para la restauración del sistema incluye optimización en nivel, dinámica, programación lineal de enteros mixtos, relajación lagrangiana y Descomposición de Benders .

Dependiendo de la estructura y características del sistema eléctrico, su restauración y el proceso puede ser diferente. Por un lado, en sistemas de potencia con un elevado número de unidades BS, el sistema de energía se restablece rápidamente debido a la disponibilidad de suficiente energía inicial y recursos de poder Por otro lado, en sistemas de potencia con un número limitado de unidades BS, los resultados de la restauración del sistema son más complicados y consumen más tiempo. En esta investigación, el restablecimiento de sistemas de potencia con un número limitado de recursos de BS y disponibles

Se discuten las plantas de energía renovable. Las principales contribuciones de este trabajo son dos: Primero proporciona un nuevo enfoque de programación lineal de enteros mixtos para resolver el problema óptimo , problema de restauración del sistema eléctrico de arranque de generación, y considera el efecto de fuentes de energía renovables no convencionales (ERNC) dentro del proceso de restauración. La Tabla 1 presenta una breve descripción de varias metodologías aplicadas a la óptima problema de puesta en marcha de la generación, donde CG y MIQP significan generación convencional

Tabla 2. Metodologías de Arranque con ERNC

Year	Methodology	CG	NCRES	BESS
2011	Fuzzy logic	X		
2012	Lexicographic optimization	X		
2014	Pareto search through NSGA-II	X		
2014	Heuristic strategies	X	X	
2014	Spanning tree search	X	X	
2015	Firefly algorithm	X	X	
2015	Lagrangian relaxation	X	X	
2017	Dynamic programming	X	X	
2018	MILP	X	X	
2019	Branch-and-bound	X		
2021	MIQP	X	X	
2021	MILP	X	X	X

Fuente : Elaboracion Propia

Este trabajo de investigación abre un nuevo campo en el modelado del estado restaurativo de sistemas de energía eléctrica con ERNC y BESS. Entre las áreas que se pueden cubrir , para continuar con esta investigación y superar las limitaciones actuales, se han sido identificado:

El proceso de restauración es un problema complejo que debe observarse desde diferentes, aspectos: generación, transmisión, distribución y demanda. este trabajo de investigación cubre directamente los aspectos de generación e indirectamente los de demanda. En este sentido, este trabajo de investigación presenta una metodología que proporciona la primera señal o iteración de la ruta de restauración, pero no proporciona la ruta completa, que también debe incluir la red de transmisión.

Para hacer el problema más completo, las redes de transmisión y distribución deben agregarse a la metodología. Esta investigación tiene en cuenta sólo la parte de generación con energías renovables no convencionales y aunque proporciona un buen punto de partida, no es el escenario definitivo.

Dentro del proceso de restauración, se deben tener en cuenta las limitaciones asociadas a la normalización de la red, como el número de maniobras a realizar y las condiciones de estabilidad de tensión y frecuencia. Por ejemplo, el siguiente caso : Se pueden considerar restricciones: el efecto Ferranti cuando las líneas

largas se van a normalizar, la normalización de redes radiales en primera instancia, no energizando líneas en paralelo hasta alcanzar un cierto grado de robustez de la red, energizando transformadores en paralelo sólo cuando se alcanza el 50 % de la capacidad de carga de uno de los transformadores, etc.

El comportamiento de la variabilidad e incertidumbre de la generación primaria FERNC y el recurso debe ser analizado más a fondo. Se recomienda modelar estas variables en un problema de optimización bajo incertidumbre.

Es posible que se incluyan nuevas restricciones en la metodología si se utiliza el modelo de red de uso completo. Problemas de voltaje, estabilidad y operación de cambiadores de tomas de transformadores, así como pérdidas del sistema, también podría considerarse desde este enfoque.

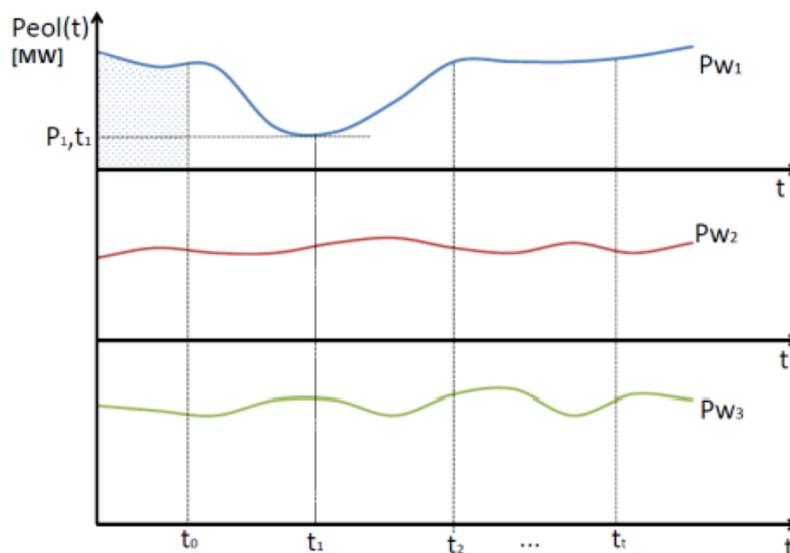


Figura 10 Escenarios simplificados de restauración con ERNC en ambiente NCRES  
Fuente : Elaboracion Propia

La función objetivo propuesta se puede expresar como se indica en la Ecuación (, la cual también considera la minimización de la energía de carga no servida. En este caso, el factor  $(PL_{sys} - PL_{cl})\Delta t$  es la energía de carga no servida; donde  $PL_{sys}$  en [MW] es la potencia total demanda del sistema y  $PL_{cl}$  en [MW] es la carga total restaurada en el tiempo  $\Delta t$  en h

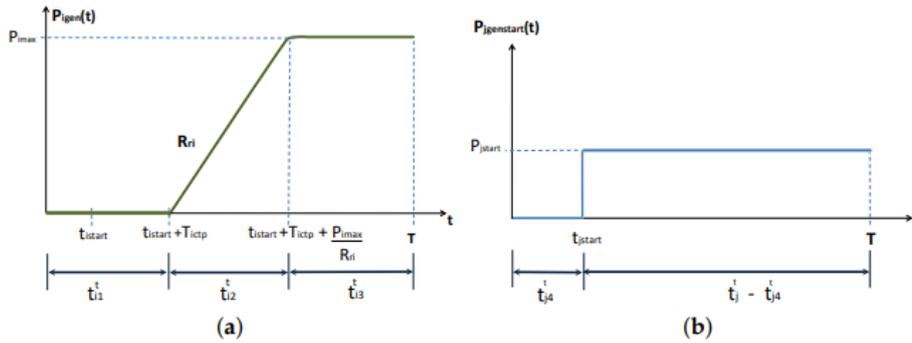


Figura 11 Caracterización de Generadores Convencionales de ERNC  
Fuente: Elaboración Propia

### Requisito de potencia de arranque

Esta restricción está representada por la Ecuación, donde  $P_{igen}(t)$  en [MW] es la generación función de capacidad del generador  $i$ ,  $P_{istart}(t)$  en [MW] es el requisito de potencia de arranque, función del generador NBS  $i$ ,  $R_{ri}$  es el número de generadores NCRES, y  $P_{rvstart}(t)$ , en [MW], es la función de requisito de puesta en marcha de los generadores NCRES. Las ecuaciones representan un problema de optimización combinatoria no lineal. La formulación propuesta que corresponde a un problema MILP se basa en una serie de transformaciones, que se describen en los párrafos siguientes. Inicialmente, es necesario introducir nuevas variables de decisión para definir el generador. función de capacidad de la figura 11, que corresponde a una función lineal por partes. Se advierte que la figura 3a muestra el punto  $(t_{istart} + t_{ictp}, 0)$  en el que el generador comienza a aumentar.

El punto  $(t_{istart} + t_{ictp} + P_{imax}/R_{ri}, P_{imax})$ , en el que el generador alcanza su máxima capacidad de generación separa la curva en tres segmentos: Son variables de decisión binarias que restringen estas tres variables dentro del correspondiente rango. La ecuación representa la función de capacidad del generador por partes:

### Pruebas y Resultados

Se realizaron varias pruebas con el sistema IEEE-39 RTS para validar la propuesta modelo. En la literatura especializada, este caso de prueba no presenta generación renovable; sin embargo, se propone incluir seis generadores ERNC ubicados en los nodos 3, 5, 7, 16, v21 y 23. Una computadora portátil con un procesador Intel (R) core (TM) i5-4200U @ 1.6 GHz 2.3 GHz,

En todas las pruebas se utilizó 6,00 GB de RAM y un sistema operativo de 64 bits.

Aunque el sistema elegido para demostrar la aplicabilidad del enfoque propuesto es relativamente pequeño, la escalabilidad del problema es sencilla. Esto se debe al hecho que el modelo fue implementado en el software GAMS (general algebraic modeling system).

Por otro lado, para reducir el tiempo de cómputo en aplicaciones reales, existen varias estrategias, pueden explorarse como la paralelización o el uso de equipos de cómputo con mayor actuación.

#### Datos de entrada

El sistema IEEE-39 RTS cuenta con 10 generadores cuyas características se presentan y se considera un periodo de evaluación de cuatro horas con una granularidad de 5 min, lo que equivale a 55 periodos de tiempo. Se muestra las cargas asociadas a la prueba del sistema; el escenario evaluado considera un apagón total. Para este estudio de caso, tres paneles solares y se eligieron tres aerogeneradores, cuyos parámetros se muestran .

#### Resultados generales

Se presentan los resultados generales para los escenarios analizados. Después de ejecutar el modelo de optimización con el primer escenario, una función objetivo de 227278.4 [MW/h], se obtuvo en un tiempo de 27.16 [s]. En el segundo escenario, que considera el efecto de ERNC, la función objetivo disminuyó 10,37% con respecto al primer escenario. Cuando todo se integran los recursos disponibles (tercer escenario), la función objetivo disminuye en un 27,4% ,en comparación con el primer escenario. Tenga en cuenta que incluir todas las tecnologías (NCRES y BESS , aparte de la generación convencional) requieren más tiempo de cómputo y un mayor número de iteraciones; no obstante se obtiene una mejor función objetivo.

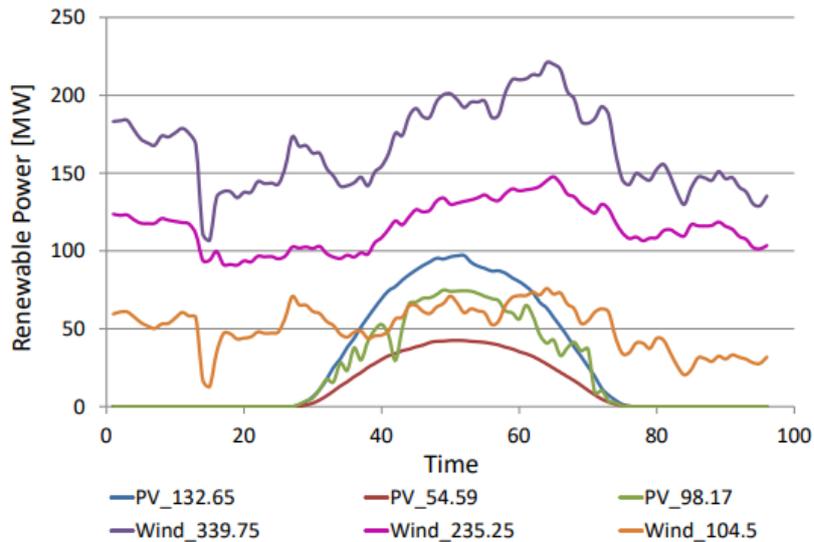


Figura 12 Recursos Energéticos de Salida  
Fuente: Elaboracion Propia

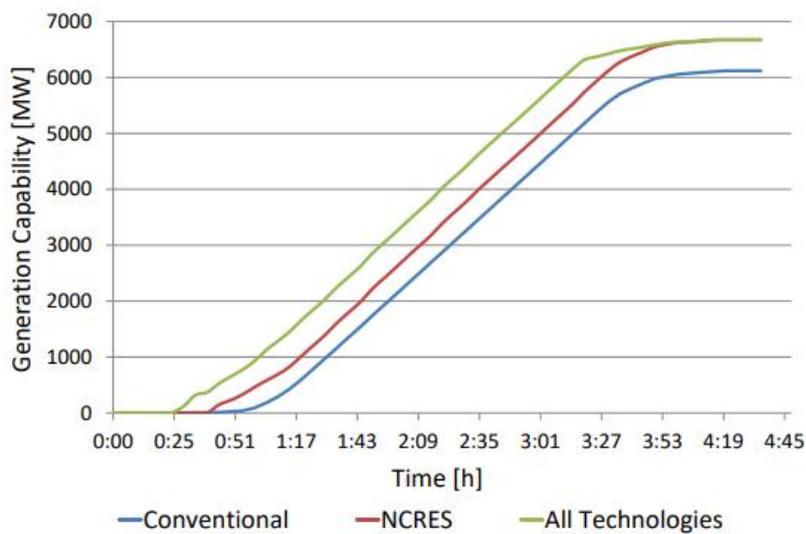


Figure 8. Generation available in the system for all scenarios.

Figura 13 Generación Disponible en todos los escenarios ERNC  
Fuente : Elaboracion Propia

#### Comparación con otras metodologías

En esta sección se presenta una comparación del modelo de optimización desarrollado en este trabajo con otras metodologías presentadas en la literatura especializada. Se muestra, para diferentes técnicas de optimización, el tiempo computacional y si se alcanzó el óptimo global en el proceso de restauración del sistema de prueba IEEE-39 RST con generación convencional. Se puede observar

que la metodología desarrollada en este trabajo, permite lograr una solución óptima global con un tiempo computacional satisfactorio. Está vale la pena mencionar que una comparación de la metodología completa que integra ERNC y BESS no es posible de llevar a cabo ya que al leal saber y entender de los autores no existen otras metodologías que integren simultáneamente estos dos recursos dentro del proceso de restauración óptimo.

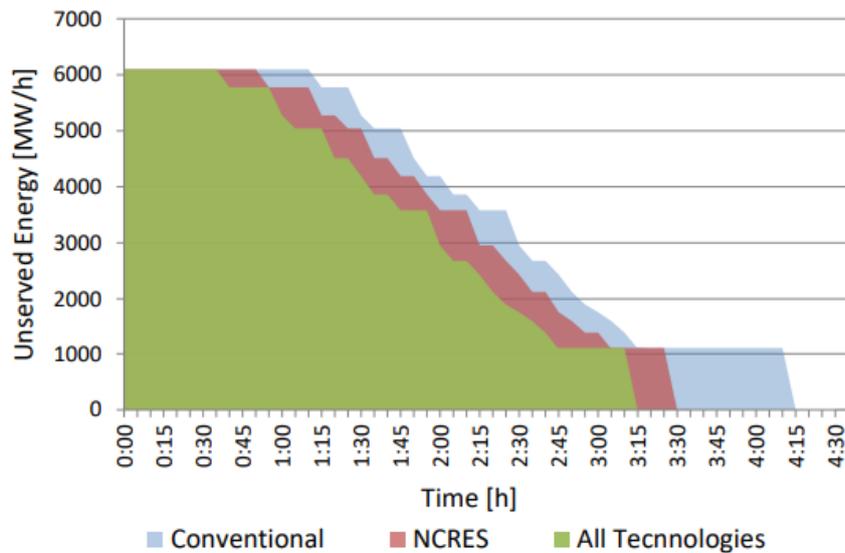


Figura 14 Energías no utilizadas para diferentes escenarios  
Fuente : Elaboracion Propia

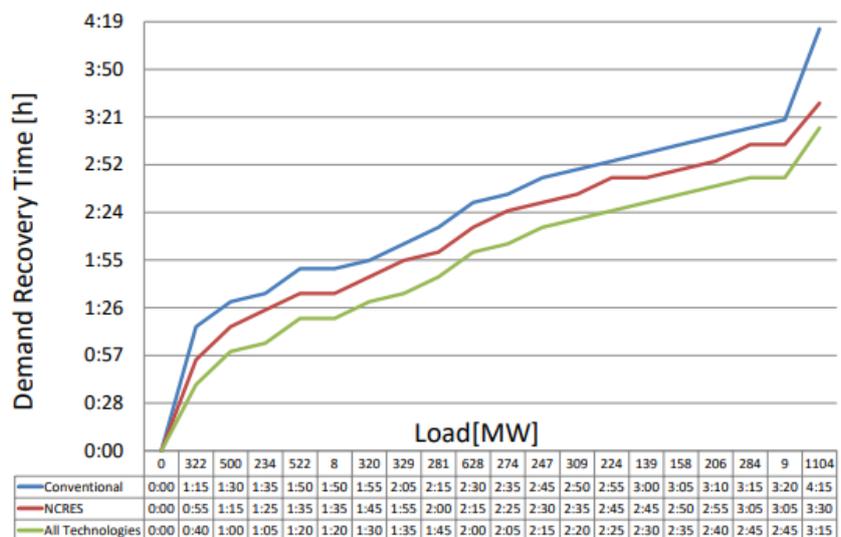


Figura 15 Demanda por tiempo Transcurrido  
Fuente : Elaboracion Propia

La Figura 14 muestra que a medida que se integran los recursos NCRES y BESS; el desatendido la demanda disminuye tiempos de demanda desatendida. Esto significa que la energía no servida disminuye a medida que la demanda los tiempos de recuperación se acortan. La Figura 15 muestra los tiempos de progresión de la restauración de la demanda en el sistema donde también se evidencia la ventaja de tener un mixto de ERNC y BESS

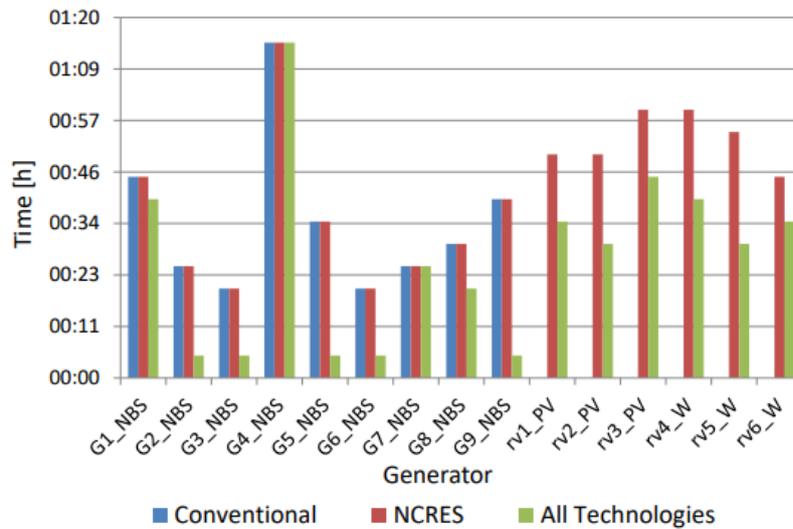


Figura 16 Tiempo de Arranque de Generadores  
Fuente : Elaboracion Propia

#### **4.3.- DETALLAR LA TECNOLOGÍA DE LA CONFIGURACIONES VIABLES EN EL PERÚ, PARA LA ACUMULACIÓN Y USO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA**

En cuanto a las configuraciones disponibles a la fecha, el actual estado del arte del avance científico en la acumulación y uso de la energía eléctrica, ha avanzado debido a la diferencia entre la oferta ( producción de energía eléctrica , en centrales eólicas, en donde la energía responde a una frecuencia de probabilidades tipo Weibull, normal es decir de naturaleza aleatoria, en cuando dirección y magnitud promedio, en horas que no existe la demanda ) y la demanda ( que en nuestro país no tiene el menor atisbo de modulación , es decir trasladar la demanda de horas pico a horas valle, trasladar la demanda a horas en que se produce viento y los consumidores son alertados por mensajes de texto y voz por medio de sus medidores inteligentes), por lo que es necesario acumular ingentes cantidades de energía, tanto en la generación macro ( que ya ha venido siendo atendida por las centrales de bombeo, volantes de inercia ), como la generación micro generación que viene siendo atendida, por baterías eléctricas básicamente la de los vehículos eléctricos, pero es básicamente en los vehículos eléctricos, donde se esta dando el cambio cualitativo de paradigma, pues de motores de combustión interna, que combustionan gasolina o Petroleo, con aditivos de etanol y Bio diésel, así mismo últimamente con GLP ( Gas licuado de Petroleo ) y GNV ( Gas Natural Vehicular), pero que apuntan a ser accionadas por motores eléctricos, con energía acumulada en baterías eléctricas , con el problema de la poca densidad energética de estas, por las tradicionales baterías de plomo – acido, tanto de ciclo normal o como las de ciclo profundo, así como las modernas de ion litio y catodo y ánodo de grafito y de membrana PEM, pues las primeras tienen una densidad de 0.3 Kwhr por kilogramo de Batería, y las segundas gozan de una densidad de 1.0 Kwhr por kilogramo de Peso, comparados con los 40 Kwhr por kilogramo de Hidrogeno, pero a condiciones de presión del orden de los 700 Bar y – 250 °C ( Temperatura del orden criogénico )

En cuanto a las alternativas tecnológicas vigentes al presente debemos de indicar con precisión :

En la literatura, así como revisiones específicas de tecnología sobre tecnologías individuales como el almacenamiento de energía hidroeléctrica bombeada , almacenamiento de energía de aire comprimido, almacenamiento de energía de aire líquido, volantes, baterías de iones de litio, supercondensadores y flujo redox pilas. Todas estas revisiones brindan información detallada y sistemática sobre varias tecnologías EES, que pueden complementar esta sección para proporcionar desarrollo tecnológico detallado y avance a nivel de material, módulo y sistema en varias tecnologías EES. Por lo tanto, como el enfoque de esta sección es construir una comprensión de diferencias entre varias tecnologías EES, para ayudar a futuras revisiones y debates sobre el papel y el costo de EES para la descarbonización del sistema eléctrico, se presentan brevemente todas las tecnologías EES. La figura 17 muestra diagramas ilustrativos de todas las tecnologías EES consideradas en este estudio, que se presentará a continuación

Introducción descripción general de las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica

Las tecnologías EES se clasifican en tres categorías en este estudio: EES mecánico, EES electroquímico/eléctrico y EES de combustible alternativo. EES mecánico por lo general se basa en bi-conversiones entre la electricidad y energía cinética, algunas de las cuales se realizan a través de variaciones de la energía interna de un medio de trabajo (por ejemplo, agua, aire y rocas).

El EES mecánico considerado en este estudio incluye almacenamiento de energía hidráulica bombeada (PHES), almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES), aire líquido almacenamiento de energía (LAES), almacenamiento de energía térmica (TES), energía de gravedad, almacenamiento (GES), y volantes. EES electroquímico/eléctrico por lo general es basado en reacciones electroquímicas reversibles o capacitivas eléctricas, procesos de almacenamiento de electricidad. El EES considerado en este estudio incluye baterías de iones de litio (LIB), baterías de metal líquido (LMB), Redox, baterías de flujo (RFB) y supercondensadores. El EES de combustible alternativo suele ser basado en reacciones electroquímicas reversibles que completan un ciclo de reducción y oxidación de un combustible no fósil. En el EES, la electricidad es Se utiliza para producir combustibles alternativos que son portadores de energía almacenables y transportables, probablemente con altas densidades de energía. El electro-

sintetizado combustible podría ser utilizado (es decir, oxidación) en un lugar diferente de donde es electro-sintetizado, lo que potencialmente satisface necesidades de energía más amplias en diferentes lugares como combustible. El EES considerado en este estudio incluye almacenamiento de energía de hidrógeno (HES) y almacenamiento de energía de combustibles metálicos (MFES). La Fig. 17 presenta diagramas ilustrativos para mostrar estas tecnologías EES.

Almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo (PHES), Los PHES tradicionales utilizan el potencial gravitatorio del agua entre dos embalses con diferentes alturas para generar electricidad, como se ilustra en la Fig. 1(a), convirtiendo energía entre potencial y electricidad en un manera bidireccional. PHES representa aproximadamente el 93 % del almacenamiento a gran escala implementaciones que actualmente representan más de 130 GW en todo el mundo. La mayoría de las actuales plantas de PHES en Europa y EE. UU. se construyeron antes de 1990, como las unidades de pico de energía a base de gas surgieron como soluciones alternativas más baratas en las últimas décadas. Las plantas de PHES recientes se instalaron principalmente en India y China. Desde 2018, China ha superado a Japón para convertirse en el país que posee la mayor capacidad de PHES. Debido a la necesidad de EES de larga duración a gran escala, el interés en construir nuevos PHES plantas se ha vuelto a encender en países de todo el mundo. Una de las limitaciones clave de PHES es su limitación geográfica. Las tendencias de desarrollo de los PHES se centran principalmente en mitigar sus restricciones geográficas. Por lo tanto, los sitios más factibles y los recursos geográficos, p.ej. PHES subterráneos, se analizan y discuten en un circuito cerrado. Se propone que el PHES 'fuera del río', se ubique cerca de la cima de una colina en lugar de almacenamiento de energía hidroeléctrica convencional en un valle fluvial, lo que podría aumentar el número de ubicaciones adecuadas para PHES. El nuevo ciclo cerrado PHES utiliza reservorios más pequeños que los convencionales con significativamente menos costos e impactos ambientales. Se estimó que hay 616,000 sitios potenciales para construir el PHES de circuito cerrado fuera del río con un potencial de almacenamiento combinado de 23.000 TWh. Para aumentar la densidad de energía, se propuso un fluido de alta densidad para reemplazar el agua como el fluido de trabajo. La densidad del nuevo fluido es 2,5 veces la del agua, por lo que el volumen requerido del fluido se reduce significativamente. este

volumen la reducción puede traducirse potencialmente en una construcción considerablemente más baja, costos, tiempos de construcción más rápidos y restauración y paisajismo más fáciles, lo que finalmente conduce a ubicaciones más favorables. Se estimó que había ~9500 oportunidades de sitio en el Reino Unido, ~80,000 en Europa y ~160,000 en África .

El CAES tradicional es una tecnología EES mecánica que convierte la energía entre electricidad y energía cinética variando la energía interna energía del aire. Durante el proceso de carga, la tecnología usa electricidad para comprimir aire y almacenar el aire comprimido en depósitos de aire; durante el proceso de descarga, el aire comprimido se libera para generar electricidad a través de turbinas y generadores. Generalmente se clasifican tres plantas CAES: plantas CAES diabáticas convencionales, CAES adiabáticas y plantas isotérmicas CAES. Las diferencias entre los tres tipos de plantas CAES son la fuente de calor para recalentar el aire durante la expansión, y el perfil de temperatura de funcionamiento. CAES para diabéticos utiliza gas natural para recalentar el aire comprimido durante el período de descarga. Adiabático CAES utiliza el calor de compresión almacenado para recalentar el aire a través del almacenamiento de energía térmica. Como se ilustra en la Fig. 18, tanto el calor de compresión y el aire comprimido se almacenan en CAES adiabáticos. CAES isotérmico también almacena aire y calor y los usa para descargar, pero la temperatura del aire se mantiene constante en compresión y expansión. Dos conocidas plantas CAES a gran escala, Huntorf (321 MW) en Alemania y McIntosh (108 MW) en América han sido exitosamente operadas durante décadas. En la década de 2010, aunque varios CAES a gran escala se anunciaron sus proyectos, la mayoría de ellos no llegaron a construirse por completo o fueron temporalmente puestos en suspenso Para aplicaciones EES a pequeña escala, la expectativa de costo de almacenamiento cambió significativamente en la última década causado por la reducción sustancial de costos de las baterías de iones de litio. En el contexto, dos nuevas empresas estadounidenses que se centraron en CAES a pequeña escala, SustainX y Lightsail, tampoco lograron comercializar la tecnología.

A fines de la década de 2010, demostraciones exitosas de nuevos sistemas CAES empezó a surgir. En 2016, una empresa suiza, ALACAES, construyó y probó

experimentalmente una planta CAES adiabática utilizando cavernas abandonadas en montañas e informó una eficiencia general de ida y vuelta (RTE) en exceso del 72%. También hay proyectos CAES adiabáticos en operación o en construcción en Canadá y Australia, y una cartera de proyectos a gran escala proyectos CAES adiabáticos en EE. UU. y Chile. En China, chino Academy of Science construyó una planta piloto CAES adiabática de 1,5 MW y un Sistema piloto CAES adiabático de 10 MW en 2014 y 2019 respectivamente

Se informó que la RTE probada de la planta CAES de 10 MW era del 60,2 %, Se construyó otra planta piloto CAES adiabática de 500 kW denominada 'TICC-500' y probado en 2015 con un RTE del 42 %. Con estas experiencias de demostración, actualmente hay varias plantas CAES a escala de red de 50 a 100

MW en construcción en China. Para las aplicaciones CAES a pequeña escala, el enfoque se trasladó al almacenamiento en alta mar en el que el entorno operativo es más duro que en tierra y donde el almacenamiento electroquímico como las baterías de iones de litio pueden no ser aplicables. US Oak propuso un prototipo de CAES isotérmico utilizado para aplicaciones en alta mar, Ridge National Laboratory, que bombea agua para comprimir aire de un mínimo de 70 bar a un máximo de 130 bar. El RTE probado del prototipo es 24%. Otro prototipo CAES isotérmico construido utilizando agua de mar profunda como pistón líquido para comprimir aire como almacenamiento para integrarse con energía eólica marina, mareomotriz, undimotriz y solar, es medido el rendimiento es prometedor con una eficiencia energética de mecánica a mecánica superior al 93 % y un RTE estimado de electricidad a electricidad de alrededor 75%

#### Almacenamiento de energía en aire líquido (LAES)

LAES es un almacenamiento de energía termo mecánico que utiliza aire como fluido de trabajo. Como se ilustra en la Fig. 17, LAES se basa en el almacenamiento criogénico del aire líquido en depósitos artificiales después de la licuefacción del aire desde un estado inicialmente gaseoso en las condiciones ambientales. Cuando sea necesario, el líquido es el aire criogénico se libera, evapora, calienta y expande en turbinas para impulsar generadores para la generación de energía. El calor de compresión durante la carga y el frío de evaporación durante la descarga se pueden almacenar y utilizado en el proceso LAES.

LAES podría verse como una variante de CAES en una dirección opuesta a presiones y temperaturas más bajas que permiten la licuefacción del aire, pero en particular, tiene una densidad de energía mucho más alta que el almacenamiento mecánico convencional (es decir, PHES y CAES) y es independiente de la geología. condiciones de almacenamiento [16]. Estas características permiten a LAES cada vez más llamar la atención para el almacenamiento de energía a gran escala y de larga duración. El RTE de LAES depende de la gestión eficaz del calor y el frío, normalmente variando entre 20 y 60%.

La primera demostración LAES a escala piloto para aplicaciones de energía fue construido por Highview Power utilizando un 350 kWe/2,5 MWh a principios de la década de 2010, seguida de una demostración a escala de red de 5 MWe/15MWh en 2018]. En 2019, Highview Power anunció dos LAES ampliados más plantas en el Reino Unido (50 MWe/250 MWh) y EE. UU. (50 MWe/250 MWh), respectivamente.

#### Almacenamiento de energía térmica (TES)

TES es una parte indispensable del sistema de energía. Calor residual y la energía renovable intermitente podría ser recuperada por los sistemas TES para abordar el desequilibrio entre la generación de energía y la demanda del usuario, con el objetivo de mejorar la eficiencia de la empresa de energía y reducir la emisión de gases de efecto invernadero. TES se ha integrado ampliamente con sistemas de energía solar concentrada (CSP) como almacenamiento para remodelar el generado energía de la energía solar térmica. Además, TES juega un papel crucial en CAES y LAES para aumentar la RTE y reducir las emisiones de carbono. lata de calor también se puede utilizar como una forma de energía para completar el proceso de almacenamiento de energía eléctrica, lo que permite que los TES sean sistemas EES independientes para completar el ciclo de almacenamiento eléctrico con procesos power-to-heat y heat-to-power. En estos sistemas EES, durante el período de carga, la electricidad es almacenado en forma de calor, ya sea calor sensible, calor latente o químico productos de reacción; luego, el calor almacenado se libera para impulsar un motor térmico para la generación de energía en el período de descarga. En EES independiente de aplicaciones, se suelen encontrar dos tipos de tecnologías TES.

Como se muestra en la Fig. 17, almacenamiento de energía térmica bombeada (PTES), utiliza ciclos convencionales de motor térmico con el motor-compresor y grupo expansor-generador para lograr la bi-conversión entre potencia y energía térmica mediante el uso de un fluido de trabajo. El concepto PTES, se estudió por primera vez utilizando aire como fluido de trabajo y almacenando calor a una temperatura de 800–900 °C con bolas de cerámica en tubos de acero. Similar, los sistemas PTES de ciclo cerrado también se investigaron con diferentes trabajos fluidos y materiales de almacenamiento térmico. A principios de la década de 2010, con £ 14 millones de fondos asegurados, Isentropic Ltd. anunció que desarrollaría y demostraría un sistema PTES Joule-Brayton de 1.5MW/6MWh utilizando recipientes de almacenamiento de lecho empacado con guijarros. Los PTES desarrollados estaba destinado a soportar alrededor de 5000 subestaciones en todo el Reino Unido con un rango de potencia de 12 a 24 MW. Sin embargo, la empresa se quedó sin fondos sin entregar el producto final y el prototipo parcialmente construido se entregó a la Universidad de Newcastle. Un PTES reducido prototipo de 150 kW/600 kWh fue construido por un equipo de la Universidad de Newcastle, que utiliza una compresión alternativa reversible patentada y máquina de expansión con una relación de presión de 12 y almacena calor en el rango de temperatura de 773 K [7]. Se anunció el RTE del prototipo PTES ser del 65%. Otra empresa derivada de Google X, Malta Inc., también trabaja en el desarrollo de una tecnología PTES similar (10MW/80MWh) utilizando almacenamiento de calor en sales fundidas para el almacenamiento de energía a escala de red

Otro tipo de solución EES térmica se basa en alta temperatura almacenamiento térmico y fotovoltaico (TPV), que utiliza novedosos motores térmicos termo fotovoltaicos para la generación de energía. Durante la carga del período, el calor de alta temperatura se genera a través del calentamiento Joule resistivo o CSP y se almacena en forma de calor sensible. Cuando es necesario, se utilizan paneles TPV multiunión para absorber los fotones liberados del material de almacenamiento caliente y generar energía sin piezas móviles, implementar el concepto usando metal líquido como almacenamiento sensible a través de una matriz de tubos para emitir luz utilizada para la generación de energía mediante paneles TPV multiunión. Recientemente, una eficiencia récord del 31% fue logrado

por un dispositivo TPV basado en GaAs bajo un emisor térmico de 2330 °C . Un potencial 40+ % es posible y el RTE de los novedosos TES podría llegar al 50 + % [50]. En comparación con PTES y TES en otras aplicaciones, el desarrollo de esta termo fotovoltaica de alta temperatura, el almacenamiento eléctrico basado en motores térmicos se encuentra en una etapa inicial.

#### Almacenamiento de energía por gravedad (GES)

El almacenamiento de energía por gravedad (GES) utiliza la misma energía cinética que PHES pero reemplaza el agua con sólido como masa suspendida para realizar la conversión de energía entre electricidad y potencial gravitacional. Como se ilustra en la Fig. 17, durante el período de carga, la electricidad fuera de horas pico se consume para impulsar motores eléctricos para levantar masa desde su base hasta una posición más alta con alto potencial de gravedad. Durante el período de descarga, al utilizar el potencial de la masa suspendida, su fuerza de gravedad impulsa el generador eléctrico para producir energía.

GES puede ofrecer almacenamiento de energía asequible a largo plazo y de larga duración con una baja capacidad de generación, que podría llenar el vacío existente para la energía tecnologías de almacenamiento con capacidad de 1 a 20 MW y almacenamiento de energía, ciclos de almacenamiento de 7 días a tres años. También es factible escalar y mejorar la tecnología para admitir aplicaciones de almacenamiento en red para proporcionar servicios auxiliares. Dependiendo del tipo de masa seleccionado y la forma para almacenar y liberar el potencial se derivan diferentes sistemas GES.

La investigación y el desarrollo actuales sobre GES están impulsados principalmente por el sector empresarial. A continuación, se enumeran tres sistemas GES seleccionados que son actualmente en la etapa de demostración a gran escala.

El módulo de energía de gravedad, el sistema GES utiliza un gran pistón como la masa suspendida en un pozo/pozo profundo lleno de agua para convertir la energía entre electricidad y la energía potencial del pistón utilizando una bomba-turbina tipo Francis a nivel del suelo. A medida que el pistón cae, empuja el flujo de agua hacia la turbina y hace girar un motor eléctrico. máquina (por ejemplo, motor/generador) para producir electricidad. Por el contrario, para almacenar la energía potencial, la energía de la red impulsa la máquina eléctrica en reversa, haciendo girar la bomba

para presurizar el agua para que fluya hacia atrás al eje para levantar el pistón. La capacidad de almacenamiento de energía ha terminado, cientos de megavatios-hora por eje, y su RTE es alto.

El pistón está hecho de roca reforzada y hormigón para minimizar costo. Gravity Power está desarrollando actualmente una demostración de 1 MW instalación en Alemania.

ARES (almacenamiento de energía ferroviario avanzado) [55]: ARES GravityLine es un sistema de transmisión por cadena que usa electricidad para conducir automóviles (como masa) cuesta arriba para convertir la energía eléctrica en energía potencial en un lugar elevado. Cuando la red requiere energía, los autos se liberan y se mueven cuesta abajo para impulsar los motores eléctricos para convertir la energía potencial nuevamente en electricidad. GravityLine™

El sistema de almacenamiento consiste en pistas modulares de 5 MW y son escalables de 5 MW a 1 GW de potencia, megavatios-hora a gigavatios-hora de almacenamiento de energía y de 15 min a 10 h de duración del almacenamiento dependiendo el diseño del sistema. ARES está construyendo actualmente un proyecto de 50 MW para servicios auxiliares en Nevada EE.UU.

Energy Vault : la torre Energy Vault usa cuerdas para moverse 35 toneladas de ladrillos compuestos de bajo costo hechos a la medida hacia arriba y hacia abajo. Durante el período de carga, se extrae electricidad para impulsar motores eléctricos para levantar ladrillos desde la base hasta la parte superior de la torre. con el desarrollado de algoritmos y controles, varios ladrillos se mueven al mismo tiempo y cada ladrillo se mueve a una altura diferente a medida que se va construyendo la torre.; sin embargo, el consumo de energía para levantar ladrillos se mantiene constante. Energy Vault está construyendo actualmente una demostración a escala de red del sistema en Suiza. Esta 'Unidad de Demostración Comercial' tiene un capacidad estándar de 35 MWh, pero posiblemente variando de 20 a 80 MWh de capacidad de almacenamiento por sistema individual dependiendo de los permisos altura y el número de ladrillos compuestos.

### Volantes

Un volante es una tecnología EES mecánica. Como se muestra en la Fig. 17, un sistema de volante almacena energía como energía cinética rotacional al acelerar y desacelerar una masa giratoria (es decir, el volante) que es conectado con una

máquina eléctrica para cargar y descargar energía respectivamente. Durante el período de carga, la energía eléctrica se consume para acelerar el volante y almacenar energía en forma cinética. Cuando es necesaria, la energía cinética se libera para impulsar un generador de energía, generación, a medida que la velocidad de rotación disminuye.

El rendimiento energético de los volantes depende principalmente del momento de inercia del rotor y de la velocidad de rotación. Los volantes suelen ser clasificados en dos categorías: volante de baja velocidad (< 10.000 rpm) y volante de inercia de alta velocidad (10 000–100 000 rpm). Los volantes se caracterizan por ser una tecnología EES de alta densidad de potencia y baja densidad de energía, por lo que suelen aplicarse en periodos de corta duración, la calidad y estabilización en las redes eléctricas. Se propuso que los volantes fueran utilizado como objeto principal para vehículos eléctricos y energía estacionaria hasta 2017, la potencia total instalada de volantes de inercia a nivel mundial es de 0,9 GW. El almacenamiento de energía de volante de inercia más grande del mundo sistema con una potencia de 300 kW, fue construido en Mt. Komekura en Yamanashi prefectura en 2015, utilizado para equilibrar una planta solar de 1MW [59].

#### Baterías de iones de litio (LIB)

Las LIB pertenecen a la tecnología EES electroquímica, que han sido, ampliamente utilizado para dispositivos electrónicos portátiles durante décadas debido a su alta densidad de energía y rendimiento de ciclismo. Con la importante reducción de costos de las LIB en los últimos años, la tecnología ha comenzado a ser desplegados para apoyar la red eléctrica donde se instalan fuentes de energía renovable intermitentes cada vez más rápidas. Como se muestra en la Fig. 17, una LIB moderna consta de dos electrodos, generalmente un cátodo de óxido de metal de litio y un ánodo de grafito, separados por un separador poroso sumergido en un electrolito líquido. El electrolito es normalmente un ion-litio no acuoso, líquido conductor. Durante el período de carga, con la electricidad externa y fuerza impulsora, los iones  $\text{Li}^+$  se mueven desde el cátodo al electrolito y finalmente se intercalan entre las capas de grafito en el ánodo. Por el contrario, en el período de descarga cuando está conectado a una carga externa,  $\text{Li}^+$

Los iones se mueven inversamente desde el ánodo de grafito al cátodo a través del

Electrólito, Los LIB a menudo se caracterizan por los diferentes materiales del cátodo. Las químicas de cátodo de LIB tienen un gran impacto en el rendimiento de LIB, y estas químicas han evolucionado en los últimos años para mejorar el rendimiento del sistema. Los materiales del cátodo generalmente incluyen óxido de litio y cobalto (LCO), fosfato de litio y hierro (LFP), óxido de litio y manganeso (LMO), óxido de litio, níquel, cobalto y aluminio (Li-NCA) y óxido de litio, níquel, manganeso y cobalto (Li-NMC). Estos diferentes químicos también dan como resultado diferentes atributos de rendimiento y compensaciones

En la actualidad, el desarrollo de LIB está impulsado predominantemente por el mercado de rápido crecimiento de los vehículos eléctricos. Estos LIB en vehículos eléctricos pueden potencialmente proporcionar flexibilidad a la red eléctrica al participar de los mercados de electricidad en el lado de la demanda, lo que se conoce como vehículo a la red (V2G). Construcción de una red inteligente con integración masiva de los vehículos eléctricos e híbridos enchufables beneficiarán a la red eléctrica mediante el uso de LIB en vehículos eléctricos para facilitar la integración de renovables y producción de energía distribuida.

#### Baterías de metal líquido (LMB)

Los LMB se propusieron hace un siglo cuando se inventó la producción electrolítica de aluminio de ultra alta pureza, Como ilustrado por, un LMB usa dos metales líquidos como electrodos con una sal fundida y electrolito en el medio, lo que lleva a una estructura de tres capas. La temperatura de funcionamiento de las LMB es más alta que la de las baterías convencionales, por lo general operado en un rango de temperatura entre 25 y 1000 °C. Con respecto a los materiales para electrodos en LMB, materiales metálicos candidatos con un potencial de deposición inferior a -2,0 V se utilizan para electrodos negativos (ánodo) y los que tienen un potencial superior a -1,0 V se utilizan para más sobre el texto fuente Se requiere el texto fuente para obtener información adicional sobre la traducción

Una comparación técnica entre diferentes tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica

La potencia y la energía son las características más importantes de las tecnologías EES, que también son factores importantes para definir las aplicaciones y los servicios del sistema de potencia en el mercado eléctrico. La potencia generalmente se refiere a la clasificación de potencia, también llamada capacidad

de potencia, normalmente describe la potencia máxima de una aplicación EES. Para muchas tecnologías EES, las capacidades de potencia de carga y descarga son las mismas, cuando ambos procesos utilizan el mismo componente (por ejemplo, motores reversibles en PHES); mientras que para los procesos de carga y descarga desacoplados (por ejemplo, máquinas separadas de la motobomba y la turbina-generador para la carga y descarga respectivamente), la potencia de carga y la potencia de descarga pueden diseñarse de manera diferente, pero normalmente están en el mismo orden de magnitud. De manera diferente, la capacidad de energía describe la energía total que una aplicación EES podría almacenar y descargar, que es una acumulación de la generación de energía a lo largo del tiempo. Para una capacidad de potencia fija, la duración de la descarga indica la escala de la capacidad de energía de la aplicación EES. Por lo tanto, con la potencia nominal y la duración de la descarga, una aplicación EES podría caracterizarse para aplicaciones de sistemas de potencia adecuados. La Fig. 2 muestra una comparación de la potencia nominal y la duración de la descarga de las tecnologías EES. Se destacan las escalas de tiempo caracterizadas desde un segundo hasta un año. La Fig. 18 indica que, excepto los volantes, todas las demás tecnologías EES mecánicas son adecuadas para operar a altas potencias nominales y descargar durante más de una hora. Los volantes son adecuados para aplicaciones con una duración de almacenamiento muy breve. Por el contrario, las tecnologías EES electroquímicas/eléctricas funcionan principalmente con potencias nominales bajas (menos de 10 MW) con una duración de descarga de menos de varias horas. Solo los RFB son adecuados para operar durante más tiempo, por lo general hasta 24 h. A diferencia de otras tecnologías EES, las tecnologías EES de combustible alternativo, por ejemplo, HES/PtG y MFES, son potencialmente capaces de cubrir una amplia gama de potencias nominales y duraciones de descarga. La Tabla 1 proporciona las métricas para mostrar el rendimiento diferente de varias tecnologías EES. Para una cantidad dada de energía, cuanto mayor sea la potencia y la densidad de energía, menor será el volumen del sistema de almacenamiento de energía requerido. Del mismo modo, cuanto mayor sea el RTE, menor será el consumo de energía en el proceso de carga, lo que conducirá a un menor costo operativo. El tiempo de respuesta es otra métrica crítica, ya que suele limitar las aplicaciones en las que EES puede participar. En general, los EES

mecánicos como PHES, CAES, LAES y TES, suelen tener menor densidades de energía, por lo que requieren grandes depósitos para garantizar la capacidad de energía para aplicaciones a escala de red. Los volantes y los supercondensadores tienen densidades de potencia muy altas, pero densidades de energía relativamente bajas. Todas las tecnologías EES mecánicas tienden a tener una larga vida útil de 25 a 50 años. La mayoría de las baterías electroquímicas, por ejemplo, las LIB, tienen densidades de energía altas y densidades de potencia altas. Las densidades de las baterías de flujo son más bajas que las de las baterías convencionales. La vida útil de las baterías electroquímicas suele ser menor que la EES mecánica, que también depende del funcionamiento (p. ej., temperatura, profundidad de descarga y tasa de capacidad) de las baterías. Las LMB y RFB tienen una vida útil más larga que las de otras baterías. Las tecnologías EES basadas en combustibles alternativos suelen tener altas densidades de energía y altas densidades de potencia, pero RTE bajos, limitados por las pérdidas de energía en el proceso de potencia a X y X a potencia.

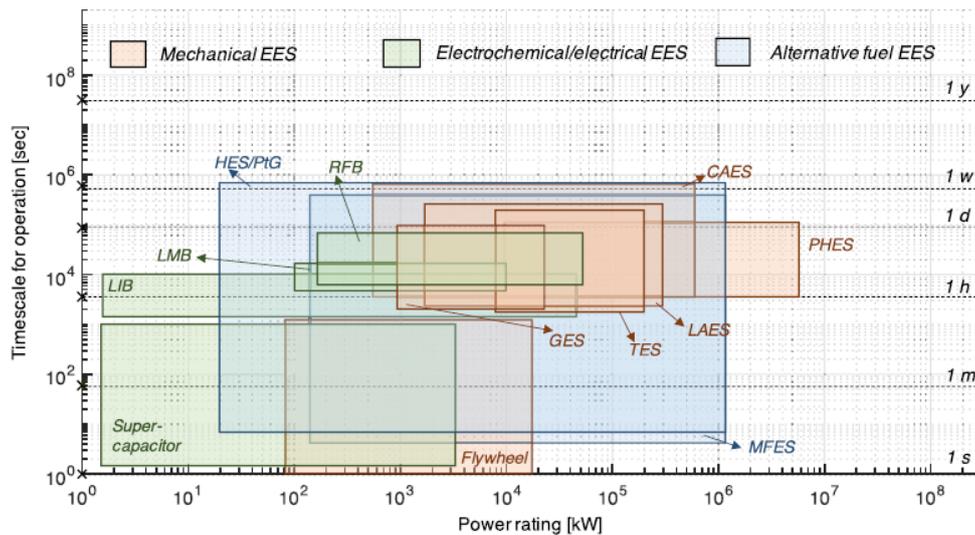


Figura 17 Comparación entre ratios de escala y tiempo, para tecnologías de almacenamiento de Energía  
Fuente : Elaboracion Propia

Tabla 3. Comparación de performance entre diferentes Tecnologías EES

EES TECHNOLOGY	ENERGY DENSITY	LIFETIME
PHES	0.13-0.5	40 YEARS
CAES	0.5-20	40 YEARS
TES	50-80	40 YEARS
GES	20-80	40 YEARS

Fuente : Elaboracion Propia

La descarbonización se refiere a un proceso de reducción radical de las emisiones de carbono. En este documento, los sistemas de energía descarbonizados se refieren a sistemas profundamente descarbonizados con una reducción de las emisiones de carbono del 80 % o más, generalmente en comparación con el nivel de 1990. Una gran proporción de las emisiones totales de carbono de una nación proviene de la generación de energía eléctrica, por lo tanto, para cumplir con los objetivos generales de reducción de emisiones, estas redes deben descarbonizarse. Como tal, se han generado numerosos escenarios que describen futuros sistemas eléctricos potenciales bajos en carbono. Muchos de estos estudios enfatizan la importancia de EES para proporcionar los servicios de equilibrio y flexibilidad de la red descritos anteriormente, asegurando la seguridad del suministro en redes con una proporción muy alta de generación renovable. En esta sección, revisamos las capacidades EES estimadas en escenarios futuros plausibles de sistemas de energía descarbonizados. En la Tabla 2 se proporcionan estudios y escenarios adicionales con la composición de los requisitos de EES. La Tabla 2 indica claramente la capacidad significativa de EES requerida para la descarbonización de energía en todo el mundo, sustancialmente más alta que la capacidad actual (es decir, 104 GW a nivel mundial), aunque también existen incertidumbres significativas entre diferentes escenarios. Han examinado los escenarios futuros de la red eléctrica para cumplir los objetivos climáticos del Reino Unido. Los estudios concluyen que para que el Reino Unido apoye una red con una alta proporción de generación renovable a partir de energía eólica y solar, la capacidad de EES y la interconexión deben expandirse en gran medida. El último estudio sugiere que para 2050, se necesitarían implementar 400 GWh de almacenamiento en la red del Reino Unido, hechos a partir de una combinación de tecnologías de almacenamiento. Además, National Grid ha publicado escenarios

energéticos futuros del Reino Unido para 2050. Para que se cumplan los objetivos de emisiones, la red del Reino Unido necesita potencialmente duplicar o triplicar su capacidad para satisfacer la demanda eléctrica. Se evalúan cuatro escenarios, todos enfatizando el requisito de EES a nivel de red, con el requisito estimado en 115–203 GWh de capacidad y 21–40 GW de energía entregable del almacenamiento. Se espera que LIB a través de V2G juegue el papel principal en estas proyecciones, aunque se espera que se implemente una combinación de tecnologías EES. Además, Energy Systems Catapult también ha proyectado el consumo eléctrico del Reino Unido y el papel de EES en sus escenarios. Se examinan dos futuros, un sistema centralizado y un sistema distribuido en el que la generación y el almacenamiento se producen a gran escala o en un sistema distribuido a pequeña escala. La cantidad relativa de EES requerida se estimó en 35 GWh y 29 GWh, respectivamente, compuesta por una combinación de tecnologías. Se han realizado varios análisis para una red eléctrica europea. Se estima que el sistema eléctrico europeo podría abastecerse en su totalidad con energía solar fotovoltaica y eólica a un precio rentable, con una capacidad EES instalada del 3,8 % de la demanda anual. Si se aumenta un 10% el exceso de capacidad de generación, este requerimiento de almacenamiento se reduciría al 0,19% de la demanda anual, se presentó caminos potenciales para una red eléctrica 100 % renovable para Europa para 2050. Combinando el almacenamiento ampliado y la interconexión, el estudio muestra una solución factible y rentable para reducir las emisiones de carbono en la futura red eléctrica europea. El estudio concluye que las baterías jugarán un papel importante para satisfacer las necesidades de almacenamiento de energía a corto plazo, mientras que A-CAES, TES y PtG cumplirán con los requisitos estacionales a largo plazo.

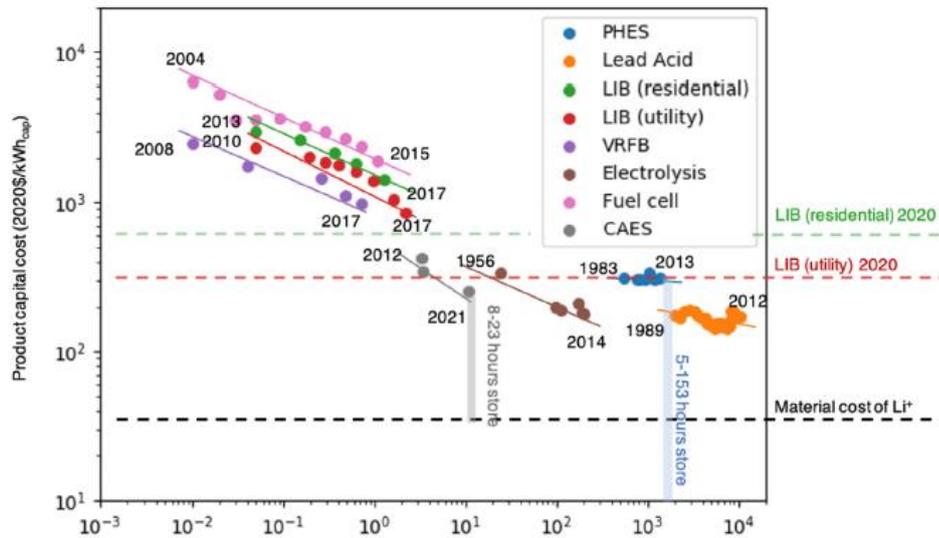


Figura 18 Capacidad Nominal Instalada en Gwhr  
Fuente : Elaboracion Propia

Oportunidades y desafíos para el almacenamiento de energía eléctrica a lo largo del camino de la descarbonización de la energía, Para descarbonizar el sistema de energía hacia un sistema de cero emisiones netas o carbono neutral, el uso de EES aumentará significativamente en las próximas décadas. Como se revisó y discutió anteriormente, EES se utilizará en una amplia gama de aplicaciones con una variedad de especificaciones de rendimiento. La ingeniería y el desarrollo de materiales se buscan constantemente para mejorar el rendimiento de EES y se necesita un enfoque holístico para desbloquear un mayor rendimiento y un menor costo que las soluciones de almacenamiento actuales. Por ejemplo, la investigación fundamental y aplicada se centra en mejorar la densidad de energía de LIB mientras se prolonga la vida útil y la seguridad. Los nuevos materiales, dispositivos, sistemas y estrategias operativas se informan regularmente en la literatura para mejorar el rendimiento de las tecnologías EES individuales; sin embargo, para ser comercialmente relevantes e impactantes en la descarbonización del sistema eléctrico, estas mejoras e innovaciones deben ser tecnológicamente escalables, económicamente viables y social y ambientalmente aceptables. Para alcanzar estos objetivos, además de los desafíos de desarrollo de tecnología, los desafíos de fabricación, los desafíos de creación de mercado y los desafíos de aceptación del usuario final deben superarse mediante el aprendizaje práctico, la I + D y el apoyo de políticas. La Fig. 20 indica de manera resumida algunas oportunidades

que pueden ayudar a cumplir los objetivos técnicos, económicos, sociales y ambientales mientras se mitigan los desafíos identificados, que se analizan en esta Sección.

### Escalabilidad tecnológica

La escalabilidad de la tecnología afecta significativamente el potencial de EES utilizado en aplicaciones de energía. Para ser comercialmente relevante, el primer paso suele ser demostrar la viabilidad de la tecnología en un sistema piloto a escala. Las tecnologías EES, incluido PHES que utiliza fluidos de alta densidad y depósitos de agua subterránea, múltiples tecnologías GES y TES para aplicaciones EES, y MFES se encuentran en la etapa de prueba de diseños avanzados de componentes y sistemas para probar el rendimiento prometido del sistema basado en análisis teóricos y /o pruebas de concepto a escala de laboratorio. Luego, se deben realizar demostraciones de escalado hacia un sistema a escala realista. En el proceso, la forma en que varía el rendimiento con el aumento de la escala del sistema determinará el uso y las futuras direcciones de I+D de la tecnología.

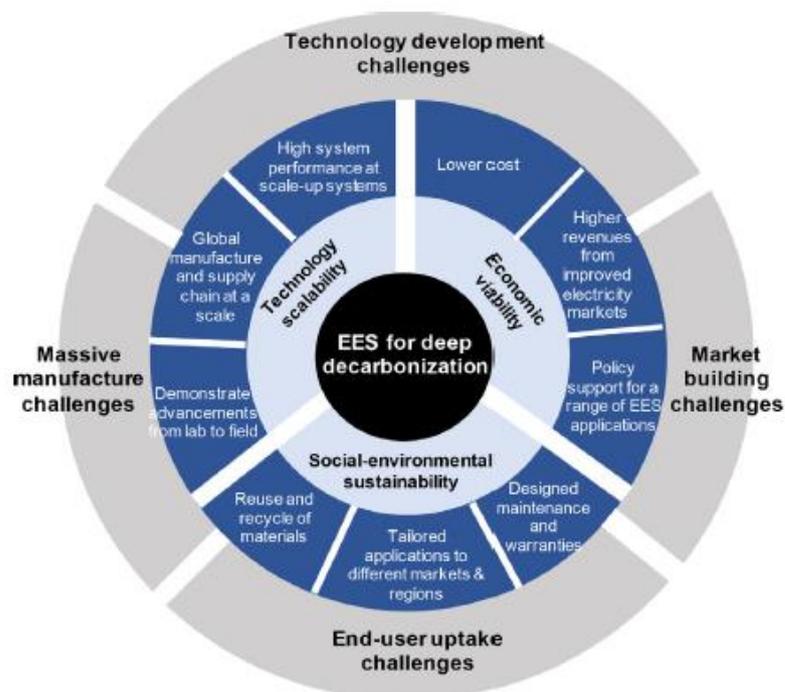


Figura 19 Identificación de Objetivos, oportunidades de Cambio y desarrollo de Tecnologías de almacenamiento de Energía

Fuente : Elaboracion Propia

Esta demostración del rendimiento del sistema de ampliación varía entre los diferentes tipos de tecnologías. Las tecnologías EES mecánicas a gran escala generalmente se benefician del proceso de escalado para reducir las pérdidas de energía debido al área de fuga de masa relativamente reducida y las pérdidas de calor por volumen. LAES aumenta su RTE de alrededor del 8% al 25% en un sistema piloto de 350kW/2,5MWh al alrededor del 60% en un sistema piloto de 5MW/15MWh. Además de las pérdidas de energía más altas geoméricamente debido a la escala más pequeña, la baja eficiencia del piloto de 350kW/2,5MWh también fue causada por la baja eficiencia de recuperación de energía fría (solo el 51 % que podría estar por encima del 90 %) También se encontró una tendencia creciente similar en el desarrollo CAES adiabático avanzado en el que el RTE aumentó de 50 a 55 a 60 a 65 % en las demostraciones del sistema piloto de 1,5 a 10 MW [141] . Se esperan mayores eficiencias de estas tecnologías EES con la demostración de ampliación en curso a sistemas de más de 100 MW, que podría ser de alrededor del 70 %. Un desafío importante en torno a la demostración de estas aplicaciones EES mecánicas a gran escala es su alta inversión de capital inicial involucrada. A diferencia de las tecnologías EES mecánicas, las tecnologías EES electroquímicas/eléctricas son en su mayoría diseñadas por módulos, por lo que el rendimiento generalmente no varía mucho entre las diferentes escalas del sistema. Se podrían aplicar químicas LIB similares tanto en vehículos eléctricos como en aplicaciones EES a escala de red que van desde kilovatios-hora hasta megavatios-hora. Esto también lleva a la posibilidad de que las baterías de “segunda vida útil” de los vehículos eléctricos se utilicen para aplicaciones EES a escala de red La escalabilidad de las baterías para aplicaciones EES normalmente está limitada por las restricciones de su proceso de fabricación a gran escala. El primer paso de desarrollo del laboratorio a la producción industrial es un desafío, ya que los métodos de fabricación utilizados en el laboratorio a veces no tienen equivalentes directos a escala en sus alternativas industriales, Para optimizar los procesos de producción industrial, la evaluación de los costos de los productos de las operaciones unitarias individuales en todo el proceso puede guiar la identificación de técnicas que sean adecuadas para la fabricación a gran escala de nano materiales. El control de la microestructura, las interfaces y el grosor de los electrodos y posiblemente del electrolito es fundamental para lograr una vida útil

prolongada de las baterías, pero la velocidad de fabricación gobierna el costo y la escalabilidad. Los procesos de fabricación de múltiples pasos podrían verse obstaculizados por una economía insostenible, por lo que se necesitan métodos de fabricación y ensamblaje simples, automáticos y de alto rendimiento para reducir los costos de producción.

La escalabilidad de las baterías (por ejemplo, LIB) también depende de la química de la batería, es decir, los materiales utilizados en la batería. Para ser soluciones comerciales escalables que satisfagan la creciente demanda proyectada de almacenamiento electroquímico, la reserva de materiales utilizados para EES debe ser abundante. El nivel actual de producción de LIB se acerca a su límite de saturación [139]. Dado que los materiales requeridos que se utilizan en los LIB actuales se distribuyen de manera desigual en todo el mundo, las preocupaciones por las consideraciones geopolíticas y la seguridad energética en la cadena de suministro de materiales clave (por ejemplo, el cobalto) también impulsan a las naciones sin acceso local a dichos materiales a buscar productos químicos alternativos que estén ampliamente disponibles. El uso de materiales universalmente abundantes también ayuda a lograr mayores reducciones en el costo por kWh. Los elementos más abundantes en la corteza terrestre son el silicio (Si), el aluminio (Al), el hierro (Fe), el calcio (Ca), el sodio (Na), el potasio (K), el magnesio (Mg), el titanio (Ti) y el fósforo. (PAGS); por lo tanto, se preferirán las baterías con un rendimiento aceptable basado en estos materiales. En particular, se recomiendan Na, Mg, Ca y Al para materiales que se mueven más allá del Li, pero se necesita una investigación fundamental significativa para la química de baterías variadas para comprender las variaciones en el tamaño, la estructura y los comportamientos del material del litio actualmente dominado en LIBs

#### Viabilidad económica

Como se revisó y discutió, el costo varía entre las diferentes tecnologías EES en una variedad de aplicaciones del sistema de energía. Se podría lograr una reducción continua de costos con el aumento de la implementación, siguiendo plausiblemente la curva de aprendizaje dentro de un cierto rango. En general, las tecnologías EES a gran escala que tienen energía desacoplada y características de potencia tienen costos más bajos durante más tiempo con diseños de sistemas optimizados; mientras que para aplicaciones de almacenamiento de menor

duración, las baterías podrían reducir aún más el costo mediante el aprendizaje práctico y el uso potencial de productos químicos con materia prima abundante en la tierra. Sin embargo, además de los costos, la viabilidad económica de las tecnologías EES también se ve significativamente afectada por los ingresos y otros apoyos financieros. Debido a las variadas especificaciones en diferentes aplicaciones de energía, los operadores de almacenamiento de aplicaciones EES deben decidir en qué servicios participar. Tecnologías EES a gran escala como PHE , se utilizan principalmente para el cambio de tiempo de energía con servicios menores para la capacidad de suministro firme (p. ej., integración de energías renovables), reinicio y reserva rotativa. En cambio, para la tecnología EES electroquímica de alrededor del 50% de sus servicios son de regulación de frecuencia, y otras participaciones incluyen servicios de reserva, gestión de facturas, cambio de horario y capacidad firme . Se enumera los ingresos potenciales en el mercado eléctrico del Reino Unido y una tecnología EES potencial que es adecuada para el servicio. Con flujos de ingresos tanto de la capacidad de potencia disponible como de la energía descargada, en el mercado eléctrico actual, los ingresos potenciales por unidad de energía generada (por ejemplo, \$/MWh) para los servicios de frecuencia y reserva son mucho más altos que los obtenidos de la energía arbitraria en el mercado mayorista. mercado. En consecuencia, las tecnologías EES a pequeña escala con respuesta rápida tienen una mejor rentabilidad que las tecnologías EES a gran escala con la estructura de mercado actual. Esta baja rentabilidad hace que la inversión en EES a gran escala parezca más riesgosa que en baterías a pequeña escala, aunque EES a gran escala como PHES y CAES tienen el LCOS más bajo en la actualidad con beneficios de sistema bien reconocidos para la red (por ejemplo, inercia y capacidad máxima). reducción). Aunque las tecnologías EES, incluidas PHES y CAES, requieren condiciones geológicas favorables para la construcción de sistemas de almacenamiento, hay sitios adecuados disponibles en muchas regiones, Una de las principales causas de la inversión de riesgo surge de los bajos flujos de ingresos para EES a gran escala en los mercados de electricidad liberalizados actuales y el apoyo normativo y regulatorio limitado en la última década. En estos mercados eléctricos (por ejemplo, el Reino Unido), en lugar de competir con el almacenamiento de baterías en los servicios de respuesta de alto rendimiento, las plantas EES a gran escala

suelen competir con los generadores (es decir, tanto de combustibles fósiles como renovables) para proporcionar equilibrio (por ejemplo, arbitraje) y servicios de reserva. Se informó que la rentabilidad incierta de PHES es atribuible a los bajos precios mayoristas que se han visto reducidos por las grandes cantidades de generación eólica y solar subsidiada y la electricidad de bajo costo de las centrales eléctricas de gas. Los bajos ingresos disponibles del mercado eléctrico, en particular para las tecnologías que no son PHES, provocan un tiempo prolongado para pagar los altos costos de capital de estas aplicaciones EES a gran escala, lo que reduce la confianza de los inversores y conduce a menos implementaciones en todo el mundo en la última década. Por lo tanto, para mitigar la escasez de ingresos para las aplicaciones EES a gran escala, el diseño del mercado debe mejorarse, en particular para las aplicaciones EES con una duración prolongada, desde varias horas hasta días. La naturaleza del uso menos frecuente de estas aplicaciones EES a gran escala que las aplicaciones EES a pequeña escala (por ejemplo, LIB) o generadores aumenta el costo de la electricidad almacenada, por lo que es una desventaja para ellos competir con las aplicaciones LIB y los generadores en el mercado eléctrico actual. Sin embargo, estas aplicaciones EES pueden proporcionar beneficios cruciales (por ejemplo, almacenamiento estacional y de larga duración) que no pueden ser sustituidos por LIB o generadores renovables en sistemas de energía descarbonizadas cuando los combustibles fósiles se eliminan total o significativamente, por lo que se necesitan nuevos mecanismos de mercado e integración. modelos comerciales innovadores para ayudar a las aplicaciones EES a gran escala a generar ingresos para mejorar su economía. La urgencia de contar con tecnologías y aplicaciones EES de larga duración a gran escala ha comenzado a reconocerse en los últimos años con la penetración de las generaciones de energía renovable en rápido aumento. Financiamiento privado y público, apoyo de políticas (por ejemplo, reforma del mercado eléctrico) se proponen para apoyar el desarrollo de tecnologías EES de larga duración a gran escala. Es probable que todos estos apoyos ayuden a las tecnologías EES a gran escala para acelerar sus tasas de aprendizaje para la reducción de costos, aumentando el retorno de la inversión y construyendo el mercado. A diferencia de las aplicaciones EES de larga duración, las aplicaciones EES de corta duración se han implementado cada vez más en todo el mundo para aplicaciones de energía.

Se analizó 59 proyectos de almacenamiento de baterías estacionarias a gran escala (1 + MW y 1 + MWh) en Alemania y mostró el rápido aumento de proyectos LIB (46 de 59 proyectos) para reserva de frecuencia en los últimos cinco años. Como, los servicios de respuesta de frecuencia rápida suelen ofrecer los ingresos más altos del mercado actual, aunque los precios de venta de electricidad de los servicios de frecuencia siguen bajando en el pasado debido a la saturación gradual del mercado. Mientras tanto, se logró una reducción de costos de LIB de más del 60 % entre 2014 y 2018, lo que también significa una inversión menor que antes. Sin embargo, disminuye la saturación del mercado y la incertidumbre de los precios futuros. el interés de un mayor despliegue de baterías para frecuencias rápidas. Dado el reciente desarrollo de políticas y los debates sobre el uso de baterías para almacenar y enviar energía renovable, es probable que los sistemas a gran escala con una potencia de más de 100 MW sean las próximas aplicaciones en los sistemas de energía para el despliegue de baterías. La proyección de costes mediante curvas de aprendizaje y el análisis de costes mediante LCOS suelen emplearse para ayudar a los inversores y los responsables políticos a tomar decisiones. A su vez, estos análisis afectan las inversiones y las políticas que construyen el mercado de las tecnologías de almacenamiento. Impulsados por la importante reducción de costos y la creciente demanda de vehículos eléctricos, los LIB obtuvieron un importante apoyo financiero y de políticas en los últimos años para avanzar en la tecnología EES y desarrollar la capacidad de fabricación y la cadena de suministro. Por ejemplo, el Reino Unido invirtió 318 millones de libras esterlinas en financiación pública en Faraday Battery Challenge para la investigación y la innovación a fin de impulsar el crecimiento de un sólido negocio de baterías en el país, lo que supone aproximadamente 1 o 2 órdenes de magnitud más financiación que la de todos los demás -Tecnologías EES de batería combinadas. El mercado construido de LIB también ayuda a que las baterías electroquímicas que no son LIB sean reconocidas por los inversionistas y el público en todo el mundo. Según la base de datos de almacenamiento de energía global DOE OE, desde 2010, más del 50 % de los proyectos de almacenamiento de energía son proyectos LIB. Por el contrario, aunque los PHES representan el 93 % de la capacidad de almacenamiento global, muchos de los PHES, en particular las plantas en Europa y EE. UU., se construyeron antes de 1990. El interés de inversión

en PHES en esas regiones ha sido causado negativamente por la caída del precio del gas natural y las unidades de turbinas de gas de ciclo combinado desde la década de 1990 [17] . Se necesitan más estudios para investigar soluciones de políticas personalizadas para aplicaciones EES a gran escala.

#### Impactos socio ambientales

Si bien las tecnologías EES ayudan a reducir las emisiones al apoyar la descarbonización de la energía, es importante comprender y mitigar sus impactos socio ambientales negativos. La extracción de materiales para baterías electroquímicas puede consumir una gran cantidad de agua (aproximadamente 500 000 galones por tonelada de litio), lo que puede agotar las capas freáticas que originalmente se usaban para otros fines, como la agricultura . El químico adicional usado para extraer litio para formatear una forma útil también afecta negativamente a los seres vivos acuáticos cercanos (hasta 150 millas). La minería del cobalto utilizado para las baterías planteó diversas preocupaciones sociales y éticas en torno a su extracción (por ejemplo, el trabajo infantil) . Al final de la vida útil de la batería, debido a la naturaleza reactiva de los materiales de los electrodos, incluso el almacenamiento de baterías de uso final presenta mayores peligros (por ejemplo, incendios) que otros materiales, lo que genera impactos ambientales negativos. Además, los metales de los electrodos y los fluidos iónicos del electrolito posiblemente terminen en el medio ambiente. Por lo tanto, se necesita un proceso completo reflexivo desde la extracción de materias primas hasta el reciclaje de baterías para mitigar los impactos negativos durante toda la vida útil. Del mismo modo, es necesario evaluar los impactos de EES a gran escala en el medio ambiente. Un informe reciente del DOE de EE. UU. evaluó los impactos de PHES en los recursos acuáticos y terrestres. Descubrieron que los impactos en los recursos acuáticos son menores en los proyectos de PHES de circuito cerrado que en los de circuito abierto, ya que los proyectos de circuito cerrado no están continuamente conectados a ningún cuerpo de agua que fluya naturalmente. Sin embargo, para los proyectos de circuito cerrado que utilizan aguas subterráneas, los impactos en la geología y los suelos y las aguas subterráneas pueden ser generalmente mayores que los de los proyectos de circuito abierto. Esto también puede aplicarse a CAES y HES/PtG que utilizan almacenamientos subterráneos, pero con menos preocupaciones que los proyectos PHES. Además, tanto el CAES

diabático convencional como la producción de hidrógeno azul utilizan gas natural con las emisiones de carbono generadas durante el proceso, aunque las emisiones pueden capturarse y almacenarse potencialmente. Alternativamente, los proyectos EES a gran escala requieren una gran inversión de capital en infraestructura y terrenos, similar a las plantas de energía convencionales. Estas infraestructuras y aplicaciones de EES crean potencialmente oportunidades de trabajo (por ejemplo, más de 1000 por sistema) y ayudan a impulsar el desarrollo económico local.

**Reutilización y reciclaje de aplicaciones EES** En comparación con las EES mecánicas, las baterías electroquímicas tienen una vida útil más corta, aunque se ha logrado un desarrollo significativo en el aumento de la vida útil. Actualmente, los vehículos eléctricos tienen el mercado más grande para usar LIB. Con la rápida proliferación de vehículos eléctricos, una flota de millones de LIB que se considerarán inadecuadas para el riguroso ciclo de trabajo/ambiente del transporte, generalmente una vez que hayan perdido solo el 20 % de su capacidad después de varios años de funcionamiento. Estas baterías usadas presentan una oportunidad de ser reutilizadas para aplicaciones EES estacionarias a escala de red donde el ciclo de trabajo y los niveles de corriente son menos onerosos que los vehículos eléctricos. La reutilización de "baterías usadas" potencialmente no solo puede proporcionar un low-cost fuente de LIB para sistemas de energía, pero también prolonga el valor de vida útil de una batería y pospone el costo final de reciclaje [60] . Sin embargo, será necesario establecer un pensamiento sistemático para integrar el uso de segunda vida antes del uso por primera vez y regulaciones sobre la reutilización y el reciclaje de estas baterías para reducir el costo durante la transición de vehículos a aplicaciones EES estacionarias. Las tecnologías EES mecánicas que utilizan componentes mecánicos tradicionales (por ejemplo, bombas) podrían beneficiarse de las experiencias de reutilización y reciclaje en las centrales eléctricas. De manera similar, para las LIB y otras baterías, se pueden aprender lecciones de las baterías de plomo ácido donde se establecen enfoques relativamente estandarizados y simples para desarmar y reciclar con costos mitigados. La cadena de valor del reciclaje de LIB es potencialmente más alta que la de las baterías de plomo-ácido debido a la presencia de múltiples metales valiosos y un número mucho mayor de adopciones. Desafortunadamente, no existen enfoques estandarizados similares en las industrias LIB actuales [60] . Dado

que los volúmenes de baterías necesarias para reciclar aumentarán drásticamente, se necesita una investigación continua sobre tecnologías que utilicen eficientemente materiales metálicos para producir mejores baterías y enfoques de reciclaje eficientes que podrían usarse para múltiples componentes químicos de baterías [182]. Tales estrategias de economía circular para baterías reducirán la dependencia de la materia prima y la extracción de recursos naturales.

### 5.3.2. Impactos más amplios de las aplicaciones de EES en los países en desarrollo

Además de los roles críticos de EES en la descarbonización de los sistemas de energía existentes, un tema de investigación particular sobre el uso de aplicaciones de EES para mejorar el acceso a la electricidad y facilitar el desarrollo económico en los países en desarrollo se vuelve cada vez más importante para impactos más amplios. Actualmente, el 13 % de la población mundial todavía carece de acceso a la electricidad. Dado que la energía es el principal contribuyente al desarrollo de la economía, así como al cambio climático, la electrificación sostenible sin emisiones es la única forma de alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible para 2030 definidos por las Naciones Unidas. Dado que el costo rápidamente reducido de las tecnologías EES, además de la fuerte caída en los costos de la energía solar y eólica, la generación de energía renovable más las tecnologías EES tienen un inmenso potencial para catalizar el acceso a la electricidad en el mundo en desarrollo. Sin embargo, construir un sistema de energía desde cero con un presupuesto limitado siempre es un desafío y requerirá mucho cuidado al evaluar los requisitos y beneficios específicos que las tecnologías EES pueden aportar a la micro red o al sistema de energía, y al desarrollar modelos de negocios adaptados a diferentes funciones y regiones. Las tecnologías EES (por ejemplo, LIB) podrían funcionar en áreas fuera de la red en funciones similares a las de las economías con infraestructuras de energía bien establecidas, por ejemplo, respuesta de frecuencia y arbitraje de energía. Sin embargo, en los países que sufren de una infraestructura energética inadecuada, los mercados de electricidad aún no se han desarrollado completamente en la mayoría de los casos. Si bien eventualmente se puede establecer un mercado eléctrico con señales de precios para optimizar la combinación de opciones de generación, almacenamiento y demanda, la pregunta es cómo construir un modelo comercial transitorio para las tecnologías EES para países donde no hay mercado o reglamentos establecidos, propusieron dos

modelos posibles mediante la contratación de operadores de almacenamiento con los operadores de transmisión y distribución y la propiedad del almacenamiento como un activo de transmisión. El primer método se usa generalmente para los sistemas PHES para proporcionar estabilidad económica a largo plazo que recupera la gran inversión inicial durante la vida útil. Dichos sistemas de energía centralizados son más fáciles de operar para los operadores del sistema y aprovechan el almacenamiento como un uso. herramienta útil que equilibra y apoya las redes micro o de gran escala; también hay menos riesgos para que los operadores de almacenamiento generen ingresos. Después de la implementación, un desafío importante que limita el impacto de EES es la falta de mantenimiento. Las condiciones de operación que se encuentran en algunos países en desarrollo pueden presentar desafíos adicionales, ya que los sistemas EES pueden operar en ubicaciones remotas con acceso limitado a datos y mantenimiento calificado, incluso en condiciones climáticas adversas. El mantenimiento planificado, los conjuntos de habilidades locales disponibles y las garantías bien diseñadas para las baterías electroquímicas pueden proporcionar mecanismos para garantizar un rendimiento confiable y una inversión valiosa en el sistema EES. Sin embargo, estos mecanismos pueden requerir una planificación e implementación sistemáticas con el horizonte de las aplicaciones de EES durante su vida útil.

#### **4.4.- DETERMINAR LA VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA UTILIZACIÓN DE LA ACUMULACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BATERÍAS**

Tecnologías de almacenamiento de energía

Las centrales hidroeléctricas de bombeo se han utilizado para la generación de energía y despachando durante muchos años, pero construir siempre ha sido desafiante debido a la posición geográfica requerida. Estas plantas consisten en dos depósitos de acumulación conectados. El agua del depósito superior sirve para generar electricidad y agua a partir del embalse inferior se bombea de regreso colina arriba, en momentos de baja demanda.

Algunos países de los Balcanes Occidentales tienen una ubicación geográfica específica de posición, y las capacidades instaladas de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo siguen operando en esta región. Con el renovado interés por las tecnologías para la flexibilidad de la red, se espera que las plantas hidroeléctricas de bombeo sean revitalizadas y utilizadas más a la luz de las nuevas necesidades de almacenamiento, desarrollado como consecuencia de las directivas de la UE para las energías renovables, la generación y mitigación de emisiones de CO<sub>2</sub>. Dos tipos de bombeo, se puede construir almacenamiento hidroeléctrico. Dependiendo del flujo de agua, hay plantas de circuito cerrado y plantas de circuito abierto o de bombeo. Las plantas de circuito cerrado bombean agua desde un depósito inferior, un río o mar, a un embalse superior. Las plantas bombeadas dependen de la naturaleza del flujo de agua y agua bombeada para producir electricidad. Este tipo de almacenamiento utiliza energía mecánica del agua, al contrario que el almacenamiento en sistemas de batería que utilizan conversión electroquímica. Se han desarrollado varios tipos de baterías: plomo-ácido (Pb-a), iones de litio (Li-ion), sodio-azufre (NaS), baterías de flujo y níquel-cadmio (NiCd). Seguimiento de la Agencia Internacional de Energía informe, da una predicción optimista para el futuro almacenamiento del desarrollo de baterías, mientras que los costos de tecnología para el almacenamiento de baterías son cayendo debido al crecimiento de la fabricación de vehículos eléctricos.

La producción automotriz de baterías de iones de litio fue de 160 GWh en 2020, un 33% más que en 2019. Esto se debe principalmente a políticas estimulantes y las medidas adoptadas para una mayor integración de los vehículos eléctricos en el sector del transporte. China sigue siendo líder en la producción de baterías,

representando más del 70 % de la capacidad de producción mundial de celdas de batería, así como en la demanda de baterías, alcanzando casi 80 GWh en 2020. En Europa se produjo un aumento del 110%, con 52 GWh, pero en los Estados Unidos, la demanda no ha cambiado significativamente desde 19 GWh. Estos resultados muestran un fuerte despliegue de almacenamiento de energía en los últimos años, que se espera que continúe. Baterías de iones de litio se puede utilizar en sistemas de almacenamiento de energía a escala de red debido a su alta eficiencia de ida y vuelta y densidad de energía, pero estas baterías son un problema al medio ambiente en cuanto a su eliminación.

La Tabla 4 proporciona una descripción detallada de las capacidades instaladas de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo y sistemas de almacenamiento de baterías en los países de los Balcanes Occidentales. Sólo uno se anuncia la construcción de almacenamiento en baterías, otras capacidades instaladas son sistemas de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo operativos. La siguiente sección describe métodos para el cálculo de costos, por lo que se analiza la viabilidad económica de estos sistemas.

Tabla 4. Capacidad Instalada de las diferentes tecnologías de almacenamiento

TECHNOLOGY	NUMBER OF INSTALLED PROJECTS
COMPRESSED AIR	4
ELECTRO CHEMICAL	997
HYDROGE STORAGE	74
LIQUIDI AIR	13

**Fuente : Elaboracion Propia**

#### Métodos para el cálculo de costos

Capacidades instaladas en la región de los Balcanes Occidentales y en el mundo, La descripción general de las capacidades de almacenamiento de energía revela la hidroeléctrica de bombeo dominante plantas, construidas antes de la liberalización del mercado eléctrico, pero revitalizadas ahora y se utiliza en el comercio de electricidad debido al precio de la electricidad oportunidades de arbitraje. La disminución de los costos de la tecnología de baterías influye en la implementación de nuevos proyectos. Baterías como las de plomo-ácido, sodio-

azufre y níquel-cadmio pueden ser aplicables por precio de arbitraje y almacenamiento masivo, además de otras aplicaciones, como el almacenamiento distribuido, aplicaciones móviles, y además de tener menor una vida útil en comparación con los sistemas de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo.

No obstante, estos sistemas de baterías van a ser analizados para proporcionar una comparación con los sistemas de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo y con proporcionar una premisa para el uso de una de estas tecnologías en aplicaciones de almacenamiento de energía a granel. Aunque las baterías de iones de litio tienen una ventaja debido a su desempeño en aplicaciones móviles, especialmente la tendencia creciente en vehículos eléctricos, todavía son factibles temas a tratar y que son de interés en el análisis como bien. Las baterías de iones de litio deben reciclarse adecuadamente si se para ser utilizado en sistemas de almacenamiento de energía a granel. Reciclaje de baterías suma hasta los costos y debe mejorarse para cumplir con los requisitos actuales. Descripción general de estas tecnologías, demostrando plomo-ácido, las baterías todavía se utilizan predominantemente en el almacenamiento de energía de servicios públicos, . Las baterías requieren rentabilidad y economía. justificación, además de las capacidades tecnológicas, si van a ser considerado en aplicaciones de almacenamiento de energía a granel. Incluso si las predicciones futuras de una disminución en los costos de tecnología de las baterías de iones de litio se hagan realidad, se utilizarán en primer lugar como almacenamiento distribuido en lugar de que uno centralizado. Estas perspectivas futuras se dan en más en detalle.

Los ingresos del arbitraje de precios se comparan con los costos de inversión para sistemas de almacenamiento de energía a granel.

$$C_t = C_{pcs} + C_{oh} + C_{sto} \times t$$

Donde  $C_t$  es el costo de capital total para un sistema de almacenamiento, expresado en (V/kW), costos del sistema de conversión de energía de  $C_{pcs}$  (V/kW), gastos generales de  $C_{oh}$  (V/kW) y  $C_{sto}$  son costos de almacenamiento relacionados con la capacidad de energía (V/kWh),  $t$  representa el tiempo de descarga del almacenamiento en horas (h). Energía

Los costos del sistema de conversión están relacionados con la tarifa de energía y estos representan los costos de una turbina, bomba o convertidor. Gastos

generales Considere los costos de ingeniería del proyecto, conexión a la red y instalación. Los costos de los bancos de baterías, depósitos o electrolitos son relacionados con la capacidad energética y son una representación de la instrucción costos Los costos de almacenamiento representan los costos de la capacidad disponible en kWh como función del tiempo de descarga.

Al analizar los costos de almacenamiento, también se deben considerar los costos del ciclo de vida.se consideró:

$$Clc = Ccap, a + CO\&M, a + Cr, a + Cdr, a$$

Los costos del ciclo de vida son la suma de los costos de capital anualizados para sistema de almacenamiento  $C_{cap, a}$ , expresado en (V/kW-anual), fijo y costos variables de operación y mantenimiento  $CO\&M, a$ , (V/kW-anual), costos de reposición de los sistemas de almacenamiento de energía  $Cr, a$  (V/kW-anual), y costos de eliminación y reciclaje  $Cdr, a$  (V/kW-anual).

Los costos de capital anualizados del sistema de almacenamiento son costos de capital totales  $C_t$  calculado con un factor de recuperación de capital  $\alpha$ , que considera la tasa de interés ( $i$ ) durante la vida útil ( $T$ ) del sistema de almacenamiento:

$$C_{cap, a} = C_t \times \alpha$$

$$\alpha = \frac{i(1+i)^T}{(1+i)^T - 1}$$

Los costos variables de operación y mantenimiento consideran tanto fijos, costos anuales del sistema de almacenamiento de energía  $C_f, a$  en (V/kW) y variable, costos anuales  $C_v, a$  (V/kWh), que dependen de las horas de carga/ sistemas de almacenamiento de energía de descarga  $t_f$ . En este análisis, esta vez es presentado como horas de carga completa de los sistemas de almacenamiento operativos.

$$CO\&M, a = C_f, a + C_v, a \times t_f$$

La mayor parte de la literatura ofrece una visión general de los costos de inversión de sistemas de almacenamiento de energía con respecto a eq. (1). El análisis del costo del ciclo de vida muestra los costos de diferentes sistemas de almacenamiento, Costos futuros de reemplazo de los sistemas de almacenamiento de baterías  $C_r$ , en V/kWh y el período de reemplazo  $p$  en años, calculado como en la ecuación, da como resultado costos de reposición anualizados  $C_{r,a}$  en (V/kW) durante la vida útil de la batería, donde  $t$  es el tiempo de batería descargada (horas), como en la ecuación,  $k$  es el número de reemplazos y  $h_s$  la batería total, eficiencia, lo que supone pérdidas considerables de carga/descarga de la batería durante el ciclo de vida.

$$C_{r,a} = \alpha \times \sum_{k=1}^r (1+i)^{-kp} \times \frac{C_r \times t}{\eta S}$$

Los costos de disposición y reemplazo  $C_{dr}$  en V/kW están anualizados con tasa de interés  $i$  para el período de vida útil de la batería  $T$ . Estos costos son bastante omitido en los cálculos de costos de almacenamiento, pero algunos argumentan que se refieren a problemas ambientales para el almacenamiento de baterías a granel y desarrollo de sistemas y deben incluirse en los cálculos.

$$C_{dr,a} = C_{dr} \times \frac{i}{(1+i)^T - 1}$$

Dada la ecuación, costos del ciclo de vida del sistema de almacenamiento de energía cuando dividido con horas de carga completa ( $FLH$  hrsP, importe a Costo nivelado de electricidad  $Cl_{coe}$  (V/kWh) que se descarga cuando la energía el sistema de almacenamiento está funcionando:

$$Cl_{coe} = \frac{Cl_c}{FLH}$$

El costo constante o nivelado de almacenamiento de energía considera la totalidad, cantidad de energía que un sistema de almacenamiento puede contener y descargar durante su vida útil, a diferencia del costo nivelado de electricidad que solo considera energía descargada. El costo nivelado de almacenamiento considera todos los aspectos técnicos. y parámetros económicos para utilizar el

sistema de almacenamiento, incluidos los costes del sistema de tarificación, que lo hace dependiente del mercado. Se utiliza para la comparación de costos entre diferentes sistemas de almacenamiento. En la literatura existen diferentes parámetros de costos incluido en el cálculo del costo nivelado de almacenamiento, ya que algunos estudios excluyen los costos de reemplazo o disposición, debido a la falta de datos de los productores de tecnología. Algunos métodos tienen en cuenta las características de rendimiento como la autodescarga y la capacidad de degradación. Al describir los costos de almacenamiento de electricidad, algunos adoptan un enfoque diferente y, a menudo, definen el costo nivelado neto de almacenamiento como costes internos netos de almacenamiento de electricidad, que excluye precio de la electricidad y eficiencia de almacenamiento. Coste por unidad de vertido la electricidad incluye ambos y se denomina costo nivelado de electricidad. Debido a las diferentes definiciones de almacenamiento nivelado costos, en la literatura se pueden encontrar diferentes términos como: Costo nivelado de energía almacenada, costo nivelado agregado por almacenamiento, costo nivelado de electricidad entregada por sistemas EES, costo nivelado de entrega, vida costo del ciclo, e incluso costo nivelado de electricidad. En este análisis, El costo nivelado de almacenamiento se define, como en la literatura más reciente, como el precio medio interno al que se puede vender la electricidad para el el valor presente neto de la inversión sea cero, lo que lo hace útil para en comparación con otras tecnologías de almacenamiento, análogo al costo nivelado de electricidad para tecnologías de generación. Esta definición del costo nivelado de almacenamiento  $Cl_{cos} \text{ } \$/\text{kWh}$  se presenta y da cuenta de todos los parámetros técnicos y económicos afectando el costo de por vida de descargar la electricidad almacenada. En otras palabras, el costo nivelado de almacenamiento de energía es la suma de los Costos nivelados de electricidad descargada  $Cl_{coe}$  y mercado eléctrico precio  $P_{el}$  ( $\$/\text{kWh}$ ), dividido por la eficiencia del sistema de almacenamiento de energía factor  $h_s$ . Este factor representa la eficiencia de entrada y salida del sistema de almacenamiento de energía, lo que demuestra que  $P_{el} h_s$  representa costos para cargar el sistema de almacenamiento desde la red:

$$Cl_{cos} = \frac{Cl_{coe} + P_{el}}{\eta_s} = \frac{Cl_c}{FLH * \eta_s} + \frac{P_{el}}{\eta_s}$$

Datos para el cálculo de costos de los sistemas de almacenamiento de energía a granel se presentan en la Tabla 3. La principal diferencia entre estas tecnologías es que la energía hidroeléctrica bombeada

Los sistemas de almacenamiento de energía tienen los costos más bajos relacionados con la energía y cero costos de reposición, pero demanda construcción específica y condiciones hidro. Las baterías no requieren áreas geográficas específicas, tienen un tiempo de respuesta rápido, pero cuando se usan como almacenamiento a gran escala sistemas, tienen mayores costos relacionados con la energía. Al comparar PHS y BS, las restricciones ambientales también están sujetas a discusión, ya que las baterías eliminan materiales tóxicos y eventualmente necesitan reemplazo.

Considerando el supuesto de que todas las tecnologías dadas en La Tabla 3 tiene el mismo tiempo de descarga de 8 h, costos de capital totales, como en La Fig. 1 muestra los costos totales más bajos de 1072 V/kW para PHS. Resultados para las baterías muestran los costos totales más bajos de 2750 V/kW para el azufre sódico (NaS). El siguiente es plomo-ácido con 5409 V/kW, níquelcadmio 6479 V/kW y los costos de inversión más caros para grandes sistemas de almacenamiento de 6823 V/kW es para iones de litio. Total los costos de capital en V/kWh se dan en la Fig. 2. Al evaluar los costos de invertir en sistemas de almacenamiento de energía, Los costos de capital anualizados brindan una mejor visión general de los diferentes sistemas de almacenamiento. ya que son parte del cálculo de los costos del ciclo de vida. Las diferentes tasas de interés para factores de recuperación de capital afectan anualizado costos de capital, por lo tanto, costos del ciclo de vida, como se muestra en la Fig. 3. Anualizado los costos de capital son los más bajos para los sistemas de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, dados los diferentes factores de recuperación de capital. Diferentes tipos de interés elegido (5, 8, 10 o 12 años), costos totales de la Tabla 3,, proporcione los resultados en la Fig. 3. La vida útil del calendario para PHS es de 50 años, plomo-ácido y iones de litio 10, NaS 17 y NieCd 15 años.

Para el cálculo del costo del ciclo de vida, se utilizan diferentes tasas de interés, considerados, los costos de reposición se calculan dados los parámetros en la Tabla 3, y teniendo en cuenta que para iones de litio y el tiempo de reemplazo de las baterías es cada 5 años, para plomo-ácido y NaS , el reemplazo es cada 8 años,

y para NieCd cada 10 años. Los costes de eliminación están excluidos del cálculo. Horas de carga completa.

Tabla 5.Principales Costos de Construcción de Sistemas de almacenamiento de Energía

COST	PHS	NaS
cps	513	366
coh	15	312
csto	68	298

Fuente : Elaboracion Propia

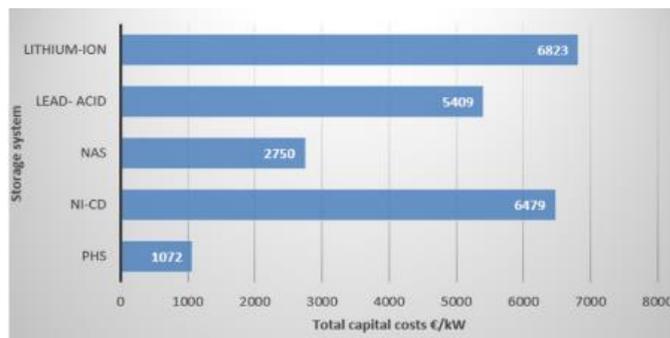


Figura 20Costo total de Capital en Euros/Kw

Fuente : Elaboracion Propia

Los sistemas de energía a granel varían de 250 a 300 por año, A número máximo de ciclos se utiliza en el cálculo, que para el supuesto de tiempo de descarga de 8 h para todos los sistemas de almacenamiento, igual 2400 horas a plena carga. Eficiencia global mínima encontrada en el se utiliza la literatura ya que puede tomar diferentes porcentajes dependiendo en los datos proporcionados por los fabricantes, como se indica

Resultados : En la Fig. 22 muestran que los costos del ciclo de vida cambian significativamente con factores de recuperación de capital ya que, el parámetro costo variable del almacenamiento depende principalmente del tiempo de descarga anual. Por lo tanto, el parámetro de costo anual capitalizado influye predominantemente en los resultados.

Los costos del ciclo de vida son los más bajos para el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, dependiendo principalmente en las diferentes tasas de interés.

Costo nivelado de electricidad y costo nivelado de energía, los sistemas de almacenamiento se calculan con los costos del ciclo de vida, teniendo en cuenta el número de ciclos por año. Dependiente en ciclos por año y tiempo de descarga,

horas anuales de operación almacenamiento presente horas de carga completa. La figura 22 ilustra el costo nivelado de electricidad descargada de un sistema de almacenamiento operativo en un año. El almacenamiento hidroeléctrico por bombeo tiene el costo nivelado más bajo de electricidad y sigue siendo la tecnología de almacenamiento más rentable. Cuando los sistemas de almacenamiento de energía están en modo de carga, la electricidad

los precios de mercado influyen en los costos generales. Cálculo del nivelado costos de la electricidad descargada sin el precio de la energía de carga descuida la influencia del mercado eléctrico, que es inevitable para la energía implementación del sistema de almacenamiento. Este análisis tiene en cuenta factores específicos del mercado y calcula el costo nivelado de almacenamiento de energía, considerando precios de electricidad en EPEX y Hudex

mercados de electricidad

A la hora de calcular los costes del sistema de almacenamiento de energía, es importante considerar los costos de la electricidad necesaria para el sistema de carga, como se ve en la ec. (9). La Fig. 22 muestra que el nivelado el costo de la electricidad descargada es el más bajo cuando PHS está operando en entre 1000 y 2000 horas de carga completa por año. Luego, los costos se comparan con los precios de la electricidad por hora en el mercado diario Hudex, así como con el diferencial de precios de la electricidad en EPEX. Dado que Hudex es el mercado de electricidad corresponsal de los Balcanes Occidentales, se realiza una comparación que muestra que para el año 2019, el precio medio de mercado en EPEX es de 40,06 €/MWh y de 50,36 €/MWh en Hudex, durante unas 4500 horas a plena carga. La misma comparación se da en la Fig. 22 para baterías. Ciclo vital costos, calculados como se dividen en diferentes cargas completas horas Todas las baterías se comparan utilizando la misma descarga tiempo, por lo tanto, los resultados muestran que las baterías de iones de litio son las menos tecnología rentable.

Al analizar la rentabilidad de los sistemas de almacenamiento de energía, es importante calcular los costos dada la cantidad de horas de carga completa y costos de electricidad para cargar los sistemas de almacenamiento. higos. 7 y 8

mostrar las dependencias de los costos del ciclo de vida de las diferentes tecnologías de almacenamiento a horas de plena carga y precios medios en los

mercados eléctricos. Finalmente, los costos nivelados de los sistemas de almacenamiento de energía se calculan considerando los precios promedio de energía eléctrica de EPEX en 2019 divididos por el almacenamiento eficiencia del sistema. Estos resultados en la Fig.22 confirman la eficiencia económica de los sistemas de almacenamiento de agua por bombeo, seguidos por Baterías NaS y baterías de plomo-ácido. Resultados para 4000 carga completa horas, considerando el precio promedio de la electricidad, son los costos más bajos de 98 V/MWh para PHS, 226 V/MWh para NaS y 426 V/MWh para plomo-ácido, seguidos de 546 V/MWh para Li-ion y 574 V/MWh para NieCd.

En la práctica estos costos son mayores, considerando que el sistema podría operar a un máximo de 300 ciclos al año. esto es igual a 2400 máximo de horas a plena carga durante 8 h de tiempo de descarga.

El costo nivelado del almacenamiento de energía es útil para comparar diferentes sistemas de almacenamiento de energía y proporcionando información adecuada para futuros inversores. Dado que el precio de la electricidad para cargar el almacenamiento de sistemas de energía, sistemas es un parámetro poco fiable para los inversores, porque en su mayoría depende de otros factores, el análisis de sensibilidad en la Fig. 22 muestra cómo los costos del ciclo de vida divididos por las horas de carga completa se pueden comparar con precios de la electricidad se reparten en los mercados al considerar el 10% de fluctuaciones de precios de mercado. Si los precios en el mercado suben un 10%, el precio medio en EPEX sería de 44,06 V/MWh, pero si los precios van en un 10%, el precio medio sería de 36,05 V/MWh. Estos precios los cambios aumentarían los costos de almacenamiento de energía, por lo que son importante a la hora de analizar la implementación de sistemas de almacenamiento que puede trabajar a un máximo de 2400 horas de carga completa por año

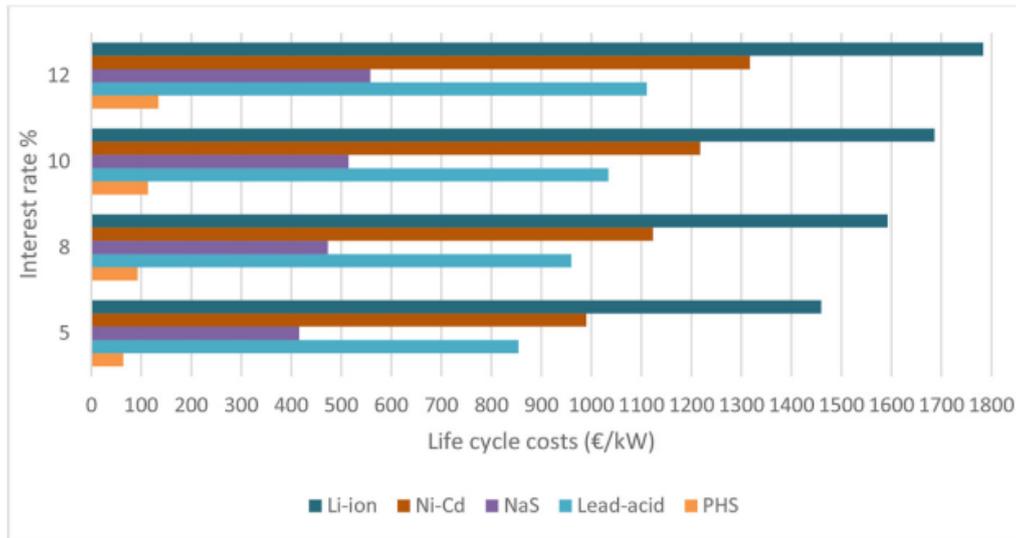


Figura 21 Ciclo de vida de sistemas de almacenaje para diferentes sistemas de recuperaci3n de Capital  
Fuente : Elaboracion Propia

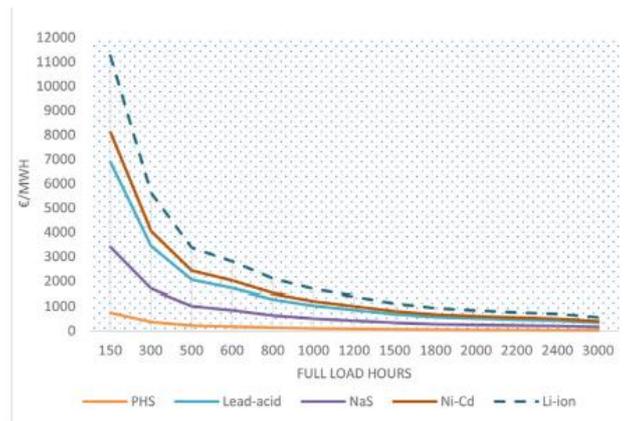


Fig. 5. Levelized costs of electricity delivered by different energy storage systems.

Figura 22 Nivelizaci3n de costos de electricidad para diferentes sistemas de almacenamiento  
Fuente : Elaboracion Propia

## V.- DISCUSI3N

Ante el cambio o revoluci3n energ3tica mundial, en donde los combustibles hidrocarburos l3quidos, reyes por mas de 120 a1os, los cuales est1n perdiendo espacio por los veh3culos el3ctricos, tanto los accionados por acumuladores o bater3as de ion litio, o hidrogeno en cualquiera de sus vertientes fuentes, por lo cual la presencia de acumuladores de energ3a en distintos lugares geogr1ficos

distribuidos, hace viable la presencia de acumuladores en distintos lugares para con el criterio de prosumidor, pueda comprar energía eléctrica en hora valle y vender energía eléctrica en hora punta.

Las tendencias de los principales usos que tienen los nuevos sistemas de almacenamiento en las redes de generación, transmisión y distribución propuestos son variadas, entre las cuales podemos destacar nuevos servicios al mercado mayorista (como ofertas de capacidad), almacenamiento en red transportable y distribuido, servicios complementarios (control y reservas) y sistemas agregados (“Energy Service Companies”), en la presente investigación tratamos de evaluar las alternativas de almacenamiento en red para el aprovechamiento a nivel pliego tarifario BT, es por ello se destacan las aplicaciones a nivel de usuario final como: Mejorar la fiabilidad y estabilidad de las redes básicamente como apoyo a cargas críticas mediante sistemas de alimentación ininterrumpidos, en situaciones como la restauración del sistema eléctrico después de un apagón es una de las tareas más importantes de operadores de sistemas de potencia en los centros de control.

Es un proceso complejo destinado a establecer que el sistema vuelva a su funcionamiento normal después de una interrupción extensa. La experiencia aprendida de apagones históricos ha demostrado que un plan eficiente de restauración del sistema eléctrico es de máxima importancia. En general, un enfoque común para el proceso de restauración consiste en tres fases: la puesta en marcha de los generadores, la reenergización de la red y la restauración de la carga.

El hilo conductor que une cada una de estas etapas es la Disponibilidad de generación en cada etapa restaurativa. Y teniendo en cuenta los importantes conceptos como, Costo nivelado de electricidad y costo nivelado de energía, los sistemas de almacenamiento se calculan con los costos del ciclo de vida, teniendo en cuenta el número de ciclos por año. Dependiente en ciclos por año y tiempo de descarga, horas anuales de operación almacenamiento presente horas de carga completa. El almacenamiento hidroeléctrico por bombeo tiene el costo nivelado más bajo de electricidad y sigue siendo la tecnología de almacenamiento más rentable.

Como se observó, las baterías tienen una vida relativamente corta debido a la celda degradación en comparación con otras baterías, las de iones de litio tienen las más altas tasas de eficiencia, pero también altos costos de capital. Económico, factibilidad y las características de la tecnología se presentan en referencias, Comparativa de generación integrada con energía sistemas de almacenamiento y sistemas de almacenamiento no energético indica que los costos de almacenamiento de energía impactan los costos totales, lo que demuestra que el estudio en el caso con sistemas solo de viento sin almacenamiento de energía es la más rentable inversión.

Los sistemas de almacenamiento de energía brindan otros servicios para la flexibilidad de la red, durante las horas pico o cuando hay escasez, generación debido a las condiciones climáticas. Generación integrada con los sistemas de almacenamiento de energía son un método adecuado para almacenar energía de red a gran escala, pero los legisladores deben proporcionar mecanismos, para una integración más amplia de los sistemas de almacenamiento de energía. Independientemente del alto desarrollo de la batería, el almacenamiento hidroeléctrico bombeado, sigue siendo la tecnología de almacenamiento más dominante que presenta datos de almacenamiento de energía global proporcionados por el Tecnología y Ciencias de la Ingeniería de Sandia (NTSS). todo instalado en capacidades de almacenamiento y proyectos de almacenamiento de energía registrados en el, se presenta la base de datos de almacenamiento de energía global (DOE). Esta visión general muestra que la tecnología de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, con 350 proyectos documentados, en comparación con otras tecnologías de almacenamiento, tiene la mayor capacidad instalada de 181 GW a nivel mundial ya que ha desarrollado y utilizado durante muchos años.

La batería total instalada la capacidad es de 4 GW. Las baterías se utilizan hasta ahora en diferentes aplicaciones: aplicaciones móviles, equipos técnicos, vehículos eléctricos, almacenamiento distribuido, así como sistemas a gran escala. Una revisión de sistemas de almacenamiento de energía, muestra las últimas

tecnologías en términos de sistemas de energía de baterías, describiendo las baterías de plomo-ácido como una de las baterías más duraderas. Los sistemas de almacenamiento de iones de litio son en su mayoría utilizados para aplicaciones portátiles, pero últimamente, han estado en la cima del desarrollo debido a un aumento en la producción de vehículos eléctricos.

La limitación de las baterías de iones de litio es un tiempo de descarga corto, lo que afecta su durabilidad. Investigaciones recientes han demostrado que las baterías de iones de litio son adecuadas para el almacenamiento de microrredes, en lugar de que los sistemas de almacenamiento a gran escala, para los cuales las baterías de plomo-ácido son mayormente utilizados. Los sistemas de baterías a gran escala proporcionan servicios, estabilización de red, frecuencia de regulación, soporte de voltaje, calidad de la energía, cambio de carga, estabilidad de la línea de transmisión, energía arbitraje, pico y reducción de carga. En comparación con el bombeo, almacenamiento hidroeléctrico, que tiene una potencia nominal de alrededor de 100e - 4000 MW,

Las baterías a gran escala tienen una potencia nominal más pequeña con menos de 50 MW para sistemas de plomo-ácido y NieCd, menos de 350 MW para NaS. . Un estudio en profundidad de las baterías de plomo-ácido y de iones de litio en la se tiene dado un panorama económico de estas tecnologías, concluyendo que a pesar de que el plomo-ácido es el más popular en aplicaciones fuera de la red, Las baterías de iones de litio son un poderoso competidor debido al aumento actual en su producción y, por lo tanto, a la disminución de los costos. Se han instalado centrales hidroeléctricas de bombeo en los Balcanes Occidentales, región a fines de la década de 1970. Actualmente, con una mayor integración de renovables en las redes de transporte, la estabilidad energética pone a estas plantas de nuevo en foco con una posibilidad de revitalización.

Cuando los sistemas de almacenamiento de energía están en modo de carga, la electricidad

los precios de mercado influyen en los costos generales. Cálculo del nivelado costos de la electricidad descargada sin el precio de la energía de carga descuida la influencia del mercado eléctrico, que es inevitable para la energía implementación del sistema de almacenamiento. Este análisis tiene en cuenta factores específicos del mercado y calcula el costo nivelado de almacenamiento de energía, considerando precios de electricidad en EPEX y Hudex mercados de electricidad.

## **VI.- CONCLUSIONES.**

La modulación con sistemas de baterías automotrices, como trabajos de investigación abre un nuevo campo en el modelado del estado restaurativo de sistemas de energía eléctrica con ERNC y BESS. Entre las áreas que se pueden cubrir , para continuar con esta investigación y superar las limitaciones actuales, se han sido identificado:

El proceso de restauración es un problema complejo que debe observarse desde diferentes, aspectos: generación, transmisión, distribución y demanda. este trabajo

de investigación cubre directamente los aspectos de generación e indirectamente los de demanda , sin embargo, disminuye la saturación del mercado y la incertidumbre de los precios futuros. el interés de un mayor despliegue de baterías para frecuencias rápidas. Dado el reciente desarrollo de políticas y los debates sobre el uso de baterías para almacenar y enviar energía renovable, es probable que los sistemas a gran escala con una potencia de más de 100 MW sean las próximas aplicaciones en los sistemas de energía para el despliegue de baterías.

La proyección de costes mediante curvas de aprendizaje y el análisis de costes mediante LCOS suelen emplearse para ayudar a los inversores y los responsables políticos a tomar decisiones. A su vez, estos análisis afectan las inversiones y las políticas que construyen el mercado de las tecnologías de almacenamiento. Impulsados por la importante reducción de costos y la creciente demanda de vehículos eléctricos, los LIB obtuvieron un importante apoyo financiero y de políticas en los últimos años para avanzar en la tecnología EES y desarrollar la capacidad de fabricación y la cadena de suministro .

Al analizar la rentabilidad de los sistemas de almacenamiento de energía, es importante calcular los costos dada la cantidad de horas de carga completa y costos de electricidad para cargar los sistemas de almacenamiento. Y mostrar las dependencias de los costos del ciclo de vida de las diferentes tecnologías de almacenamiento a horas de plena carga y precios medios en los mercados eléctricos. Finalmente, los costos nivelados de los sistemas de almacenamiento de energía se calculan considerando los precios promedio de energía eléctrica de EPEX en 2019 divididos por el almacenamiento eficiencia del sistema. Estos resultados confirman la eficiencia económica de los sistemas de almacenamiento de agua por bombeo, seguidos por Baterías NaS y baterías de plomo-ácido. Resultados para 4000 carga completa horas, considerando el precio promedio de la electricidad, son los costos más bajos de 98 V/MWh para PHS, 226 V/MWh para NaS y 426 V/MWh para plomo-ácido, seguidos de 546 V/MWh para Li-ion y 574 V/MWh para NieCd.

## **VII.- RECOMENDACIONES.-**

Las investigaciones de acumulaciones de energía eléctrica, deben seguir en la Escuela de Ingeniería Mecánica Electrica de la Universidad Cesar Vallejo, pues complementan los estudios en vehículos eléctricos, y permiten forjar caminos del cambio de matriz dentro de las limitaciones del parque automotor peruano, y la situación socio económica de los transportistas de servicio público peruano que no disponen de los medios y van que tener que usar vehículos adaptados

## REFERENCIAS

- Alvarez, A. (2021). *La Proyeccion Nacional hacia el asia Pacifico en Materia de Hidrogeno Verde* . SANTIAGO : ESTRATEGICO .
- Arista. (2014). *Metodologia de la Investigacion*. Lima: EDUSMP.
- Ariza, A. (2022). *El Hidrogeno como activo de inversion oportunidades de inversion en proyectos sostenibles en España*. MADRID: COMILLAS.
- Azkaraate, I. (2019). *Almacenamiento de Hidrogeno*. BILBAO: VASCO.
- Barbioza, J. (2018). *Avances en las tecnologias de reformado de Metano : Estudio de rutas cataliticas para la obtencion de Hidrogeno y Gas de Sintesis*. CARTAGENA : UNICAR.
- Benveniste , G. (2020). *Analisis de Ciclo de Vida de sistemas innovadores de almacenamiento electrico en litio azufre* . BARCELONA: ALTECA.
- Bermudez, L. (2016). *Tendencias cientificas y tecnologicas de las baterias para vehiculos electricos por vigilancia tecnologica* . SAO PABLO: ALTECA.
- Berrio, E. (2022). *Analisis de la movilidad sostenible .Coche electrico vs Coche Hidrogeno vs Uso de Bio carburantes* . GIJON : DIGIBUO.
- Bevenesti, G. (2021). *Analisis del Ciclo de Vida de sistemas innovadores de locomocion electrica* . BARCELONA: LETICIA.
- Brijaldo, M. (2021). *Principales Rutas en la Produccion de Hidrogeno* . BOGOTA: SCIELO.
- Broch, A. (2020). *Analysis of solid and aqueous phase products from hydrothermal* . boon: REICH.
- Cano, A. (2021). *Baterias, mas que acumuladores de Energia*. medellin: ESPECTADOR .
- COGENERACION . (2022). *Optimizacion de Cogeneracion y produccion de Hidrogeno Verde* . SANTIAGO: COGENERACION .

- Duque, M. (2018). *Estudio de la desactivación en el Proceso de Pirolysis de Plásticos ( HDPE ) y reformado en línea para la Producción de Hidrógeno* . BILBAO: VASCO.
- Espinola, J. (2019). *Producción por Reforma de Etanol*. BUENOS AIRES : EAPRENDE.
- Franco, A. (2021). *Baterías más que acumuladores de Energía* . MEDELLIN: PASCUAL.
- Frauca, O. (2021). *Evolución Histórica de las Baterías aplicadas a los vehículos eléctricos de Movilidad Urbana* . CARTAGENA : COLOMBIS .
- Fuentes , M. (2020). *El Vehículo de Hidrógeno , simulaciones de Montecarlo del almacenamiento de hidrógeno en schwarzitas*. VALLADOLID : UVADOC.
- García , C. (2020). *Producción , almacenamiento y distribución de Hidrógeno*. BARCELONA : PORTALES .
- García, S. (2021). *El futuro de los coches de Hidrógeno* . MADRID: COMILLAS .
- Garfias, A. (2017). *Modernas técnicas de mantenimiento y su prospectiva* . Lima: UNI.
- Gomez, F. (2021). *Situación Actual de las Baterías de ion litio para almacenamiento de Energía eléctrica* . JAEN: UJAEN.
- Goncalves, A. (2021). *Análisis del Potencial del Hidrógeno para reducir las emisiones de CO2 en el Parque automotor de Tenerife*. TENERIFE: LAGUNA .
- Gonzales , M. (2022). *Sistema de Almacenamiento de Energía basado en Baterías* . OVIEDO : OVIEDO.
- Guasumba, J. (2021). *Estimación y Recuperación del Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica* . QUITO: DIALNET.
- Gutierrez, N. (2018). *Nuevas aplicaciones electrocatalíticas para procesos energéticos y de remediación Medio Ambiental* . CASTILLA: LA MANCHA .

- Hernandez, D. (2017). *Almacenamiento de Hidrogeno en Carbones activados por oxidacion de Aire*. MEDELLIN: UDEAEDU.
- JIMENEZ, L. (2021). *Diseño e implementacion de una celda de Hidrogeno en un Motor de Combustion Interna* . BOGOTA: CALDAS.
- Jones, B. (2021). *Analisis de la Cadena global de valor de las Baterias de Iones de litio para Vehiculos Electricos* . SANTIAGO: CEPAL.
- Jones, B. (2021). *Analisis de las Cadenas de Valor de Hidrogeno Verde y Litio* . SANTIAGO: PUCCH.
- Lopez, E. (2018). *Definicion de Criterios de Diseño de Instalaciones de Almacenamiento de Hidrogeno producido con energias renovables* . SEVILLA: IDUSES.
- Lopez, J. (2021). *El hidrogeno verde en la Union Europea una via necesaria para la transicion Energetica* . MADRID: RODSEDU.
- IUCENTINI, I. (2021). *Produccion de Hidrogeno a partir de a partir de Amoniacos en Reactores de Paredes Catalicas* . Barcelona : UPCPRESS.
- Marin , A. (2022). *El hidrogeno como futuro de los combustibles de automocion* . MADRID: CEDEX.
- Martinez, W. (2021). *Almacenamiento de Hidrogeno en España*. madrid: GEOLOGICA.
- Muregesan , P. (2022). *Fppd waste valorisation via gasificacion a review on emerging concepts propects and challeges* . CALCUTA: SCIENCE.
- Ñaupas, P. (2016). *Metodologia de la investigacion cientifica en Ingenieria* . Bogota: Limusa.
- Orcajo, G. (2018). *Materiales MOF para almacenamiento de Hidrogeno*. oviedo: OVIEDO .
- Ortega, F. (2018). *Almacenamiento de Hidrogeno en Zeolita tipo ZTC ( Zeolite Templated Carbon )*. mexico: ALIPNMEX.

- Ortiz, M. (2020). *REFORMADO DE METANO CON TRANSPORTADORES SOLIDOS DE OXIGENO* . ZARAGOZA: ZARAGOZA.
- Puszkziel, J. (2018). *Preparacion, Estudio y Optimizacion de Hidruos complejos para almacenamiento de Hidrogeno*. CUYO: RICABIB.
- Reguera , E. (2019). *Almacenamiento de Hidrigeno en Nanocavidades* . LA HABANA: REVOLUCION .
- Reynaldo. (2018). Mantenimiento en Sub Estaciones Electricas. *Ingenieria del Mantenimiento*, 45, 61.
- Rivera, B. (2021). *Prospectiva de uso de sub productos agro industriales para produccion de Bioetanol*. MEDELLIN: TECHNICA.
- Rivera, P. (2016). *Optimizacion del despacho economica, caso subestaciones electricas de Potencia* . Miami: Willey.
- Rubia, M. (2018). *Effect of inoculum source and initial concentration on the anaerobic digestion* . Galveston : texas2.
- Sampietro, J. (2022). *Fusion Nuclear , Estado del Arte y Futuras tendencias* . BARCELONA: OIFA.
- Sayas, S. (2018). *Desarrollo de Catalizadores heterogeneos para la produccion sostenible de Hidrogeno del reformado de sub productos* . VALENCIA: NUNET.
- Tianxiao , A. (2022). *Mejora del Reformado Electrocatalico de CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> , Con interfaces de oxido de metal en celda de electolisis*. PEKIN: SCIENCE.
- Torre, C. (2022). *Estudio de las Caracteristicas del Hidrogeno como combustible y de las aplicaciones sobre el Diseño y funcionamiento*. VALENCIA: UPVLEX.
- Torrentes , G. (2021). *Retropectiva del Desarrollo de las Gneraciones de Bio Combustibles* . SAN JUAN : TICO .
- Ugarriza, N. (2016). *Instrumentos para la investigacion Educacional*. Lima: UNMSM.
- Villasante, M. (2013). *Diseño de un proyecto de Investigacion*. Cuzco: IIUR.

Vos, F. (2020). *Diseño del Sistema Motriz para un vehículo Electrico* . MISIONES :  
FIOUNAM.

Xiao, L. (2022). *In situ carbon capture to co produce propanediol micro nano* . PEKIN  
: ESTRELLA .

Yuanyu, T. (2022). *Efecto de la Atmosfera de Hidrogeno y el Catalizador de Biocarbon* . Wuhuan: ESTRELLA.

## ANEXOS

Variables	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensión	Indicadores	Escala de Medición
Variables Independiente: Nuevas Tecnologías de Baterías Eléctricas	La masificación del uso de los vehículos eléctricos, con baterías de acumuladores que permitan cada vez más autonomía , por el uso del hidrogeno de la hidrolisis y del reformado del metano, como fuente de hidrogeno azul, con nula mochila ecológica, , requiere de acciones, tanto en el cambio y/o adaptación de las baterías y los reformadores , en sus nuevas modalidades CCS ( Carbón , Captura y Almacenamiento ) y CCUS , Carbón, Captura , utilización y almacenamiento (Garfias A. , 2017).	Baterías eléctricas, con nuevo materiales, nuevas tecnologías de control y la producción de hidrógeno por el reformado de metano, que se utiliza para el despacho distribución masivo de hidrogeno a partir del metano .reformado	Nivel de inversión en nuevas baterías de vehículos electricos	Soles en CAPEX y OPEX	VAN, TIR
Variable Dependiente: Tendencias en movilidad electrica	En la industria Energética, el vector energético tiende a ser el hidrogeno, que se convierte en electricidad para accionar los motores eléctricos (Rivera, 2016).	La confiabilidad y disponibilidad se miden por indicadores, en la actividad de acumulación electrica se mide con los indicadores MTBF y MTTR.	Interrupciones Duración	MTTR $\sum t_i^* U_i / N$  MTBF $\sum U_i / N$	Hr, Mint, Seg.  Hr, Mint, Seg.



**UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

**Declaratoria de Autenticidad del Asesor**

Yo, ANIBAL JESUS SALAZAR MENDOZA, docente de la FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA de la escuela profesional de INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA de la UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO SAC - CHICLAYO, asesor de Tesis Completa titulada: "MODULACION DE SISTEMAS DE GENERACION DISTRIBUIDA CON EL SOPORTE DE BATERIAS DE AUTOS ELECTRICOS", cuyos autores son CALLACA RAMIREZ ORLANDO, REMAYCUNA CARRANZA JOSUE ALEXANDER, constato que la investigación tiene un índice de similitud de 26.00%, verificable en el reporte de originalidad del programa Turnitin, el cual ha sido realizado sin filtros, ni exclusiones.

He revisado dicho reporte y concluyo que cada una de las coincidencias detectadas no constituyen plagio. A mi leal saber y entender la Tesis Completa cumple con todas las normas para el uso de citas y referencias establecidas por la Universidad César Vallejo.

En tal sentido, asumo la responsabilidad que corresponda ante cualquier falsedad, ocultamiento u omisión tanto de los documentos como de información aportada, por lo cual me someto a lo dispuesto en las normas académicas vigentes de la Universidad César Vallejo.

CHICLAYO, 10 de Diciembre del 2022

<b>Apellidos y Nombres del Asesor:</b>	<b>Firma</b>
ANIBAL JESUS SALAZAR MENDOZA <b>DNI:</b> 16720249 <b>ORCID:</b> 0000-0003-4412-8789	Firmado electrónicamente por: AJSALAZARM el 10- 12-2022 12:30:56

Código documento Trilce: TRI - 0481906