

Cuernavaca, Mor., a 08 de noviembre de 2021

DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS
DR. MARIO LIMÓN MENDOZA
MTRO. DAVID CASTREJÓN BOTELLO
MTRO. JAVIER MACEDONIO ANDRES
ING. FRANCISCO JAVIER BECERRA GONZÁLEZ

PRESENTE

Me permito comunicarles que han sido designados integrantes del **COMITÉ REVISOR** del trabajo de:
TESIS

Titulado:

“ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN MÉXICO”

Que presenta (el) o (la) **C. ISRAEL SOLANO ABARCA**, del programa educativo de **INGENIERÍA ELÉCTRICA-ELECTRÓNICA**.

ATENTAMENTE
Por una humanidad culta

DRA. VIRIDIANA AYDEÉ LEÓN HERNÁNDEZ
DIRECTORA

Se anexa firma electrónica

DICTAMEN

DRA. VIRIDIANA AYDEÉ LEÓN HERNÁNDEZ
DIRECTORA DE LA FCQeI
PRESENTE

En respuesta a su amable solicitud para emitir DICTÁMEN sobre el trabajo que se menciona, me permito informarle que nuestro voto es:

VOTO	NOMBRE	FIRMA
	DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS	
	DR. MARIO LIMÓN MENDOZA	
	MTRO. DAVID CASTREJÓN BOTELLO	
	MTRO. JAVIER MACEDONIO ANDRES	
	ING. FRANCISCO JAVIER BECERRA GONZÁLEZ	

El voto del comité es aprobatorio, se anexan firmas electrónicas

VALH/fjbg



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

Se expide el presente documento firmado electrónicamente de conformidad con el ACUERDO GENERAL PARA LA CONTINUIDAD DEL FUNCIONAMIENTO DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS DURANTE LA EMERGENCIA SANITARIA PROVOCADA POR EL VIRUS SARS-COV2 (COVID-19) emitido el 27 de abril del 2020.

El presente documento cuenta con la firma electrónica UAEM del funcionario universitario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de su elaboración y es válido de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE ESTADO DE MORELOS emitidos el 13 de noviembre del 2019 mediante circular No. 32.

Sello electrónico

VIRIDIANA AYDEE LEON HERNANDEZ | Fecha:2021-11-08 20:38:54 | Firmante

TKdJZWBS/6X4JgWIEpJ635SCmmxGqwLXMHuT7dm0PRX54E0/+jZLnao1cMCItRKVPnVl8WP0+6I7isBQG1KUEJjXLUIKefZTWGpCo3ndGMxYOETBSPmkUeSYAmZ7MwzZzLNTcWGllmIYJ7g4AJpQ02aqe1kiifJelA3zX83vJ4cJuo6HRFixld5595P6JomZOR2R3Wl+Dq5/DvqSzBDFdAxsLzZcYhEDJyE/pF91y25Dg7mPzHcm15BLrGoEADip+t44yYOU6i7hhW7s4MOdWMq/EVb5ocbZv5Ge0QVgHVpweYg2FnZdMGaYO5HRRvHBK4PEtoy8qjY3ORgFr9qFhA==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



EVp6MAN3G

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/QWeA01bfWS2H4oAwINpEOx62dYYbm6Sj>



Se expide el presente documento firmado electrónicamente de conformidad con el ACUERDO GENERAL PARA LA CONTINUIDAD DEL FUNCIONAMIENTO DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS DURANTE LA EMERGENCIA SANITARIA PROVOCADA POR EL VIRUS SARS-COV2 (COVID-19) emitido el 27 de abril del 2020.

El presente documento cuenta con la firma electrónica UAEM del funcionario universitario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de su elaboración y es válido de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE ESTADO DE MORELOS emitidos el 13 de noviembre del 2019 mediante circular No. 32.

Sello electrónico

LUIS CISNEROS VILLALOBOS | Fecha:2021-11-10 21:19:50 | Firmante

PXS/mTX6XeBrdsTUTEmpK9gM0rWko1YSmUD/yTiMEpsesuHCXXZoa/6irPy8RglSFTBPKic9OZYLNovuL9pR932YmgH236E5dDBfSshQWd4WgVY4e2LgV9QfUqBwnSYayr9x8nbK9gozD9ZXNEK0f52mclacWx1fLsANZSSfcOZ17dsuOBm5pYCHH+p5Ccdlx5aKvex9B9ytHBG3iqr4kymwnyc60CwtDvW8T3IISUQ/03i3P5APhWXHGPBueNs8uGtQuzZDDDBqfEQXQo0Q1YydRm+656QBTfztlunLX8GDhL76mFDA+qiSYDDMS0yvZllaX6eBRaWfFy5k09RDg==

MARIO LIMON MENDOZA | Fecha:2021-11-11 16:05:18 | Firmante

D2ANmwxBpjbCkIARHN/6jwapPtgkVVIeEX97stM704IK5AjD9rDE+WBsB0Z5w4h0NC7myOD6hyaTJERkiYPvpJr6XF64YayeNXHePFOWaTywWlyPWambxTwwWy7WeyKqGgZ5QVqrRUi4fdth68LDbRi+KQK71SjwPkhGgQy+cRt/YEL+KZj7K8z/eDrMS4djMFHdk8g/b7Dx6ugNS2vd+JG/s6KjuLWfZG9zXXh+Vkfyt9+MmAg0A8jPpS8k01FSBEX4VVFciqH Ae4vQdfr2MfM4tsm8lcs9s5nSQsek3Lcw3vfPmmg8dUjFGD8v4X/dO9kpizTXBxVJolhrB3cQ==

FRANCISCO JAVIER BECERRA GONZALEZ | Fecha:2021-11-18 13:25:02 | Firmante

fVLxdpRvxFozm63R82eAYhoi6HEiVRHGEJddVMCQIOlvz1new4eEzAbJawpOwOaxdeMyPkYmglS4VT8EJuA/LAs01o8KDgyucepBG16hn3hotilRb/goibuTWvi3I0ZOH3wfWOZP u4VNzcCs1nJmEsFDK6Mp+VPgJZaTZFlcWmR5Z+0v8tN2rFzr0kbcpoS08fDwUD+QX/aE/eE5umqbRH0zD7YJl8WYqicH0grsUzXsv3NKpTOqEkewwqYi5HeQQ0fJsc3/9BB5RYEjDoxgjtq81J3nfi6i1J2dLaQ0J5PSdxxvCfmC7wVnUXpVKCVd6M1BKbVwr7YZBqNtA==

JAVIER MACEDONIO ANDRES | Fecha:2021-12-06 08:36:46 | Firmante

tdGsYB0kZe/nOKDuGWBuGCKOVEvDPmr73k7RKVJROWS5nTbaBc4Kh71a6ggpSixQvKacC8il05db76FH2M386BJY4SHriU2BWo4DVMaH5KfkZgSuh3XhdKVZpuHJ4Rpi4VU GOnsAw+siDJOojJAWUNfj4odjDjvxUK3BRzVI+B+CGAQuCRaJ+dhlgOEsjBfx/1zuhzHZ6embkqQivKSPyHWC78g2zP7IILDcPFA6X0J3sMzn5Ci3JiA0Q4SKE6FssMxhujqQl23 aqU4V+zeU5jhpPOpBjmPkhmQ/+L2GIYTHYH8YE6Z+/9NYBVsupggX8rUX2pHracsYwZPrX47Jw==

DAVID CASTREJON BOTELLO | Fecha:2022-02-10 12:15:31 | Firmante

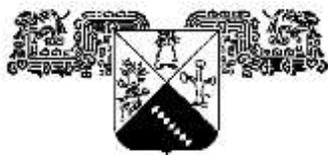
cExPW1MU/LpDceNWnzSFgcuKI5N1Sj0ZQqNVwXs1MmDHS++tx0KsWd/xVOW9p1EW/Pwsp6TYU0tNPTXRO2zLE57O23XQZJr+gIcAc7blo38u/3gC3PyyfEj7337rx/1YFF8Aw cWGubQTndwLlnPpg+D/iKfclxPTPXeyalO+L6aBFHYewfthYtkGoYA7JOyNioLbG9sKVw80L5ulM3HKvcc9lyzBmo5xljeRunY1mZHednXHriWfOAPV6fgLTPqBpfi58JhhJg0MqY HGIHNBKfd9T5KuKAb6YNrLDpuJIFtPqsVbj4IdkAxa08duo1BrRtLGK4BV8yzDGIWrdg==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



9XU4dNxCY

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/YAxD8aJlWm7DL5nnrve07V9110HDE89S>



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS

FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS E INGENIERÍA

**ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO
DE ENERGÍA EN MÉXICO**

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

P R E S E N T A:

ISRAEL SOLANO ABARCA

ASESORES

M.I. DAVID CASTREJÓN BOTELLO

DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS

CUERNAVACA, MORELOS

2022

Tabla de contenido

LISTA DE FIGURAS.....	V
LISTA DE TABLAS.....	V
INTRODUCCIÓN.....	1
<i>ANTECEDENTES</i>	1
1. ASPECTOS TÉCNICOS RELATIVOS AL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....	5
1.1 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO	5
1.1.1 Comportamiento del Consumo de energía eléctrica	5
1.1.2 Comportamiento de la Demanda.....	5
1.1.3 Equilibrio entre oferta y demanda la red eléctrica	6
1.1.4 Generación	6
1.1.5 Emisiones	8
1.2 TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....	8
1.2.1 Baterías.....	9
1.2.1.1 Baterías de plomo ácido.....	10
1.2.1.2 Baterías de ion litio.....	10
1.2.1.3 Baterías de flujo	10
1.2.2 Supercondensadores.....	11
1.2.3 Almacenamiento hidráulico	11
1.2.4 Aire comprimido (CAES).....	12
1.2.5 Aire comprimido adiabático.....	12
1.2.6 Volante de inercia.	12
1.2.7 Almacenamiento térmico.....	13
1.2.8 Almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES).....	13
1.2.9 Sistema de almacenamiento de energía de hidrógeno.	13
1.3 COMPARATIVO DE CARACTERÍSTICAS DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO	14
1.3.1 Panorama general	14
1.3.2 Características de los sistemas de almacenamiento.....	14
1.3.3 Características fijas de los sistemas de almacenamiento de energía	15
1.3.3.1 Potencia.....	15
1.3.3.2 Capacidad de almacenamiento de energía.....	15
1.3.3.3 Vida útil	15

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

1.3.3.4	Ciclos de carga y descarga.....	15
1.3.3.5	Disponibilidad y confiabilidad de los sistemas de almacenamiento de energía...	16
1.3.3.6	Eficiencia de ida y vuelta	16
1.3.3.7	Tiempo de respuesta.....	16
1.3.3.8	Estado de la carga y profundidad de la descarga.....	16
1.3.3.9	Relación de carga a descarga	17
1.3.3.10	Densidad de potencia.....	17
1.4	APLICACIÓN Y BENEFICIOS TÉCNICOS DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN LAS REDES ELÉCTRICAS.	19
1.4.1	Aplicaciones y servicios de los sistemas de almacenamiento.....	19
1.4.2	Tecnologías de almacenamiento de energía adecuación para diferentes aplicaciones Servicios de red	21
1.4.2.1	Aplicaciones detrás del medidor	21
1.4.2.2	Aplicaciones fuera de la red	21
1.5	IDENTIFICACIÓN DE ELEMENTOS QUE INTEGRAN LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	22
1.5.1	Medio o dispositivo de almacenamiento de energía	22
1.5.2	Sistema de conversión de energía	23
1.5.3	Balance de planta	24
2	ANÁLISIS DE PARÁMETROS DE RENTABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	25
2.1	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS	25
2.1.1	Aspectos básicos de evaluación económica de proyectos.....	25
2.1.2	Tasa interna de retorno	26
2.1.3	Relación beneficio costo	27
2.1.4	Periodo de recuperación de la inversión (PRI).....	27
2.1.5	Valor Presente Neto (VPN).....	29
2.2	IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES E INDICADORES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS.	30
2.2.1	Flujos de Efectivo	30
2.2.2	Costo de capital.....	31
2.2.3	Tasa de inflación.....	31
2.2.4	Tasa de descuento.....	32
2.2.5	Vida útil	32
2.2.6	Factor de planta	32
2.2.7	Programa de Inversión	33
2.2.8	Costos de Inversión	33

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

2.2.9 Costo unitario de Inversión	34
2.2.10 Costos de los combustibles	34
2.2.11 Costos de operación y mantenimiento	34
2.2.12 Costo nivelado de Energía	35
2.3 METODOLOGÍA PARA ESTIMAR COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN.....	36
2.3.1 Factor de Valor Presente.....	36
2.3.2 Costo de generación por combustible	37
2.3.3 Costo unitario de inversión	37
2.3.4 Costo nivelado de O&M	38
2.3.5 Costo nivelado de generación	39
2.4 METODOLOGÍA DEL COSTO NIVELADO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....	40
3. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	41
3.1 SELECCIÓN DE LA HOJA DE CÁLCULO	42
3.2 CARACTERÍSTICAS DE LA HOJA DE CÁLCULO.....	43
3.2.1 Unidad de almacenamiento de energía	45
3.2.2 Unidad de conversión de energía	47
3.2.3 Aplicaciones de servicio	48
3.3 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO	51
3.3.1 Consideraciones en el análisis de costos.....	52
3.3.2 Procedimiento del análisis de tecnologías de almacenamiento	53
3.4 RESULTADOS	53
3.4.1 Análisis de aplicación reserva primaria de frecuencia	54
3.4.2 Análisis de aplicación reserva secundaria de frecuencia	55
3.4.1 Análisis de aplicación de reserva terciaria de frecuencia	57
3.4.2 Análisis de aplicación Arbitraje	58
3.4.3 Análisis de la aplicación de auto consumo de energía renovable variable y gestión de factura de tiempo de uso.	59
3.4.4 Análisis de las aplicaciones almacenamiento comunitario y electrificación de comunidad.....	60
3.4.5 Incremento en la calidad de la energía y reducción de picos	62
3.4.6 Micro red desconectada de la red	64
3.4.7 Red en isla	65
3.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	66
CONCLUSIONES	71
BIBLIOGRAFÍA.....	74

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 Comportamiento de la demanda 14/28/2020 [8]</i>	6
<i>Figura 2 Capacidad de generación por tecnología, en 2018 [7]</i>	7
<i>Figura 3 Despacho de Generación por Tecnología</i>	8
<i>Figura 4 Aplicación de los sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico [4]</i>	19
<i>Figura 5 Servicios que ofrecen los sistemas de almacenamiento en diferentes escalas de tiempo [25].</i>	20
<i>Figura 6 Servicios de los sistemas de almacenamiento y su relevancia en la integración de fuentes renovables variables [25].</i>	20
<i>Figura 7 Diagrama de bloques de los componentes que integran un sistema de almacenamiento [12]</i>	22
<i>Figura 8 Relación entre tasa interna de retorno y VPN elaboración propia con información [29].</i>	26
<i>Figura 9 Perfil de erogaciones de un Proyecto [35]</i>	33
<i>Figura 10 Comparación de costo de instalación de la unidad de energía</i>	47
<i>Figura 11 Costo de instalación de potencia</i>	48
<i>Figura 12 Costo de la electricidad y Relación E/P</i>	49
<i>Figura 13 Costos de inversión de SAE para aplicación de reserva primaria de frecuencia.</i>	54
<i>Figura 14 Costos de inversión de SAE para aplicación de reserva secundaria de frecuencia</i>	56
<i>Figura 15 Costo de inversión para aplicación de reserva terciaria de frecuencia</i>	57
<i>Figura 16 Costos de inversión para aplicación arbitraje</i>	58
<i>Figura 17 Costos de inversión para auto consumo de energía y gestión de tiempo de uso</i>	60
<i>Figura 18 Costos de inversión para las aplicaciones de almacenamiento comunitario y electrificación de comunidad</i>	61
<i>Figura 19 Costos de SAE para aplicaciones de incremento en la calidad de la energía y reducción de picos ..</i> 63	
<i>Figura 20 Costo de inversión para aplicaciones en micro redes fuera de la red</i>	64
<i>Figura 21 Costos de inversión de aplicación red isla</i>	65
<i>Figura 22 Comportamiento estimado del costo nivelado respecto al aumento de la</i>	67
<i>Figura 23 Comportamiento estimado del costo nivelado de acuerdo a la tasa y a diferentes periodos de tiempo</i>	68
<i>Figura 24 Comportamiento estimado del costo nivelado respecto a la tasa de descuento y en</i>	68
<i>Figura 25 Comportamiento estimado del costo nivelado con respecto a la tasa</i>	69
<i>Figura 26 Comportamiento del costo nivelado con respecto a la tasa de descuento para reserva primaria de frecuencia (elaboración propia con datos de [39]).</i>	70

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1 Características técnicas de los diferentes sistemas de almacenamiento de energía</i>	18
<i>Tabla 2 Datos específicos del país.</i>	43
<i>Tabla 3 Tecnologías y aplicaciones predefinidas (elaboración propia con datos [39])</i>	44
<i>Tabla 4 Comparación de datos técnicos y económicos de las tecnologías</i>	45
<i>Tabla 5 Diferentes escenarios técnicos para SAE</i>	52
<i>Tabla 6 Datos técnicos y económicos de los diferentes escenarios</i>	53
<i>Tabla 7 Costos de SAE para servicio de reserva primaria de frecuencia</i>	55
<i>Tabla 8 Costos de SAE para servicio de reserva secundaria de frecuencia</i>	56
<i>Tabla 9 Costo de SAE para el servicio de reserva terciaria de frecuencia</i>	57
<i>Tabla 10 Costo de SAE para el servicio de arbitraje</i>	59

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

<i>Tabla 11 Costo de SAE para auto consumo de energía y gestión de tiempo de uso</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 12 Costo de SAE para las aplicaciones de almacenamiento comunitario y electrificación de comunidad.</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 13 Costos de SAE para incremento en la calidad de la energía y reducción de picos</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 14 Costos de SAE para servicio en micro red desconectada de la red</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 15 Costo de SAE para aplicación de red en isla.....</i>	<i>66</i>

INTRODUCCIÓN

ANTECEDENTES

La industria energética mundial está afrontando un periodo de transición. La utilización de centrales eléctricas convencionales que usan como materia prima combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, en México y otros países tendría que comenzar a disminuir. Sin embargo, de acuerdo a datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA) por sus siglas en inglés, los combustibles fósiles utilizados para la generación de electricidad se han incrementado, en particular, el gas natural reporta un aumento mayor y sostenido. El uso de carbón a nivel mundial, repuntó en 2017 tras dos años de declive, pero las decisiones finales de inversión en nuevas centrales eléctricas de carbón estuvieron muy por debajo del nivel observado en los últimos años [1].

En México de acuerdo a datos de la Secretaría de Energía [2], el uso de combustibles fósiles ha tenido un aumento en la generación de electricidad.

México tiene que disminuir su consumo de fuentes contaminantes para la generación de energía eléctrica. La motivación de este cambio es disminuir el impacto que causan al medio ambiente las emisiones de gases contaminantes generadas por la quema de estos combustibles y reducir los efectos del cambio climático, por lo que se están desarrollando y utilizando alternativas de generación de electricidad mediante fuentes renovables de energía, esto implica un reto para la operación y expansión de los sistemas eléctricos actuales.

México ha asumido el compromiso de realizar acciones para reducir las emisiones de Gases y compuestos de Efecto Invernadero (GEI). La política de mitigación tiene como fundamentos la Ley General de Cambio Climático promulgada en 2012, así como los compromisos adquiridos ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. En el sector eléctrico se estableció la meta de generar al menos 35% de la energía eléctrica con fuentes limpias al 2024 y 50% al 2050. [3].

Con base en los objetivos de descarbonizar el sector eléctrico y hacer mayor utilización de las fuentes renovables de energía, es obligado pensar en soluciones a los problemas que genera el uso de este tipo de fuente primaria de energía, ya que la generación de electricidad con energía solar y eólica es de naturaleza variable debido a la oscilación de las condiciones horarias de sol y viento, así como la inestabilidad de las condiciones climáticas y estacionales. Por lo que la electricidad generada utilizando estas fuentes no está disponible en el momento adecuado para seguir el comportamiento de la demanda, como lo hacen las formas tradicionales de generación de electricidad. Esta condición representa un problema para la estabilidad en la red eléctrica, por consiguiente, es un reto para los agentes involucrados en la operación y desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

Los sistemas de almacenamiento de energía surgen como una opción para poder gestionar adecuadamente la producción de energía generada por las diferentes tecnologías de fuentes renovables, así como para proporcionar otros servicios a los sistemas eléctricos.

El propósito del presente trabajo de tesis es hacer una evaluación de los aspectos técnicos y económicos de las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía para determinar la viabilidad de incorporar este tipo de sistemas a la red eléctrica, considerando que las tecnologías de almacenamiento pueden aportar una gama de servicios adicionales al sistema eléctrico.

El proceso de almacenamiento de energía tiene la capacidad de absorber, almacenar y luego reinyectar electricidad [4]. En la actualidad, el almacenamiento de energía es visto como una solución clave para hacer frente a los desafíos técnicos y económicos asociados a la integración de las fuentes renovables de energía variables. En consecuencia, el almacenamiento está tomando fuerte interés en el sector eléctrico y se espera que juegue un papel importante en las etapas posteriores de la transición energética con un impacto económico positivo.

I. JUSTIFICACIÓN

La creciente demanda de energía eléctrica y las políticas que se implementan para incrementar el uso de alternativas energéticas de bajas emisiones de GEI, están permitiendo a las energías renovables variables una mayor participación en el sistema eléctrico. Se espera que los sistemas de almacenamiento de energía proporcionen una mejor gestión de las energías renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional, además de contribuir a la reducción de centrales de generación eléctrica convencionales que provocan impactos adversos al medio ambiente.

II. OBJETIVO GENERAL

El objetivo de este trabajo es recabar datos técnicos y económicos para analizarlos y obtener parámetros de operatividad y rentabilidad considerando a los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) como activos de las redes de transmisión y distribución dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). De ser el caso, evaluar la rentabilidad de posibles nuevos servicios a ofrecer.

III. METODOLOGÍA

De acuerdo a [5] el marco metodológico se refiere al conjunto de procedimientos lógicos, tecno-operacionales implícitos en todo proceso de investigación. En otras palabras, es la estructura de la recolección, ordenamiento, análisis y procesamiento de la información, que permite proponer una respuesta adecuada a un problema en cuestión.

En cuanto al diseño, dado que el objetivo de este trabajo de tesis fue analizar los sistemas de almacenamiento de energía técnica y económicamente, se recurrió a un diseño no experimental. Considerando que el tema de investigación tiene actualmente un sustento teórico suficiente, se procedió a realizar un análisis descriptivo sobre las tecnologías predominantes y del alcance de los servicios que los sistemas de almacenamiento de energía pueden prestar al sector eléctrico. Para sustentar la comprensión de los resultados del análisis económico de los sistemas de almacenamiento de energía, se revisaron los métodos básicos. Al existir una oferta destacada de herramientas de acceso gratuito para el análisis de los

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

sistemas de almacenamiento de energía, desarrolladas por instituciones internacionales de prestigio, se seleccionó una para tal fin y se reportan los resultados obtenidos.

Este trabajo se desarrolló bajo el enfoque tanto cualitativo como cuantitativo con respecto a las características de los sistemas para su evaluación.

Para ampliar el panorama del desempeño de los sistemas de almacenamiento se realizó el estudio técnico económico basado en trece tecnologías (en donde diez de ellas son algún tipo de batería), y en doce servicios que los sistemas pueden brindar a la red eléctrica y a usuarios aislados.

IV. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

El contenido del presente trabajo se encuentra estructurado en los siguientes capítulos:

- *Capítulo 1: Revisión de aspectos técnicos y económicos relativos al almacenamiento de energía*

En este capítulo se hace un reconocimiento de algunas características básicas y operativas de un sistema eléctrico. Se incluye la descripción de los principales sistemas de almacenamiento de energía eléctrica actuales, así como las características comparativas de los mismos y sus aplicaciones para ofrecer servicios de apoyo para mejorar la operación de la red eléctrica. Adicionalmente se identifican los elementos que integran estos sistemas.

- *Capítulo 2: Análisis de parámetros de rentabilidad de los sistemas de almacenamiento de energía*

Se presenta una introducción a los aspectos básicos de la evaluación económica de proyectos mediante una descripción breve de los diferentes métodos para determinar indicadores de rentabilidad que apoyan la toma de decisiones cuando se pretende emprender inversiones en el sector eléctrico. Se incluyó el concepto de costo nivelado por ser un parámetro ampliamente utilizado en el sector eléctrico para la comparación de alternativas tecnológicas.

- *Capítulo 3: Evaluación económica de los sistemas de almacenamiento de energía*

Se reportan los resultados obtenidos al realizar la evaluación económica de sistemas de almacenamiento de energía con el apoyo de una herramienta de cálculo seleccionada entre varias opciones disponibles en la red. Se reporta el método seguido para llevar a cabo la evaluación con el fin de obtener la estimación del costo del servicio de los diferentes sistemas de almacenamiento de energía. Mediante este parámetro, se determina la idoneidad económica de la tecnología más apropiada para cierta aplicación en la red eléctrica o para usuarios. Se incluye análisis de sensibilidad a la tasa de descuento y pronóstico de precios al 2030.

- *Conclusiones*

En esta última sección se recopilan los resultados más importantes, así como los aspectos a destacar con respecto a la aplicación de los sistemas de almacenamiento y se plantean los posibles trabajos futuros para análisis de la implementación de sistemas de almacenamiento de energía.

1. ASPECTOS TÉCNICOS RELATIVOS AL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

1.1 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

La operación del sistema eléctrico debe garantizar el abastecimiento de energía eléctrica a los usuarios finales, bajo los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad a precios competitivos [6].

La energía producida en las centrales de generación es transportada mediante la red eléctrica hasta las estaciones de distribución que en conjunto con otros dispositivos se encargan de hacer llegar la energía eléctrica a los usuarios.

1.1.1 Comportamiento del Consumo de energía eléctrica

El consumo se puede expresar como la cantidad de energía utilizada por los usuarios durante un periodo de tiempo determinado para realizar diferentes procesos y actividades, su unidad de medida se da en MWh. El consumo es lo que la empresa suministradora de energía refleja en las facturas.

1.1.2 Comportamiento de la Demanda

La demanda es la potencia (MW) requerida en un instante de tiempo determinado para satisfacer las necesidades de energía eléctrica de los usuarios, la demanda varía con el horario, semana, mes y año, por lo que es fundamental llevar un registro detallado para pronosticar su comportamiento y prevenir condiciones de inestabilidad en el sistema eléctrico [7].

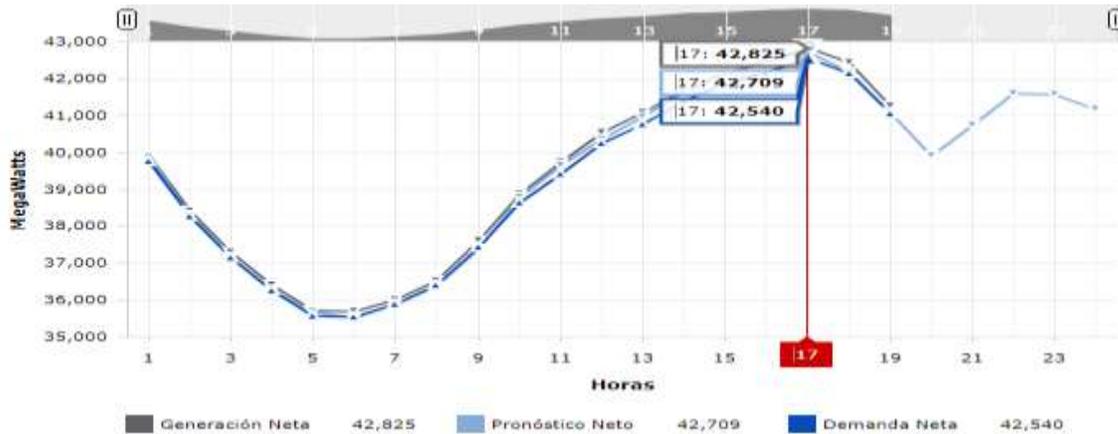
Con lo descrito anteriormente podemos entender que la demanda de cualquier sistema eléctrico es la necesidad instantánea de potencia haciendo que su valor se incremente súbitamente y generalmente es la resultante de condiciones temporales. Una de sus características es su estacionalidad, ya que se incrementa en temporada de verano de cada año.

En la Figura 1 se muestra el comportamiento de la curva de demanda real en el Sistema Interconectado Nacional en la cual se muestra la demanda que se tuvo en la operación del día 14 de agosto del 2020. Este día se seleccionó solo con fin de ilustrar el comportamiento de la demanda en el transcurso de un día de operación. Se puede apreciar que durante la madrugada, la demanda tiende a disminuir por lo que la curva empieza a descender considerablemente formando un valle en la curva, hasta llegar a su punto mínimo lo cual ocurre aproximadamente a las 6 a.m. y a partir de esta hora la demanda comienza a incrementarse (debido al comienzo de las actividades de los usuarios) por lo que la curva de la gráfica presenta una creciente que se prolonga durante el transcurso del día hasta llegar a un punto pico o de potencia máxima que ocurre alrededor de las 5 p.m. como lo muestra el recuadro rojo en la figura.

En la *Figura 1* se puede observar que el pronóstico (línea azul claro) realizado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es muy similar al comportamiento real que se presentó durante el día. Por

otro lado, se observa que la generación de energía (línea gris) se mantiene ligeramente por encima de la demanda requerida, esto para evitar desequilibrio en el sistema que pudiera provocar un colapso de la red.

Figura 1 Comportamiento de la demanda 14/28/2020 [8].



1.1.3 Equilibrio entre oferta y demanda la red eléctrica

La variación en el comportamiento de la demanda energética depende de varios factores, algunos de ellos son el encendido y apagado de aparatos eléctricos, los periodos vacacionales, los días de asueto y el tipo de clima. Durante estos periodos el CENACE realiza pronósticos de demanda máxima de energía para contar con todos los recursos de generación disponibles como medida preventiva [9].

1.1.4 Generación

La generación de energía eléctrica es la producción de electricidad a partir de energéticos primarios como los combustibles fósiles y nucleares, así como las energías: hidráulica, geotérmica, eólica, solar, biológica, entre otras [7].

En el Sistema Eléctrico Nacional las unidades que aportan la mayor parte de generación de energía eléctrica son las centrales convencionales, las cuales, trabajan a partir de diferentes tipos de combustibles fósiles (gas natural, carbón, etc.) en centrales termoeléctricas o de ciclo combinado, mientras que el complemento de generación es a través de las denominadas Energías Limpias en las cuales se encuentra las energías renovables variables.

La actividad de generación se encuentra integrada por la participación de empresas públicas y privadas. En la Figura 2 se muestra la capacidad instalada en México por tipo de tecnología empleada para la generación de electricidad.

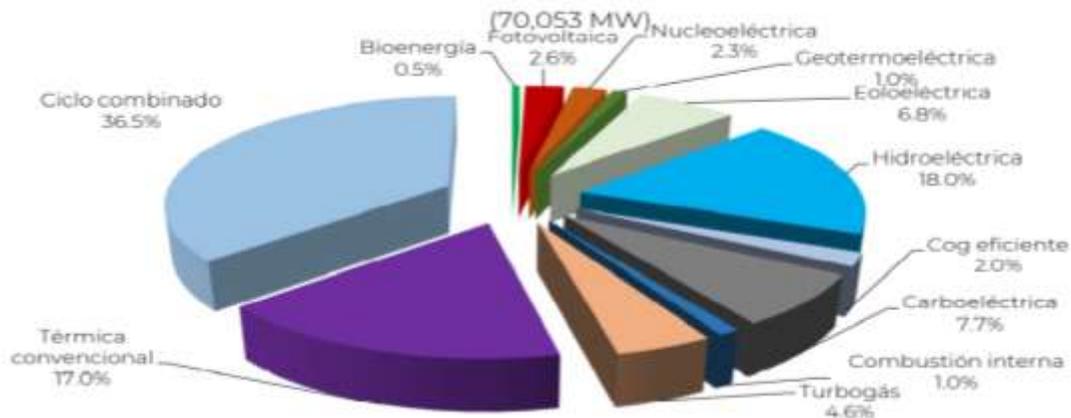


Figura 2 Capacidad de generación por tecnología, en 2018 [7].

De acuerdo a la Figura 2 el sector eléctrico nacional mantiene una importante dependencia de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica por medio de fuentes no renovables, a pesar de contar con una amplia diversificación de tecnologías de generación, la gran mayoría utiliza fuentes de energía primaria contaminantes.

México cuenta con recursos hidroeléctricos, eólicos, solares, carbón e hidrocarburos (combustóleo, diésel y gas natural), y para aprovecharlos se han instalado diferentes centrales de generación eléctrica, así como una central nuclear. Además, en la selección de tecnologías para generación eléctrica se toma en cuenta la inversión, los avances tecnológicos y las emisiones contaminantes [7].

México cuenta con fuentes de generación que tienen la categoría de energías limpias, en las cuales se encuentran las energías renovables que son definidas por la Ley de Transición Energética (LTE) en el Artículo 3 fracción XVI como aquellas energías cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por el ser humano, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica [10].

En la Figura 3 se muestra un ejemplo del despacho de generación de energía en una semana, por tipo de tecnología instalada. Además, se puede observar que las centrales base son la que suministran la mayor parte de la energía eléctrica, ya que su función es suministrar energía eléctrica de forma permanente por lo que las unidades de estas centrales trabajan durante largos periodos de tiempo para evitar que haya interrupciones en el suministro eléctrico. Ese tipo de centrales comúnmente son térmicas, nucleares y de ciclo combinado, que se caracterizan por su alta potencia y gran capacidad de generación. Otro dato relevante que se puede observar es que la generación máxima de energía se presenta entre las 16:00 y 17:00 horas teniendo otro máximo aproximadamente a las 20:00 horas. Este comportamiento se mantiene similar durante los días de la semana con excepción de sábado y domingo donde la generación es ligeramente menor. El funcionamiento de centrales eléctricas punta es periódico por lo que deben tener la capacidad de ponerse en marcha y regularse en poco tiempo para poder trabajar a la par con las centrales base y satisfacer la demanda en todo momento. Las centrales punta son generalmente turbo gas e hidráulicas (con generación menor a las centrales base) ya que tienen un tiempo de respuesta más corto.

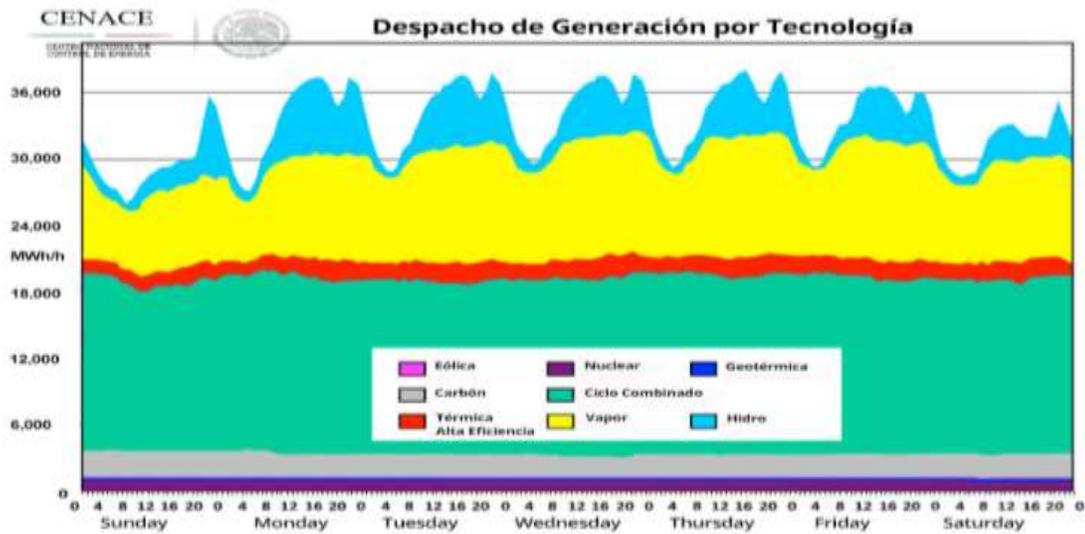


Figura 3 Despacho de Generación por Tecnología.

1.1.5 Emisiones

El uso de centrales de generación de electricidad con combustibles fósiles contribuye a la generación de gases de efecto invernadero (GEI). De acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, la producción de energía eléctrica contribuyó con un 18% de las emisiones totales de GEI a nivel nacional en 2015, siendo la segunda actividad del país con mayor impacto al medio ambiente después del transporte, con un volumen anual de 125 millones de toneladas equivalentes de CO₂ (MTCO₂e) en el mismo año [11].

México ha entrado a una transición energética que le permitirá impulsar un modelo de economía baja en carbono que contempla un uso más eficiente de los recursos energéticos para la generación de electricidad [3]. Para que México pueda cumplir con los acuerdos internacionales en materia de medio ambiente es necesario que se implementen alternativas para la generación de electricidad que sean más amigables con el medio ambiente mediante las denominadas tecnologías limpias, por lo que el incremento en la generación de electricidad mediante fuentes renovables de energía variables puede contribuir a la reducción de gases de efecto invernadero.

En este sentido, las condiciones geográficas y climáticas del país le dan a México las condiciones idóneas para hacer uso de la energía renovable.

1.2 TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Desde el primer cuarto del siglo XX el almacenamiento de electricidad, principalmente en forma de hidroeléctrica de bombeo, ha sido utilizado para proporcionar una amplia gama de servicios a la red que admiten el funcionamiento, económico, resistente y fiable de la energía del sistema [4]. Además de la energía hidroeléctrica de bombeo, actualmente existe una amplia variedad de tecnologías de

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

almacenamiento las cuales tienen diferentes etapas de madurez, así como de diferencias en servicios y costos.

Dentro de los beneficios que los sistemas de almacenamiento pueden ofrecer, se espera que el almacenamiento de electricidad desempeñe un papel fundamental en facilitar la integración de fuentes de generación variable en los sistemas eléctricos y la transición energética de manera más general [4].

El objetivo de este apartado es dar un panorama general sobre las tecnologías más comunes de almacenamiento las cuales brindan beneficios y dan valor agregado a los servicios de la red eléctrica, así como también, se aborda el funcionamiento de cada una de ellas. Este apartado se enfoca en las siguientes tecnologías de almacenamiento:

- Baterías.
- Supercondensadores.
- Almacenamiento hidráulico.
- Aire comprimido (CAES).
- Volante de inercia.
- Almacenamiento térmico.
- Almacenamiento magnético.
- Almacenamiento de hidrógeno.

Dentro de las diferentes tecnologías mencionadas anteriormente, podemos encontrar variantes en algunas de ellas. Las cuales también se mencionan en esta sección.

1.2.1 Baterías

Incluye tecnologías de ion litio, plomo ácido, níquel cadmio y sodio-azufre. Las tecnologías de batería de flujo incluyen vanadio redox, bromuro de polisulfuro y bromuro de zinc. También puede incluir capacidades de almacenamiento de vehículos eléctricos.

Los sistemas de almacenamiento de energía de baterías suelen tener una vida operativa en años y un ciclo de vida basado en el número de ciclos de carga/descarga. Este valor suele estar en miles o decenas de miles de ciclos. La capacidad de carga normalmente se degrada con el tiempo para casi todas las tecnologías de batería. La mayoría de los sistemas de baterías utilizan materiales que en su mayoría se desechan correctamente. Por lo tanto, la disposición al final de la vida útil es una consideración importante para las tecnologías de baterías. La confiabilidad de la mayoría de los sistemas de batería depende no solo de la confiabilidad de la batería, sino también del sistema del dispositivo auxiliar [12].

El tiempo de respuesta de la mayoría de los sistemas de batería es muy rápido. Los sistemas de baterías suelen estar conectados al sistema de energía eléctrica mediante un inversor. Los sistemas de baterías se pueden ubicar en cualquier lugar del sistema de distribución o del sistema de transmisión [12].

El estado de carga y la profundidad de descarga son elementos críticos en la operación óptima de los sistemas de baterías. Estos elementos son esenciales para determinar la cantidad de energía que aún se puede liberar y la degradación de los sistemas de almacenamiento [12].

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

Los requisitos operativos para los sistemas de almacenamiento de batería dependen del tamaño del sistema. Para sistemas grandes se requiere un intercambio rápido de información ya que el sistema de almacenamiento de baterías está destinado a corregir problemas en los sistemas de distribución o transmisión. La velocidad en el intercambio de información, excepto, por motivos de protección, no es necesaria para sistemas más pequeños, ya que no suelen ser críticos para las operaciones de energía del sistema eléctrico en curso [12].

1.2.1.1 Baterías de plomo ácido

Las baterías de plomo-ácido inundadas utilizan ácido sulfúrico líquido como electrolito. Consisten principalmente en celdas apiladas sumergidas en una solución acuosa de ácido sulfúrico como electrolito. Cada celda tiene un electrodo positivo hecho de dióxido de plomo y un electrodo negativo hecho de plomo metálico en una estructura de superficie altamente porosa (plomo esponjoso). Se utiliza un separador para aislar los electrodos entre sí, aunque estos son suficientemente porosos para permitir el transporte de ácido [13].

Los principales beneficios de la batería de plomo-ácido son su bajo costo y la madurez de la tecnología. Aunque hay experiencia operativa relativamente menor con su gestión en la prestación de servicios de red. Tienen debilidades bien conocidas, como ciclo de vida pobre y eficiencia de ida y vuelta comparativamente baja, en algunos casos puede compensarse con los costos del ciclo de vida, que incluyen reemplazo de celdas y pérdida de energía que, dependiendo de la aplicación, puede estar entre las más bajas del mercado [13].

1.2.1.2 Baterías de ion litio

Presentado por primera vez por Sony Corporation a principios de la década de 1990, las baterías recargables de iones de litio se han convertido rápidamente en la tecnología más importante para la electrónica de consumo móvil. El funcionamiento de las baterías de iones de litio se basa en el intercambio de iones de litio (Li^+) entre el ánodo y el cátodo, los cuales están hechos de intercalación de litio compuesto. Por ejemplo, óxido de cobalto de litio (LiCoO_2), introducido originalmente en la década de 1980, fue el material positivo activo del diseño original de la batería de iones de litio [13].

Las baterías de iones de litio tienen la ventaja de tener energía específica alta, así como alta densidad de energía y potencia en relación con otras tecnologías de baterías. También tienen capacidad de descarga de alta velocidad y alta potencia, excelente eficiencia de ida y vuelta, una vida útil relativamente larga y una baja tasa de autodescarga [13].

1.2.1.3 Baterías de flujo

Las baterías de flujo también pueden ser descritas como pilas de combustible regenerativas y existen en una variedad de formas y diseños. Se diferencian de las baterías recargables convencionales porque los materiales eléctricamente activos no son almacenados dentro del electrodo; más bien, se disuelven en

soluciones de electrolitos. Los electrolitos se almacenan en tanques, (uno en el lado del ánodo, el tanque de anolito; y uno en el cátodo lateral, el tanque catolito) [13].

En estos sistemas electroquímicos se producen reacciones de reducción y oxidación sobre los electrodos gracias al electrolito. Ese tipo de baterías suelen tener una alta tasa de vida útil, pero también la densidad de corriente que pueden aportar es bastante baja, debido a los materiales activos que las conforman.

Las baterías de flujo redox poseen una eficiencia de hasta el 85% y gran velocidad de respuesta, pudiendo entregar altas potencias durante algunos minutos (alta capacidad de respuesta en carga y descarga). La designación redox para un subconjunto popular de sistemas de baterías de flujo puro de almacenamiento de electricidad resulta de los términos químicos, reducción (es decir, ganancia de electrones) y oxidación (es decir, pérdida de electrones) utilizados para describir la reacción electroquímica que es típica de todos los sistemas de baterías [13].

1.2.2 Supercondensadores

Los supercondensadores son dispositivos que almacenan energía eléctrica en forma de cargas electrostáticas confinadas en pequeños dispositivos, formados por pares de placas conductoras separadas por un medio dieléctrico. Un súper condensador puede llegar a tener capacidades del orden de miles de faradios. Los supercondensadores se caracterizan por poder ser cargados y descargados en períodos de tiempo muy cortos, del orden de segundos o menos ya que no necesitan de reacciones químicas, lo cual los hace especialmente apropiados para responder ante necesidades de máxima potencia o ante interrupciones de suministro de poca duración. Los supercondensadores suelen tener una vida útil prolongada, así como un costo de mantenimiento relativamente bajo [14].

1.2.3 Almacenamiento hidráulico

El almacenamiento en centrales hidroeléctricas reversibles o de bombeo es la forma de almacenamiento basada en el aprovechamiento de la energía potencial del agua mediante la diferencia de alturas entre dos embalses, con lo que se puede acumular energía durante varias horas. En momentos de alta disponibilidad de energía, con un coste bajo de la misma, el agua se bombea y se almacena en el embalse superior, mientras que el proceso contrario se realiza cuando existe una alta demanda de electricidad, por lo que juega un papel muy importante en la nivelación de la generación y en la estabilización de la red eléctrica [15].

El almacenamiento por bombeo hidráulico tiene una larga vida útil con muy poca degradación a lo largo del tiempo y prácticamente sin limitaciones de ciclo de vida. Es ideal para un funcionamiento continuo, pero debido al número limitado de sitios disponibles, su conexión al Sistema Eléctrico de Potencia se limita a relativamente pocos lugares. La interconexión suele ser directa mediante máquinas sincrónicas o de inducción. La energía hidráulica de bombeo es generalmente una aplicación de respuesta lenta en comparación con las aplicaciones para sistemas de baterías [12].

1.2.4 Aire comprimido (CAES)

El almacenamiento a través de aire comprimido (CAES) consiste en utilizar el aire como medio de almacenamiento, se utiliza electricidad para comprimirlo y acumularlo a grandes presiones en tanques o estructuras subterráneas (como cavernas o pozos de petróleo y gas vacíos) durante las horas en que los precios de la energía son bajos para posteriormente liberar el aire en las horas pico. El aire acumulado es entregado a las turbinas de combustión, que utilizan gas natural para generación de energía. Los componentes principales de esta tecnología son el motor, el compresor de aire, el tren de turbinas donde se expande el aire acumulado, la zona de almacenamiento, el generador y los equipos auxiliares.

Los sistemas de almacenamiento por aire comprimido que utilizan almacenes subterráneos tienen una mayor rentabilidad, al alcanzar una capacidad de almacenamiento por encima de los 400 MW teniendo descargas largas de ocho a veintiséis horas [16].

1.2.5 Aire comprimido adiabático.

Esta forma de aplicación de aire comprimido almacena el calor de la compresión del aire y utiliza ese calor almacenado durante la expansión, no se requiere combustible adicional para convertir la energía almacenada en electricidad, ya que no hay etapa de combustión [12].

Los compresores adiabáticos son capaces de suministrar aire comprimido a temperaturas cercanas a los 650 °C y presiones de 10 a 20 MPa [17].

1.2.6 Volante de inercia.

Los volantes de inercia almacenan energía en forma de momento angular de una masa en rotación, llamada rotor. El trabajo realizado para hacer girar la masa se almacena en forma de energía cinética. Un sistema de volante transforma energía cinética en energía eléctrica mediante el uso de controles y sistemas de conversión de energía [16].

La mayoría de los sistemas de volante modernos tienen algún tipo de contención con fines de seguridad y mejora del rendimiento. Esta contención suele ser un recipiente de acero grueso que rodea el rotor, motor-generador, y otros componentes rotativos del volante. Si el volante se fractura mientras se encuentra girando, el recipiente de contención detendría o ralentizaría las piezas y fragmentos, evitando lesiones a transeúntes y daños al equipo circundante. Los sistemas de contención también se utilizan para mejorar el rendimiento del volante. El recipiente de contención a menudo se coloca al vacío o se llena con un gas de baja fricción como el helio para reducir el efecto de la fricción en el rotor [16].

Los volantes de inercia tienen una duración de tan solo unos pocos minutos. Por lo tanto, su aportación se limita a aplicaciones que requieren un periodo corto de uso. Los volantes de inercia son utilizados como energía de respaldo que puede tener un puente entre la red y un sistema de respaldo de energía más grande [12].

1.2.7 Almacenamiento térmico.

La energía térmica puede ser almacenada mediante el aprovechamiento del calor sensible de los cuerpos o del calor latente al cambiar de una fase a otra (por ejemplo, de líquido a gas) o de la energía involucrada en una reacción química.

En el almacenamiento térmico por calor sensible, la temperatura del medio de almacenamiento se incrementa durante la fase de carga; pierde energía mientras permanece almacenada, con una disminución de la temperatura, y en la etapa de restitución de la energía al usuario, la temperatura del medio decrece. En los sistemas por calor latente, la temperatura del medio de almacenamiento permanece constante durante la carga y descarga del sistema, aunque se pierde energía durante el periodo de almacenamiento [18].

1.2.8 Almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES).

Los sistemas de almacenamiento de energía magnética superconductora (SMES) hacen uso del almacenamiento de energía en un campo magnético de corriente continua que fluye a través de una bobina superconductora. La bobina se enfría criogénicamente para lograr una conductividad extrema (donde se define como un superconductor) sin pérdidas resistivas.

La energía almacenada puede ser devuelta a la red mediante la descarga de la bobina. El sistema de acondicionamiento de potencia suele estar compuesto por un inversor bidireccional que permite sacar energía de la red hacia la bobina e inyectar la energía de la bobina a la red. Estos sistemas también pueden ser empleados conectándolos a una línea de corriente alterna mediante inversores o a líneas de corriente continua. Se logran almacenar grandes cantidades de energía (5000 a 10,000 MWh) requiriendo bobinas de gran tamaño y se precisa su instalación bajo tierra para minimizar costos de infraestructura [19].

1.2.9 Sistema de almacenamiento de energía de hidrógeno.

El combustible necesario para la generación de energía en las celdas de combustible es el hidrógeno. Sin embargo, a pesar de su abundancia en la atmósfera, el hidrógeno no es de libre disposición y se produce principalmente en combinación con otros compuestos moleculares. La separación de hidrógeno a partir de estos compuestos es un proceso que demanda una gran cantidad de energía. La eliminación de hidrógeno a partir de combustibles fósiles es fácil, ya que estos se encuentran en un estado de energía más alto. No obstante, tal proceso es altamente contaminante. El proceso de extracción de hidrógeno a partir de agua se llama electrólisis y se realiza a través de un electrolizador [19].

El hidrógeno puede almacenarse como gas a presión o como líquido o distribuirse mediante gasoductos, por lo que se considera que puede reemplazar al gas natural a mediano y largo plazo. El hidrógeno se considera como un combustible ideal, dado que no emite gases de efecto invernadero durante la combustión. Este atractivo es aún mayor cuando se utiliza en las celdas de combustible. Estos dispositivos

convierten la energía química almacenada en el enlace H-H en energía eléctrica mediante un proceso que no está sometido al ciclo de Carnot. Por esta razón, la eficiencia energética resulta de dos a tres veces superior a la de un motor térmico [20].

1.3 COMPARATIVO DE CARACTERÍSTICAS DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO

1.3.1 Panorama general

Debido a un esperado aumento en la utilización de Fuentes Renovables de Energía Variable resulta conveniente pensar que será necesaria la implementación de sistemas de almacenamiento basados en características técnicas a gran escala para poder gestionar adecuadamente estas fuentes de energía. Por tal motivo es necesario aumentar la comprensión acerca de las características de las tecnologías de los sistemas de almacenamiento para hacer la mejor selección de acuerdo a los requerimientos que se pudieran presentar, adicionalmente se debe de tener en cuenta los servicios adicionales que dicho sistema pueda ofrecer al Sistema Eléctrico Nacional. Por lo que se procede a exponer una serie de valoraciones basados en características que permitan comprender acerca del tipo de sistema idóneo dependiendo del tipo de tecnología que utilice.

1.3.2 Características de los sistemas de almacenamiento

De acuerdo a la literatura consultada [21] los sistemas de almacenamiento cuentan con características únicas, las mismas pueden ser fijas y de interconexión.

Se consideran como fijas las siguientes características por tecnología de los sistemas de almacenamiento de energía:

- Potencia.
- Capacidad de almacenamiento de energía.
- Vida de útil.
- Ciclos de carga y descarga.
- Confiabilidad/disponibilidad de los sistemas de almacenamiento.
- Eficiencia de ida y vuelta.
- Tiempo de respuesta.
- Estado de la carga y profundidad de la descarga.
- Relación carga a descarga.
- Densidad de potencia.

Las características de interconexión consideradas son las siguientes:

- Ubicación de la interconexión a la red.
- Tecnología de interconexión (interconexión directa de los sistemas de almacenamiento o mediante un inversor de corriente).

1.3.3 Características fijas de los sistemas de almacenamiento de energía

1.3.3.1 Potencia

La potencia se refiere a la producción máxima instantánea que un sistema de almacenamiento puede aportar. Normalmente se mide en kilowatts (kW) o mega watts (MW).

1.3.3.2 Capacidad de almacenamiento de energía

La capacidad de almacenamiento se refiere a la cantidad de energía eléctrica que un sistema es capaz de retener. Normalmente se mide en Kilowatts/hora (kWh) o en Megawatts/hora (MWh).

La capacidad que tiene un sistema de almacenamiento normalmente se selecciona en función de las cargas que se necesitan alimentar, es decir, la capacidad del sistema estará en función de la suma de la potencia de las cargas que necesitemos alimentar, durante un periodo de tiempo.

1.3.3.3 Vida útil

Los sistemas de almacenamiento tienen una vida útil que puede variar en años o décadas esto depende del tipo de tecnología y de la aplicación del sistema. Normalmente este tipo de medida se basa en la antigüedad del equipo. Además, los sistemas de almacenamiento también tienden a tener una vida útil que está limitada por ciclos de carga y descarga.

Los componentes que integran en conjunto a los sistemas de almacenamiento tienen una vida útil variable. Estos componentes pueden ser los dispositivos de interconexión o el medio de almacenamiento de energía. En los sistemas de almacenamiento por baterías, las baterías son las que tienen una vida útil basada en ciclos, por lo que resultaría ser un limitante del sistema [12].

1.3.3.4 Ciclos de carga y descarga

Algunos sistemas de almacenamiento no solo se caracterizan por su vida útil sino también se identifican por tener un ciclo de vida. La clasificación de ciclos de vida puede basarse en el número de operaciones. Por ejemplo: el ciclo de vida de las baterías convencionales depende de su profundidad de descarga, pero las baterías de flujo redox no depende de las descargas profundas. Para los sistemas de almacenamiento por bombeo hidráulico y los sistemas de almacenamiento por compresión de aire la degradación depende del número de cambios de modo. Así también los sistemas de almacenamiento por volantes de inercia y por supercondensadores tienen ciclos de vida superiores a los 200,000 ciclos ya que la degradación química no es un problema.

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

1.3.3.5 Disponibilidad y confiabilidad de los sistemas de almacenamiento de energía

La disponibilidad y confiabilidad de los sistemas de almacenamiento de energía, en el sistema eléctrico de potencia, se refiere a la probabilidad de que los sistemas de almacenamiento estén disponibles cuando es necesario. Esto se basa en la fiabilidad de los componentes y del sistema en su conjunto.

Los fabricantes de sistemas de almacenamiento de energía y subsistemas a menudo miden la confiabilidad por el tiempo medio de falla.

Es posible que los sistemas de almacenamiento de energía no puedan estar disponibles debido al estado de la carga, los requisitos de mantenimiento y los requisitos operativos.

1.3.3.6 Eficiencia de ida y vuelta

La eficiencia de ida y vuelta es la relación entre la energía neta que se descarga a la red eléctrica (después de eliminar el consumo de carga auxiliar) y la energía neta utilizada para cargar la batería (después de incluir el consumo de carga auxiliar). Su punto de referencia físico generalmente se encuentra en el punto en el que el sistema se integra dentro de una aplicación.

1.3.3.7 Tiempo de respuesta

El tiempo de respuesta (normalmente en segundos o minutos) es el tiempo que tarda un sistema en cambiar de su estado de reposo a comenzar a liberar energía a la red eléctrica. Siendo los índices de rampa más rápidos o los tiempos de respuesta más bajos los más valiosos.

Cada tipo de tecnología tiene un tiempo característico de respuesta, el tiempo de respuesta para la mayor parte de tecnologías está determinado por la selección del inversor para la aplicación y el diseño general del sistema.

1.3.3.8 Estado de la carga y profundidad de la descarga.

El estado de carga y la profundidad de descarga son parámetros importantes para todas las formas de almacenamiento de energía, estos proporcionan una guía sobre la cantidad de energía que permanece en el sistema de almacenamiento y la cantidad de energía necesaria para recargar completamente el sistema de almacenamiento.

El almacenamiento de energía es un proceso lento que posteriormente debe liberar energía rápidamente en demanda. La potencia de salida o descarga, puede ser un factor limitante llamado velocidad de potencia de transmisión. Esta tasa de entrega determina el tiempo necesario para extraer la energía almacenada.

1.3.3.9 Relación de carga a descarga

La relación que hay entre la carga y la descarga es el tiempo que se tarda un sistema de almacenamiento en cargarse y el que tarda en descargarse. Comúnmente el proceso de carga requiere más tiempo que el proceso de descarga, es decir, si un dispositivo tarda cinco veces más en cargar que en descargar, su relación de carga a descarga es de 5:1. Este factor es de suma importancia para algunos sistemas de almacenamiento de energía ya que dependiendo de la aplicación se podrían necesitar periodos de carga relativamente rápidos.

Las aplicaciones que requieren un suministro de potencia en un tiempo relativamente corto (pocos segundos o pocos minutos) utilizan como mejor tecnología las más adecuadas para este tipo de aplicaciones como: supercondensadores, superconductores magnéticos, volantes de inercia, así como también algunos tipos de baterías.

Otro tipo de aplicaciones requieren un suministro de energía relativamente mayor (de minutos a horas) para estos requerimientos se utilizan tecnologías como: sistemas de aire comprimido, de bombeo hidráulico reversible, sistemas de almacenamiento térmico y también algunos tipos de sistemas con baterías.

1.3.3.10 Densidad de potencia

La densidad de potencia (W/kg) o también llamada potencia específica, indica la potencia instantánea que puede suministrar un sistema de almacenamiento por unidad de masa.

En la Tabla 1 se muestran algunas de las características técnicas de los sistemas de almacenamiento mencionados anteriormente, así como otros parámetros de interés de los diferentes sistemas de almacenamiento, así como de las diferentes tecnologías.

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

Tabla 1 Características técnicas de los diferentes sistemas de almacenamiento de energía

Almacenamiento	Mecánico			Batería de Ion-Litio			Baterías de Flujo	Súper Capacitores	Batería de plomo ácido	Celdas de combustible	Súper conductores	Térmico
Tecnología	Bombeo hidráulico	Aire comprimido (CAES)	Volante de inercia	Níquel Cobalto Aluminio (NCA)	Litio-ferro fosfato (LFP)	LTO			VRLA	Celdas de hidrogeno	(SMES)	
Costo (\$/kWh)	0.05-1	0.134	1-14	300-600	---	---	---	300-2000	100-250	1-10	---	---
Eficiencia (%)	70-85	60-80	90	60-80	86	96	75-85	98	70-85	20-40	90-95	60
Flexibilidad	Baja	Baja	Baja	Baja	Baja	Baja	--	Baja	Alta	Media	---	
Madurez	Comercial	Comercial	Comercial	Comercial	Comercial	Comercial	Comercial	Comercial	Comercial	---	Comercial	Comercial
Tiempo de respuesta	Min	5-15 (min)	Seg.	Miliseg.	Miliseg.	Miliseg.	Miliseg.	Miliseg.	Miliseg.	Min.	Miliseg.	---
Duración de Almacenamiento	Hrs.-meses	Seg.-min.	Seg.-min.	Minutos /días	Min -días	Min-días	2-10h	Miliseg- min	Minutos/días	Horas -meses	Min -horas.	---
Densidad de Energía (Wh/kg)	0.5-1.5	3.2-5.5	5-100	150-190	410 (Wh/L)	50-80	20-70 (Wh/L)	5-20	30-50	100-10000	1-10	---
Densidad de potencia (W/kg)	0.5-1.5	0.2-0.6	5000 (W/l)	5050	5050	5050	0.5-2	6000	180	870 (W/L)	4000	---
Ciclos de vida	20000-50000	5000-3000	20000-100000	500-1000	3500	10000-30000	12000-14000	100000	260>	20000	1000000	4000-10000
Auto descarga (%)	≈0	Muy baja	1.3-100	<5	0.2	Baja	0.2	14	0.1-0.13	0-4	Alta	Baja
Vida útil (años)	50-100	30-40	15-20	---	---	20	---	---	6-60	30	20-30	20

Fuentes: [22], [19], [15], [23], [4]

Datos no disponibles: (---)

1.4 APLICACIÓN Y BENEFICIOS TÉCNICOS DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN LAS REDES ELÉCTRICAS.

La industria de almacenamiento de electricidad está en continua evolución y adaptación a los cambios energéticos y operativos así como a los requisitos y avances tecnológicos [4]. Los sistemas de almacenamiento de energía mencionados con anterioridad tienen aplicaciones específicas dentro de las redes eléctricas, tanto en la red de transmisión como en las redes de distribución, además de ofrecer distintos servicios que pueden potencialmente apoyar a la red.

1.4.1 Aplicaciones y servicios de los sistemas de almacenamiento

Se espera que los sistemas de almacenamiento puedan aportar flexibilidad a la red eléctrica y ayuden en el proceso técnico para equilibrar la oferta y la demanda, así mismo se espera que jueguen un papel muy importante durante la transición energética, específicamente en la integración de grandes cantidades de energía de fuentes renovables, en especial de los sistemas eólicos y solares los cuales se caracterizan por presentar variabilidad en la cantidad de generación de energía lo que representa un desafío para su gestión [4].

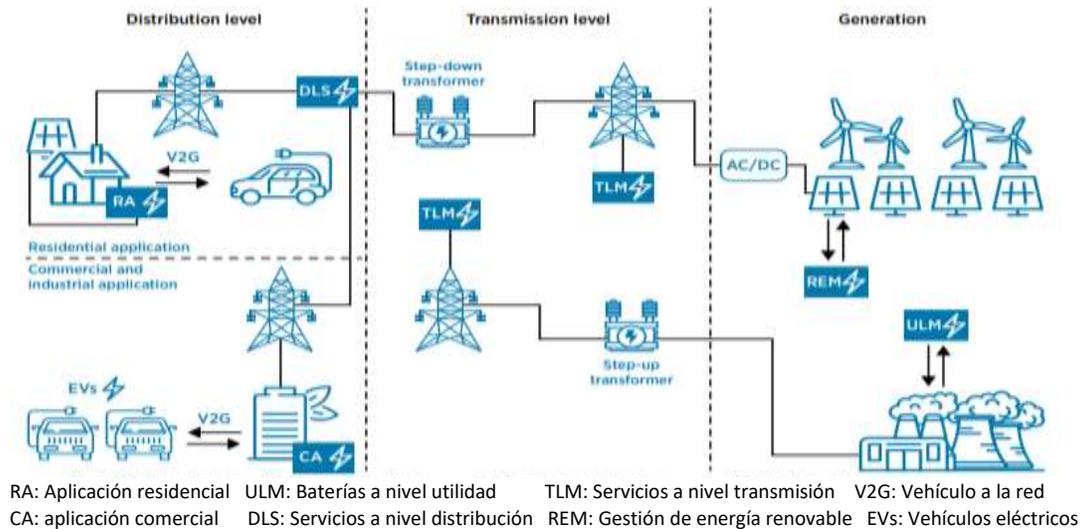


Figura 4 Aplicación de los sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico [4].

Las tecnologías de almacenamiento de energía pueden integrarse al sistema eléctrico desde nivel generación hasta nivel residencial, como lo muestra la f y dependiendo del tiempo de respuesta de cada tecnología de almacenamiento (milisegundos hasta meses) puede ofrecer diferentes servicios para equilibrar los desajustes entre la oferta y la demanda [24], como lo muestra la Figura 5.

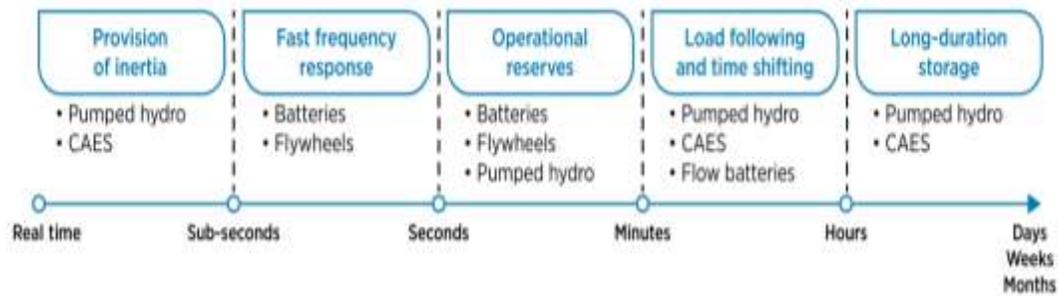


Figura 5 Servicios que ofrecen los sistemas de almacenamiento en diferentes escalas de tiempo [25].

Dentro de los servicios adicionales que los sistemas de almacenamiento pueden proveer se encuentran los servicios auxiliares, aplazamiento en la modernización o ampliación de las redes de transmisión y distribución, seguimiento de carga, entre otros. En la Figura 6 se muestran con más detalle los servicios que ofrecen los sistemas de almacenamiento de energía y su relevancia para la integración de fuentes renovables variables.



Figura 6 Servicios de los sistemas de almacenamiento y su relevancia en la integración de fuentes renovables variables [25].

No todos los servicios mencionados en la Figura 6 son suministrados por cada tipo de tecnología, ya que de acuerdo a la geografía en donde se instale el sistema de almacenamiento y la tecnología empleada serán los servicios que dicho sistema pueda ofrecer a la red eléctrica como se muestra en la figura anterior. Por lo que es importante contemplar los servicios que cada tecnología ofrece para poder obtener el mayor beneficio económico posible.

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

Por ejemplo, cuando un sistema está conectado a la red a nivel transmisión, el almacenamiento puede soportar cuotas crecientes de fuentes de energía renovable variable, por lo que puede participar en el mercado eléctrico y licitar para comprar y vender electricidad y proporcionar servicios auxiliares [21].

1.4.2 Tecnologías de almacenamiento de energía adecuación para diferentes aplicaciones Servicios de red

Con la reducción en centrales eléctricas que utilizan combustibles fósiles que operan en la red eléctrica y que proporcionan servicios al sistema eléctrico (por ejemplo, control de frecuencia primaria, secundaria, etc.), este tipo de servicios necesitan ser proporcionados por otro proveedor [13]. Por lo que los sistemas de almacenamiento son adecuados para satisfacer este tipo de servicios a la red, como ejemplo se puede tener un sistema de baterías, el cual presenta una respuesta extremadamente rápida, un tiempo de implementación rápido y una escalabilidad inigualable, y se consideran activos prometedores para servicios de la red.

1.4.2.1 Aplicaciones detrás del medidor

Los sistemas de almacenamiento con baterías son utilizados para aumentar el autoconsumo local y reducir la cantidad de energía obtenida de la red, reduciendo la factura de electricidad utilizada de la red. Aunque aún no es económicamente rentable para la mayoría de usuarios privados, se está incrementando el interés por el uso de tecnologías verdes, haciendo que los usuarios inviertan en pequeños sistemas de generación con almacenamiento [13].

1.4.2.2 Aplicaciones fuera de la red

Los sistemas de almacenamiento pueden proveer de energía eléctrica a usuarios en zonas rurales remotas, las cuales no tienen acceso a la red eléctrica, así mismo a granjas y minas. Aunque en el sector minero son empleados generadores, diésel para suministrar electricidad, este tipo de sistemas presentan algunas desventajas como ruido, contaminación por emisiones de CO₂ y la dependencia de un suministro constante de combustible. Esta dependencia al combustible hace que sea vulnerable a los precios del diésel. Durante la última década las empresas que se encuentran en zonas remotas han comenzado a incorporar sistemas de energías renovables, principalmente la fotovoltaica. Esto con el objetivo de reducir costos de generación y maximizar su producción [13].

1.5 IDENTIFICACIÓN DE ELEMENTOS QUE INTEGRAN LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Los sistemas de almacenamiento de energía están constituidos por tres componentes principales para su funcionamiento los cuales son los siguientes [12]:

- Medio o dispositivo de almacenamiento de energía (medio físico que permite el almacenamiento de energía).
- Sistema de conversión de energía (es el medio encargado de convertir la corriente alterna en corriente directa y viceversa).
- Balance de planta (incluye todos los dispositivos que se utilizan para soportar los equipos, incluyendo la interconexión, comunicación, monitoreo y control de energía y los equipos de control ambiental).

En la Figura 7 se muestra un diagrama en el cual se encuentran los componentes que integran un sistema de almacenamiento.

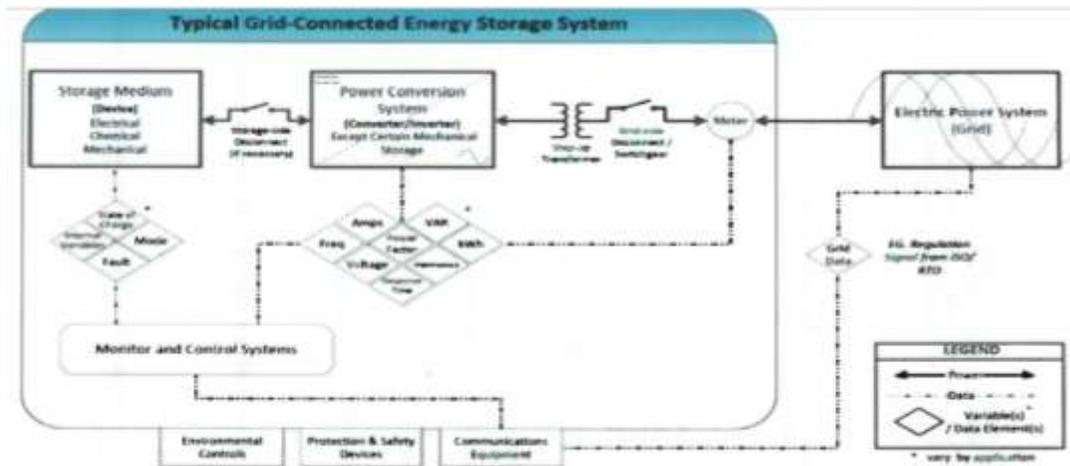


Figura 7 Diagrama de bloques de los componentes que integran un sistema de almacenamiento [12].

A continuación, se describirán los componentes antes mencionados.

1.5.1 Medio o dispositivo de almacenamiento de energía

Los dispositivos de almacenamiento de energía son un recurso que se usa para proporcionar un servicio de energía ininterrumpido, ya sea como apoyo a la red eléctrica durante periodos de inestabilidad a muy corto plazo o como un puente para permitir que las tecnologías de energía distribuida en espera comiencen a operar y se aceleren para cumplir la carga requerida.

Los sistemas de almacenamiento mencionados en este capítulo (Baterías, volantes de inercia, bombeo hidráulico, súper capacitores, aire comprimido, etc.) son los diferentes medios físicos en los cuales la energía eléctrica puede ser almacenada en una forma distinta para que

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

posteriormente sea convertirla en energía eléctrica nuevamente, esto cuando el sistema eléctrico lo requiera.

Existen diversas formas de almacenar energía, las cuales pueden agruparse en dos tipos:

- Almacenamiento químico, como energía contenida en los enlaces moleculares.
- Almacenamiento físico, como energía potencial, cinética, térmica o eléctrica.

Adicionalmente, estos dos grupos de almacenamiento se pueden clasificar dependiendo de su capacidad:

- A gran escala (GW): pueden ser empleados sistemas de almacenamiento como hidroeléctrica de bombeo, almacenamiento térmico.
- Almacenamiento en redes (MW): pilas y baterías; condensadores y superconductores; volantes de inercia.
- A nivel de usuario final (kW).

Las nuevas tecnologías de almacenamiento de energía se convertirán en elementos fundamentales en los sistemas eléctricos del futuro, de tal forma que el almacenamiento eléctrico pueda aportar valor en todos y cada uno de los eslabones de la cadena de suministro de electricidad.

1.5.2 Sistema de conversión de energía

La tecnología de interconexión identifica como se conecta el sistema de almacenamiento a la red [12]. Las interconexiones más comunes son las siguientes:

- Sistema de conversión de energía.
- Máquina giratoria conectada directamente.
- Red de CC conectada directamente.

▪ *Sistema de conversión de energía.*

Está presente en la mayoría de las instalaciones de acumulación de energía. Su misión es la adaptación de las formas de tensión entre Corriente Continua (CC), que es como trabajan la mayoría de los dispositivos de acumulación, y Corriente Alterna (CA) a 50 Hz. 60 Hz. Que es la forma de corriente de la red eléctrica.

Los sistemas de conversión de potencia tienen dos funciones dentro de la instalación:

- Adaptación entre formas de ondas de tensión CC y CA: Esta conversión entre CC y CA debe ser direccional dependiendo del ciclo de funcionamiento en que se encuentre.
 - Ciclo de carga del dispositivo: Conversión CA-CC: Rectificación.
 - Ciclo de descarga del dispositivo: Conversión CC-CA: Inversión.

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

- Suministro de las condiciones de seguridad necesarias en los niveles de potencia, tanto en la carga como en la descarga.

Estos sistemas de conversión de energía presentan estructuras heterogéneas, atendiendo a diversos requerimientos de diseño como la modularidad, controlabilidad, eficiencia, costo y protección ante eventualidades, entre otros. Tales prestaciones pueden ser provistas por sistemas de conversión basados en electrónica de potencia. Por ejemplo, la adopción de la electrónica de potencia permite el control de carga rápida de la batería de un vehículo eléctrico, o la provisión de servicios auxiliares a la red eléctrica por parte de un sistema multi-megavatio electroquímico. De esta manera, la electrónica de potencia resulta una tecnología fundamental para la conexión a red de los sistemas de almacenamiento de energía [26].

La modularidad de estos sistemas da lugar a diferentes diseños en cuanto al sistema de conversión de energía, es decir, a la electrónica de potencia y equipamiento auxiliar que permite la conexión de las baterías con la red eléctrica exterior.

El costo de este sistema incluye el costo del inversor y el embalaje, así como el contenedor y controles del inversor. Se espera que el costo de los sistemas de conversión de energía disminuya a medida que aumentan los voltajes del sistema [27].

- *Maquina giratoria conectada directamente.*

De acuerdo a la fuente [12], la máquina síncrona, así como la de inducción que se utilizan en los sistemas de almacenamiento de energía, normalmente se conectan directamente al sistema de energía eléctrica, por tanto, a la tensión y frecuencia del sistema de energía. Por lo general, la conexión se realiza mediante un dispositivo de desconexión o un disyuntor.

Ya que una máquina giratoria está estrechamente acoplada con el sistema de energía eléctrica, cambios en el sistema eléctrico podría tener un grave impacto en la operación de la máquina, mientras que cambios en la operación de la máquina podría tener un fuerte impacto en el sistema eléctrico.

- *Red de CC conectada directamente.*

Un sistema de almacenamiento puede conectarse directamente a una red de distribución de corriente directa. Estos sistemas pueden ser más eficientes al distribuir energía a equipos electrónicos.

1.5.3 Balance de planta

El balance del sistema de almacenamiento de energía, conocido como balance de planta generalmente incluye componentes como el cableado del sitio, transformadores de interconexión así como otros equipos auxiliares [14].

2. ANÁLISIS DE PARÁMETROS DE RENTABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

2.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS

El objetivo de un análisis económico es proporcionar la información necesaria para emitir un juicio o tomar una decisión. El análisis completo de la inversión en una tecnología o un proyecto requiere el análisis de cada año de vida de la inversión, teniendo en cuenta los costos directos relevantes, costos indirectos y generales, impuestos y rendimientos de la inversión, entre otros. Es importante considerar el propósito y el alcance de un análisis particular desde el principio porque esto señalará el curso a seguir. La perspectiva del análisis es relevante pues incide en el enfoque que se utilizará. El uso final de los resultados del análisis influirá en el nivel de detalle realizado. También se deben considerar los criterios de toma de decisiones del potencial inversionista [28].

Para poder determinar si es viable económicamente llevar a cabo un proyecto de inversión, es necesario tomar en cuenta diversos indicadores que permitan efectuar un análisis lo más detallado posible para poder estimar la rentabilidad de la inversión. Aunado a esto, los indicadores pueden ser empleados para comparar un conjunto de proyectos, es decir, decidir entre dos o más alternativas, también permiten estudiar la decisión de postergar o no una inversión en el caso de que el proyecto sea viable, pero en otro periodo de tiempo.

La rentabilidad de un proyecto se puede medir de diferentes formas, ya sea en unidades monetarias, en porcentaje o por el tiempo en que se demora la recuperación de la inversión, entre algunas otras.

2.1.1 Aspectos básicos de evaluación económica de proyectos.

Existen varios métodos que permiten llevar a cabo una evaluación económica mediante indicadores para medir la rentabilidad de proyectos en general y que son aplicables al sector energético tales como:

- Valor Presente Neto (VPN).
- Tasa Interna de Retorno (TIR).
- Relación Beneficio Costo (B/C).
- Periodo de Recuperación de la inversión (PRI).

A continuación, se describe a detalle los indicadores mencionados anteriormente y que sirven de apoyo para evaluar la viabilidad de implementar sistemas de almacenamiento de energía en la red eléctrica.

2.1.2 Tasa interna de retorno

La Tasa Interna de Retorno (TIR) puede considerarse como un resumen de los méritos que tiene un proyecto porque se determina de manera intrínseca al mismo, es decir, se determina exclusivamente con los flujos esperados del proyecto. La TIR, es aquella tasa de descuento que ocasiona que el VPN del proyecto sea igual a cero.

La TIR, es la tasa máxima que soportaría el proyecto para ser rentable, cualquier tasa de descuento mayor que la TIR ocasionaría que el VPN del proyecto sea negativo, por lo tanto, el proyecto deberá ser rechazado. En contra parte, cualquier tasa de descuento inferior a la TIR garantizará una rentabilidad positiva para el proyecto, por lo tanto, será conveniente realizarlo [29], este concepto se muestra en la Figura 8.

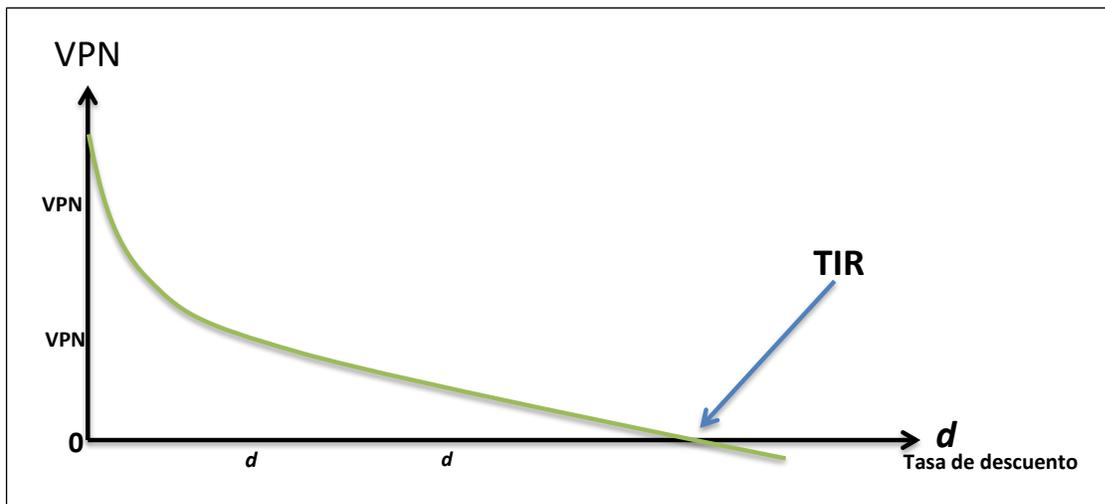


Figura 8 Relación entre tasa interna de retorno y VPN elaboración propia con información [29].

Criterio de decisión para aceptación de un proyecto empleando la TIR:

- Si la TIR es mayor que la tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR), entonces el proyecto se acepta.
- Si la TIR es igual a la tasa mínima aceptable de rendimiento, entonces la decisión de invertir queda en el inversionista.
- Si la TIR es menor que la tasa mínima aceptable de rentabilidad, entonces el proyecto se rechaza. No se alcanza la tasa mínima aceptable de rendimiento que requiere la inversión.

Antes de tomar cualquier decisión, todo inversionista, ya sea persona física, empresa o gobierno, tiene el objetivo de obtener un beneficio por el desembolso que va a realizar [30]. En otras palabras, debe ser posible obtener una tasa de retorno o rendimiento sobre la inversión. La tasa razonable recibe el nombre de tasa mínima atractiva de retorno o de rendimiento (TMAR) [31].

2.1.3 Relación beneficio costo

La relación beneficio costo consiste en comparar todos los costos (inversión, operación y mantenimiento, etc.) con todos los beneficios generados por el proyecto, ambos en valor presente, con el objeto de decidir sobre la conveniencia de su realización desde el punto de vista económico [29]. El análisis costo beneficio representa una herramienta de apoyo a la toma de decisiones en la asignación eficiente de recursos escasos.

La fórmula matemática para calcular la relación beneficio costo en un proyecto, [28] es:

$$\frac{B}{C} = \frac{VPI \text{ (de todos los ingresos o beneficios)}}{VPE \text{ (de todos los egresos o costos)}}$$

Dónde:

VPI Valor Presente de los ingresos del proyecto o beneficios netos.

VPE Valor Presente de los egresos del proyecto o costos netos.

El criterio de decisión para la relación beneficio costo establece que:

- Si la relación beneficio costo es mayor que 1 se debe aceptar el proyecto. Refleja que el valor presente de los beneficios es mayor que el de los costos.
- Si la relación beneficio costo es menor que 1 se debe rechazar el proyecto. Indica que el valor presente de los beneficios es menor que el de los costos.
- Si la relación beneficio costo es igual a 1 la realización o rechazo del proyecto, es decisión del inversionista.

El criterio B/C puede tener resultados consistentes con el criterio del VPN para determinar la rentabilidad de un proyecto. Si no es el caso, se debe tener presente que el criterio B/C tiene la limitante de que no toma en consideración el tamaño de los proyectos. Además, puede ayudar a determinar la rentabilidad de un proyecto, pero no a seleccionar entre distintas alternativas de inversión.

2.1.4 Periodo de recuperación de la inversión (PRI)

El Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) puede ser simple o descontado a continuación se hace mención de estas dos variantes del método.

El PRI simple es una forma rápida y sencilla de comparar proyectos alternativos. Es relativamente fácil de utilizar y, como tal, es una herramienta financiera muy popular que indica el número de años necesarios para recuperar el costo del proyecto. Un inconveniente del método simple es que ignora el valor del dinero en el tiempo [28].

No se recomienda el método PRI simple en los siguientes casos: al evaluar alternativas que involucran características financieras y tributarias porque su inclusión complica el análisis y pierde

las ventajas de la simplicidad; para seleccionar entre alternativas mutuamente excluyentes porque no se consideran los valores de diferentes tamaños de inversión ni para clasificar proyectos, porque ignora los retornos después de la recuperación [28].

El PRI descontado es el número de años necesarios para recuperar el costo de la inversión de un proyecto teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo. El periodo de recuperación descontado difiere del periodo de recuperación simple en el que el análisis del periodo de recuperación descontado utiliza los valores actuales de los cambios en inversiones y ahorros. Por lo tanto, al contabilizar el valor temporal del dinero, el periodo de recuperación con este método, es más largo [28].

Este método se usa y recomienda comúnmente cuando el riesgo es un problema (es decir, existen incertidumbres significativas) porque el PRI permite una evaluación rápida del periodo durante la cual el capital de un inversionista está en riesgo [28].

El criterio del PRI tiene como objetivo la identificación del momento en el que el inversionista estará en condiciones de recuperar la inversión realizada al inicio del proyecto. Existen dos posiciones sobre la utilización del método, uno que considera para su determinación el valor presente de los flujos y la otra posición que considera los flujos nominales del proyecto [29]. El proceso de estimación del PRI es sencillo, se suman los flujos futuros de efectivo (nominales o en valor presente) de cada año, hasta que el costo inicial del proyecto quede por lo menos cubierto.

La fórmula matemática para calcular el periodo de recuperación de capital si los flujos de caja son iguales todos los años está dado por [32]:

$$PRI = \frac{I_0}{F}$$

Dónde:

- PRI es el periodo de recuperación de la inversión.
- I_0 es la inversión inicial del proyecto.
- F es el valor aproximado de los flujos de caja.

Por el contrario, si los flujos de caja no son iguales en todos los periodos, entonces se aplica la siguiente ecuación [32]:

$$PRI = n + \frac{I_0 - b}{F_t}$$

Dónde:

- n es el número del periodo inmediatamente anterior para recuperar la inversión inicial.
- I_0 es la inversión inicial del proyecto.
- b es la suma de los flujos hasta el final del periodo "n".
- F_t es el valor del flujo de caja aproximado del año en el que se recupera la inversión.

2.1.5 Valor Presente Neto (VPN)

Dentro de los diferentes métodos que se utilizan para hacer análisis económico de proyectos, el valor presente neto es el más conocido y aceptado. Se entiende por valor presente neto a la suma actualizada al presente de todos los beneficios, costos e inversiones del proyecto (flujo de efectivo neto). A efectos prácticos, es la suma actualizada de los flujos netos de cada periodo. Mide la rentabilidad del proyecto en términos monetarios que exceden la rentabilidad deseada después de recuperar toda la inversión.

Este método se basa en las técnicas de flujo de efectivo descontado, es un método para evaluar las propuestas de inversión de capital mediante la obtención del valor presente de los flujos netos de efectivo en el futuro, descontados al costo de capital de la empresa o a la tasa de rendimiento requerida [33].

En términos formales de evaluación económica, considerando el valor del dinero en el tiempo, cuando se trasladan cantidades del presente al futuro se utiliza una tasa de interés, pero cuando se trasladan cantidades del futuro al presente, como en el cálculo del VPN, se utiliza una tasa de descuento; por ello, a los flujos de efectivo ya trasladados al presente se les llama flujos descontados [30].

La fórmula que permite calcular el valor presente puede ser expresada como:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{Fn}{(1+i)^n} = F_0 + \frac{F_1}{(1+i)^1} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FN}{(1+i)^N}$$

Dónde:

VPN	Valor Presente Neto.
F_n	Flujo de efectivo neto en el año n.
N	Periodo de análisis.
i	Tasa de descuento anual.

Criterio de decisión:

- Si el $VPN > 0$ el proyecto se acepta, ya que los beneficios superan los costos totales del proyecto.
- Si el $VPN = 0$ los beneficios apenas cubren los costos del proyecto por lo que la decisión de invertir queda en el inversionista.
- Si el $VPN < 0$ el proyecto se rechaza por el hecho de que no cubre los costos de realizar la inversión, lo que estaría generando pérdida de capital.

2.2 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES E INDICADORES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS.

Para realizar una evaluación económica en el sector eléctrico hay variables y conceptos básicos que se tienen que considerar dentro del análisis de proyectos, entre estas variables y conceptos se incluyen, flujos de efectivo, costo de capital, tasa de inflación, tasa de descuento, vida útil, factor de planta, programa de inversión, así como el factor de valor presente, entre otros.

2.2.1 Flujos de Efectivo

Los flujos de efectivo son una parte integral de la mayoría de los análisis y son necesarios para calcular los indicadores económicos. Es difícil definir explícitamente un flujo de efectivo porque el tipo de flujo de efectivo utilizado para un análisis variará, dependiendo del tipo de análisis efectuado (por ejemplo, flujos de efectivo después de impuestos, flujos de efectivo antes de impuestos, flujos de efectivo incrementales, etc.) [28].

El flujo de efectivo es el resultado del diferencial entre los costos y los beneficios de un proyecto para cada periodo de horizonte de evaluación. Generalmente, el flujo de efectivo se presenta anualmente [34].

Los flujos de efectivo se pueden considerar en términos de tres actividades diferentes realizadas por una empresa: operativa, inversión y financiamiento. Los flujos de efectivo de las actividades operativas incluyen todos los ingresos capturados, menos gastos de operación y mantenimiento, intereses pagados e impuestos sobre la renta pagados. El flujo de efectivo de la inversión incluye los gastos de capital, y el flujo de efectivo del financiamiento incluye el reembolso del principal de la deuda [28].

Los flujos de efectivo pueden ser estimaciones o valores observados. Las entradas de efectivo, o ingresos, pueden constar de los siguientes elementos, dependiendo de la naturaleza de la actividad propuesta [31]:

- Ingresos incrementales.
- Reducciones en los costos de operación (atribuibles a una alternativa).
- Valor de salvamento de activos.
- Recepción del principal de un préstamo.
- Ahorros en costos de construcción e instalaciones.

Las salidas de efectivo, o desembolsos, pueden estar constituidas por los siguientes elementos, dependiendo, de nueva cuenta, de la naturaleza de la actividad [31]:

- Costo de adquisición de activos.
- Costos de diseño de ingeniería.
- Costos de operación (anual e incremental).
- Costos de mantenimiento periódico y de remodelación.
- Pagos del interés y del principal de un préstamo.

Diagrama de flujo de efectivo

El diagrama de flujo de efectivo constituye una herramienta muy importante en un análisis económico, en particular cuando la serie del flujo de efectivo es compleja. Se trata de una representación gráfica de los flujos de efectivo trazados sobre una escala de tiempo [31].

2.2.2 Costo de capital

El costo de capital se usa con frecuencia como la tasa de descuento en análisis económicos. El inversionista debe recuperar el costo de capital para garantizar su inversión. Los rendimientos más altos atraen mayor inversión, mientras que los rendimientos más bajos desalientan la inversión y conducen a suministros y fuentes de capital de inversiones inadecuadas [28].

El costo de capital se deriva del hecho de que se requiere la obtención de fondos necesarios para llevar a cabo un proyecto. El costo de capital equivale al rendimiento que pide la entidad inversora o los inversionistas. Sin embargo, cuando esa entidad pide un préstamo a cualquier institución financiera para constituir o completar el capital necesario para un proyecto, seguramente la institución financiera no solicitará el mismo rendimiento al dinero aportado, que el rendimiento pedido a la aportación de propietarios de la empresa [30].

Tipos básicos de capital [33]:

- Capital de deuda. Es cualquier tipo de fondos a corto o largo plazo, obtenido por el desarrollador de un proyecto.
- Capital de aportación o capital propio. Son los fondos a largo plazo, proporcionados por los propietarios de la empresa.

2.2.3 Tasa de inflación

Los costos y los ingresos pueden expresarse en moneda "corriente" o en moneda "constante". Los flujos de efectivo reales que se observan en el mercado se denominan flujos de efectivo en moneda corriente y representan el número real de pesos requeridos en el año en que se incurre en el costo. Los flujos de efectivo reales cambiarán con el tiempo debido a la inflación. Los flujos de efectivo en moneda constante representan la cantidad que se habrían requerido si el costo se hubiera pagado en el año base (n). Los flujos de efectivo expresados en moneda corriente en el año m pueden transformarse en flujos de efectivo en moneda constante en cualquier año n eliminando el efecto de la inflación [28].

La evaluación económica de proyectos puede realizarse en moneda corriente o en moneda constante, pero se requiere tener consistencia con la selección durante el proceso de cálculo.

2.2.4 Tasa de descuento

El valor temporal es el precio que le da un inversionista al tiempo en el cual espera obtener rendimiento sobre una inversión. Un peso recibido hoy vale más que un peso recibido mañana porque el peso de hoy se puede invertir para ganar intereses inmediatamente. Por el contrario, un peso recibido mañana vale menos que un peso recibido hoy porque se pierde la oportunidad de ganar intereses sobre él. La tasa de descuento actúa como medida de este valor temporal y es fundamental para el cálculo del valor presente. Las tasas de descuento se utilizan a menudo para contabilizar el riesgo inherente a una inversión y su elección es importante para cualquier análisis económico [28].

La tasa de descuento es la tasa de interés que refleja el valor del dinero en el tiempo y que se emplea para convertir costos y beneficios que ocurren en tiempos diferentes a valores equivalentes asociados a un tiempo común. Teóricamente, refleja el costo de oportunidad del dinero para un inversionista en particular [35].

2.2.5 Vida útil

Es el periodo para el cual ha sido diseñado cualquier equipo o instalación a fin de que su operación sea eficiente [36]. La vida útil depende de varios factores. El más importante es el que está ligado a la vida individual de aquellos componentes que tienen más importancia y costo de inversión. Otro factor considerable que limita la vida útil es su rentabilidad tecnológica después de varios años de funcionamiento [37].

Se espera que, durante su vida útil, el activo genere beneficios para la empresa. Dentro del sector eléctrico las centrales de generación tienen una vida útil variable dependiendo del tipo de tecnología empleada, aunque se estima un promedio de treinta años, con el mantenimiento adecuado podría prolongarse su vida útil un poco más [37].

La vida de una central generadora de energía eléctrica se divide en dos grandes etapas:

- Construcción.
- Operación.

Las erogaciones realizadas durante el periodo de construcción, se denominan costos de inversión; mientras los gastos de operación están relacionados con los costos de combustibles, de operación y mantenimiento, y se realizan durante la vida útil de la central [35].

2.2.6 Factor de planta

El factor de planta también es conocido como factor de utilización de una central, es la relación entre la energía eléctrica producida por un generador o conjunto de ellos, durante un intervalo de

tiempo determinado y la energía que habría sido producida si este generador o conjunto de ellos hubiese funcionado durante ese intervalo de tiempo, a su potencia máxima posible en servicio. Se expresa generalmente en porcentaje [35].

El factor de planta es muy importante al momento de evaluar una central, un factor de planta menor se traduce en menos generación, lo que dificulta la competitividad de la central.

2.2.7 Programa de Inversión

Un programa de inversión es un instrumento mediante el cual se fijan las metas que se obtendrían a través de obras, adquisiciones y demás erogaciones de capital para un periodo determinado en la etapa de construcción. Los programas de inversión se estiman a partir de cronogramas de construcción y de pago. Los años asociados al periodo de construcción se expresan con números negativos esto para que el primer año de operación de la central sea el año cero [35]. Las erogaciones son de forma casi continua; sin embargo, para efectos del análisis se supone que estas incurren en forma discreta, una vez al año y se realizan al inicio del mismo [35]. En la

Figura 9 se muestra un diagrama de flujo en el cual se aprecia un ejemplo del perfil de erogaciones de un proyecto para una central eléctrica convencional.

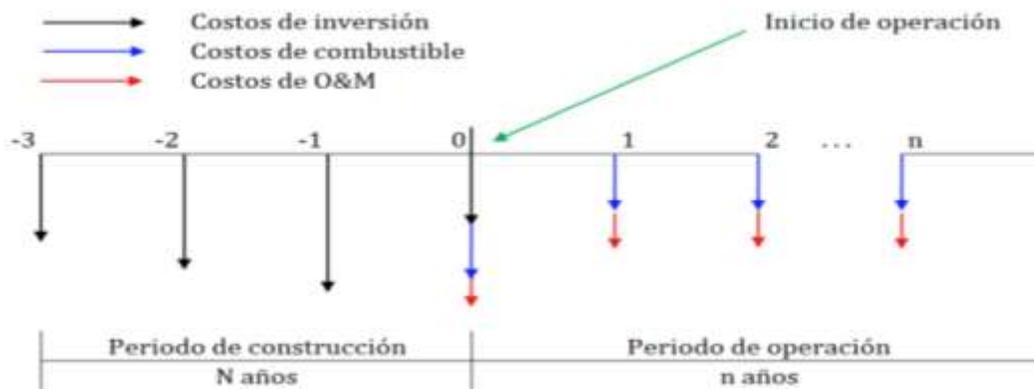


Figura 9 Perfil de erogaciones de un Proyecto [35].

2.2.8 Costos de Inversión

El costo de inversión es la cantidad de dinero que se requiere invertir para poner en marcha un proyecto o negocio, con la cual se conseguirán aquellos recursos necesarios para mantener en funcionamiento dicho negocio. Se espera que después de haber realizado esta inversión, en los periodos posteriores, el negocio nos retorne una cantidad de dinero suficiente como para justificar la inversión inicial [33].

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

La inversión inicial se refiere a los flujos de efectivo relevantes que se deben considerar cuando se evalúa un gasto de capital probable; son las necesidades iniciales de efectivo requerido para la puesta en marcha de un proyecto nuevo [33].

2.2.9 Costo unitario de Inversión

El costo unitario de inversión lo integran tres elementos que se describen a continuación [35]:

Costo de ingeniería, suministro y construcción (ISC): se obtiene al dividir en moneda constante de un año determinado, todas las erogaciones correspondientes a la construcción de la central entre la capacidad de la misma. Este costo refleja el valor de todo lo relacionado con materiales, equipos e infraestructura, así como mano de obra directa e indirecta, así como los servicios de ingeniería, procura y construcción del contratista. Se trata de un costo instantáneo [35].

Costo de Administración del Propietario (ADP): Este costo se obtiene al añadir al costo ISC, los costos originados por estudios previos o factibilidad, administración del proyecto, ingeniería, control, permisos y otras actividades relacionadas con la obra. También es un costo instantáneo [35].

Costo Actualizado al Inicio de Operación (CAIO): este concepto incorpora el costo de los intereses devengados durante la construcción de la obra, considera una tasa de descuento y los programas de inversión correspondientes [35].

2.2.10 Costos de los combustibles.

Un combustible es cualquier material que, al oxidarse de forma violenta, libera energía en forma de calor. Se trata de sustancias susceptibles a quemarse, donde se transforma una energía potencial o energía química en energía calorífica [35].

En la generación de electricidad, se utilizan principalmente tres combustibles fósiles:

- Carbón.
- Combustóleo.
- Gas natural.

El precio de los combustibles puede variar durante toda la vida útil de la central generadora.

2.2.11 Costos de operación y mantenimiento.

Los costos de operación y mantenimiento se clasifican en dos componentes [35]:

- Costos Fijos.
- Costos Variables.

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

Los costos fijos son gastos relacionados con la operación de la central, pero sin variar significativamente con la generación de energía eléctrica, los conceptos de costos se mencionan a continuación:

- Salarios y prestaciones del personal.
- Mantenimiento y servicios generales por contrato.
- Materiales de mantenimiento y consumo (herramientas, consumibles y renta de equipo)
- Gastos generales.

Los costos variables son los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica y se consideran los siguientes conceptos:

- Consumo de agua.
- Lubricantes y sustancias químicas (catalizadores, gases y sustancias para operar la central y los equipos anticontaminantes).
- Equipos, materiales y refacciones relacionados con la generación de energía.
- Mantenimiento mayor (refacciones, equipo y servicios).

2.2.12 Costo nivelado de Energía

El costo nivelado de energía permite comparar tecnologías alternativas cuando existen, diferentes escalas de operación, diferentes períodos de tiempo de inversión y operación, o ambos. Por ejemplo, el costo nivelado de energía se puede utilizar para comparar el costo de la energía generada por un recurso renovable con el de una unidad generadora estándar de combustible fósil [28].

En una central generadora existen muchos valores técnicos y económicos que varían con los años y que se relacionan con el cambio del valor del dinero en el tiempo. Por ejemplo: el costo de combustible o el costo de la energía generada [35].

La ecuación que permite nivelar un valor que cambia año con año, en otro que considera el cambio del valor del dinero con el paso del tiempo es la siguiente:

$$V_{\text{nivelado}} = \frac{\sum_{i=1}^n (v_i)(FVP)}{\sum_{i=1}^n FVP}$$

Donde

- V_{nivelado}*: es el valor nivelado.
FVP: es el factor de valor presente en el año.
v_i: es un valor en el año *i*.
n: es el número de años.

El numerador representa la sumatoria del producto de cada valor por su factor de valor presente, mientras el denominador es la sumatoria de todos los factores de valor presente.

El costo de generación, el cual es el costo por producir un MWh, puede estimarse como un costo nivelado que involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología y está compuesto por tres partes [35].

- Costo de inversión.
- Costo del combustible.
- Costo de operación y mantenimiento.

2.3 METODOLOGÍA PARA ESTIMAR COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN

En este apartado se describirá la metodología empleada para estimar el costo nivelado de generación, con el cual se puede hacer la comparación económica entre una central eléctrica que utiliza combustible fósil y otra tecnología de generación, inclusive las que utilizan fuentes de energía renovable variable.

2.3.1 Factor de Valor Presente

El factor de Valor Presente depende del perfil de inversión mensual y de la tasa mensual de descuento; el producto de este factor por el costo ISC + ADP proporciona el Costo Actualizado al Inicio de operación [35]. Este factor se calcula de acuerdo al tiempo de construcción y a las erogaciones de acuerdo a un programa de egresos mensual durante el periodo de inversión. La ecuación utilizada es la siguiente:

$$FVP = a * (1 + i)^n$$

Dónde:

- FVP factor de valor presente.
a Fracción de egresos mensual.
i tasa de descuento mensual.
n número de periodos de construcción.

Como se menciona en el párrafo anterior el factor de valor presente depende del perfil de inversión mensual o anual y de la tasa de descuento, es decir, existirá un factor de valor presente para cada año o periodo de tiempo según las especificaciones del proyecto (hay tantos FVP como años o periodos). Pero para efectos de cálculo, se utiliza el resultado de la suma de los factores de valor presente de todos los periodos durante la construcción.

2.3.2 Costo de generación por combustible

El precio nivelado del combustible se obtiene a partir de:

$$PC_{\text{nivelado}} = \frac{\sum_{i=1}^n ((CC) * (FVP))}{\sum_{i=1}^n FVP}$$

Dónde el numerador representa la suma de los costos de generación durante la vida útil de la central y el denominador la suma de los factores de valor presente.

El costo de generación por concepto de combustible para cada periodo está dado por la siguiente fórmula:

$$CG = \frac{RT * CC}{h}$$

Dónde:

CG	Costo de generación (USD/MWh).
RT	Régimen Térmico (kJ/KWh).
CC	Costo del combustible (USD/Unidad de combustible).
h	Poder calorífico (kJ/ (Unidad de combustible)).

El cálculo del costo de generación por concepto de combustible se realiza para cada periodo de la vida útil de la central. La vida útil varía dependiendo de la tecnología seleccionada [35].

2.3.3 Costo unitario de inversión

Para calcular el costo unitario de inversión se consideran los costos ISC, ADP y CAIO mencionados en el apartado 2.2.9. El costo actualizado al inicio de operación, incorpora el costo de los intereses devengados durante la construcción de la obra. El costo actualizado al inicio de operación está dado por:

$$CAIO = (FVP) * (ISC + ADP)$$

Dónde:

CAIO	Costo actualizado al inicio de operación (USD/MW instalado).
FVP	Factor de valor presente.
ISC+ADP	Suma de costo de ingeniería, suministro y construcción y costo de administración del propietario (USD/kW).

El costo de inversión actualizado al inicio de operación en unidades monetarias está dado por:

$$CAIO = (PB) * (CAIO \text{ (instalado)})$$

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

Dónde:

- CAIO Costo actualizado al inicio de operación (millones de USD).
PB Potencia bruta (MW).
CAIO Costo actualizado al inicio de operación (USD/MW instalado).

Para calcular la energía generada por la central cada año se toma en cuenta la potencia bruta, el factor de planta, los usos propios de la central, así como, las horas-año. Por lo que la energía neta generada cada año por la central está dada mediante la siguiente ecuación:

$$EG = (PB) * (1 - UP) * (FP) * (h)$$

Donde

- EG energía neta generada.
PB potencia bruta (MW).
UP usos propios (%).
FP factor de planta.
H horas al año, 8760.

El costo nivelado de inversión está dado en USD/MWh y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$CUI = \frac{CAIO}{\sum EGVP}$$

Dónde

- CUI Costo unitario de inversión.
CAIO Es el costo actualizado al inicio de operación (Millones de USD).
 $\sum EGVP$ Es la suma de la energía neta generada cada año durante la vida útil de la central en valor presente (MWh).

2.3.4 Costo nivelado de O&M

Para calcular el costo unitario de O&M se suman todos los costos de O&M, fijos, variables y consumo de agua y se llevan a valor presente durante toda la vida útil de la central.

Los costos fijos de O&M de una central eléctrica están dados en USD/MW-año mientras que los costos variables de O&M se calculan en USD/MWh. Por lo que para poder sumar estos costos se trasladan a unidades monetarias [35].

Para llevar los costos variables de O&M a unidades monetarias se hace uso de la siguiente fórmula:

$$C_{variables\ O\&M} = (C_{variables\ O\&M/MWh}) * (EG)$$

Dónde:

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

<i>Cvariables O&M</i>	Costos variables de operación y mantenimiento (USD).
<i>Cvariables O&M/MWh</i>	Costos variables de operación y mantenimiento (USD/MWh).
EG	Energía neta generada cada año (MWh).

En el caso de los costos fijos para poder llevarlos a unidades monetarias se hace uso de la siguiente fórmula:

$$C_{fijos\ O\&M} = (C_{fijos\ O\&M/MW}) * (PB)$$

Dónde:

<i>Cfijos O&M</i>	Costos fijos de operación y mantenimiento (USD).
<i>Cfijos O&M/MW</i>	Costos fijos por MW. (USD/MW).
PB	Potencia bruta (MW).

El costo nivelado de O&M se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$CUOM = \frac{\sum OMVP}{\sum EGVP}$$

Dónde

$\sum OMVP$	es la suma de todos los costos de O&M en valor presente de la central durante su vida útil (USD).
$\sum EGVP$	es la suma de toda la energía neta generada en valor presente de la central durante su vida útil (MWh).

2.3.5 Costo nivelado de generación

Para obtener el costo nivelado de generación basta con sumar los tres costos nivelados mencionados, costo de inversión, costo de generación por concepto de combustible y costo de O&M [35].

$$CNG = CNI + CNC + CNO\&M$$

Dónde:

CNG	Costo nivelado de generación (USD/MWh).
CNI	Costo nivelado de inversión (USD/MWh).
CNC	Costo nivelado por combustible (USD/MWh).
CNO&M	Costo nivelado de O&M (USD/MWh).

2.4 METODOLOGÍA DEL COSTO NIVELADO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

El costo nivelado de almacenamiento (LCOS por sus siglas en inglés) es el costo total de por vida por invertir en una tecnología de almacenamiento de electricidad dividido entre la electricidad entregada acumulada (energía o potencia). Este concepto es equivalente al del costo nivelado de electricidad (LCOE) para tecnologías de generación y es adecuado para comparar tecnologías de almacenamiento para aplicaciones específicas entre sí y con tecnologías de generación.

La siguiente ecuación muestra los elementos necesarios que componen la estimación de LCOS:

$$LCOS = \frac{C_I + \sum_i^n \frac{C_{O\&M}}{(1 + T_d)^i} + \sum_i^n \frac{C_C}{(1 + T_d)^i} + \frac{C_F}{(1 + T_d)^{n+1}}}{\sum_i^n \frac{E_D}{(1 + T_d)^i}}$$

Dónde:

LCOS Costo nivelado de almacenamiento [USD/MWh].

C_I Costo de inversión [USD].

$C_{O\&M}$ Costo de operación y mantenimiento [USD].

C_C Costo de la carga [USD].

C_F Costo al final de la vida útil [USD].

E_D Electricidad descargada [MWh].

T_d Tasa de descuento [%].

n Vida útil del sistema.

Los costos de inversión se ejercen en el primer año; los costos anuales durante la vida útil del sistema se descuentan a la tasa T_d y se suman.

El LCOS en términos de potencia (es decir, costo de capacidad anualizado) se determina como el costo de vida útil descontado por unidad de capacidad de potencia.

El costo de carga es el costo de operación y mantenimiento más significativo. Las baterías deben cargarse antes de que puedan devolver energía a la red. Por lo tanto, la entrada de energía es necesaria de otras fuentes que pueden ser el suministro de la red u otros recursos. El costo de carga se relaciona con el costo de compra de electricidad y se estima como el producto de la cantidad de entrada de energía (en kWh) y el precio por unidad de entrada de energía (USD/kWh) [38].

3. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

En este capítulo se abordará la evaluación económica de sistemas de almacenamiento de energía. La metodología descrita en el capítulo 2 permite entender el procedimiento que se lleva a cabo para la obtención del costo nivelado y su concepto. Este costo ayuda a realizar comparaciones económicas entre diferentes tecnologías de generación y de almacenamiento de electricidad ya que, involucra los datos técnicos y económicos característicos de cada tecnología.

Para efectuar el análisis económico enfocado a las diferentes tecnologías de almacenamiento de electricidad, se propuso llevarlo a cabo mediante la utilización de una herramienta que permita hacer dicho análisis mediante la estimación de al menos el costo nivelado u otros indicadores económicos para la comparación entre tecnologías de almacenamiento. Con este propósito, se procedió la búsqueda y selección de herramientas de cálculo que se encuentran disponibles de forma gratuita en la red. Se identificaron diferentes organizaciones que realizan estudios en el sector eléctrico a nivel internacional como la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA por sus siglas en inglés), el Departamento de Energía de los Estados Unidos (US DOE), el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI por sus siglas en inglés), el Laboratorio Nacional SANDIA, entre otras, y que han desarrollado hojas de cálculo y aplicaciones para hacer estimaciones de costos de sistemas de almacenamiento, basándose en las diferentes tecnologías y múltiples servicios donde pueden prestar estos sistemas a la red eléctrica o a sistemas aislados. Con base en las estimaciones económicas obtenidas con las herramientas o aplicaciones se puede iniciar un proceso de selección del sistema de almacenamiento más apropiado para cierta aplicación y con las características adecuadas para implementar un proyecto de este tipo en el sistema eléctrico.

Las herramientas encontradas y una breve descripción de lo que puede realizar cada una de ellas se mencionan a continuación:

- IRENA Flex tool: Esta herramienta de análisis realiza evaluaciones de la flexibilidad de los sistemas de energía basadas en planes y pronósticos de inversión de capacidad nacional, fue desarrollada por el Centro de investigación Técnica VTT de Finland Ltd.
- Electricity Storage Cost of Service Tool: Esta herramienta fue desarrollada por IRENA para ofrecer un análisis rápido y sencillo del costo anual aproximado del servicio de almacenamiento de energía eléctrica, esta herramienta permite identificar opciones disponibles y potencialmente rentables.
- Energy Storage Computational tool: Permite identificar, cuantificar y monetizar los beneficios de los proyectos de almacenamiento de energía, durante su vida útil y fue desarrollada por el Departamento de Energía de los Estados Unidos de América.

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

- TenneT Storage Tool: Permite realizar análisis de casos comerciales de almacenamiento de electricidad a gran escala. Se pueden seleccionar casos predefinidos o definir proyectos propios, fue desarrollada por la consultora Ecofys por encargo de TenneT.
- Storage Value Estimation Tool: Permite hacer comparaciones del sitio propuesto para instalación, así como del tamaño óptimo de sistemas de almacenamiento de energía. Esta herramienta fue financiada por la Comisión de Energía de California.
- ES- Select Tool: Permite una comprensión de las diferentes tecnologías de almacenamiento y su viabilidad para las aplicaciones previstas de forma simple y visualmente comparativa. Fue creada por DNV-KEMA en colaboración con Sandia National Laboratories.
- E3- RESTORE: Evalúa los costos y beneficios del almacenamiento en la transición hacia una red con bajas emisiones de carbono y con alta penetración de energías renovables.
- Quest: Es un paquete de aplicaciones gratuito para la simulación y el análisis de almacenamiento de energía consta de tres aplicaciones distintas que interconectadas e individualmente ayudan a evaluar sistemas de almacenamiento para diferentes casos de uso. Fue desarrollada por Sandia National Laboratories.
- Simulation of stationary energy storage system: Permite realizar simulaciones técnico-económicas de sistemas de almacenamiento de energía de baterías estacionarias (BESS por sus siglas en inglés), se basa en entradas de series de tiempo para sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones específicas.

3.1 SELECCIÓN DE LA HOJA DE CÁLCULO

Con el fin de realizar un análisis técnico económico propio entre las diferentes tecnologías de almacenamiento que se encuentran actualmente en uso o en proceso de implementación, se realizaron pruebas con las herramientas de análisis de sistemas de almacenamiento de energía obtenidas para seleccionar una de ellas. Los criterios que se tomaron en cuenta para realizar la selección de la herramienta de apoyo más adecuada para este trabajo de tesis se basaron en tomar diferentes características deseables de las hojas de cálculo o aplicaciones tales como:

- Información disponible sobre la utilización de la herramienta (manual).
- No requiera la utilización de un servidor externo para efectuar los cálculos.
- Los datos de entrada precargados que solicita la herramienta estén actualizados, o bien que sea posible modificarlos y si son apropiados para este trabajo de tesis.
- Herramienta de empleo relativamente sencillo, no presente complejidad para proporcionar datos u obtener resultados.

En algunas de las herramientas analizadas, se presentaron dificultades técnicas para poder correr los programas, lo que propició considerar esto como un criterio adicional para descartar su utilización debido a este inconveniente. Al hacer uso de las herramientas disponibles, se observó que hay datos que se pueden modificar y es posible introducir información específica de proyectos de almacenamiento de electricidad para cuantificar sus costos aproximados de implementación.

En general, en las herramientas solo es necesario escoger la tecnología y otros parámetros que también se encuentran precargados con los cuales se realiza la estimación de los costos del sistema de almacenamiento seleccionado. Algunas de las herramientas incluyen el análisis de los beneficios que se pueden obtener por la reducción de emisiones contaminantes.

Una vez efectuados algunos ejercicios de prueba y tomadas las consideraciones antes mencionadas, se procedió a la selección de la herramienta de cálculo que se utilizó para efectuar el análisis de interés en este trabajo. Se seleccionó la herramienta “Electricity Storage Cost of Service Tool” de IRENA.

3.2 CARACTERÍSTICAS DE LA HOJA DE CÁLCULO

La herramienta seleccionada contiene la recopilación de más de 150 fuentes de datos los cuales se complementan con entrevistas a expertos y con análisis de IRENA de los últimos desarrollos de baterías. Los datos resultantes son una combinación entre diferentes enfoques analíticos, los cuales incluyen datos de: proyectos instalados, bases de datos regulatorias, encuestas de instaladores, proyectos individuales, análisis de ingeniería y estudios de la curva de aprendizaje. Dado que hay cierta dificultad para conseguir datos actualizados para cada tecnología, IRENA sugiere tratar los datos con precaución.

La herramienta de IRENA es una hoja de cálculo que proporciona una estimación sobre diferentes tecnologías de almacenamiento de energía que pueden ofrecer varios servicios. Contiene parámetros precargados y tiene opción para realizar una estimación más específica de acuerdo al país donde se requiera el análisis. Adicional a esto, es posible cambiar la potencia predefinida requerida en cada aplicación. También se pueden agregar más aplicaciones de acuerdo al tipo de proyecto bajo análisis. En la Tabla 2 se muestran los parámetros que la herramienta permite modificar de acuerdo al país.

Tabla 2 Datos específicos del país.

Datos específicos y modificables de acuerdo al país	Unidad
Costo del mantenimiento de la unidad del sistema de almacenamiento	(%) de inversión por año
Costo del mantenimiento de la unidad de conversión de energía	(%) de inversión por año
Tasa de interés	(%)
Otros costos fijos (adelantados)	USD
Otros costos fijos (anuales)	USD/año

La selección de esta herramienta cumple con el objetivo de este trabajo de tesis, que no pretende llevar a cabo el análisis para la implementación de un sistema de almacenamiento de energía específico, sino que busca presentar un panorama amplio de los resultados de un análisis técnico y

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

económico de estos sistemas basado en diferentes tecnologías y las aplicaciones que pudieran ser más apropiadas para el sistema eléctrico nacional y para otros usos, en un futuro cercano.

La herramienta de costo de servicio de almacenamiento de electricidad de IRENA se basa en una hoja de cálculo en Excel, que permite el análisis rápido de diferentes tecnologías y se puede obtener la estimación del costo total anual del servicio de almacenamiento para la aplicación a seleccionar.

Las tecnologías de almacenamiento y las distintas aplicaciones que presenta la herramienta se dividen en tres principales segmentos (ver Tabla 3) dentro del sector eléctrico, donde las aplicaciones pueden operar de acuerdo a los requerimientos de potencia requerida por el servicio, adicional a esto las aplicaciones predefinidas en la hoja de cálculo presentan rangos diferentes de operación, estos rangos se clasifican por la duración en la carga o descarga como:

- Almacenamiento a corto plazo: Donde el proceso de carga y descarga de energía duran solo unos pocos minutos, este tipo de aplicación requieren una alta capacidad de potencia.
- Almacenamiento diario: Donde los tiempos de carga o descarga son de varios minutos a varias horas.
- Almacenamiento a largo plazo. El cual requiere de un almacenamiento donde la descarga de energía dure semanas o incluso meses.

Tabla 3 Tecnologías y aplicaciones predefinidas (elaboración propia con datos [39]).

Tecnologías de almacenamiento	Aplicaciones
Sistema mecánico	Servicios a la red
Bombeo Hidráulico	Reserva primaria de frecuencia
CAES	Respuesta secundaria de frecuencia
Volante de inercia	Reserva terciaria de frecuencia
Sistema electroquímico (baterías)	Arbitraje
Plomo ácido (abiertas)	Aplicaciones detrás del medidor
Plomo ácido (selladas)	Autoconsumo de energías renovables variables (ERV)
Fosfato de Hierro y litio (LFP)	Almacenamiento comunitario
Óxido de litio-níquel-cobalto-aluminio (NCA)	Incremento en la calidad de la energía
Óxido de litio-níquel-manganeso-cobalto (NMC)	Reducción de picos
Litio-titanio (LTO)	Gestión de factura de tiempo de uso
Cloruro de sodio y níquel (NaNiCl)	Aplicaciones fuera de la red
Sulfuro de sodio (NaS)	Micro red desconectada de la red
Flujo redox de vanadio	Electrificación comunitaria
Flujo redox de bromuro de Zinc (ZnBr)	Red isla

A pesar de no ser una simulación detallada con la cual se puedan tomar decisiones de inversión, la herramienta IRENA permite identificar las opciones potencialmente más rentables disponibles para realizar análisis futuros más detallados de la idoneidad para aplicaciones más específicas [13].

3.2.1 Unidad de almacenamiento de energía

Todos los sistemas de almacenamiento de electricidad que integran la lista de las opciones disponibles (bombeo hidráulico, CAES, volantes de inercia, baterías de ion litio, baterías de flujo etc.) en la herramienta IRENA, se componen por lo menos de una unidad en donde se almacenará la energía eléctrica. Esta unidad de almacenamiento se caracteriza por ciertos datos técnicos y económicos de entrada para basar en ellos su elección. Los datos que presenta la herramienta de IRENA son:

- Vida útil (en ciclos).
- Vida útil (en años).
- Profundidad de descarga.
- Eficiencia de ida y vuelta.
- Autodescarga.
- Costo de instalación de la unidad de almacenamiento de energía.

Los datos técnicos y económicos que presenta la hoja de cálculo de acuerdo a las tecnologías se muestran en la Tabla 4. Las tecnologías de bombeo hidráulico y CAES presentan una vida útil en años significativamente más prolongada que el resto, esto se refleja también en un número de ciclos mayor en comparación con las demás tecnologías, con excepción del volante de inercia.

Tabla 4 Comparación de datos técnicos y económicos de las tecnologías.

<i>Tecnología</i>	<i>Vida útil (años)</i>	<i>Vida útil (Ciclos)</i>	<i>Profundidad de descarga (%)</i>	<i>Eficiencia de ida y vuelta (%)</i>	<i>Auto descarga (% por día)</i>
Sistemas mecánicos					
Bombeo hidráulico	60	50,000	90	80	0
CAES	50	50,000	40	64	0.5
Volante de inercia	23	225,102	85	85	53
Baterías					
Plomo ácido (Abiertas)	10	1,867	50	81	0.3
Plomo ácido (Selladas)	10	1,867	50	80	0.3
Fosfato de Hierro y litio (LFP)	14	3,080	90	91	0.1
Óxido de litio-níquel-cobalto-aluminio (NCA)	14	1,203	90	94	0.2
Óxido de litio-níquel-manganeso-cobalto (NMC)	14	2,406	90	94	0.1
Litio-titanio (LTO)	17	12,030	95	95	0.1
Cloruro de sodio y níquel (NaNiCl)	17	3,377	100	83	5
Sulfuro de sodio (NaS)	19	5,614	100	80	0.1
Flujo redox vanadio	14	13,000	100	71	0.2
Flujo redox bromuro de Zinc (ZnBr)	11	10,000	100	71	15

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

El porcentaje de profundidad de descarga indica la relación que hay entre la energía almacenada y la energía que se puede utilizar. Las tecnologías que presentan el porcentaje de profundidad de descarga más alto son las baterías de alta temperatura (NaS y NaNiCl), así como las baterías de flujo (vanadio y ZnBr), con una profundidad del 100% en la descarga de la energía. Las baterías de iones de litio cuentan con una profundidad de descarga bastante alta presentando un porcentaje del 90% de la energía almacenada. Las baterías de plomo ácido, a pesar de ser una de las tecnologías más maduras en almacenamiento de energía, tienen la desventaja de tener una profundidad de descarga del 50% por lo que solo se puede hacer uso de la mitad de la energía almacenada. Los sistemas CAES son la tecnología que presenta el menor porcentaje de profundidad de descarga. Este dato influye en la vida útil de las baterías, por ejemplo, en el caso de las baterías de plomo ácido, si se utilizan con un porcentaje mayor al 50% de profundidad de descarga, la vida útil de las baterías será menor a la esperada.

La eficiencia de ida y vuelta del sistema de almacenamiento es el producto de la eficiencia de ida y vuelta de la unidad de almacenamiento y de la unidad de conversión de energía. Esta relación proporciona información sobre la relación que hay entre la energía que sale del sistema de almacenamiento y la energía que entra al sistema en un ciclo. Cuando mayor sea el porcentaje de eficiencia de ida y vuelta, menor será la pérdida de energía en el proceso de almacenamiento.

La tasa de auto descarga de los sistemas de almacenamiento es un porcentaje de la energía perdida que se presenta durante un periodo de tiempo. La autodescarga es la pérdida de la energía almacenada como resultado de procesos internos (baterías), fricción (volantes de inercia), o fugas (bombeo hidráulico y sistemas CAES). Los sistemas que presentan el porcentaje más alto en este dato son los volantes de inercia y las baterías de flujo redox de bromuro de zinc con un 53 y 15% respectivamente de auto descarga por día.

Los costos estimados por concepto de instalación de la unidad de energía están dados en USD/kWh. Los costos estimados para el año 2020 se muestran en la Figura 10, la cual indica que la tecnología de volante de inercia presenta el costo de instalación más alto con respecto a las demás tecnologías y la tecnología con el costo de instalación más bajo es bombeo hidráulico, seguida de los sistemas CAES. Respecto a las tecnologías de baterías, las baterías de plomo ácido presentan costos relativamente bajos, mientras que las tecnologías de baterías de iones de litio presentan costos más elevados. Las baterías de iones de titanio (LTO) y flujo redox (ZnBr), presentan costos muy superiores a las otras tecnologías de baterías.

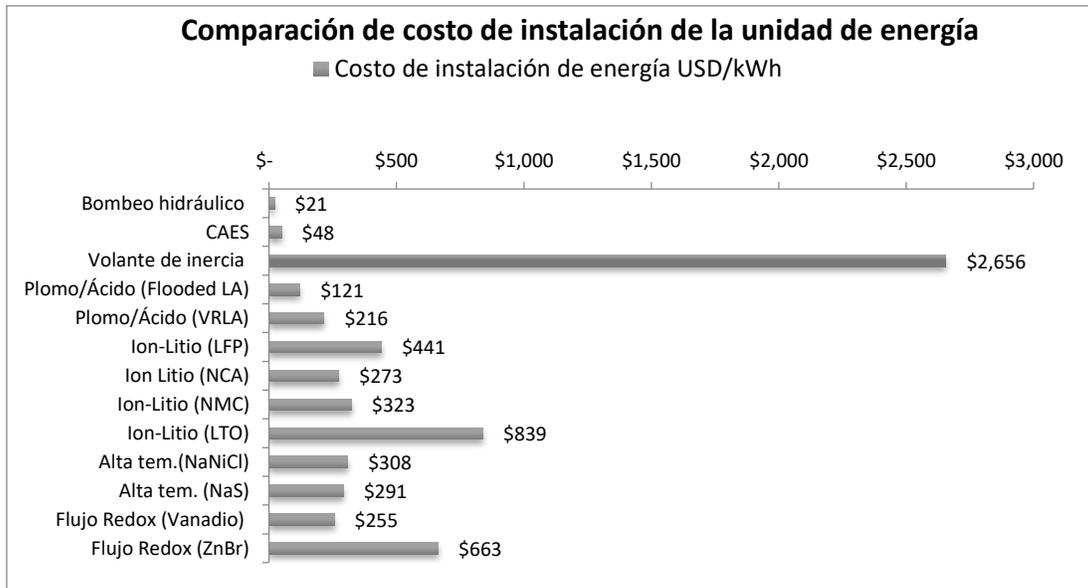


Figura 10 Comparación de costo de instalación de la unidad de energía.

3.2.2 Unidad de conversión de energía

En complemento a la unidad de almacenamiento de energía es necesario, para la mayoría de las tecnologías, el uso de un convertidor el cual es el encargado de convertir la energía de acuerdo al ciclo en el cual se encuentre el sistema, ya sea en carga o descarga. Para el caso de bombeo hidráulico, CAES y volante de inercia se considera un generador de energía que va de acuerdo al tipo de tecnología. Las características del dispositivo de conversión de energía se mencionan con más detalle en el capítulo 1. Los datos que contempla la herramienta de IRENA para su selección se mencionan a continuación:

- Vida útil en años.
- Eficiencia de ida y vuelta.
- Costo de instalación de potencia (depende del tamaño del convertidor).

La vida útil de la unidad de conversión de energía que presenta la herramienta, es igual y mayor que la vida útil de la unidad de almacenamiento, con excepción de bombeo hidráulico y CAES donde la vida útil del convertidor es menor. La eficiencia de ida y vuelta del convertidor es superior que la de la unidad de almacenamiento.

El costo de instalación de potencia de los sistemas de almacenamiento de energía, se refiere a la unidad de conversión (convertidor o generador). Dado que los sistemas de bombeo hidráulico, CAES, y volante de inercia utilizan un generador conectado directamente a la salida de energía no requieren del convertidor, sino de un generador, por lo cual que el costo de potencia (kW) para estos sistemas es uno de los más altos. La batería de flujo de vanadio es la tecnología con el mayor costo de instalación de potencia el cual supera los mil dólares por kW. Las tecnologías de baterías

de iones de litio y plomo ácido presentan el mismo costo de instalación de la unidad de conversión. La Figura 11 muestra el comparativo de los costos de instalación en USD/kW.

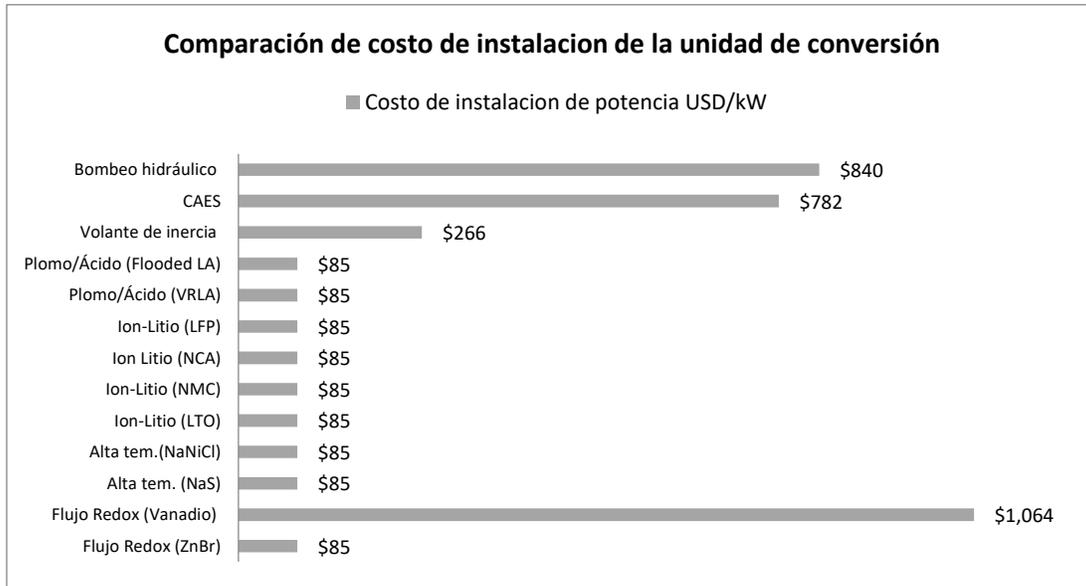


Figura 11 Costo de instalación de potencia.

La herramienta IRENA incluye las siguientes tres opciones para la selección del convertidor:

- Convertidor pequeño.
- Convertidor grande.
- Sin convertidor.

Los costos presentados en la Figura 11 corresponden a un convertidor grande para las tecnologías de baterías. Para las tecnologías de bombeo hidráulico, CAES, volante de inercia corresponden al generador (de acuerdo a la aplicación).

3.2.3 Aplicaciones de servicio

Las aplicaciones donde los sistemas de almacenamiento pueden prestar algún servicio, se encuentran predefinidas en la herramienta, estas aplicaciones se mencionan en la Tabla 3 De acuerdo a datos de [13]. Para identificar y considerar su idoneidad para prestar servicio al sistema eléctrico la hoja de cálculo considera ciertos criterios dependiendo del sistema de almacenamiento. Cabe mencionar que los sistemas de almacenamiento pueden proveer más de un servicio y esto dependerá de los requerimientos del mercado. Las aplicaciones predefinidas en la herramienta corresponden a servicios que los sistemas de almacenamiento de energía pueden ofrecer como: servicios de energía a granel, servicios auxiliares, aplazamiento de inversión a la infraestructura de transmisión y distribución, servicio de gestión de energía del cliente y servicios fuera de la red.

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

Los datos que la herramienta considera para seleccionar aplicaciones son:

- Potencia requerida.
- Relación entre energía y potencia (también llamado tiempo de descarga).
- Número de ciclos requeridos por día.
- Precio de la electricidad.

En el análisis realizado donde se comparan datos técnicos de las tecnologías se observó que la relación energía/potencia (E/P) cambia en función a las aplicaciones, esta relación indica la duración (en horas, minutos o segundos) que el sistema puede operar mientras entrega su potencia nominal. En cuanto al precio de la electricidad se puede observar que de igual forma cambia por aplicación, la comparación de estos datos se aprecia en la Figura 12. La potencia que propone la herramienta para las aplicaciones se basa en algunos casos, en sistemas que se encuentran en operación, cabe mencionar que la potencia puede ser modificada por el usuario.

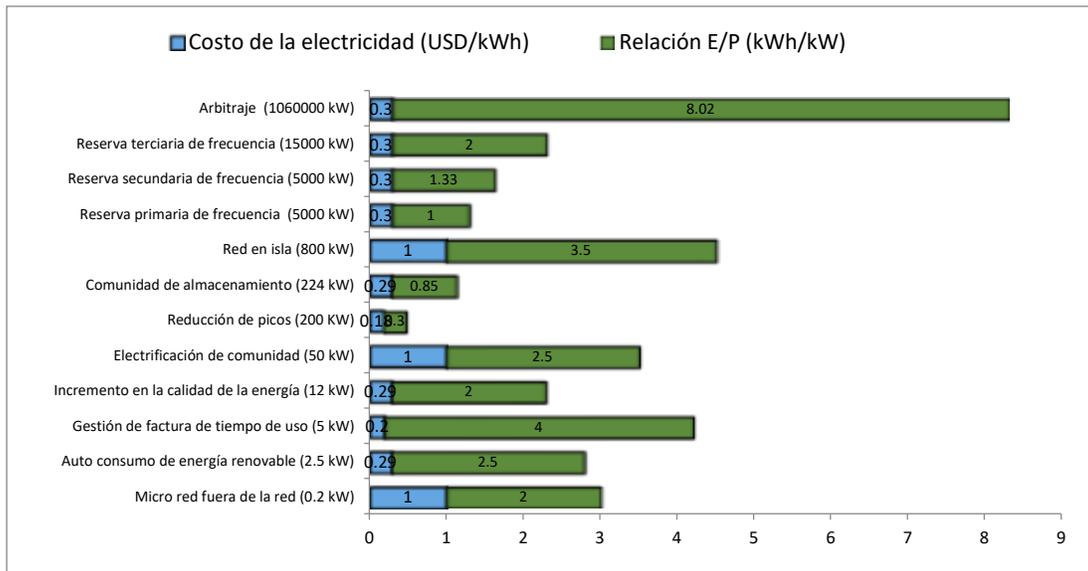


Figura 12 Costo de la electricidad y Relación E/P.

A continuación se da una descripción de las aplicaciones con las que cuenta la herramienta de IRENA y algunas de las características técnicas propuestas, estos datos son tomados de la fuente [13] y se complementó la información con el sitio web [40].

- Reserva primaria de frecuencia/Reserva secundaria de frecuencia

Se requieren instalaciones que van de 1 a 50 MW, con una relación energía/potencia (E/P) de 1-1.5 la cual se logra al agrupar unidades de almacenamiento más pequeñas. La aplicación de reserva primaria de frecuencia requiere de respuesta de potencia inmediata, opera entre 3 y 30 segundos, la aplicación de reserva secundaria de frecuencia requiere de una respuesta de potencia rápida, opera de 30 segundos a dos minutos. Debido a esto los sistemas de bombeo hidráulico y

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

CAES no se consideran adecuados para estas aplicaciones. Los volantes de inercia se consideran una opción natural debido a su capacidad de potencia muy alta y relativamente baja capacidad de almacenamiento de electricidad. Todos los tipos de baterías de iones de litio se consideran aptas para proporcionar estos servicios, debido a que las fluctuaciones de potencia en ambas aplicaciones son generalmente insignificantes.

- Reserva terciaria de frecuencia

Las instalaciones para este servicio van de los 10 - 1,000 MW con una relación E/P mayor a 5. Requisitos de una potencia moderada y rendimiento de energía que depende en gran medida de la composición actual del sistema de suministro eléctrico, este servicio depende mucho de diferentes factores de mercado, demanda y pronósticos de tiempo. Los sistemas más apropiados para prestar este servicio son bombeo hidráulico y CAES. Los sistemas de baterías de iones de litio y plomo ácido por el momento resultan antieconómicos para esta aplicación debido al costo alto de la energía.

- Arbitraje (cambio de energía)

Requieren instalaciones de 10 - 1,000 MW con relación E/P alta a un costo razonable. Este servicio lo proporcionan principalmente bombeo hidráulico y CAES, debido a la cantidad alta de energía que requiere la aplicación. Las baterías de flujo redox podrían ser utilizadas en el futuro a medida que se reduzcan sus costos. Algunas otras tecnologías como baterías y volantes de inercia podrán ser empleadas para este servicio en un futuro, ya que por el momento se consideran inviables económicamente por su alto costo de energía comparado con bombeo hidráulico y CAES.

- Autoconsumo de energía renovable variable (residencial y pequeño comercio) /Gestión de factura de tiempo de uso

Estas instalaciones generalmente van de 2 a 200 kW, requiere de una potencia y energía moderada con un rendimiento de 0.5 a 1 ciclos por día. Como estos sistemas son de un tamaño reducido, los sistemas de bombeo hidráulico y CAES quedan descartados de este servicio, de igual manera los volantes de inercia quedan excluidos por su alta autodescarga. Las tecnologías más factibles para los servicios de autoconsumo de energía renovable variable y gestión de factura de tiempo de uso son todos los tipos de baterías, (iones de litio, plomo ácido, flujo redox, alta temperatura). Las baterías de iones de litio actualmente dominan el mercado para estas aplicaciones.

- Almacenamiento comunitario y electrificación comunitaria

Son instalaciones de 100 kW a 500 kW para almacenamiento comunitario y de 10 kW a 100 kW para la electrificación comunitaria. Estas aplicaciones requieren de una potencia y energía moderada con un rendimiento de 0.5 a 1 ciclo por día. Desde el punto de vista técnico las tecnologías de baterías de iones de litio y plomo ácido son adecuadas para los dos servicios, económicamente se tendría que realizar un análisis para determinar qué tipo de batería es la más

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

adecuada. Los sistemas de bombeo hidráulico y CAES no son adecuados para estas pequeñas aplicaciones.

- Incremento en la calidad de la energía y reducción de picos

El tamaño de la instalación requerida va de 50 kW a 5 MW, requiere de potencia alta y de rendimiento energético bajo a moderado. Las tecnologías más adecuadas para los dos servicios son todos los tipos de baterías de iones de litio y plomo ácido, esto porque tienen un alto dinamismo y respuesta rápida de potencia. Esta aplicación está considerada por la herramienta de IRENA como un servicio de gestión de la energía del cliente.

El servicio de incremento en la calidad de la energía protege las cargas del cliente en el sitio aguas abajo (desde el almacenamiento) contra eventos de corta duración que afectan la calidad de la energía entregada a las cargas del cliente [16].

- Aplicaciones en micro redes y desconectadas de la red

El tamaño de instalación requerido es de 20 W a 1 kW, los requerimientos de potencia son muy pequeños, se requiere de un rendimiento energético bajo a moderado. Solo las baterías de plomo ácido y de iones de litio son adecuadas técnica y económicamente para esta aplicación.

- Electrificación en isla

Se requiere de una instalación de 100 kW a 100 MW. Tiene como requisito el prestar el servicio de una red conectada. Requiere de un sistema diseñado para operar predominantemente con energía renovable por lo que las tecnologías de baterías serían la opción más viable para satisfacer los requerimientos de este servicio.

3.3 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO

La herramienta de cálculo proporciona un panorama general del costo total de la inversión, así como también, la suma de las anualidades de los sistemas, que incluye el costo que representa la anualidad de inversión, capital, financiamiento, mantenimiento pérdidas de energía por auto descarga y pérdidas de eficiencia.

El análisis planteado es con base en las aplicaciones en las cuales las tecnologías pueden participar. Dado que no todas las tecnologías tienen la capacidad de prestar todos los servicios, debido a los aspectos técnicos antes mencionados brevemente en la descripción de las aplicaciones, también tienen limitaciones económicas, ya que, aunque ciertas tecnologías puedan técnicamente prestar el servicio, el costo puede posponer su implementación o llegar a excluirlas.

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

3.3.1 Consideraciones en el análisis de costos

La herramienta proporciona tres escenarios posibles que modifican tanto los costos como algunos de los parámetros técnicos característicos de cada tecnología (escenario de referencia, mejor escenario y peor escenario). Estos tres escenarios se plantean en una escala de tiempo hasta el año 2030 reportando valores para los años (2016, 2020, 2025 y 2030). El propósito de estos escenarios y de la escala de tiempo es poder tener una mejor apreciación del comportamiento esperado de los costos anuales de los sistemas de almacenamiento de energía bajo diferentes circunstancias técnicas y económicas y su proyección en el tiempo.

Para el análisis inicial se seleccionó el escenario de referencia en el año 2020 con el fin de obtener los costos cercanos al tiempo actual.

Tipo	Tecnología	Vida útil calendaría (años)			Vida en ciclos (equivalentes)			Profundidad de descarga (%)			Densidad de energía (wh/L)		
		Año	Peor	Referencia	Mejor	Peor	Referencia	mejor	Peor	Referencia	Mejor	Peor	Mejor
Batería de flujo redox	VRFB	2016	5	12	20	12000	13000	14000	100	100	100	15	70
		2030	8	19	32	12000	13000	14000	100	100	100	15	70
	ZFBF	2016	5	10	20	300	10000	14000	100	100	100	20	70
		2030	8	16	32	300	10000	14000	100	100	100	20	70
Alta temperatura	NaNiCl	2016	8	15	22	1000	3000	7500	100	100	100	150	280
		2030	12	23	33	1513	4538	11344	100	100	100	150	280
	NaS	2016	10	17	25	1000	50000	10000	100	100	100	140	300
		2030	14	24	36	1500	7500	15000	60	50	50	50	300
Plomo ácido	Flooded LA	2016	3	9	15	250	1500	2500	60	50	50	50	100
		2030	4	13	21	538	3225	5375	60	50	50	50	100
	VRLA	2016	3	9	15	250	1500	2500	60	50	50	50	100
		2030	4	13	21	538	3225	5375	84	90	100	200	100
Ion-Litio	LFP	2016	5	12	20	1000	2500	10000	84	90	100	200	620
		2030	8	18	31	1910	4774	19097	84	95	100	200	620
	LTO	2016	10	15	20	5000	10000	20000	84	95	100	200	620
		2030	15	23	31	9549	190997	38194	84	90	100	200	620
	NCA	2016	5	12	20	500	1000	2000	84	90	100	200	620
		2030	8	18	31	955	1910	3819	84	90	100	200	735
	NMC/LMO	2016	5	12	20	500	2000	4000	84	90	100	200	735
		2030	8	18	30	955	3819	7639	84	90	100	200	6
Mecánicos	CAES	2016	20	50	100	10000	50000	100000	35	40	50	2	6
		2030	20	50	100	10000	50000	100000	35	40	50	2	6
	Volante de inercia	2016	15	20	25	100000	200000	1000000	75	85	90	20	200
		2030	23	30	38	151259	302518	1512590	75	85	90	20	200
	Bombeo hidráulico	2016	30	60	100	12000	50000	100000	80	90	100	0	2
		2030	30	60	100	12000	50000	100000	80	90	100	0	2

Tabla 5 Diferentes escenarios técnicos para SAE.

En la Tabla 6 se muestran otros datos técnicos así como el costo de instalación de energía, se puede apreciar que el costo de instalación de energía cambia significativamente del mejor al peor escenario por lo que se tiene que tomar en cuenta el escenario en qué se encuentra la tecnología para realizar el análisis.

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

Tipo	Tecnología	Año	Costo de instalación de energía			Densidad de potencia (w/L)		Eficiencia de ida y vuelta(%)	Auto descarga (% por día)		
			Peor	Referencia	Mejor	Peor	mejor	Referencia	Peor	Referencia	Mejor
Batería de flujo redox	VRFB	2016	1050	347	315	1	2	70	1	0.15	0
		2030	360	119	108	1	2	78	1	0.15	0
	ZBFB	2016	1680	900	525	1	25	70	33.6	15	8
		2030	576	309	180	1	25	78	33.6	15	8
Alta temperatura	NaNiCl	2016	488	399	315	150	270	84	15	5	0.05
		2030	197	161	127	150	270	87	15	5	0.05
	NaS	2016	735	368	263	120	160	80	1	0.5	0.05
		2030	324	162	116	120	160	85	1	0.5	0.05
Plomo ácido	Flooded LA	2016	473	147	105	10	700	82	0.4	0.25	0.09
		2030	237	74	53	10	700	85	0.4	0.25	0.09
	VRLA	2016	473	263	105	10	700	80	0.4	0.25	0.09
		2030	237	132	53	10	700	83	0.4	0.25	0.09
Ion-Litio	LFP	2016	840	578	200	100	10000	92	0.36	0.1	0.09
		2030	326	224	77	100	10000	94	0.36	0.1	0.09
	LTO	2016	1260	1050	473	100	10000	96	0.36	0.05	0.09
		2030	574	478	215	100	10000	98	0.36	0.05	0.09
	NCA	2016	840	352	200	100	10000	95	0.36	0.2	0.09
		2030	347	145	82	100	10000	97	0.36	0.2	0.09
	NMC	2016	840	420	200	100	10000	95	0.36	0.1	0.09
		2030	335	167	79	100	10000	97	0.36	0.1	0.09
Mecánicos	CAES	2016	84	53	2	0	1	60	1	0.5	0
		2030	71	44	2	0	1	68	1	0.5	0
	Volante de inercia	2016	6000	3000	1500	5000	10000	84	100	60	20
		2030	3917	1959	979	5000	10000	87	42.61	39.17	8.52
	Bombeo hidráulico	2016	100	21	5	0	0	80	0.02	0.01	0
		2030	100	21	5	0	0	80	0.02	0.01	0

Tabla 6 Datos técnicos y económicos de los diferentes escenarios.

El análisis se llevó a cabo seleccionando el escenario de referencia en el año 2020, esto con el fin de tener un parámetro más cercano al tiempo actual.

3.3.2 Procedimiento del análisis de tecnologías de almacenamiento

En el análisis preliminar realizado se observó que al seleccionar un convertidor pequeño los costos de instalación se elevan, mientras que la vida útil y la eficiencia de ida y vuelta disminuyen, esto en todas las tecnologías que requieren convertidor. Para reducir los costos totales de los sistemas de almacenamiento de energía, se optó por un convertidor grande, la diferencia de costo que presenta el seleccionar un convertidor pequeño a uno grande tendría sentido considerando una economía de escala, ya que, a mayor tamaño del equipo, el costo unitario por kW es menor.

3.4 RESULTADOS

Las comparaciones se realizaron por cada aplicación dando un panorama de las tecnologías que se perfilan como las más adecuadas con base en las consideraciones técnicas planteadas en las descripciones de aplicaciones y del análisis económico realizado con el apoyo de la hoja de cálculo. Los resultados mostrados a continuación corresponden al pronóstico en el año 2020 y al escenario de referencia. Cuando se indica costo de inversión es por kWh utilizado.

3.4.1 Análisis de aplicación reserva primaria de frecuencia

La tecnología para la aplicación de reserva primaria de frecuencia que más se adapta técnicamente por su rápida respuesta y alta potencia es el volante de inercia, económicamente esta tecnología presenta un costo de inversión de \$3,324 USD/kWh, lo que la hace la más cara de todas las tecnologías que pueden prestar este servicio. Las tecnologías de baterías poseen características técnicas adecuadas para prestar este servicio, siendo la batería de plomo ácido inundada la que presenta el costo de inversión más bajo con \$305.5 USD/kWh.

Sin embargo, las baterías de ion litio se consideran técnica y económicamente aptas para esta aplicación con costos de inversión que van de \$367.6 a \$553.7 USD/kWh, las baterías de iones de litio de titanio no se consideran aún una buena opción por su alto costo de inversión que alcanzan los \$ 946.8 USD/kWh, este tipo de baterías podrán tener participación a medida que reduzcan sus costos. El comportamiento de los costos de inversión de las tecnologías de almacenamiento de energía más adecuadas para la reserva primaria de frecuencia se muestra en la Figura 13.

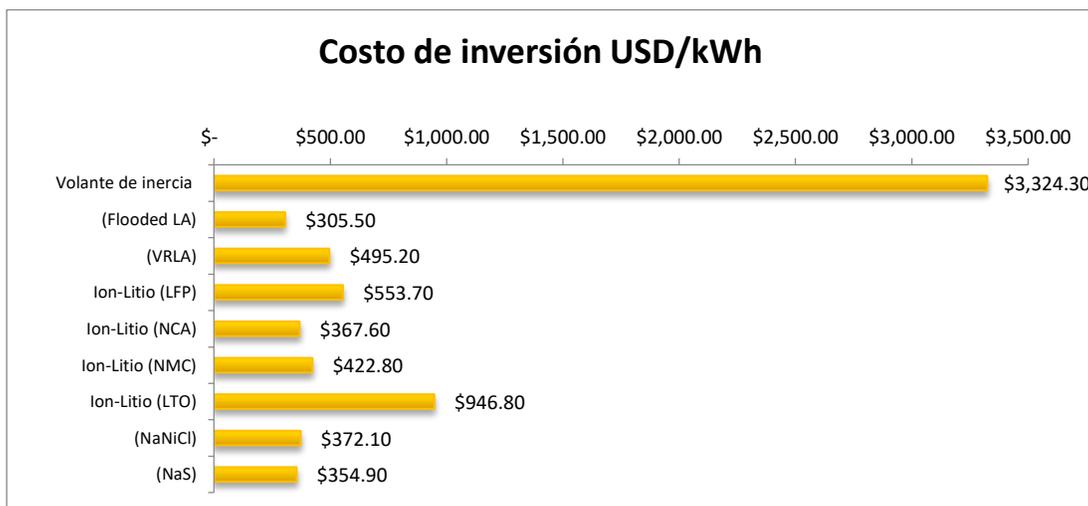


Figura 13 Costos de inversión de SAE para aplicación de reserva primaria de frecuencia.

El comportamiento del costo de inversión, costo nivelado por kW-año y costo nivelado por kWh para sistemas de almacenamiento de energía en aplicación reserva primaria de frecuencia se muestran en la Tabla 7. En la tabla se aprecia la tecnología de volante de inercia en las tres categorías con los costos más altos. Los datos presentados en la tabla, muestran que un costo de inversión alto no necesariamente implica un mayor costo nivelado, como ejemplo, se comparó los costos de baterías de litio (LTO) y (NCA), los datos demuestran que el costo de inversión de baterías de litio LTO es mayor que el de las baterías de litio NCA, sin embargo, el costo nivelado estimado para baterías NCA es mayor que para baterías LTO, la diferencia entre datos, muestra que el costo nivelado integra otros elementos de cálculo que permiten evaluar de manera integral una tecnología, por tal motivo, cuando se realiza un análisis comparativo entre tecnologías de almacenamiento de energía el costo nivelado será el indicador económico utilizado para definir la opción más adecuada de acuerdo a la aplicación. Como se mencionó anteriormente el volante de

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

inerencia sería la opción técnicamente más adecuada, aunque presenta un costo nivelado de \$0.69 USD/kWh el cual es significativamente mayor que otras tecnologías, si bien se opta por una tecnología de batería de iones de litio que también cumpla con los requerimientos técnicos, una opción sería las baterías de litio NMC que presentan un costo nivelado de 0.19 USD/kWh.

Tabla 7 Costos de SAE para servicio de reserva primaria de frecuencia.

<i>Reserva primaria de frecuencia</i>	<i>Volante de inercia</i>	<i>Flooded LA</i>	<i>VRLA</i>	<i>Li-ion (LFP)</i>	<i>Li-ion (NCA)</i>	<i>Li-ion (NMC)</i>	<i>Li-ion (LTO)</i>	<i>NaNiCl</i>	<i>NaS</i>
<i>Inversión total de almacenamiento utilizable (USD/kWh)</i>	3,324.25	305.53	495.24	553.68	367.56	422.83	949.76	372.12	354.87
<i>Costo nivelado del sistema de almacenamiento anual (USD/kW-año)</i>	337.10	82.52	139.14	106.65	141.35	94.29	112.87	67.29	47.96
<i>Costo nivelado de almacenamiento de electricidad (USD/kWh)</i>	0.69	0.17	0.29	0.22	0.29	0.19	0.23	0.14	0.10

3.4.2 Análisis de aplicación reserva secundaria de frecuencia

La tecnología con el costo de inversión más bajo por kWh de almacenamiento de energía para reserva secundaria de frecuencia son las baterías de plomo ácido inundadas con una estimación de inversión de \$326.7 USD/kWh. Tomando en cuenta las consideraciones técnicas su desventaja más significativa de esta tecnología es, que solo se puede utilizar la mitad de la energía almacenada.

Los volantes de inercia son técnicamente la opción natural para esta aplicación por su tiempo de respuesta extremadamente rápido y su alta descarga de potencia, sin embargo, su costo de inversión es el más elevado de todas las tecnologías con \$ 3,390.2 USD/kWh, no obstante, el alto costo no es determinante para excluirla, ya que podría darse el caso de tener un mercado adecuado para su implementación.

Todas las tecnologías con baterías se consideran aptas técnicamente para esta aplicación, el costo de inversión para baterías de iones de litio están en un rango de \$388.7 a \$574.8 USD/kWh con excepción de baterías de iones de titanio que presentan un costo de inversión de \$967.9 USD/kWh para reserva secundaria de frecuencia. Las baterías de alta temperatura tienen costos competitivos en esta aplicación con \$ 393.3 y \$ 376 USD/kWh para las baterías NaNiCl y NaS respectivamente. Las baterías de flujo por el momento no se consideran aptas debido a sus altos costos, por tal motivo, no se toman en cuenta en el análisis de esta aplicación.

En la Figura 14 se muestra la comparación del costo de inversión de las tecnologías aptas para reserva secundaria de frecuencia.

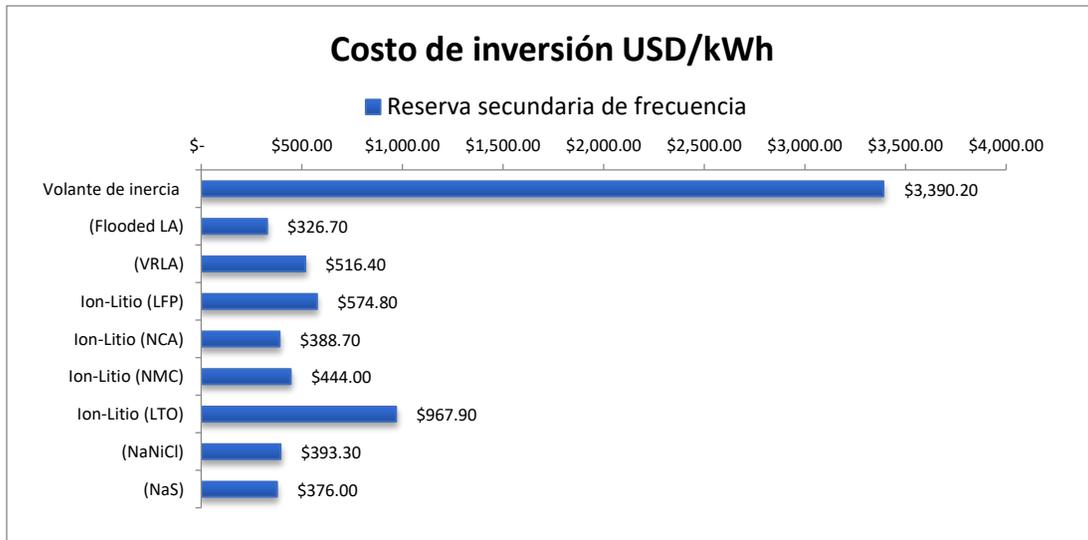


Figura 14 Costos de inversión de SAE para aplicación de reserva secundaria de frecuencia.

La estimación del costo nivelado más alto para reserva secundaria de frecuencia lo presenta la tecnología de volante de inercia con \$0.70 USD/kWh, mientras que los costos más bajos los presenta la tecnología de baterías de alta temperatura (NaS y NaNiCl) con un valor de \$ 0.14 y \$ 0.10 USD/kWh respectivamente. En la Tabla 8 se aprecian estos costos, así como, los costos de las otras tecnologías. Adicionalmente, se muestra el costo nivelado por kW-año y el costo de inversión de las tecnologías consideradas adecuadas para suministrar el servicio de reserva secundaria de frecuencia, donde las baterías de iones de litio también se perfilan como candidatas idóneas para prestar el servicio con un costo nivelado muy atractivo.

Tabla 8 Costos de SAE para servicio de reserva secundaria de frecuencia.

<i>Reserva secundaria de frecuencia</i>	<i>Volante de inercia</i>	<i>Flooded LA</i>	<i>VRLA</i>	<i>Li-ion (LFP)</i>	<i>Li-ion (NCA)</i>	<i>Li-ion (NMC)</i>	<i>Li-ion (LTO)</i>	<i>NaNiCl</i>	<i>NaS</i>
Inversión total de almacenamiento utilizable (USD/kWh)	3,390.15	326.67	516.38	574.82	388.77	443.97	967.90	393.26	376.02
Costo nivelado del sistema de almacenamiento por año (USD/kW-año)	256.94	63.94	106.51	82.08	108.17	72.79	86.75	52.49	37.95
Costo nivelado de almacenamiento de electricidad (USD/kWh)	0.70	0.18	0.29	0.22	0.30	0.20	0.24	0.14	0.10

3.4.1 Análisis de aplicación de reserva terciaria de frecuencia

El servicio de reserva terciaria de frecuencia requiere potencia moderada y una mayor cantidad de energía, esto hace a los sistemas de bombeo hidráulico y CAES las tecnologías más adecuadas para esta aplicación. La Figura 15 muestra los costos de las tres tecnologías con características técnicas apropiadas para el servicio de reserva terciaria de frecuencia.

A pesar de que los costos estimados de inversión para las tecnologías de baterías de plomo ácido e iones de litio se aprecian bajos, no se consideran aptas para esta aplicación por costos altos de energía que las hacen económicamente inviables.

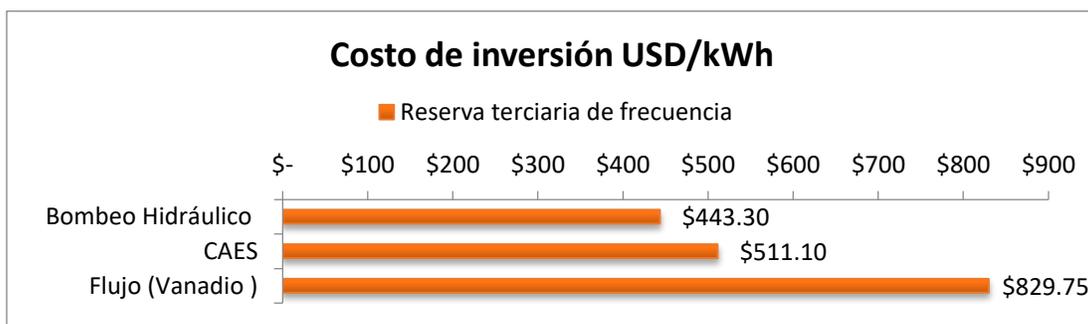


Figura 15 Costo de inversión para aplicación de reserva terciaria de frecuencia.

El costo nivelado estimado mediante la hoja de cálculo para bombeo hidráulico, CAES y batería de flujo de vanadio se muestran en la Tabla 9, los costos nivelados están dados en USD/kW-año y en USD/kWh, también se incluye el costo de inversión para cada tecnología. Las baterías de flujo redox se espera que se puedan utilizar en esta aplicación en un futuro cercano, por el momento sus costos son relativamente elevados como para considerarlas adecuadas. Por lo tanto, de las dos opciones restantes, el sistema CAES presenta costos más altos, por lo que bombeo hidráulico tiene la ventaja de un costo nivelado menor.

Tabla 9 Costo de SAE para el servicio de reserva terciaria de frecuencia.

<i>Reserva terciaria de frecuencia</i>	<i>Bombeo hidráulico</i>	<i>CAES</i>	<i>Batería de flujo de vanadio</i>
Inversión total de almacenamiento utilizable (USD/kWh)	443.33	511.05	829.75
Costo nivelado del sistema de almacenamiento por año (USD/kW-año)	49.37	60.33	173.29
Costo nivelado de almacenamiento de electricidad (USD/kWh)	0.14	0.17	0.47

3.4.2 Análisis de aplicación Arbitraje

Este servicio requiere de una gran cantidad de energía de almacenamiento disponible, por lo que los sistemas de bombeo hidráulico y los sistemas CAES cuentan con las mejores características técnicas para este servicio gracias a su gran capacidad de almacenamiento y teniendo un tiempo de descarga de varias horas, además, sus costos estimados de inversión son relativamente bajos.

Algunos volantes de inercia así como Otras tecnologías de baterías, distintas a las baterías de flujo, presentan características técnicas capaces de prestar este servicio, sin embargo, los altos costos de energía que presentan en comparación con CAES y bombeo hidráulico los hace económicamente inviables por ahora. Por otro lado, debe tomarse en cuenta que las alternativas mencionadas tienen características que les dan ventaja como modularidad, baja limitación geográfica y despliegue rápido que son de interés para este tipo de aplicaciones, además, la reducción futura de costos en baterías las pondría como una opción para prestar el servicio.

Actualmente, las baterías de flujo redox de vanadio tienen un costo de inversión algo elevado, en comparación con bombeo hidráulico y CAES, alcanzando los \$398.52 USD/kWh, esta tecnología cuenta con una capacidad de almacenamiento de energía razonable. La Figura 16 muestra los costos de inversión de las tecnologías que se adecúan a esta aplicación.

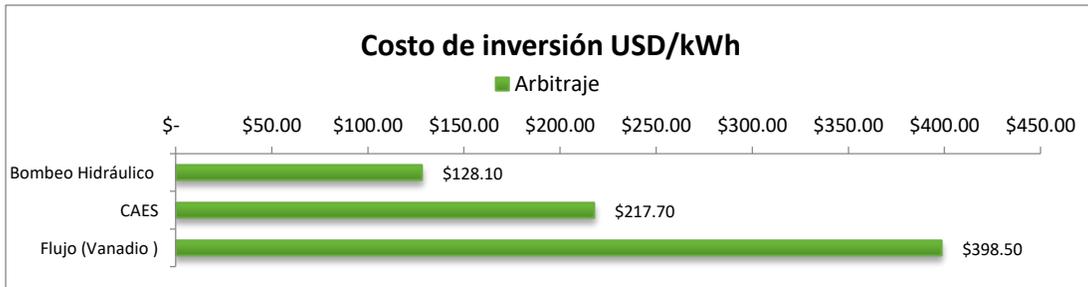


Figura 16 Costos de inversión para aplicación arbitraje.

Los costos nivelados que reporta la hoja de cálculo para las tecnologías de bombeo hidráulico, CAES y baterías de flujo de vanadio los cuales corresponden a \$ 0.03, \$ 0.06 y \$ 0.15 USD/kWh respectivamente se muestran en la Tabla 10 también se reporta el costo de inversión y el costo nivelado por año del sistema de almacenamiento. Las baterías de flujo redox de vanadio es la tecnología que presenta el costo nivelado más alto de las tres opciones. El costo nivelado sorprendentemente bajo de las tecnologías de bombeo hidráulico y CAES, explican por qué la mayoría de las instalaciones de estas alternativas tecnológicas en todo el mundo, funcionan para este servicio.

Tabla 10 Costo de SAE para el servicio de arbitraje.

<i>Arbitraje</i>	<i>Bombeo hidráulico</i>	<i>CAES</i>	<i>Batería de flujo de vanadio</i>
Inversión total de almacenamiento utilizable (USD/kWh)	128.09	217.71	398.52
Costo nivelado del sistema de almacenamiento por año (USD/kW-año)	71.24	132.67	355.08
Costo nivelado de almacenamiento de electricidad (USD/kWh)	0.03	0.06	0.15

3.4.3 Análisis de la aplicación de auto consumo de energía renovable variable y gestión de factura de tiempo de uso.

Debido a que estas dos aplicaciones requieren de una cantidad de energía y potencia moderada, hace que, en general, prácticamente todas las tecnologías de baterías sean adecuadas para esta aplicación.

Las baterías de plomo ácido se han utilizado durante mucho tiempo para estas aplicaciones porque tienen costos de inversión relativamente bajos. Para gestión de tiempo de uso se tiene un costo de inversión de \$262.8 USD/kWh utilizable y para autoconsumo de \$284.8 USD/kWh, sin embargo, las baterías de iones de litio las han desplazado gracias a la mejora en las características técnicas que las hacen más competitivas y con un rendimiento superior. Los costos estimados de inversión para las baterías de iones de litio para gestión de factura de tiempo de uso van de \$380.07 a \$510.9 USD/kWh y para autoconsumo van de \$401.37 a \$532.2 USD/kWh, hay tecnologías de baterías de iones litio como las (NCA) que no se consideran adecuadas para prestar este servicio debido a su alto costo en aplicaciones residenciales y baja vida útil, las baterías de iones de titanio aún no son muy comerciales porque el costo de esta tecnología es muy alto alcanzando alrededor de los \$ 900 USD/kWh, si los costos se reducen podrían en un futuro cercano competir para prestar este servicio, por el momento no se consideran adecuadas para estos servicios.

Lo mismo sucede con las baterías de flujo redox, ya que los costos de inversión se mantienen altos y aunque se han comercializado, es poco probable que se lleguen a utilizar en un futuro para esta aplicación por lo que no se consideran en el análisis. La Figura 17 muestra los costos de inversión de las aplicaciones de autoconsumo de energía renovable variable y de gestión de factura de tiempo de uso.

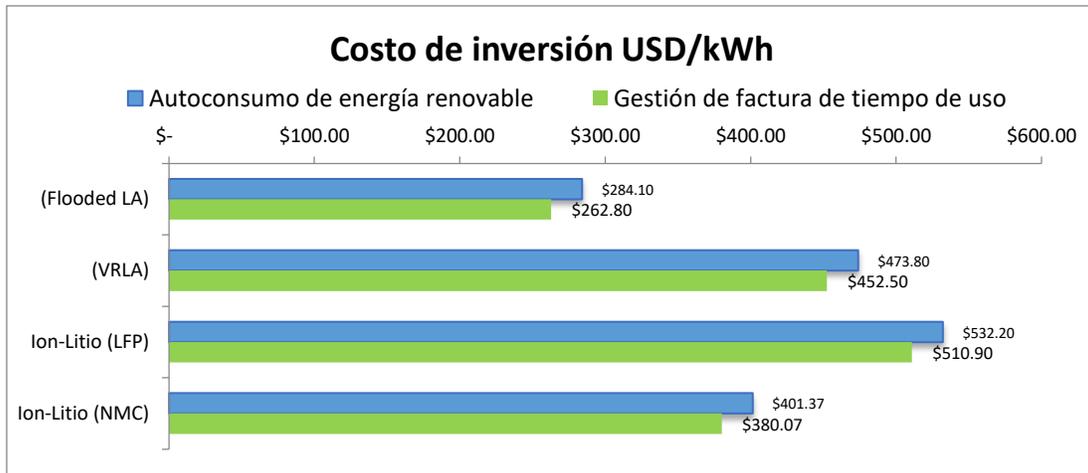


Figura 17 Costos de inversión para auto consumo de energía y gestión de tiempo de uso.

El costo nivelado para autoconsumo de energía renovable y gestión de tiempo de uso con baterías de plomo ácido (flooded LA, VRLA) y baterías de ion litio (LFP y NMC) se reporta en la Tabla 11. A pesar de que se puede considerar que todas las tecnologías de baterías son aptas para estas aplicaciones algunas tienen aún características limitantes tanto técnicas como económicas para prestar estos servicios por lo que solo se consideran las baterías que aparecen en la siguiente tabla en donde se aprecia a las baterías de ion litio con un costo nivelado atractivo para su consideración en este tipo de aplicaciones, además de poseer capacidades técnicas superiores a las baterías de plomo ácido.

Tabla 11 Costo de SAE para auto consumo de energía y gestión de tiempo de uso.

Concepto	Aplicación	Flooded LA	VRLA	Li-ion (LFP)	Li-ion (NMC)
Inversión total de almacenamiento utilizable (USD/kWh)	Auto consumo de energía renovable variable	284.06	473.78	533.22	401.37
	Gestión de factura de tiempo de uso	262.76	452.48	510.91	380.07
Costo nivelado del sistema de almacenamiento por año (USD/kW-año)	Auto consumo de energía renovable variable	108.64	168.07	122.13	103.02
	Gestión de factura de tiempo de uso	291.14	469.04	331.38	285.54
Costo nivelado de almacenamiento de electricidad (USD/kWh)	Auto consumo de energía renovable variable	0.25	0.38	0.28	0.23
	Gestión de factura de tiempo de uso	0.20	0.32	0.23	0.20

3.4.4 Análisis de las aplicaciones almacenamiento comunitario y electrificación de comunidad

Se puede decir que la aplicación de almacenamiento comunitario es muy similar a la electrificación de una comunidad, pero con características técnicas que marcan diferencia, ya que este tipo de almacenamiento se encuentra dentro de una comunidad ya electrificada y que tiene límites definidos.

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

En donde la economía lo permita, en ambas aplicaciones se podría implementar baterías de flujo redox sin problemas técnicos, sin embargo, se estiman costos de inversión algo elevados que van desde \$762.66 hasta \$1,600.3 USD/kWh en el caso de almacenamiento comunitario y, de \$697 a \$714.8 USD/kWh para electrificación de comunidad.

Las baterías de alta temperatura presentan características que las hace adecuadas para almacenamiento comunitario, ya que el flujo de energía agregado de varios usuarios produce un flujo más continuo que mejora su eficiencia térmica. Este tipo de baterías tienen costos de inversión estimados de \$390.6 a \$407.8 USD/kWh.

Los grupos de tecnologías con baterías de plomo ácido y de iones de litio se consideran técnica y económicamente adecuadas para estas dos aplicaciones, la estimación del costo de inversión para tecnologías de baterías oscilan entre los \$341.2 a los \$589.4 USD/kWh en aplicación de almacenamiento comunitario y de \$275.5 a \$523.7 USD/kWh en aplicación de electrificación comunitaria. Las baterías de iones de litio de titanio presentan costos de inversión altos en ambas aplicaciones sobrepasando los \$900 USD/kWh. La Figura 18 muestra los costos de las diferentes tecnologías de baterías que pueden prestar estos servicios. Los sistemas de bombeo hidráulico y CAES no se consideran en el análisis, ya que no son aptos para aplicaciones de tamaño reducido.

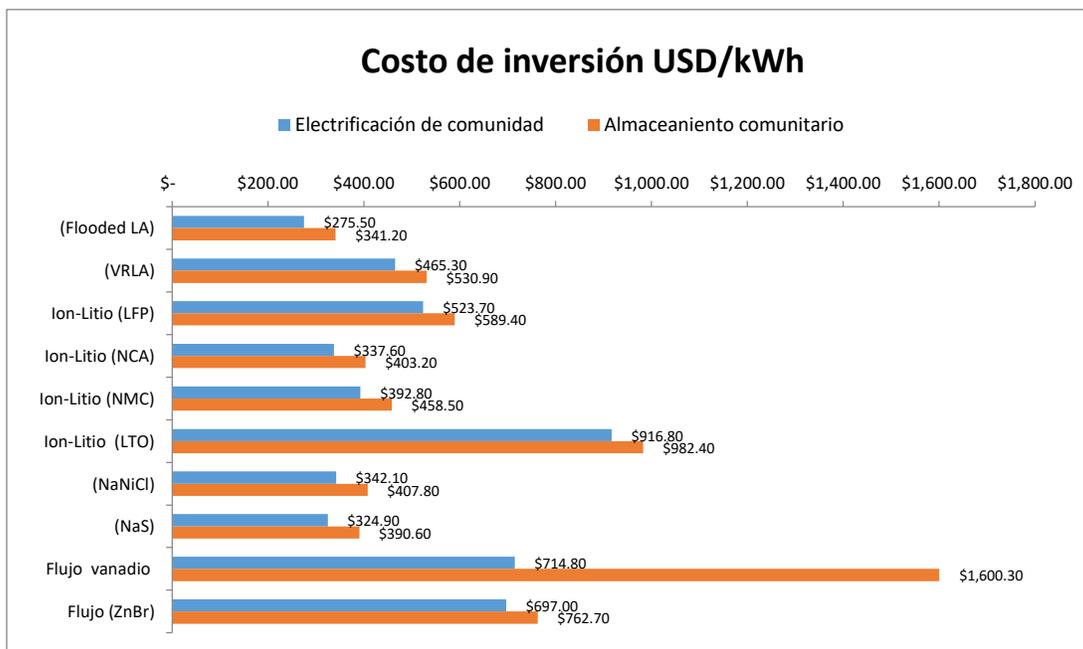


Figura 18 Costos de inversión para las aplicaciones de almacenamiento comunitario y electrificación de comunidad.

En la Tabla 12 se aprecian los costos de inversión y los costos nivelados para las dos aplicaciones en cuestión. En la aplicación de almacenamiento comunitario empleando baterías de plomo ácido flooded LA y VRLA se estima un costo nivelado por kWh menor que en la aplicación de electrificación de comunidad. El mismo escenario se presenta para las baterías de alta temperatura NaNiCl y NaS y baterías de iones de litio.

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

El análisis comparativo del costo nivelado muestra que la tecnología más conveniente para almacenamiento comunitario son baterías de alta temperatura (NaS) y en el caso de electrificación de comunidad, las baterías de iones de litio (NMC) son las más idóneas, ya que presentan los costos nivelados más bajos, así como las características técnicas que requieren estos servicios.

Tabla 12 Costo de SAE para las aplicaciones de almacenamiento comunitario y electrificación de comunidad.

Concepto	Aplicación	Flooded LA	VRLA	Li-ion (LFP)	Li-ion (NCA)	Li-ion (NMC)	Li-ion (LTO)	NaNiCl	NaS	Flujo de vanadio	Flujo ZnBr
Inversión total de almacenamiento utilizable (USD/kWh)	AC	341.2	530.92	589.36	403.23	458.51	982.44	407.79	390.55	1600.27	762.66
	EC	275.4	465.26	523.69	337.57	392.85	916.77	342.13	324.89	714.84	697
Costo nivelado del sistema de almacenamiento por año (USD/kW-año)	AC	74.76	113.62	79.7	99.25	68.94	79.92	66.26	54.13	176.28	124.52
	EC	323.58	445.29	262.24	292.69	212.55	251.47	315.05	280.65	522.29	676.76
Costo nivelado de almacenamiento de electricidad (USD/kWh)	AC	0.24	0.36	0.26	0.32	0.22	0.26	0.21	0.17	0.57	0.4
	EC	0.39	0.54	0.32	0.36	0.26	0.31	0.38	0.34	0.64	0.82

AC Almacenamiento comunitario

EC Electrificación de comunidad

3.4.5 Incremento en la calidad de la energía y reducción de picos

Las tecnologías de baterías son aptas para las dos aplicaciones, ya que presentan una rápida respuesta a la demanda de potencia. Las baterías de plomo ácido e iones de litio presentan costos de inversión competitivos oscilan entre los \$ 284 y \$ 532 USD/kWh de energía utilizable para el incremento en la calidad de la energía y de \$ 526 a \$ 773 USD/kWh de energía utilizable para la aplicación de reducción de picos.

Las baterías de alta temperatura se consideran aptas para ambas aplicaciones, los costos de inversión van de \$ 333 a \$ 351 para incremento en la calidad de la energía y de \$ 575 a \$ 592 USD/kWh para reducción de picos los cuales compiten con las baterías de iones de litio.

Las baterías de flujo redox y el volante de inercia también son técnicamente apropiadas para ambas aplicaciones, sin embargo, sus altos costos podrían representar un impedimento para su selección. La Figura 19 muestra los costos de ambas aplicaciones con las tecnologías consideradas técnicamente apropiadas.

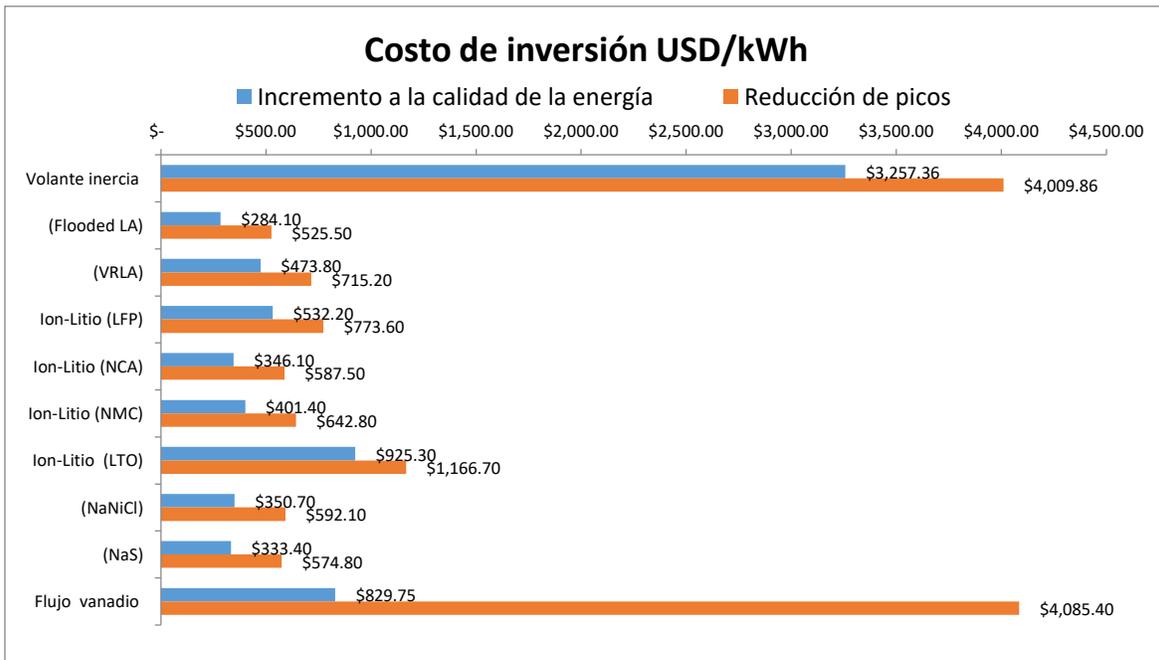


Figura 19 Costos de SAE para aplicaciones de incremento en la calidad de la energía y reducción de picos.

Para las aplicaciones de incremento en la calidad de la energía y reducción de picos se estima en la Tabla 13, que las tecnologías con el costo nivelado más bajo son las baterías de ion litio (NCA), las baterías plomo ácido (flooded LA), y las baterías de alta temperatura (NaNiCl y NaS). El costo nivelado más alto se reporta para la batería de flujo de vanadio, seguida de la tecnología de volante de inercia.

Tabla 13 Costos de SAE para incremento en la calidad de la energía y reducción de picos.

Concepto	Aplicación	Volante de inercia	Flooded LA	VRLA	Li-ion (LFP)	Li-ion (NCA)	Li-ion (NMC)	Li-ion (LTO)	NaNiCl	NaS	Batería flujo de vanadio
Inversión total de almacenamiento utilizable (USD/kWh)	Incremento en la calidad de la energía	3,257.36	284.06	473.78	532.22	346.09	401.37	925.3	350.65	333.41	
	Reducción de picos	4,009.86	525.5	715.21	773.65	587.53	642.8	1,166.73	592.09	574.84	4,085.4
Costo nivelado del sistema de almacenamiento por año (USD/kW-año)	Incremento en la calidad de la energía	618.35	76.03	125.77	111.13	72.2	83.37	165.94	77.37	61.52	
	Reducción de picos	96.76	17.34	24.74	22.92	17.14	18.83	31.24	17.06	15.17	124.81
Costo nivelado de almacenamiento de electricidad (USD/kWh)	Incremento en la calidad de la energía	8.47	1.04	1.72	1.52	0.99	1.14	2.27	1.06	0.84	
	Reducción de picos	16.13	2.89	4.12	3.82	2.86	3.14	5.21	2.84	2.53	20.8

3.4.6 Micro red desconectada de la red

Debido a que el requerimiento de potencia para esta aplicación es muy pequeño y con un rendimiento de energía moderado, las tecnologías como bombeo hidráulico, CAES, volantes de inercia, baterías de flujo redox y baterías de alta temperatura se consideran no apropiadas para esta aplicación, ya que sus características técnicas sobrepasan los requerimientos de potencia por lo que implementar un sistema de estos no sería conveniente. Los volantes y las baterías de flujo redox también quedan descartadas por altos costos de inversión y características técnicas no compatibles. Las baterías de plomo ácido y de iones de litio son las tecnologías más adecuadas para esta aplicación con costos de inversión que van desde los \$284 a \$532 USD/kWh de energía utilizable con excepción de la tecnología de iones de titanio que alcanzan los \$925 USD/kWh de energía utilizable almacenada, ver Figura 20.

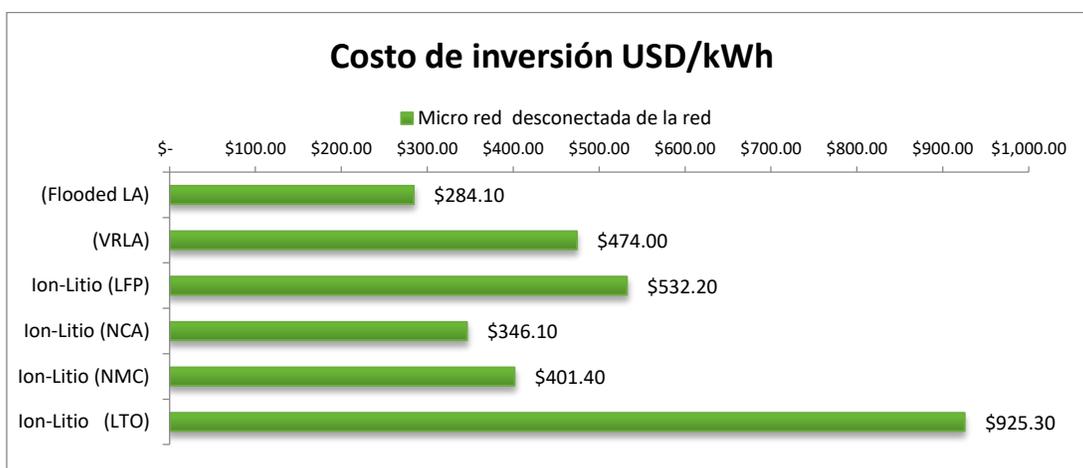


Figura 20 Costo de inversión para aplicaciones en micro redes fuera de la red.

El costo nivelado para las baterías de plomo ácido (flooded LA y VRLA) se aprecian más altos que el costo nivelado para baterías de iones de litio. Por lo que mediante el análisis de costo nivelado se determina que las baterías de iones de titanio son las más adecuadas para prestar este servicio siendo la batería (NMC) la que presenta el costo nivelado más bajo, así también la batería (NCA) presenta el costo nivelado más alto.

Tabla 14 Costos de SAE para servicio en micro red desconectada de la red.

Micro red fuera de la red	Flooded LA	VRLA	Li-ion (LFP)	Li-ion (NCA)	Li-ion (NMC)	Li-ion (LTO)
Inversión total de almacenamiento utilizable (USD/kWh)	284.06	473.78	533.22	346.09	401.37	925.30
Costo nivelado del sistema de almacenamiento por año (USD/kW-año)	247.34	339.96	201.73	224.11	163.72	200.61
Costo nivelado de almacenamiento de electricidad (USD/kWh)	0.40	0.55	0.33	0.36	0.26	0.32

3.4.7 Red en isla

En esta aplicación se debe de tener una gran cantidad de servicios, básicamente los de una red conectada de manera tradicional.

Para una red de isla, la integración de altas cantidades de energía renovable con sistemas de almacenamiento ofreciendo múltiples servicios sería muy adecuado, para esta aplicación se puede diseñar un sistema híbrido entre dos tecnologías para poder satisfacer los servicios de una red conectada. Si en el lugar en donde se requiere esta aplicación cuenta con la posibilidad de implementar almacenamiento con bombeo hidráulico sería ideal para producir energía a un bajo costo, además se podría complementar con un sistema de baterías para tener dinamismo en el suministro de servicios de frecuencia primaria, secundaria y terciaria, entre otros servicios. Actualmente, los sistemas CAES no se consideran los más indicados para esta aplicación debido a sus dimensiones y al complejo equilibrio que se requiere en el sistema.

Todas las tecnologías de baterías presentan costos de inversión competitivos con excepción de las baterías de iones de litio de titanio, los volantes de inercia presentan un alto costo, sin embargo, esta tecnología puede prestar los servicios en donde se requiere una gran cantidad de potencia en un lapso de tiempo muy corto y de igual manera se puede complementar con un sistema de baterías para tener más capacidad de energía. En general todas las tecnologías de baterías pueden combinarse para dar un servicio más completo y con una integración mayor de energías renovables. Los costos de las baterías van desde los \$266 hasta los \$687 USD/kWh.

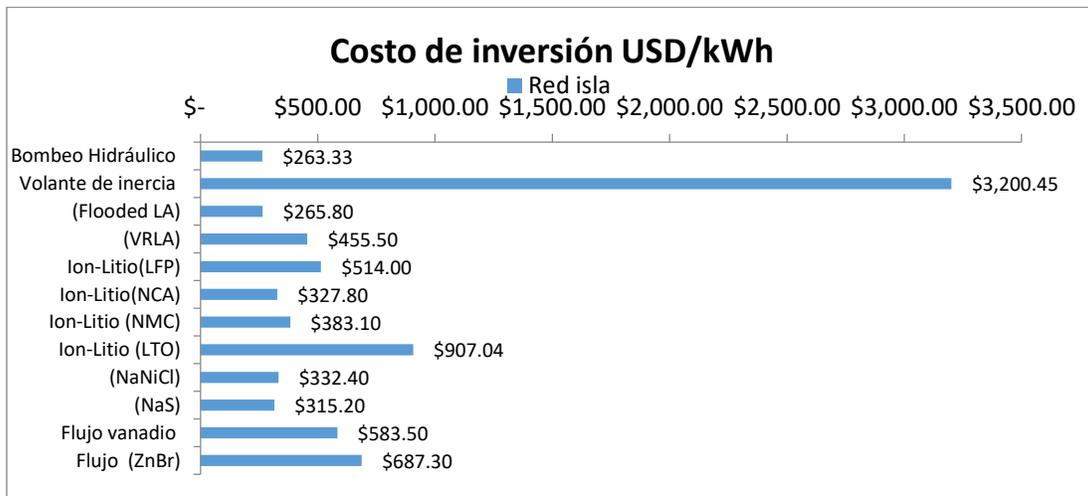


Figura 21 Costos de inversión de aplicación red isla.

La necesidad de energía y potencia que requiere esta aplicación puede ser suministrada por la combinación entre tecnologías de almacenamiento, la Tabla 15 muestra los costos nivelados tanto en kW-año como en kWh de las baterías adecuadas técnicamente para esta aplicación. En cuanto a costo nivelado, algunas baterías como ion litio (NMC) que tiene un costo de 0.25 USD/kWh y (LTO) con un costo de 0.28 USD/kWh son muy competitivas, comparándolas con bombeo

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

hidráulico que tiene un valor mayor de 0.29 USD/kWh. Las baterías de flujo presentan el costo más elevado entre baterías.

Tabla 15 Costo de SAE para aplicación de red en isla.

<i>Red isla</i>	<i>Bombeo hidráulico</i>	<i>Volante de inercia</i>	<i>Flooded LA</i>	<i>VRLA</i>	<i>Li-ion (LFP)</i>	<i>Li-ion (NCA)</i>	<i>Li-ion (NMC)</i>	<i>Li-ion (LTO)</i>	<i>NaNiCl</i>	<i>NaS</i>	<i>Batería flujo de vanadio</i>	<i>Batería flujo ZnBr</i>
Inversión total de almacenamiento utilizable (USD/kWh)	263.33	3,200.45	265.80	455.52	513.96	327.83	383.11	907.04	332.39	315.15	583.52	687.26
Costo nivelado del sistema de almacenamiento por año (USD/kW-año)	367.90	1,857.32	495.56	682.64	397.67	447.19	321.98	356.34	475.04	428.66	737.37	997.17
Costo nivelado de almacenamiento de electricidad (USD/kWh)	0.29	1.45	0.39	0.53	0.31	0.35	0.25	0.28	0.37	0.34	0.58	0.78

3.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El aumento o disminución en la tasa de descuento tiene un impacto directo en los costos de proyectos de inversión, en este caso de tecnologías de almacenamiento de energía, para observar su efecto se realizó un análisis aumentando la tasa de descuento con respecto a la tasa de referencia que presenta la hoja de cálculo la cual está fijada en 3%, para realizar el análisis se sugirieron las siguientes tasas: 6%, 8%, 10% y 12%.

El sector eléctrico mexicano por mucho tiempo utilizó una tasa de descuento del 12% para analizar proyectos de inversión, sin embargo, las tasas han disminuido, por lo que no se reporta en este análisis el efecto que representa la tasa del 12%, sin embargo, sí se muestra en las gráficas de las figuras que acompañan el análisis. Se propusieron las tasas mencionadas para tener un panorama amplio del posible comportamiento en el costo nivelado de acuerdo a la variación de la tasa de descuento.

El análisis efectuado fue en aplicaciones de servicio de red. De acuerdo con los resultados, el comportamiento cambia por tecnología, es decir, no se tiene el mismo efecto en baterías que en un sistema CAES a pesar de que la herramienta ejecuta los cálculos de acuerdo a la dimensión de energía que requieren las aplicaciones que conforman la categoría de servicio de red. Adicionalmente, se realizó un análisis de la estimación que tiene IRENA en el comportamiento de costos de acuerdo a la evolución de las tecnologías de almacenamiento. Los resultados del análisis se reportan en porcentaje, el cual representa el aumento que tendría el costo nivelado con las tasas propuestas en comparación al costo nivelado con una tasa del 3%, el comparativo se menciona en los párrafos siguientes.

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

El sistema de almacenamiento con bombeo hidráulico se reporta en aplicación (arbitraje), para esta tecnología y esta aplicación, si se fija la tasa de descuento en 6% el costo nivelado presenta un aumento del 33%, en caso de que la tasa se fije en 8%, el aumento en el costo nivelado será del 56.6% y si la tasa se fija en 10%, el costo nivelado tendría un aumento de un 80%.

El comportamiento futuro del costo nivelado para bombeo hidráulico toma en cuenta el año 2020 como base y se estima que no presente aumento o disminución hasta el año 2030, en la Figura 22 se muestra el comportamiento para la aplicación arbitraje tanto de la tasa de descuento como para años futuros.

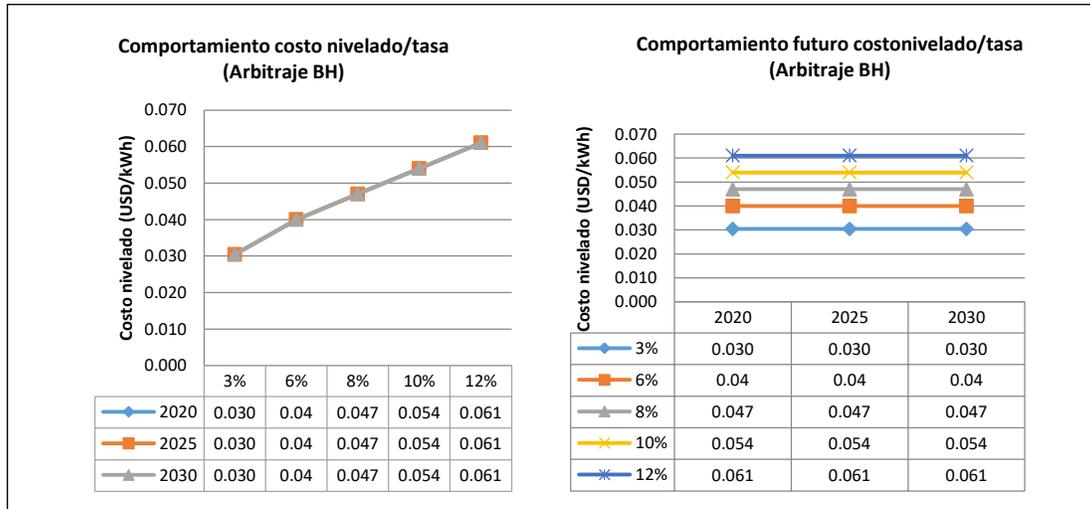


Figura 22 Comportamiento estimado del costo nivelado respecto al aumento de la tasa y estimación del comportamiento futuro (aplicación: arbitraje).

La tecnología CAES se reporta en aplicación de reserva terciaria de frecuencia, por lo que si se considera fijar la tasa de descuento en 6% se tendrá un aumento del 37.5% en el costo nivelado, si bien se toma una tasa de descuento del 8%, se estima que el costo nivelado tenga un aumento del 63.6% y si la tasa de descuento se fija en un 10% el aumento estimado en el costo nivelado sería de un 91.5%, casi el doble de su valor pasando de una tasa del 3 al 10 por ciento.

De acuerdo con datos de IRENA esta tecnología presentará una disminución en el costo nivelado conforme pasa el tiempo, también presenta disminución en el impacto de la tasa sobre el costo nivelado en los años 2025 y 2030. El comportamiento que se muestra en la Figura 23 es muy similar en diferentes aplicaciones de servicio a la red para esta tecnología.

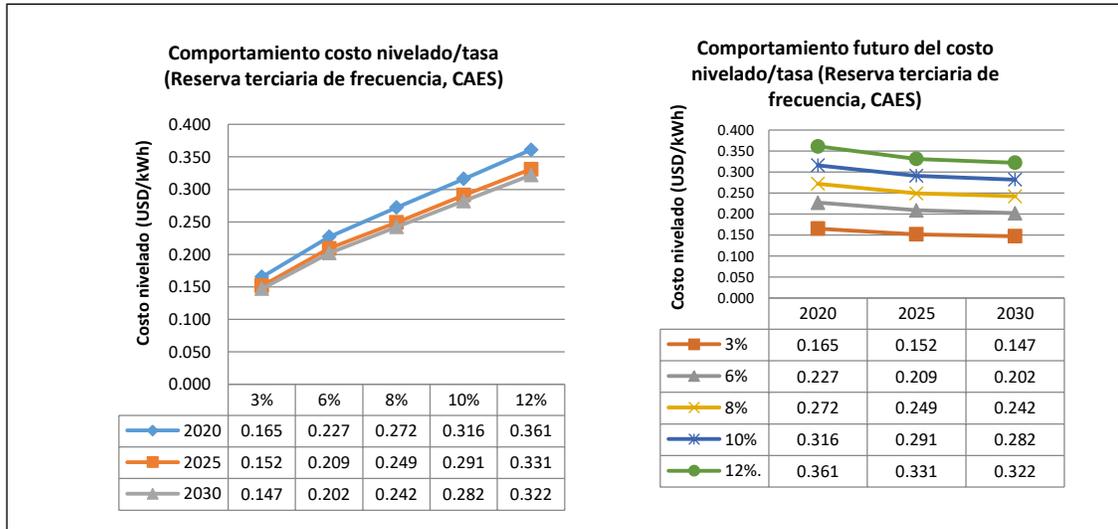


Figura 23 Comportamiento estimado del costo nivelado de acuerdo a la tasa y a diferentes periodos de tiempo.

El análisis para volante de inercia se realizó en aplicación de reserva secundaria de frecuencia, donde el aumento del costo nivelado con una tasa del 6% representa un 23.5%, si se fija una tasa de descuento en 8% el aumento del costo nivelado representa un 40% y con una tasa del 10% el aumento será del 57.8% en el costo nivelado, en la Figura 24, se puede apreciar la disminución del impacto de la tasa en el costo nivelado, se observa una disminución con el paso del tiempo, por lo que para el año 2030 la línea de la pendiente tiende a comenzar a aplanarse, también se puede observar que la línea del segundo gráfico tiende a ser más inclinada en el año 2030 lo que significa que los costos bajan conforme la tecnología va madurando provocando una reducción importante en los costos para esta tecnología.

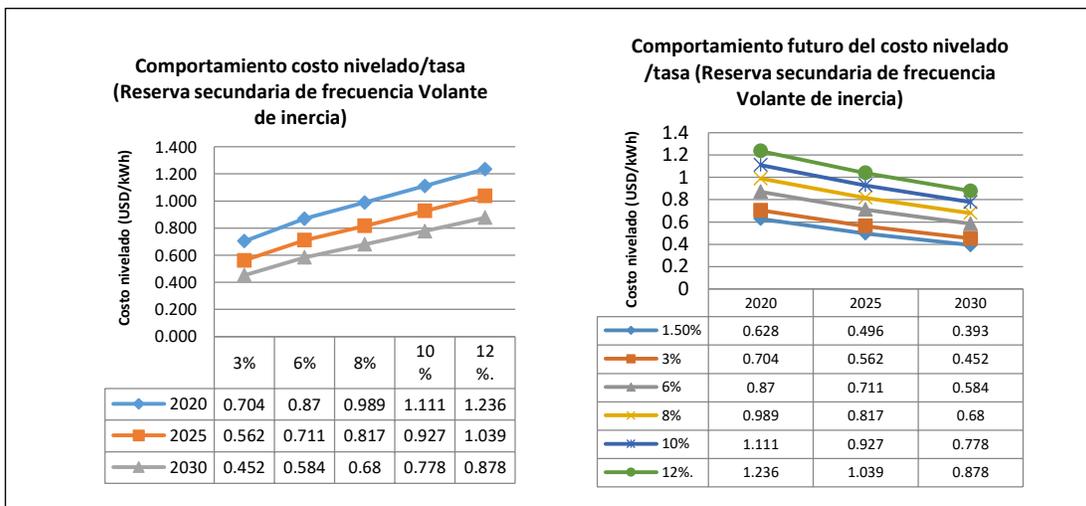


Figura 24 Comportamiento estimado del costo nivelado respecto a la tasa de descuento y en años futuros para volante de inercia en reserva secundaria de frecuencia (elaboración propia con datos [39]).

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

La tecnología de baterías de iones de litio (LFP), se analizó para la aplicación de reserva primaria de frecuencia, por lo que se estima, que una tasa de descuento del 6% presenta un aumento en el costo nivelado equivalente a un 9.5%, si la tasa de descuento se fija en 8%, representaría un aumento en el costo nivelado del 15.9% y con una tasa del 10% se estima un aumento del 22.7%.

Para las tecnologías de baterías se tiene un porcentaje menor en el aumento del costo nivelado en comparación a las tecnologías de bombeo hidráulico y CAES. Adicionalmente, se estima que esta tecnología tenga una reducción importante en los precios para el año 2030.

En los gráficos de la

Figura 25 se muestra la estimación en la reducción del costo nivelado, así como, el valor que representa cada porcentaje en los diferentes periodos de tiempo, se aprecia que para el año 2030 la pendiente de la línea del gráfico izquierdo tiende a formar una línea más plana, lo que significa que el impacto que tiene la tasa sobre el costo nivelado es menor por lo que no aumenta demasiado, por otro lado, en el gráfico del lado derecho la pendiente tiende a caer significativamente lo que representa una considerable reducción en los costos de esta tecnología equivalente a un 53.6% para el año 2030 en comparación con los costos del año 2020.

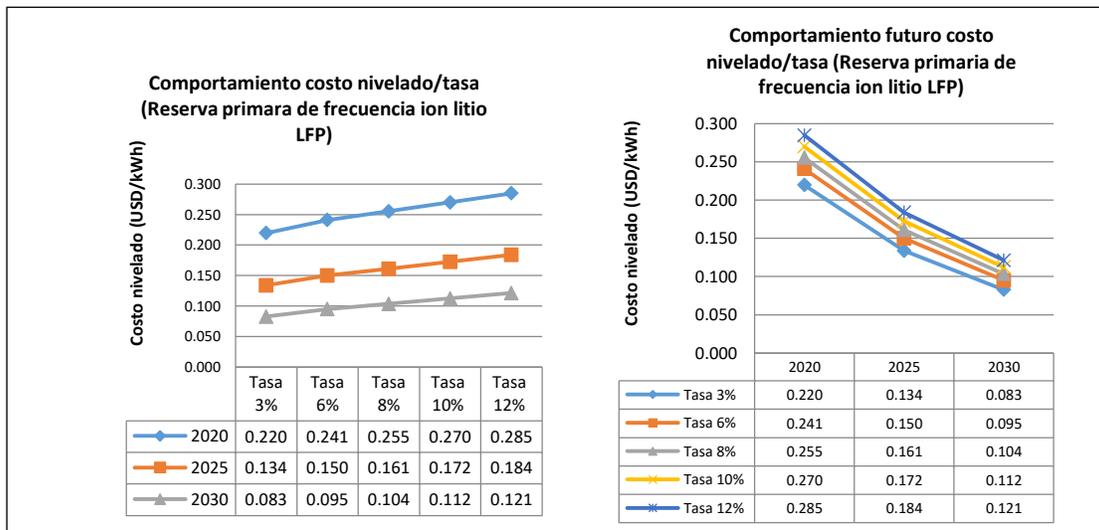


Figura 25 Comportamiento estimado del costo nivelado con respecto a la tasa y comparación de costos para años futuras para ion litio LFP.

Finalmente, se realizó el análisis para baterías de alta temperatura NaS en reserva secundaria de frecuencia. Para esta tecnología si se estima una tasa de descuento del 6%, el aumento que representaría en el costo nivelado sería del 15.3%, en caso de que la tasa de descuento se fije en 8%, el aumento que representaría en el costo nivelado sería del 26.9% y si se fija la tasa de descuento en 10% el aumento del costo nivelado será de un 38.4%.

La Figura 26, muestra el comportamiento estimado del costo nivelado para la aplicación de reserva secundaria de frecuencia con baterías de alta temperatura NaS, en la figura se observa que la pendiente del primer gráfico para el año 2030, su tendencia es ser más estable, ya que la línea empieza a aplanarse, la reducción de los costos se muestra en el segundo gráfico y la tendencia esperada sobre la disminución de los costos representa un 50% menos para el año 2030 en comparación con los costos mostrados en el año 2020.

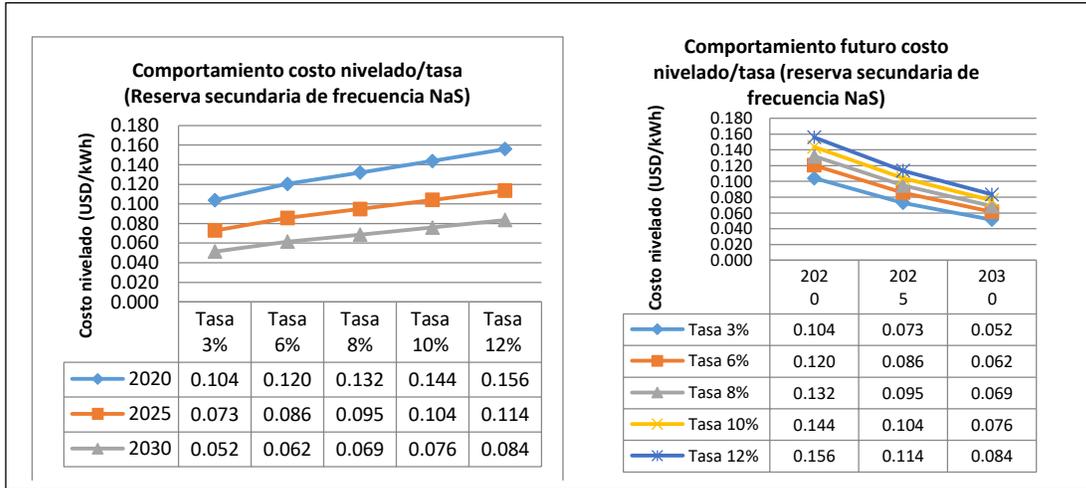


Figura 26 Comportamiento del costo nivelado con respecto a la tasa de descuento para reserva primaria de frecuencia (elaboración propia con datos de [39]).

CONCLUSIONES

Como una alternativa a las centrales convencionales que utilizan combustibles fósiles, se espera que en México crezca la utilización de las diferentes fuentes de generación de energía eléctrica basadas en energías renovables de naturaleza variable. En la transición energética se busca reducir el impacto en el ambiente de las fuentes contaminantes de generación eléctrica y mejorar las condiciones de bienestar humano, los sistemas de almacenamiento de energía pueden ayudar a consolidar la integración de grandes cantidades de energía eléctrica proveniente de estas fuentes intermitentes.

Los sistemas de almacenamiento de energía tienen además la capacidad de proporcionar diferentes servicios al sector eléctrico que pueden ubicarse a escala de la red eléctrica, detrás del medidor o bien en sistemas aislados. Con base en las características de cada tecnología de almacenamiento de energía, estos sistemas pueden usarse para diferentes aplicaciones como son, entre otras, arbitraje, regulación de frecuencia, soporte de voltaje, reducción de picos o calidad de la energía.

La herramienta de cálculo Cost of Service de IRENA proporcionó resultados de utilidad para una primera etapa de análisis de los sistemas de almacenamiento de energía. El análisis llevado a cabo presenta una perspectiva del costo de inversión y costo nivelado de los sistemas de almacenamiento de energía. Los resultados permiten determinar qué tecnologías compiten para prestar alguna o varias de las aplicaciones que presenta la herramienta.

Con los resultados obtenidos, se determinó que la aplicación de reducción de picos presenta el costo nivelado más alto, con un rango de \$ 2.53 a \$ 20.80 USD/kWh. Caso contrario corresponde al servicio de arbitraje con costos nivelados de \$0.03 a \$ 0.15 USD/kWh. Esta diferencia en los costos tiene sentido, ya que la aplicación de reducción de picos requiere de una cantidad reducida de energía y potencia, por lo tanto, la dimensión del sistema de almacenamiento tiende a aumentar sus costos por la economía de escala. A su vez en la aplicación de arbitraje requiere de un sistema con dimensiones más amplias lo que provoca que al proporcionar una gran cantidad de potencia y/o energía sus costos son menores.

Los sistemas de bombeo hidráulico y CAES son tecnologías maduras que pueden almacenar grandes cantidades de energía durante un periodo de tiempo largo, sus limitaciones más significativas son contar con sitios que tengan las características requeridas, costos iniciales de inversión altos y tiempo de construcción largo. En las aplicaciones en donde son adecuadas estas tecnologías desde el punto de vista técnico, presentan un costo nivelado entre \$0.03 a \$0.29 y de \$0.06 a \$0.62 USD/kWh respectivamente.

La tecnología de volante de inercia puede proporcionar gran cantidad de potencia de forma casi inmediata, esto propicia su aplicación en regulación de frecuencia primaria y secundaria. Otra de sus ventajas es su tamaño compacto. Tiene un costo de inversión elevado que va de \$3,200 a

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

\$4,010 USD/kWh de energía utilizable con un costo nivelado de \$0.69 a \$16.13 USD/kWh para las aplicaciones adecuadas a esta tecnología.

Los resultados obtenidos indican que las diferentes tecnologías de baterías (plomo ácido, iones de litio, alta temperatura y flujo redox) son adecuadas para suministrar la mayoría de las aplicaciones. Las baterías de plomo ácido, son la tecnología de baterías más madura en almacenamiento de energía, sin embargo, están siendo reemplazadas por baterías de iones de litio por su mayor eficiencia y menor impacto ambiental.

Las baterías de iones de litio pueden utilizarse en diez de las doce aplicaciones analizadas respondiendo satisfactoriamente a demanda de energía y demanda de potencia. Los costos de inversión estimados van de \$324.8 a \$773.7 USD/kWh de energía utilizable, para efectos de comparación de estas tecnologías el costo nivelado está en un rango de \$0.19 a \$3.82 USD/kWh presentando la aplicación de reducción de picos, los costos más altos. En ambos casos anteriores se excluye la opción de iones de litio de titanio que actualmente no se considera competitiva económicamente porque tiene una menor comercialización provocando que su costo sea mayor, con costos de inversión que van de \$904 a \$1,667 USD/kWh de energía utilizable.

Las baterías de alta temperatura presentan costos de inversión similares a los de baterías de iones de litio, estimados en un rango de \$312.1 a \$592.1 USD/kWh de energía utilizable, sin embargo, su implementación se limita a 8 de las 12 aplicaciones analizadas. Su costo nivelado varía de \$0.1 a \$2.84 USD/kWh, en general, la opción NaS reporta costos menores que la NaNiCl.

De igual manera, las baterías de flujo redox son factibles técnicamente en 8 de las 12 aplicaciones estudiadas, pero en 6 de ellas esta tecnología alcanza un costo de inversión y un costo nivelado mayor entre las opciones posibles para una aplicación dada. El servicio en el que logra mayor competitividad es gestión de tiempo de uso con un costo nivelado entre \$0.23 y \$0.33 USD/kWh.

La tasa de descuento tiene un impacto mayor en el costo nivelado del servicio de almacenamiento de energía para las tecnologías de bombeo hidráulico y CAES, ya que al aumentar la tasa del 3% al 10%, el costo casi se duplica en aplicaciones de servicio a la red. Los costos futuros se estiman sin cambios en bombeo hidráulico y con modificación ligera para CAES. En el caso de volante de inercia el impacto es menor alcanzando un 50% de aumento con una tasa del 10%. Se espera que los costos de esta tecnología disminuyan en un 30 % para el año 2030.

En las tecnologías de baterías el impacto de la tasa de descuento para el año 2020 es del orden del 30% de aumento, sin embargo, para los años 2025 y 2030 el impacto de la tasa aumenta a más del 50%, sin embargo, los costos en los años futuros se estiman con reducciones importantes para el año 2030, (con una reducción mayor al 50%) con respecto al costo estimado en el año 2020.

Existen otras herramientas disponibles en la red que permiten realizar análisis más detallados para obtener índices de rentabilidad de los sistemas de almacenamiento de energía como son el valor presente neto, tasa interna de retorno, relación beneficio costo, entre otros. La profundidad del análisis será de acuerdo a los requerimientos del usuario y del proyecto.

Análisis técnico y económico de sistemas de almacenamiento de energía en México

A medida que se utilicen los sistemas de almacenamiento de energía, estos ofrecerán incrementar la flexibilidad del SEN en la transición energética. Además, darán certidumbre para garantizar el suministro de energía continuo, eficiente y de buena calidad en beneficio a los usuarios, así mismo, proporcionarán beneficios al medio ambiente al ayudar a reducir la emisión de gases de efecto invernadero.

Se requiere realizar análisis futuros para otras aplicaciones en transmisión y distribución, y en el marco regulatorio del sector eléctrico nacional, para establecer condiciones de mercado que permitan la rentabilidad de los SAE y su despliegue.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] OECD/IEA, «World Energy Outlook 2018,» International Energy Agency, 2018.
- [2] SENER (BNE)., «Balance Nacional de Energía,» Secretaría de Energía, México, 2018.
- [3] INECC, (6a CNSCC), «Sexta Comunicación Nacional y Segundo Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre Cambio Climático,» Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, México, 2018.
- [4] IRENA, Framework, «Electricity Storage Valuation Framework,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.
- [5] A. M. Balestrini, Como se Elabora un Proyecto de Investigación, Consultores Asociados, 2000.
- [6] PRODESEN, «Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional,» Secretaría de Energía, México , 2018.
- [7] SENER (Informe), «Informe Pormenorizado Sobre el Desempeño y las Tendencias de la Industria Eléctrica Nacional,» Secretaría de Energía, México, 2020.
- [8] CENACE (Gráfica), «Gráfica de Demanda 14/08/2020,» Centro Nacional de Control de Energía, México, 2020.
- [9] CENACE, (Demanda), «Centro Nacional de Control de Energía,» 16 Julio 2018. [En línea]. Available: <https://www.gob.mx/cenace/articulos/demanda-de-energia-un-factor-clave-en-el-desarrollo-de-mexico?idiom=es>.
- [10] DOF-(LTE), «Ley de Transición Energética,» *Diario Oficial de la Federación*, pp. 1-40, 24 12 2015.
- [11] INECC, (Inventario), «Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero,» Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático , México, 2018.
- [12] IEEE Standards Association, «IEEE Guide for the Interoperability of Energy Storage Systems Integrated with the Electric Power Infrastructure,» The Institute of Electrical and Electronics Engineers, inc., New York, 2015.
- [13] IRENA, Electricity Storage and Renewables: Cost and Markets to 2030, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2017.
- [14] HidroWIRES, «Energy Storage Technology and Cost Characterization Report,» U.S. Department Of Energy, 2019.
- [15] A. V. D. Manuel, Estudio Comparativo de Sistemas de Almacenamiento de Energía para Media-Larga Duración en España, Sevilla: Universidad de Sevilla, 2018.
- [16] SANDIA, «DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in collaboration with NRECA,» Sandia National Laboratories , New Mexico, 2016.
- [17] Chris Bullough, Christoph Gatzen, Christoph Jakiel, Martin Koller, Andreas Nowi, Stefan Zunft, «Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Integration of Wind Energy,» de *Proceedings of the European Wind Energy Conference*, London,

2004.

- [18] Revista Ciencia, «Almacenamiento de la Energía,» *Ciencia*, pp. 74-85, 2010.
- [19] Guacaneme, Javier A, Velasco, David, & Trujillo, César L., «Revisión de las Características de Sistemas de Almacenamiento de Energía Para Aplicaciones en Micro Redes,» *Información Tecnológica*, Vol. 25(2), 175-188., pp. 175-188, 2014.
- [20] J. L. G. Fierro, «El Hidrógeno Metodologías de Producción,» *LYCHNOS*, pp. 50-54, 2011.
- [21] IEEE Standards Association, «IEEE Guide for the Interoperability of Energy Storage Systems Integrated with the Electric Power Infrastructure,» The Institute of Electrical and Electronics Engineers, inc., New York, 2015.
- [22] IEEE Access, Vol. 7, «Comparative Review of Energy Storage Systems, Their Roles and Impacts on Future Power Systems,» IEEE, 2019.
- [23] A. B. Nuñez, Análisis de Ventajas e Inconvenientes de las Baterías Redox Frente a las Baterías de Ion Litio en Aplicaciones de Generación y Comercialización de Energía Eléctrica, Universidad de Oviedo, 2018.
- [24] IRENA (Flexibilidad), «Flexibilidad del Sistema Eléctrico Para la Transición Energética, Parte 1: Panorama General Para los encargados de formular políticas,» International Renewable Energy Agency , Abu Dabi, 2018.
- [25] IRENA , «ELECTRICITY STORAGE VALUATION FRAMEWORK,» INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, ABU DHABI, 2020.
- [26] Real Academia de Ingeniería, «El Almacenamiento de Energía en la Distribución Eléctrica del Futuro,» Real Academia de Ingeniería , Madrid, 2017.
- [27] HidroWIRES, «Energy Storage Technology and Cost Characterization Report,» U.S. Department Of Energy , 2019.
- [28] NREL/TP-462-5173, «A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies,» National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, 1995.
- [29] CEPEP, «Indicadores de Rentabilidad (Boletín Número V),» Centro de Estudios para la Preparación y Evaluación Socioeconómica de Proyectos, México, 2017.
- [30] G. B. Urbina, Fundamentos de Ingeniería Económica (Cuarta Edición), México : Mc Graw-Hill Interamericana, 2007.
- [31] A. T. Leland Blank, Ingeniería Económica, México: McGraw-Hill Interamericana, 2006.
- [32] V. V. Morales, «Economipedia,» Noviembre 2018. [En línea]. Available: <https://economipedia.com/definiciones/payback.html>.
- [33] M. C. Padilla, Gestión Financiera, Bogotá: Ecoe Ediciones , 2012.
- [34] CEPEP, «Metodología General Para la Evaluación de Proyectos,» Centro de Estudios para la Preparación y Evaluación Socioeconómica de Proyectos , México, 2008.
- [35] COPAR, «Generación,» Comisión Federal de Electricidad, México, 2015.
- [36] INECC, «Estudios de Cadenas de Valor de Tecnologías Seleccionadas Para Apoyar la Toma de Decisiones en Materia de Mitigación en el Sector de Generación Eléctrica y Contribuir al Desarrollo de Tecnologías,» Instituto Nacional de Ecología y Cambio

Climatico, México, 2016.

- [37] Foro Nuclear, «Foro Nuclear,» [En línea]. Available: www.rinconeducativo.org/centrales-electricas .
- [38] X. Li, «Innovative Energy Islands: Life-Cycle Cost-Benefit Analysis for Battery Energy Storage,» *Sustainability*, 2018.
- [39] IRENA, «IRENA,» International Renewable Energy Agency, 13 Junio 2018. [En línea]. Available: <https://www.irena.org>. [Último acceso: 3 Mayo 2021].
- [40] Next Kraftwerke GmbH, «Next Kraftwerke,» [En línea]. Available: <https://www.next-kraftwerke.es/enciclopedia/servicios-auxiliares>. [Último acceso: Jueves 21 Mayo 2021].