



**MODELO PARA ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE ARBITRAJE
ENERGÉTICO CON BATERÍAS DE FLUJO DE VANADIO
BAJO INCERTIDUMBRE**

DIEGO TAMATIA CORONEL BEJARANO

Tesis presentada a la Facultad Politécnica de la Nacional de Asunción, como
requisito para la obtención del Grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería
Eléctrica

SAN LORENZO – PARAGUAY

Diciembre – 2017



**MODELO PARA ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE ARBITRAJE
ENERGÉTICO CON BATERÍAS DE FLUJO DE VANADIO
BAJO INCERTIDUMBRE**

DIEGO TAMATIA CORONEL BEJARANO

Tutor: Prof. Dr. **GERARDO ALEJANDRO BLANCO BOGADO**

Tesis presentada a la Facultad Politécnica de la Nacional de Asunción, como
requisito para la obtención del Grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería
Eléctrica

SAN LORENZO – PARAGUAY

Diciembre – 2017

Coronel Bejarano, Diego Tamatia.

Modelo para análisis de viabilidad de arbitraje energético con baterías de flujo de vanadio bajo incertidumbre / Diego Tamatia Coronel Bejarano.. - - San Lorenzo, 2017.

73 p.: il.

Tesis (Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica) - - Facultad Politécnica de la Universidad Nacional de Asunción, 2017).

Incluye Bibliografía

1. Sistemas de interconexión eléctrica 2. Vanadio 3. Baterías Eléctricas 4. Recursos Energéticos 5. Redes Eléctricas 6. Riesgos-Economía

I. Título.

CDD 621.319 15



CIUDAD UNIVERSITARIA
SAN LORENZO - PARAGUAY

UNIVERSIDAD NACIONAL DE ASUNCIÓN
FACULTAD POLITÉCNICA
DIRECCIÓN DE INVESTIGACIÓN Y POSTGRADO

ACTA N°: 67-03-2017- 03

CURSO DE : *Ciencias de la Ingeniería Eléctrica*
 NIVEL : *Maestría - Promoción 2015*
 EXAMEN DE : *Defensa de Tesis*
 FECHA : *28 de diciembre de 2017*
 TEMA PRESENTADO : *Modelo para análisis de viabilidad de arbitraje energético con baterías de flujo de vanadio bajo incertidumbre*

N°	CÉDULA DE IDENTIDAD	NOMBRES Y APELLIDOS	CALIFICACIONES	
			Numero	Letras
1	4.142.527	Diego Tamatia Coronel Bejarano	5	ai G

OBSERVACIONES: _____

En prueba de ello firman esta acta los señores jueces del tribunal examinador, profesores:

PRESIDENTE: Prof. Dr. Victorio Oxilia

MIEMBROS: Prof. Dr. Dante Recalde Melo (Externo)

Prof. Dr. Joel Prieto Corvalan

Prof. Dr. Gerardo Blanco

Dado en SAN LORENZO, _____, Por ante mí, Director del CPG, de que certifico;

Prof. Dr. Victorio Oxilia Dávalos
Director

VOD/GB/lde

DEDICATORIA

Este trabajo va dedicado a las personas que le dan vida a mi vida.

A mi hijo Benjamín, que me impulsa con cada sonrisa, me da fuerzas en cada caída.

A Victoria, mi compañera de vida, que me acompaña en esta loca aventura, en cada una de sus batallas y alegrías.

A quienes me enseñaron lo que realmente tiene valor, quienes siempre fueron los pilares de todo mi ser, a mis padres Jorge y Filita que con tanto amor me han apoyado durante toda la vida.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mi familia por el apoyo incondicional no solo durante la realización de este trabajo, sino a lo largo de toda mi vida, mis hermanos Rubén y Sebastián, mis hermanas Diana y Jazmín, mis padres Jorge y Filita.

A Viky, por todo el apoyo, ayuda, paciencia y alegría que me permitieron terminar este trabajo en una época con tantos desafíos en mi vida.

A los amigos y colegas del GISE, quienes contribuyeron de diferentes maneras con el trabajo, aportando ideas y mano de obra en un ambiente ameno y colaborativo dentro y fuera de la oficina.

A Blanco, Riveros, Buzarquis y Oxilia, quienes me abrieron las puertas de la Facultad, del GISE y me dieron el honor de ser su alumno.

Finalmente agradezco a la Facultad Politécnica por proporcionarme la oportunidad de seguir capacitándome en mi país, y al CONACYT por el apoyo financiero que me ha permitido dedicarme plenamente a la actividad de investigación.

MODELO PARA ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE ARBITRAJE ENERGÉTICO CON BATERÍAS DE FLUJO DE VANADIO BAJO INCERTIDUMBRE

Autor: DIEGO TAMATIA CORONEL BEJARANO

Orientador: Prof. Dr. Gerardo Alejandro Blanco Bogado

RESUMEN

La penetración de fuentes de energías renovables siendo conectadas a Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), promueve el desarrollo de tecnológico de Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS) capaces de gestionar la variabilidad e intermitencia de dichas fuentes. El arbitraje energético es uno de los principales servicios que el los ESS pueden ofrecer para operadores de los SEP. Las baterías de flujo, entre ellas la de vanadio, se están destacando en el campo de baterías para aplicaciones estacionarias de gran porte, sin embargo, el costo elevado aún representa una dificultad para su amplia penetración a los SEP. En la planificación de expansión de los SEP se encuentran normalmente diversas fuentes de incertidumbre. De esta manera, estrategias flexibles que logren aprovechar oportunidades y reducir o limitar posibles pérdidas según la evolución de las variables del mercado poseen un gran valor. Siguiendo esta premisa, el trabajo valúa, mediante el método de Opciones Reales (RO), la flexibilidad de una inversión en ESS para arbitraje energético, teniendo en cuenta variables estocásticas en un modelo de mercado eléctrico. Para un caso de estudio, se consideran las opciones de diferir, relocalizar y abandonar la inversión dentro de un plazo limitado. Según el método tradicional de valoración, se requiere una reducción del costo inicial en por lo menos 60%. Sin embargo, considerando la flexibilidad de las opciones, una reducción de 50% sería suficiente si la inversión se realiza en el primer año, 25% si la inversión se realiza en el segundo año y no se requiere reducción si la inversión se realiza en el último año. El enfoque con RO destaca que la flexibilidad, intrínseca a las opciones disponibles, agrega valor al proyecto de inversión en los ESS, pudiendo factibilizar las inversiones. La metodología de se ha mostrado una herramienta muy poderosa capaz de valorar opciones de inversión flexible a futuro, dentro de una ventana de tiempo.

Palabras claves: Almacenamiento de Energía, Flexibilidad Estratégica, Opciones Reales, Simulación estocástica, Vanadio.

MODEL FOR FEASIBILITY ANALYSIS OF ENERGY ARBITRAGE WITH VANADIUM FLOW BATTERIES UNDER UNCERTAINTY

Author: DIEGO TAMATIA CORONEL BEJARANO

Advisor: Prof. Dr. Gerardo Alejandro Blanco Bogado

SUMMARY

Renewable energy sources being connected to Power Electric Systems (SEP), promotes the technological development of Energy Storage Systems (ESS) capable of managing the variability and intermittency of these sources. Energy arbitrage is one of the main services that ESS can offer for SEP operators. The flow batteries, including the vanadium, are being highlighted in the field of batteries for stationary applications of large size, however, the high cost still represents a difficulty for its broad penetration to the SEP. In the planning of expansion of the SEPs, different sources of uncertainty are usually found. In this way, flexible strategies that take advantage of opportunities and reduce or limit possible losses according to the evolution of market variables have a great value. Following this premise, the work values, through the Real Options (RO) method, the flexibility of an investment in ESS for energy arbitrage, considering stochastic variables in an electric market model. For a case study, the options to defer, relocate and abandon the investment within a limited period are considered. According to the traditional valuation method, a reduction in the initial cost is required by at least 60%. However, considering the flexibility of the options, a reduction of 50% is required in case the investment is made in the first year, 25% if the investment is made in the second year and in case the investment is made to the third year, no cost reduction is required. Finally, the approach with RO has highlighted that the flexibility, intrinsic to the available options, add value to the investment project in the ESS, making the investments feasible. The methodology has been shown as a very powerful tool capable of evaluating flexible investment options in the future within a window of time.

Key words: Energy Arbitrage, Energy Storage System, Real Options, Stochastic Simulation, Strategic Flexibility, Vanadium.

INDICE

Dedicatoria	IV
Agradecimiento	V
Resumen	VI
Summary	VII
Indice	VIII
Lista De Figuras	X
Lista De Tablas	XII
Lista De Siglas / Abreviaturas	XIII
Simbolos y Unidades	XV
1 INTRODUCCIÓN	1
2 REVISIÓN DE LITERATURA	5
2.1 APLICACIONES DE ESS EN LA CADENA DE SUMINISTRO DE ENERGÍA	
ELÉCTRICA	5
2.2 TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO	8
2.2.1 <i>Mecánico</i>	9
a) Bombeo hidráulico (PHS).....	9
b) Aire comprimido (CAES)	10
c) Volantes de inercia	11
2.2.2 <i>Electroquímico (Baterías)</i>	12
a) Plomo ácido.....	12
b) Litio-Ion	13
c) Sodio-sulfuro.....	15
d) Otras baterías.....	15
e) Baterías de Flujo	15
2.2.3 <i>Eléctrica</i>	19
a) Super capacitores (supercondensadores).....	19
b) Super conductores	19
2.2.4 <i>Termoquímica</i>	20
2.2.5 <i>Química</i>	20
a) Almacenamiento de hidrógeno y pila de combustible	20
2.2.6 <i>Térmica</i>	21
2.2.7 <i>Observaciones finales sobre almacenamiento</i>	21
2.3 FLUJO OPTIMO DE POTENCIA	22

2.4	VALOR PRESENTE NETO	23
2.5	INVERSIONES BAJO INCERTIDUMBRE	25
2.6	FLEXIBILIDAD Y OPCIONES REALES	26
2.6.1	<i>Flexibilidad</i>	26
2.6.2	<i>Least Square Monte Carlo (Mínimos Cuadrados Monte Carlo)</i>	27
2.6.3	<i>Opciones Reales para ESS</i>	31
3	METODOLOGÍA	33
3.1	MODELO DE RED Y MERCADO ELÉCTRICO BAJO INCERTIDUMBRE	34
3.1.1	<i>Demanda</i>	34
3.1.2	<i>Generación</i>	36
3.2	MODELO ESS	37
3.3	OPF BAJO INCERTIDUMBRE	39
3.4	EVALUACIÓN FINANCIERA	39
3.4.1	<i>VPNE</i>	39
3.4.2	<i>ROV</i>	41
4	RESULTADOS Y DISCUSIONES	44
4.1	DATOS DE CASO DE ESTUDIO	44
4.2	COSTO DE INVERSIÓN INICIAL	47
4.3	ESCENARIOS ESTOCÁSTICOS	48
4.4	EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA	50
4.5	EVALUACIÓN DE FLEXIBILIDAD	58
4.6	SENSIBILIDAD DE LA FLEXIBILIDAD	62
4.6.1	<i>Reducción de la inversión inicial</i>	62
4.6.2	<i>Postergación limitada</i>	64
4.6.3	<i>Postergación cancelada</i>	65
4.7	DISCUSIÓN FINAL	65
5	CONCLUSIONES	67
6	RECOMENDACIONES PARA FUTUROS TRABAJOS	69
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	70

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Esquema de central de bombeo hidráulico (UNESA)	10
Figura 2. Esquema simple de Batería de Flujo	16
Figura 3. Esquema de VRB	17
Figura 4. Optimización del momento para ejercicio de una opción de diferir la inversión usando LSM.	30
Figura 5. Esquema de metodología	33
Figura 6. Mapa de Opciones	42
Figura 8. Caso de Estudio. Sistema de tres barras.	45
Figura 9. Costo de Inversión inicial estimativo	48
Figura 10. Demanda Baja Estocástica de Verano en Periodo de baja demanda	49
Figura 11. Demanda Pico Estocástica de Verano en Periodo de alta demanda	49
Figura 12. Precios de la energía en primavera para la barra 1 en periodo de baja demanda	52
Figura 13. Precios de la energía en primavera para la barra 1 en periodo de alta demanda	52
Figura 14. Precios de la energía en verano para la barra 1 en periodo de baja demanda	53
Figura 15. Precios de la energía en verano para la barra 1 en periodo de alta demanda	53
Figura 16. Comparación de los Precios de la energía en primavera	54
Figura 17. Comparación de los Precios de la energía en verano	54
Figura 18. Beneficio Anual durante los 10 primeros años	55
Figura 19. Beneficio Anual durante los 12 primeros años	55
Figura 20. Convergencia del VPNE	56
Figura 21. Función de distribución de Probabilidad Normal del VPN	56
Figura 22. Densidad de probabilidad	57
Figura 23. Convergencia del valor de la opción de abandonar	58
Figura 24. Convergencia de la opción de relocalizar	59
Figura 25. Convergencia del valor de la opción de invertir, incluyendo la opción de diferir	60
Figura 26. Densidad de Probabilidad del ROV	60

Figura 27. Comparación de densidad de probabilidad VPN vs ROV (positivos).....	61
Figura 28. Comparación de densidad de probabilidad VPN vs ROV (con números negativos).....	62
Figura 29. Convergencia del valor de invertir con 60% de reducción del costo.	63
Figura 30. Función de Densidad de Probabilidad de la opción de invertir.....	63
Figura 31. Comparación de Densidad de Probabilidad de VPN y ROV	64
Figura 32. Cuadro comparativo de análisis final.	66

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Aplicaciones de ESS para ISO/RTO.....	7
Tabla 2 Aplicaciones de ESS para servicios públicos	8
Tabla 3 Aplicaciones de ESS para usuario final	9
Tabla 4. Datos de Generación	45
Tabla 5. Datos de la Demanda	46
Tabla 6. Comparación de VPNE según reducción del costo capital.....	57
Tabla 7. Ingresos esperados según opciones.....	61
Tabla 8. Comparación con 25% de reducción y postergación limitada.....	65
Tabla 9. Comparación con 50% de reducción y postergación cancelada	65

LISTA DE SIGLAS / ABREVIATURAS

CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
CENS	Costo de Energía No Suministrada
CES	<i>Community Energy Storage</i>
EE. UU.	Estados Unidos de América
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
ERNC	Energía Renovables No Convencionales
ESS	<i>Energy Storage System</i>
FACTS	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
FESS	<i>Flywheel Energy Storage System</i>
FF	Flujo de Fondos
GD	Generación Distribuida
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
ISO	<i>Independent System Operator</i>
LAES	<i>Liquid Air Energy Storage</i>
Li-Ion	Batería Iones de Litio
LSM	<i>Least Square Monte Carlo</i>
ONU	Organización de las Naciones Unidas
OPF	<i>Optimal Power Flow</i>
PHS	<i>Pumped Hydro Storage</i>
PJM	<i>PJM Interconnection LLC</i>
REDOX/ RFB	<i>Redox Flow Battery</i>
RMI	<i>Rocky Mountain Institute</i>

RO	<i>Real Options</i>
ROV	<i>Real Options Valuation</i>
RTO	<i>Regional Transmission Organization</i>
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>
SOC	<i>State of Charge</i>
VAN	Valor Actual Neto
VOLL	<i>Value of Lost Load</i>
VPN	Valor Presente Neto
VPNE	Valor Presente Neto Esperado
VRB	<i>Vanadium Redox Battery</i>
VRFB	<i>Vanadium Redox Flow Battery</i>

SIMBOLOS Y UNIDADES

CA	Corriente alterna
DC	Corriente directa
GW	Gigavatios
GWh	Gigavatios hora
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
MBtu	Mega British Thermal Unit
MPa	Megapascales
MW	Megavatio
MWh	Megavatios hora
MUS\$	Millones de dólares americanos
W/L	Watt por litro
US\$	Dólares americanos

1 INTRODUCCIÓN

Últimamente se habla mucho sobre las energías alternativas, teniendo a la solar y eólica disputando la punta en la tabla de popularidad. Pero, más allá del impacto ambiental, ¿cómo afectan en nuestras vidas cotidianas estas nuevas tecnologías?

Una de las grandes diferencias entre las principales fuentes de Energía Renovables No Convencionales (ERNC) con respecto a las fuentes tradicionales es la intermitencia en la disponibilidad del recurso, resultando difícil determinar con precisión cuánta energía podría generarse en un periodo de tiempo dado. La gran penetración de las nuevas fuentes a la matriz energética mundial en conjunto con el detalle de la intermitencia y la inelasticidad de la demanda está obligando al mercado energético a un cambio de paradigmas, donde el enfoque de control pasa a estar sobre la demanda y no en la generación, exigiendo entonces adaptaciones para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico [1] [2].

Tradicionalmente, teniendo en cuenta centrales térmicas e inclusive hidroeléctricas, la planificación del abastecimiento eléctrico se ha basado en el control sobre la generación, adaptando la producción de energía a la demanda requerida. Con la penetración de fuentes intermitentes ésta práctica se encuentra bajo amenaza constante, ya que no se puede incidir sobre la disponibilidad del recurso primario cuando se trata de la irradiancia solar o la velocidad del viento, por ejemplo. Como agentes de integración entre la demanda imprevisible y la generación intermitente, los Sistemas de Almacenamiento de Energía, (ESS) por sus siglas en inglés, *Energy Storage System*, están ganando espacio e importancia en el escenario energético mundial.

Actualmente, en la literatura se observa una tendencia en estudiar baterías de flujo para aplicaciones estacionarias de gran porte. En estas baterías, el intercambio de iones (que proporciona flujo de corriente eléctrica) se produce a través una membrana, mientras dos líquidos circulan en tanques separados. Esta característica genera algunas ventajas sobre otros tipos de baterías para aplicaciones a la red. En este medio de investigaciones científicas y aplicaciones piloto, aún no se ha podido explorar todo el potencial de las baterías de flujo, existiendo varios estudios que aportan a la comprensión y mejora de esta tecnología de almacenamiento en diversos aspectos.

El almacenamiento de energía es uno de los pilares de los nuevos paradigmas en cuestiones de energía y sociedad [3], tanto para aplicaciones móviles como estacionarias de pequeño y gran porte. Los ESS permiten la integración de las nuevas fuentes de energía con características intermitentes e impulsan el desarrollo de las *Smart Cities* (ciudades inteligentes) al permitir mayor control sobre la gestión energética.

En el campo de aplicaciones estacionarias de gran porte, las principales tecnologías de almacenamiento (Bombeo hidráulico y Aire comprimido) están sujetas a restricciones geográficas y geológicas; sin embargo, existe un gran avance de las baterías electroquímicas, abriendo nuevas posibilidades, no solo de investigación y desarrollo sino también de aplicaciones concretas.

Actualmente la tecnología de baterías electroquímicas es liderada con gran ventaja por el Ion-Litio debido al avance tecnológico y la correspondiente caída de costos en las últimas décadas [4]. Por otro lado, en la literatura científica se encuentran evidencias de que para aplicaciones de gran porte las baterías de flujo poseen características que superan en mucho a los de Ion-Litio, justificando la inversión de grandes sumas de dinero destinadas a la investigación de este tipo de tecnología alrededor de todo el mundo, destacándose el uso del Vanadio como uno de los más prometedores elementos químicos, que al ser diluidos en ácido sulfúrico se utilizan para para construir Baterías de Flujo Redox de Vanadio, (VRFB) por sus siglas en inglés *Vanadium Redox Flow Battery*, o simplemente VRB.

A pesar de estos esfuerzos, aún no se ha logrado obtener modelos completos sobre el comportamiento y posible beneficio de baterías de flujo en conjunto con el sistema eléctrico interconectado, teniendo más bien, una gran cantidad de modelos independientes con aportes en cada campo que pudiera ser relevante para el completo entendimiento y aprovechamiento de esta tecnología.

En las publicaciones sobre VRB, se ha encontrado constantes actualizaciones sobre el estado del arte de la tecnología [5] [6] [7], la eficiencia global del sistema, mejoras en las membranas microporosas, diseño de los tanques de almacenamiento, estudio del formato de celdas, costos de inversión y mantenimiento por potencia y energía [8] [4], inclusive algunos estudios sobre arbitraje energético [9] [10], así como también enfoques de optimización mono o multiobjetivos utilizando algoritmos evolutivos, por ejemplo. Los trabajos [10] [11] [12] abordan el tema de almacenamiento en mercados energéticos bajo incertidumbre. El tópico abordado por estos tres últimos trabajos citados es uno de los menos explorados según la revisión de la literatura realizada. Siendo así, el presente trabajo busca contribuir con el estudio de las baterías de flujo de vanadio, generando un modelo para el análisis de arbitraje energético con un enfoque de mercado bajo incertidumbre, con la consideración de la flexibilidad de largo plazo de las baterías.

El objetivo general del presente trabajo consiste en:

Analizar el beneficio económico de un VRB de gran porte conectado a la red eléctrica utilizado para arbitrar energía en un escenario bajo incertidumbre, la flexibilidad de largo plazo de las baterías.

Para lograr dicho objetivo, se han trazado objetivos específicos como:

Desarrollar un modelo matemático capaz de simular el comportamiento de un ESS conectado a la red eléctrica para arbitraje energético, luego realizar un análisis financiero para determinar el valor presente neto esperado de un VRB para un caso de estudio bajo incertidumbre, como también evaluar la flexibilidad inherente a una inversión del tipo estudiado y poder determinar el valor de la opción de invertir en un VRB para un caso de estudio bajo incertidumbre, mediante el enfoque de opciones reales, y comparar el análisis tradicional de inversión por medio del Valor Presente Neto (VPN) con el análisis de la técnica de opciones reales.

El trabajo se estructura de la siguiente manera. En la sección 1 se presenta una introducción general sobre los temas a ser abordados en el trabajo, así como también los objetivos propuestos. La sección 2 presenta una revisión de la literatura con algunas definiciones consideradas relevantes para este trabajo. En la sección 3 se expone la metodología, las herramientas y técnicas utilizadas durante la investigación. Los resultados de un caso de estudio se analizan en la sección 4. Las conclusiones se realizan en la sección 5 y por último las recomendaciones en la sección 6.

2 REVISIÓN DE LITERATURA

2.1 Aplicaciones de ESS en la cadena de suministro de energía eléctrica

Siempre ha existido interés en el almacenamiento de energía, aún más con el avance de las fuentes renovables como la eólica y solar, a pesar de las inevitables incertidumbres debido a la naturaleza intermitente de dichas fuentes. Además, existe una tendencia a que las futuras redes eléctricas estén basadas en el concepto de Redes Eléctricas Inteligentes (*Smart Grids*), donde el almacenamiento de energía y gestión de la energía en todos los niveles serán de vital importancia.

La convicción de que el planeta no es inmune a las actividades del hombre y de que el desarrollo tecnológico podría tener consecuencias futuras, ha llevado a la Organización de las Naciones Unidas (ONU) a definir el concepto de Desarrollo Sostenible, descrito en el informe de Bruntland en 1987 como “*Desarrollo que satisface las necesidades de la generación presente, sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer sus propias necesidades*” [13]. En este sentido, la transición energética, iniciativa alemana, se ha esparcido alrededor de todo el globo como una de las principales respuestas a los retos producidos por el cambio climático, al agotamiento de los recursos naturales más accesibles y a la evolución de la demanda energética.

La transición energética se refiere a un reemplazo progresivo de las fuentes de energía agresivas con el medio ambiente, tales como las que provienen del carbón, gas y petróleo, por otras fuentes energéticas renovables y menos dañinas con el medio ambiente, tales como la eólica y solar, entre otras [14]. Pero la transición energética no sólo tiene que ver con las fuentes de generación, sino también con la eficiencia energética en toda la cadena de suministro de energía. Con la penetración de fuentes renovables y la generación distribuida, los sistemas eléctricos se están

transformando poco a poco en lo que se conoce como *Smart Grids*, en donde el gerenciamiento de energía adquiere vital importancia, ya que la electricidad puede fluir en ambos sentidos, no unilateralmente como en los sistemas tradicionales.

El acelerado aumento de fuentes de energías renovables siendo conectados a las redes eléctricas de todo el mundo, promueve el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía capaces de gestionar la variabilidad e intermitencia de dichas fuentes, sin generar inestabilidad al sistema [15].

Dugan [16] menciona que, en algunos lugares, como California en los Estados Unidos y Ontario en Canadá, están siendo particularmente audaces al introducir grandes cantidades de almacenamiento conectados a la red, proponiéndose como soluciones a los problemas operacionales y de confiabilidad de los sistemas eléctricos y anticipando problemas de suministro de energía. En el mismo artículo, se presenta una lista resumida de seis formas para simular el comportamiento de los ESS según la Comunidad de Almacenamiento de Energía de los Estados Unidos (CES), entre las cuales se encuentra el *Time Mode*, donde menciona la posibilidad de simular la carga y descarga del ESS a nivel constante en un cronograma programado.

Durante las últimas décadas se han llevado a cabo gran cantidad de estudios sobre los diferentes servicios que el almacenamiento de energía puede proporcionar a la red eléctrica. Todos coinciden en que los ESS pueden proporcionar servicios en distintos niveles y a diferentes beneficiarios; sin embargo, varían en la definición y clasificación de esos servicios, así como también en quienes serían los mayores beneficiados en cada aplicación.

A partir de diversos informes, entrevistas de expertos y análisis internos, los investigadores del Instituto Rocky Mountain (RMI) han listado trece servicios fundamentales que el almacenamiento de energía puede proporcionar a la red, conforme el grupo de partes interesadas que recibe la mayor parte del beneficio en la entrega de cada servicio [8].

Según esa clasificación, un primer grupo de las partes interesadas está compuesta por los Operadores Independientes de Sistemas (ISOs) y Organizaciones de Transmisión Regional (RTOs), en un segundo grupo se encuentran las empresas de servicios públicos (distribución y transmisión), quedando los usuarios finales en el

tercer grupo de partes interesadas. En los casos en que más de un grupo pueda beneficiarse de un mismo servicio, el hecho de segmentar los servicios en función de quien recibe (o monetiza) la mayor parte del valor ayuda a definir los servicios en sí. En las siguientes tablas se definen brevemente los trece servicios y cómo crean valor para cada grupo de partes interesadas.

En los mercados eléctricos liberalizados como también en los mercados verticalmente integrados, los ESS pueden proporcionar un conjunto de servicios auxiliares para beneficiar a los ISO/RTO o a la compañía responsable. Estos servicios que se diferencian entre sí principalmente por el periodo de tiempo en el cual son necesarios, se encuentran en la Tabla 1 (elaborada en base al informe del RMI) [8].

Tabla 1. Aplicaciones de ESS para ISO/RTO

	Servicio	Descripción
ISO / RTO	Arbitraje Energético	Comprar energía cuando el precio marginal local de la energía es bajo y vender cuando el precio marginal es más alto. En esta sección también pueden incluirse seguimiento de carga.
	Regulación de frecuencia	En la regulación de frecuencia, los ESS pueden contribuir al balance de flujos de potencia activa, respondiendo de forma inmediata y automática a variaciones en la frecuencia de la red.
	Reserva de energía	La reserva de energía que usualmente se mantiene en un 15% a 20% de la capacidad de generación instalada podría substituirse en algunos casos por ESS.
	Regulación de tensión	La regulación de tensión asegura un flujo continuo y confiable de electricidad en la red. El rango en que el voltaje en transmisión y distribución debe ser mantenido puede ser mantenido mediante la electrónica de potencia empleados en la conexión del almacenamiento con la red, que permiten gestionar de forma simultánea potencia activa y reactiva.
	Arranque en negro (Black Start)	Como respaldo en el proceso de recuperación de alguna estación de potencia en situaciones de caída crítica de generadores tradicionales.

En la Tabla 2 se detallan las aplicaciones para el área de servicios públicos, donde las actualizaciones en infraestructuras de distribución normalmente están impulsadas por eventos de demanda máxima que ocurren solo en unas pocas ocasiones bastante predecibles cada año. Las actualizaciones de transmisión, por otro

lado, son impulsadas por grandes nuevas solicitudes de interconexión o congestión de transmisión. En ambos casos el almacenamiento de energía se puede usar para postergar grandes inversiones en infraestructura de los sistemas de distribución y transmisión mediante. Otro conjunto de servicios que los ESS pueden ofrecer a este nivel y que son necesarios para cumplir con los requisitos diarios de picos del sistema, es alivio de congestión de la transmisión y adecuación de recursos.

Tabla 2 Aplicaciones de ESS para servicios públicos

	Servicio	Descripción
Servicios Públicos	Adecuación de recursos	Para minimizar la necesidad de generadores extras en horarios de punta de carga.
	Postergación de inversión en Distribución	Postergando, reduciendo o descartando la necesidad de inversiones de expansión del sistema de distribución.
	Transmisión	Inyectando energía en los momentos de congestión los ESS pueden controlar o minimizar los problemas de congestión de la red.
	Postergación de inversión en Transmisión	Postergando, reduciendo o descartando la necesidad de inversiones de expansión del sistema de transmisión.

Los servicios listados en la Tabla 3 brindan beneficios monetarios directos a los usuarios finales cuando el ESS se encuentra de su lado del medidor, pero también los otros dos grupos anteriormente citados son beneficiados, debido a que una carga más uniforme y con picos menos pronunciados es más fácil y menos costoso para administrar.

2.2 Tecnologías de almacenamiento

El almacenamiento por bombeo abarcó el 95% del almacenamiento de electricidad a gran escala a mediados de 2016, y el 72% de la capacidad de almacenamiento agregada en 2014. Sin embargo, el almacenamiento en batería se desarrolló con fuerza en 2014, con un aumento récord de 400 MW, más del doble de la capacidad instalada en 2013 [15].

El almacenamiento de energía en baterías a gran escala ha ganado importancia en el mercado eléctrico, liderado fuertemente por las baterías de iones de litio, pero con las baterías de flujo mostrándose prometedoras.

Tabla 3 Aplicaciones de ESS para usuario final

	Servicio	Descripción
Usuario Final	Control de cuenta	Disminuyendo la compra de energía en horarios de punta, se puede reducir la cuenta de energía.
	Autoconsumo	Aumentar la penetración de fuentes renovables intermitentes.
	Reducción de carga	Uniformizando el perfil de carga picos.
	Potencia de respaldo	En caso de falla de la red, el ESS puede fornecer energía por algunos segundos o varias horas.

2.2.1 Mecánico

a) Bombeo hidráulico (PHS)

El sistema de Almacenamiento por Bombeo Hidráulico, PHS (siglas del inglés *Pumped Hydro Storage*) es sin duda el más utilizado en todo el mundo actualmente. Estas centrales son ideales para lidiar con los cambios frecuentes entre la escasez y los excedentes de electricidad, ya que son capaces de absorber los excedentes producidos, además de ser aptos de brindar estabilidad a la red eléctrica debido a la rápida capacidad de respuesta ante repentinos cambios de carga.

El principio físico se basa en transformar energía eléctrica excedente de la red en energía potencial, bombeando agua de un reservorio en una cota inferior hasta un depósito ubicado a una altura superior. Cuando necesario, se libera el agua del depósito superior generando energía eléctrica mediante las turbinas hidroeléctricas ubicadas a una altura similar a la de la cota inferior [17]. Las plantas de bombeo hidráulico poseen larga vida útil alrededor de 50-60 años con eficiencia global hasta un 85% según EPRI [18], el mayor PHS posee una capacidad de 3GW/30GWh y se encuentra en Virginia, EE. UU.

El almacenamiento por bombeo hidráulico se ha utilizado desde la década de 1920, actualmente la capacidad instalada es aproximadamente 160 GW en todo el mundo, incluidos 31 GW en los EE.UU., 53 GW en Europa, 27 GW en Japón y 23 GW en China. Esto se traduce en aproximadamente 500 GWh que puede ser almacenado, representando casi el 95% del almacenamiento de electricidad a gran escala del mundo a mediados de 2016 [15]. En sus informes, *International Renewable Energy Agency* (IRENA) ha señalado que 96 TWh han sido utilizados a partir del almacenamiento por bombeo en el 2015 [19], mientras que la Agencia

Internacional de Energía (IEA) pronosticó en el 2016 que hasta el 2040 adicionarían 27GW [20] a la capacidad instalada de almacenamiento de energía mediante PHS.



Figura 1 Esquema de central de bombeo hidráulico (UNESA). [21]

Las restricciones geográficas y geológicas representan la principal barrera a esta tecnología madura, ya que se debe existir una diferencia de altura de por lo menos de 100 a 300 metros entre las cotas dependiendo de algunas condiciones [15] [17], además de la propia disponibilidad del agua y espacio suficiente para el almacenamiento. Otros factores que juegan en contra son elevado costo de inversión inicial, largo periodo de construcción, largo periodo de recuperación de la inversión, baja densidad energética (lo que implica grandes áreas necesarias) y el fuerte impacto socioambiental que puede llegar a ocasionar la construcción de nuevas instalaciones de bombeo.

b) Aire comprimido (CAES)

Este sistema de almacenamiento de energía conocido como *Compressed Air Energy Storage* (CAES), utiliza energía eléctrica de la red para activar un compresor e inyectar aire comprimido a alta presión en formaciones geológicas subterráneas o cierto tipo de minas que ya no están en explotación, generando nuevamente energía eléctrica cuando necesario, mediante una turbina de gas y el aire comprimido [17].

Los sistemas CAES funcionan bajo principios similares al de las turbinas de gas convencional, pero las fases de compresión y expansión, en lugar de simultáneas, están desacopladas.

Para cargar un CAES, el exceso de energía eléctrica activa un motor que impulsa una cadena de compresores para almacenar aire comprimido en un reservorio, que generalmente está compuesta por cavernas subterráneas (predominantemente cavernas de sal), típicamente a una presión de entre 4.0 megapascales (MPa) y 8.0 (MPa). Para descargar el sistema CAES, el aire comprimido se calienta y expande a través de una turbina de combustión generando energía eléctrica. A medida que el aire comprimido se libera del depósito (es decir, se expande), este se enfría, siendo necesario calentarlo para mejorar la calidad de potencia de la unidad generadora. Esto se logra mezclando aire comprimido con combustible (gas natural) en una cámara de combustión para impulsar el sistema de la turbina. A menudo, los gases de fuga de la combustión se recuperan para mejorar la eficiencia [19].

Aunque la tecnología CAES ha recibido mucha atención en los últimos años, hasta 2016 solo dos plantas de gran escala se han conectado a la red, una planta de 290 MW en Huntorf en Alemania con capacidad de 580 MWh de almacenamiento y una de 110MW/2860MWh en McIntosh, Alabama (Estados Unidos), ambos con eficiencia total alrededor del 50% [22] [23]. Cabe destacar que un proyecto CAES de 270MW fue cancelado después de años de planificación debido al riesgo financiero.

c) Volantes de inercia

Los volantes almacenan energía en forma de momento angular de una masa giratoria, llamada rotor. El trabajo realizado para hacer girar la masa se almacena en forma de energía cinética. El Sistema de Almacenamiento de Energía por Volantes de Inercia, en inglés *Flywheel Energy Storage System* (FESS), consiste en una masa giratoria alrededor de un eje fijo (es decir, el rotor del volante) que está conectado a una máquina eléctrica reversible actuando como motor durante la carga, al extraer electricidad de la red para incrementar la velocidad de rotación y durante la descarga como un generador mientras decae la velocidad de rotación [24].

Los FESS tienen capacidad de carga rápida, prolongado ciclo de vida sin degradación de la capacidad y alta densidad de potencia; sin embargo, la baja densidad energética y una tasa de autodescarga relativamente alta (alrededor del 15%). Debido a estas características los volantes de inercia se puede utilizar cuando se requiere almacenamiento a corto plazo, pero no son adecuados para aplicaciones de almacenamiento de mediano o largo plazo [15].

Hay varias instalaciones en funcionamiento en EE.UU., en donde existen varios volantes de inercia de 1.000 kW con energía para 15 minutos utilizados para regulación de frecuencia básicamente conectados a la red de transporte [17].

2.2.2 Electroquímico (Baterías)

Las baterías están basadas en principios electroquímicos, donde la corriente eléctrica es producida mediante la liberación de electrones en ciertas reacciones. Actualmente existe gran variedad con materiales utilizados para lograr diferentes tipos de baterías, con diferentes características, siendo algunas de las más representativas las de flujo de vanadio, ion litio, sodio-sulfuro y plomo-ácido [17].

a) Plomo ácido

Las baterías de plomo-ácido están compuestas por dos tipos de electrodos de plomo que se encuentran en forma de sulfato de plomo II (PbSO_4) si el sistema está descargado, los cuales se encuentran incrustados en una matriz de plomo metálico (Pb). El electrolito es una disolución de ácido sulfúrico en agua [25].

Las baterías de plomo-ácido son las más maduras y disponibles comercialmente a nivel mundial, logrando un bajo coste de inversión y alta confiabilidad, pero la baja densidad energética supone un gran peso, además la capacidad de descarga depende de carga admisible por cada batería y se requieren complejos requisitos de mantenimiento. Actualmente se ha conseguido paliar algunas de las limitaciones de esta tecnología con el objetivo de aplicarlas para la integración de energías renovables en el sistema eléctrico. Pueden alcanzar un rendimiento del 90% con un estado de carga del 20% [18].

b) Litio-Ion

En los últimos dos años, la tecnología de la batería Iones de Litio (Li-Ion) se ha destacado entre las demás formas de almacenamiento de energía, alcanzando un gran desarrollo tecnológico y posicionándose como líder en el mercado de baterías para productos electrónicos y vehículos eléctricos. Se estima que en el 2015, 1,5 GWh se han almacenado en baterías, de las cuales un tercio corresponderían a las baterías Li-Ion [15].

Impulsado por el mercado de vehículos eléctricos y de productos electrónicos, los costos de la batería de Li-Ion han disminuido en 66% en entre 2000 y 2015, se espera que estos costos continúen bajando hasta 2025 [19].

Una celda de batería de ion de litio contiene dos materiales reactivos capaces de experimentar una reacción química de transferencia de electrones. Para lograr la reacción, los materiales se contactan entre sí eléctricamente, ya sea directamente o a través de un cable, debiendo ser capaz de intercambiar iones cargados para mantener neutralidad de la carga total a medida que se transfieren los electrones [24].

Muchas veces a los ESS de Li-ion se los menciona como un grupo homogéneo, estando esto lejos de la realidad. Las diversas combinaciones de materiales producen características únicas de rendimiento, costo y seguridad. La elección química a menudo se relaciona con el deseo de optimizar el ESS para cumplir con diversos objetivos de rendimiento u operacionales, y tales consideraciones pueden llevar a una selección diferente de materiales de electrodos (o electrolitos). Por ejemplo, algunos ESS de Li-ion pueden diseñarse para aplicaciones donde se requiere alta potencia o alta densidad de energía, mientras que para otras aplicaciones, la meta es una vida útil prolongada o el costo de capital más bajo posible [19].

Las baterías de Li-Ion intercambian iones de litio entre el ánodo y el cátodo. Generalmente el cátodo está formado por un óxido de metal de litio (LiMEO_2), mientras que el ánodo suele ser de grafito, níquel o cobalto. El óxido de cobalto de litio (LiCoO_2) es una combinación de materiales que presenta una densidad de energía significativamente más alta en comparación con otros tipos de Li-ion, aunque

presenta desventajas tales como una corta vida útil, tasas de carga limitadas y una estabilidad térmica moderada [19].

Como grupo, las baterías de iones de litio tienen la ventaja de una alta energía específica, así como una alta densidad de energía y potencia en relación con otras tecnologías de baterías. También exhiben una alta velocidad y alta capacidad de descarga de energía, excelente eficiencia global, vida útil relativamente larga y una baja tasa de autodescarga [19].

Los problemas relacionados con la estabilidad térmica y la seguridad de las baterías Li-ion se relacionan con las reacciones químicas que liberan oxígeno cuando los cátodos de óxido de metal de litio se sobrecalientan. Esta "fuga térmica" puede causar humo y liberación de gases, pudiendo provocar incluso el incendio de la celda. Si bien este es un riesgo inherente de las baterías de iones de litio, este fenómeno puede ser provocado por influencias externas, como las condiciones de calor externo, carga de alta corriente, sobrecarga o descarga profunda. Por lo tanto, los sistemas de almacenamiento de Li-ion necesitan procesos integrados de gestión y monitoreo térmico [19].

A medida que el costo de los ESS de Li-ion disminuye, se están convirtiendo cada vez más en una opción económica para aplicaciones estacionarias y su presencia en ese segmento está aumentando.

La organización regional de transmisión PJM de los Estados Unidos, emplea un ESS de 32MW/8MWh conectado a la red, en conjunto al parque eólico Laurel Mountain de 98 MW en West Virginia. La planta es responsable de la regulación de frecuencia y estabilidad de la red en el mercado PJM, así como del arbitraje, cuando se puso en marcha en 2011, fue el sistema de almacenamiento de energía por baterías de iones de litio más grande del mundo [15].

Toshiba ha instalado a principios de 2015 un sistema de 40MW/20MWh en la subestación Nishi-Sendai, Japón. En estados Unidos se ha instalado en Escondido (California) un sistema de Li-Ion con 30MW/120MWh. En Alemania, la primera de seis unidades de ion de litio planificadas de 15 MW de STEAG en un programa de 90 MW de 100 millones de euros se inauguró en junio de 2016 [15].

En mayo de 2015, Tesla anunció una unidad de almacenamiento de batería doméstica de 7 o 10 kWh para almacenar electricidad a partir de fuentes renovables, utilizando baterías de iones de litio similares a las de los automóviles Tesla. El sistema *Powerwall* se vendía a los instaladores a \$ 3000 por una unidad de 7 kWh o \$ 3500 por 10 kWh, aunque la última opción se interrumpió rápidamente y la primera se redujo a 6,4 kWh de almacenamiento y 3,3 kW de potencia. Si bien esto es claramente a escala doméstica, si se lo utiliza ampliamente, tendrá implicaciones en la red [15].

c) Sodio-sulfuro

Los materiales activos en este tipo de baterías son el azufre fundido como cátodo y el sodio fundido como ánodo. Un material cerámico en estado sólido que sirve de electrolito, a través de éste pasan únicamente los iones de sodio con carga positiva [18]. Poseen buena densidad energética, autodescarga prácticamente nula. Una de las principales limitaciones se encuentra en el hecho de que necesita operar a temperaturas muy altas (por encima de los 300°), lo que requiere de sistemas de calentamiento y aislantes térmicos, mientras la eficiencia se encuentra entre el 80 y 90% [25].

d) Otras baterías

Existe gran cantidad de baterías electroquímicas que no fueron abordados, algunos de ellos son Níquel-Cadmio (NiCd), Níquel – hidruro metálico, sodio cloruro de Níquel (ZEBRA), Metal-Aire, etc.

e) Baterías de Flujo

Una batería de flujo es aquella en la que el electrolito fluye a través de una celda electroquímica responsable de convertir la energía química en electricidad gracias a las reacciones de reducción-oxidación que se producen, por lo cual también se conocen como baterías REDOX, o por sus siglas (RFB) debido a la nomenclatura en inglés *Redox Flow Battery*. El electrolito se carga y descarga en pequeñas cámaras de reacción llamadas celdas electroquímicas. Varias de estas células están alineadas en serie (formando pilas o *stack*), lo que aumenta la potencia de la batería. La energía se almacena mediante iones cargados que se encuentran en dos tanques de electrolitos separados, de forma que uno de ellos contiene electrolito para las

reacciones de electrodo positivo y el otro para las reacciones de electrodo negativo, un esquema simplificado es mostrado en la Figura 2. Es posible aumentar la capacidad de almacenamiento aumentando el tamaño de los tanques de almacenamiento de electrolitos. Estas baterías se recargan rápidamente sustituyendo el electrolito o revertiendo la reacción redox (invirtiendo el sentido del flujo). Por lo tanto, la capacidad energética del sistema está determinada por el tamaño de los tanques y la potencia por el tamaño del stack, siendo ambos parámetros independientes y escalables. Algunas de las tecnologías de fabricación de las celdas de flujo en desarrollo son: Zinc-Bromuro (ZnBr), Vanadio (VRB); Zinc-Aire, entre otros [26].

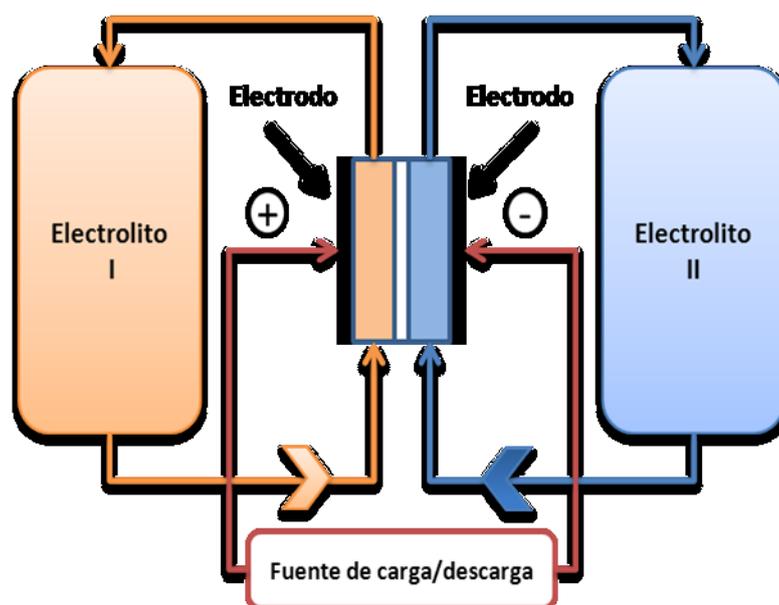


Figura 2. Esquema simple de Batería de Flujo [27]

La de vanadio, esquematizada en la Figura 3, es una de las más desarrolladas y difundidas actualmente entre las baterías de flujo, debido a ciertas ventajas para algunas aplicaciones.

Una característica importante del vanadio, poseer múltiples estados de oxidación (valencia), posibilita la utilización de este metal dúctil diluido en ácido sulfúrico para su empleo como pares redox, en el electrodo negativo se encuentra el par V^{2+}/V^{3+} y en el positivo el par V^{4+}/V^{5+} . La química redox del vanadio tiene dos importantes ventajas en relación con químicos utilizados en otras baterías de flujo.

1. En el estado descargado, los electrolitos positivos y negativos son esencialmente los mismos. Esto significa que la migración de iones de un electrolito a otro a través de la membrana no causa contaminación. Los iones en los dos electrolitos se encuentran en diferentes estados de valencia cuando los electrolitos se cargan, y la mezcla podría causar auto-descarga, por esta razón, aún se requiere una membrana de intercambio iónico entre las dos células.
2. Los electrolitos basados en haluros utilizados en otras tecnologías de baterías de flujo tienen el potencial de liberar vapores tóxicos o corrosivos durante la carga o descarga. El electrolito basado en ácido sulfúrico utilizado en las baterías redox de vanadio no presenta esta característica.

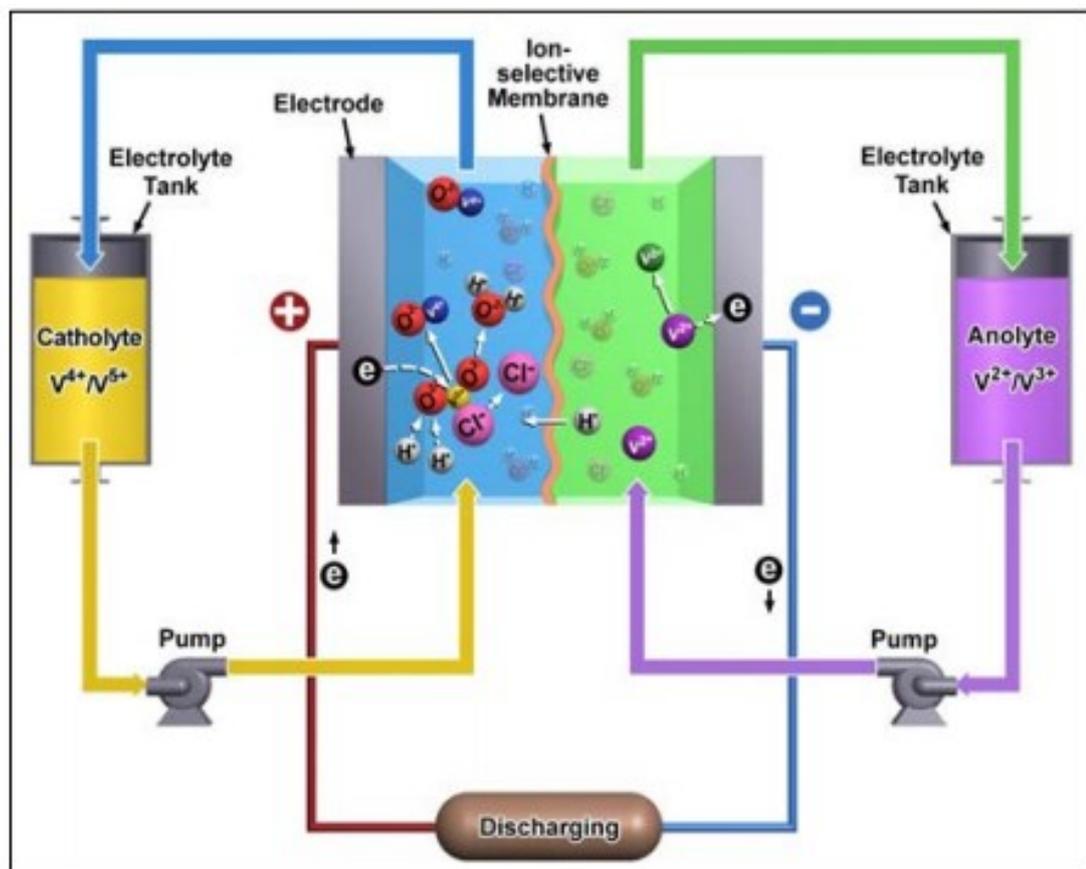


Figura 3. Esquema de VRB [18]

Las principales desventajas de estas baterías son la relativa baja densidad de energía por volumen y la complejidad del sistema en comparación con las baterías convencionales. La baja densidad implica la necesidad de más celdas (tensión de

celda de 1,2 V) para obtener la misma potencia que otras baterías [28]. El hecho de tener que circular grandes volúmenes de electrolito con bombas limita la aplicación de estos sistemas en el sector transporte, además del sistema eléctrico y de control son complejos y costosos.

El trabajo realizado por Gong afirma que la eficiencia del VRB no aumenta con la disminución del Estado de Carga (SOC) [12], es decir, el estado de carga de VRB no afecta en la eficiencia energética del sistema. Esta conclusión permite realizar simulaciones con eficiencia constante independientemente del estado de carga de las baterías. Por otro lado, en el mismo trabajo, Gong confirma una relación proporcional entre la eficiencia y la potencia instalada del VRB.

Si bien la mayoría de los sistemas comerciales instalados tienen una eficiencia que rondan el 75% a 80%, en la literatura se encuentran referencias para sistemas con eficiencias alrededor del 90%, o hasta 95% al cambiar la configuración de la celda planar por una tubular [29].

Con seguridad, uno de los mayores obstáculos que debe superar el VRB para poder ingresar al mercado competitivo es el alto capital inicial necesario. Los costos reales para la producción de VRB son difíciles de determinar, ya que existe gran variación de dichos costos en distintas fuentes a través de las últimas décadas. En el 2007 EPRI, al realizar un análisis meticuloso de las características y costos de la tecnología emergente, estimó que un sistema VRB con capacidad de inyectar 10MW a la red por 4h consecutivas tendría un costo aproximado de 35 MUS\$ [5], proyectando que para el 2013 el mismo sistema podría obtenerse por 20 MUS\$, marcando una gran reducción de los costos de esta tecnología de almacenamiento. En una investigación más reciente, para un sistema similar se estimó que el costo estaría alrededor de los 11,5 MUS\$ en el 2014 [8].

Debido al gran potencial de aplicación de las baterías de flujo para aplicaciones estacionarias de gran porte, numerosos estudios se realizan para evaluar posibles mejoras en el rendimiento, disminución de costos, mejora de la densidad energética, entre otros.

Sun analiza la performance de baterías de flujo redox no acuosos con el objetivo de mejorar la densidad energética del sistema y aumentar la diferencia de

potencial entre los pares redox [30]. Según el estudio, el solvente acuoso sigue siendo mejor que el no acuoso, pero la búsqueda por mejores materiales es continua.

2.2.3 Eléctrica

a) Super capacitores (supercondensadores)

Las características más importantes de los supercondensadores son su largo ciclo de vida (más de 10^5 ciclos, y la alta eficiencia de ciclo, 84-97%. Sin embargo, la tasa diaria de autodescarga de supercondensadores es alta, del 5-40%, y el costo de capital también es alto, superior a 6000 US\$/kWh [31]. Por lo tanto, los supercondensadores son adecuados para aplicaciones de almacenamiento a corto plazo, pero no para almacenamiento eléctrico a gran escala y a largo plazo.

b) Super conductores

Un sistema típico de SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*) se compone de tres componentes principales que incluyen: una unidad de bobina superconductora, un subsistema de acondicionamiento de potencia y un subsistema de refrigeración y vacío. El sistema SMES almacena energía eléctrica en el campo magnético generado por la Corriente Directa (DC) en la bobina superconductora que se ha refrigerado criogénicamente a una temperatura inferior a su temperatura crítica superconductora. En general, cuando la corriente pasa a través de una bobina, la energía eléctrica se disipará como calor debido a la resistencia del cable; sin embargo, si la bobina está hecha de un material superconductor, como mercurio o vanadio, bajo su estado superconductor (normalmente a una temperatura muy baja), se produce una resistencia cero y la energía eléctrica se puede almacenar casi sin pérdidas. Un material superconductor de uso común es el Niobio-Titanio, que tiene una temperatura crítica superconductora de 9,2 K. En la fase de descarga, el sistema SMES puede liberar la energía eléctrica almacenada al sistema de corriente alterna (CA), mediante un módulo de convertidor de potencia conectado. La magnitud de la energía almacenada está determinada por la auto inductancia de la bobina y la corriente que fluye a través de ella [31].

Las características de SMES incluyen densidad de potencia relativamente alta (hasta 4000 W/L), tiempo de respuesta rápido (nivel de milisegundo), tiempo de descarga completo muy rápido (menos de 1 min), alta eficiencia de ciclo (95-98%) y

larga vida útil (hasta 30 años). A diferencia de las baterías recargables, los dispositivos SMES son capaces de descargar cerca de la totalidad de la energía almacenada con poca degradación después de miles de ciclos completos. Los inconvenientes son que tienen un alto costo de capital (hasta 10.000 US\$/kWh, 7200 US\$/kW), alta autodescarga diaria (10-15%) y un impacto ambiental negativo debido al fuerte campo magnético.

2.2.4 Termoquímica

Las centrales termosolares aprovechan la energía del sol para producir calor, necesitando sustancias adecuadas para almacenar el calor (en temperaturas extremadamente altas) y transferirse de nuevo en el proceso de generación de energía cuando sea necesario. La incorporación de un novedoso sistema de almacenamiento térmico en sales fundidas permite la producción de electricidad en ausencia de radiación solar. El calor recogido por las sales (capaces de alcanzar temperaturas superiores a los 500°) sirve para generar vapor y, con él, producir energía eléctrica. El excedente de calor acumulado durante las horas de insolación se almacena en el tanque de sales calientes [32].

Otro método es por medio de fotosíntesis artificial. El principio básico detrás del método implica el uso de la energía del sol para dividir el agua en sus partes constituyentes, almacenando hidrógeno para ser utilizado como un combustible y liberando oxígeno a la atmósfera.

2.2.5 Química

a) Almacenamiento de hidrógeno y pila de combustible

En general, la generación de electricidad mediante el uso de pilas de combustible es más silenciosa, produce menos contaminación y es más eficiente que el método de combustión de combustibles fósiles. Otras características incluyen escalamiento fácil (potencial de 1kW a cientos de MW) y diseño compacto. Los sistemas de pilas de combustible combinados con la producción y el almacenamiento de hidrógeno pueden proporcionar energía estacionaria o distribuida (energía eléctrica primaria, calefacción/refrigeración o energía de respaldo) y energía de transporte (potencialmente reemplazando combustibles fósiles para vehículos).

Cuando se utiliza el hidrógeno almacenado para la generación de electricidad, se adopta la celda de combustible (también llamada unidad de energía regenerativa). En Noruega se introdujo la primera prueba del mundo de escala de servicios públicos de un sistema de energía renovable autónomo integrado con almacenamiento de hidrógeno y celdas de combustible, que transmitía energía con la calidad requerida y una calidad firme e inquebrantable [25] [31].

2.2.6 Térmica

Un sistema de almacenamiento térmico normalmente consiste en un tanque o reservorio para almacenamiento de algún fluido, un sistema de refrigeración, bombas y controles. Almacenamiento de energía en aire líquido (*Liquid air energy storage* - LAES) es un ejemplo de este tipo de tecnología, el cual almacena aire líquido en tanques criogenizados, ya que al calentar dicho aire éste se expande, liberando la energía retenida, produciendo energía eléctrica por medio de una turbina a gas [17].

2.2.7 Observaciones finales sobre almacenamiento

El almacenamiento de energía para aplicaciones estacionarias a gran escala conectadas a la red ha ganado mucho espacio en los centros de investigación en la última década, impulsado en parte por el desarrollo de las baterías para aplicaciones móviles y portátiles liderado por el rápido avance de la tecnología de Iones de Litio y, por otro lado, la tendencia mundial de transición energética, teniendo en la mira las redes eléctricas del futuro, más integradas, con fuerte penetración de fuentes renovables y control de la demanda.

Actualmente, cerca del 95% de la energía almacenada para aplicaciones a la red, se encuentran bajo la tecnología de bombeo hidráulico. Esta tecnología ya madura ha tenido poca oscilación en los costos involucrados, y sin duda es una de las mejores opciones para aplicaciones estacionarias de gran escala. Uno de los inconvenientes es que para su implementación se requieren ciertos requisitos geográficos y geológicos no disponibles en cualquier lugar, además del impacto socioambiental que pueda generar en el lugar de instalación y el alto costo de inversión inicial.

Las baterías, por otro lado, son de fácil implementación independientemente de las condiciones del entorno; sin embargo, la capacidad de almacenamiento es mucho menor. En este sentido, las baterías de flujo de vanadio (VRB) se muestran como unas de las más prometedoras y ha experimentado grandes mejoras en la última década, ya empezando a entrar al mercado con más fuerza.

Se espera, por lo tanto, un despliegue importante de la tecnología VRB para aplicaciones estacionarias en todo el mundo, con tendencia a que el precio continúe bajando debido al desarrollo y la economía de escala, contribuyendo con la flexibilidad de las redes eléctricas de todo el globo.

2.3 Flujo Optimo de Potencia

El modelo de Flujo Optimo de Potencia (OPF) es ampliamente utilizado en muchos mercados mayoristas basados en el *pool* de energía para determinar el despacho de energía de cada generador, basados en las informaciones de demanda, características de las líneas de transmisión y oferta de los generadores. Normalmente este cálculo está a cargo del agente administrador del mercado y generalmente el objetivo que se busca maximizar (optimizar) es el beneficio social al minimizar el costo de operación del sistema eléctrico en caso de que la demanda sea inelástica. Esta operación puede ser descripta matemáticamente por las ecuaciones a seguir:

$$\min \left[\sum_m \sum_i C_i(P_i^m) \right] \quad (1)$$

$$s. t. \begin{cases} \sum_i P_i^m - \sum_d P_d^m - \sum_l F_l^m - P_{DE}^m = 0 \\ P_i^{min} \leq P_i^m \leq P_i^{max} \\ F_l^{min} \leq F_l \leq F_l^{max} \end{cases} \quad (2)$$

Cada barra (nodo) de la red está representado por la letra m , la letra i representa cada generador del sistema, mientras que la letra d representa a la demanda. De esta forma, C_i representa la curva de oferta de costos de cada agente generador i , P_d^m y P_i^m simbolizan, respectivamente, la potencia demandada por cada agente consumidor d y la potencia generada por cada agente generador i , que está dada por los límites de generación mínima P_i^{min} y máxima P_i^{max} para cada agente i .

El flujo de potencia F_l en cada línea de transmisión l está limitada por las restricciones F_l^{min} y F_l^{max} . La desconexión de carga está representada por P_{DE}^m .

En situaciones en las que la capacidad instalada en el sistema es insuficiente para suplir la demanda en un nodo específico, la carga se reduce y administrativamente se activa un Costo de Energía No Suministrada (CENS) o por sus silgas en inglés, VOLL. En esta formulación, las restricciones de reserva operacional no son consideradas.

2.4 Valor Presente Neto

Un método tradicional estándar para la consideración del valor temporal del dinero a la hora de evaluar elegir entre los diferentes proyectos de inversión disponibles a largo plazo es el Valor Presente Neto (VPN), también llamado de Valor Actual Neto (VAN).

Este método está basado sobre la hipótesis de que el dinero no tiene el mismo valor con el pasar del tiempo. El cálculo del VPN permite calcular el valor en el tiempo presente de una serie temporal de flujos de efectivo futuros descontados mediante una tasa de actualización, que puede representar el costo de oportunidad. Si el VPN calculado es positivo, significa que la inversión genera valor, es decir, es rentable y se recomienda la inversión.

La tasa de descuento k_i puede variar anualmente para un flujo de fondos FF_j hasta un horizonte de N años y según [33] puede ser representada por la expresión:

$$VPN = \sum_{j=0}^N \left(\frac{FF_j}{\prod_{i=0}^j (1 + k_i)} \right) \quad (3)$$

En caso de que se considere una única tasa de descuento k , la expresión anterior se simplifica obteniéndose:

$$VPN = \sum_{j=0}^N \left(\frac{FF_j}{(1 + k)^j} \right) \quad (4)$$

Si una inversión inicial I_o se realiza en el año cero y el flujo de fondos a partir del año uno, la expresión puede escribirse de la siguiente manera:

$$VPN = \left[\sum_{j=1}^N \left(\frac{FF_j}{(1+k)^j} \right) \right] - I_0 \quad (5)$$

Cuando no se considera incertidumbre, este método indica un valor estático, sin embargo, en situaciones reales, es muy difícil determinar flujos de fondos futuros determinísticos, por lo que es muy común recurrir a otras técnicas complementares para el análisis bajo incertidumbre.

Si se desea observar el efecto en el VPN ante la variación de una única variable importante en una situación *ceteris paribus* (permaneciendo el resto constante), un análisis de sensibilidad sobre la variable en cuestión puede ser suficiente. Esta técnica es muy utilizada cuando se desea conocer los valores extremos de inversión.

Un análisis de escenario puede contribuir en el análisis de una combinación de variables en ciertas condiciones, teniendo en cuenta el análisis de sensibilidad en cada una de las variables, así como también la relación entre ellas. Sin embargo, se puede simular una cantidad limitada de escenarios y se requiere mucho conocimiento sobre la evolución de las variables involucradas.

El método de simulación Monte Carlo permite considerar la mayoría de las combinaciones posibles entre las variables, valiéndose de su principal característica, la aleatoriedad. Esta técnica consiste en simular cientos o miles de experimentos a partir de una situación inicial y unas reglas.

El procedimiento consiste en formular un modelo matemático capaz de describir el del sistema de interés considerado. Seguidamente se simula una cantidad de veces suficiente hasta que los valores obtenidos tiendan a un resultado dentro de un valor especificado de tolerancia, según las condiciones de los procesos estocásticos que gobiernan las variables independientes del sistema. Por último, se estima los parámetros e indicadores de interés, a partir de la muestra obtenida. Por lo general este tipo se simulaciones requiere gran cantidad de simulaciones para conseguir resultados satisfactorios.

Los tres métodos descriptos en los párrafos anteriores son muy útiles para identificar e inclusive cuantificar el riesgo de una inversión y en conjunto con la

técnica de VPN determinar si se espera que una inversión sea rentable o no, es decir, si tiene un Valor Presente Neto Esperado (VPNE) positivo, se recomienda invertir.

2.5 Inversiones bajo incertidumbre

En el análisis y decisión para cualquier naturaleza de inversión, suelen encontrarse tres características comunes e importantes. La primera de ella es la irreversibilidad parcial o total de la inversión, ya que muy difícilmente se pueda recuperar la totalidad de la inversión inicial en caso de que no se desee continuar con ella. La segunda característica es la incertidumbre en los retornos esperados por la inversión relacionada con los riesgos involucrados. Por último, la decisión del momento de inversión también es muy importante, ya que la opción de inversión no siempre está disponible, pero puede ser posible diferir la decisión hasta un momento futuro en donde se cuente con más información [34]. En base a una combinación de estas tres características se pueden tomar decisiones óptimas de inversión en un determinado proyecto.

La planificación de expansión de los sistemas eléctricos de potencia se depara constantemente con las tres características citadas y, por lo tanto, un proceso de decisión eficiente se trata sobre el manejo de las incertidumbres y entendimiento de la relación entre riesgo y oportunidad con el fin de lograr una inversión en el momento adecuado.

Consecuentemente, estrategias flexibles que logren aprovechar oportunidades y reducir o limitar posibles pérdidas según la evolución de las variables del mercado poseen un gran valor. Siendo así, evaluar la flexibilidad que los ESS adicionan al sistema, permitiendo no solo la penetración de fuentes de energía intermitentes sino también la postergación de inversiones mayores en infraestructuras de generación, transmisión o distribución para la expansión de las redes eléctricas puede resultar en una buena estrategia de inversión.

Sin embargo, expresar la flexibilidad en términos económicos no es una tarea sencilla, requiriendo herramientas avanzadas de valoración. En este contexto, la técnica de Opciones Reales (RO) presenta un marco de trabajo, basado en la teoría de opciones financieras, capaz de valorar inversiones bajo incertidumbre.

2.6 Flexibilidad y Opciones Reales

2.6.1 Flexibilidad

La teoría de VPN está basada en la importante hipótesis de que solo existe la posibilidad de invertir o no invertir al principio del análisis, sin considerar acciones futuras por parte del inversor, mientras que, en realidad, la mayoría de las inversiones el inversionista tiene la posibilidad de adaptar sus decisiones a las condiciones variables del mercado, sea para capturar ganancias, limitar pérdidas, o inclusive cambiar de estrategia.

En condiciones de baja incertidumbre, el enfoque tradicional de VPN presenta buen rendimiento, sin embargo, este método no toma en cuenta la flexibilidad innata de ciertas inversiones o proyectos. En casos donde la valoración por VPN pueda resultar ineficiente debido a grandes incertidumbres involucradas, el método de Opciones Reales (RO) se muestra como una de las alternativas más prometedoras para el análisis, ya que toma en consideración los riesgos y el valor de la flexibilidad para tomar decisiones condicionadas a la revelación de información [1] [2] [33].

Los proyectos reales normalmente presentan un conjunto de opciones que pueden interactuar entre sí, haciéndolos complicados de analizar, de esta misma manera, los modelos de RO suelen presentar mayor complejidad que las opciones financieras. La técnica de Valoración por Opciones Reales (ROV) proporciona un marco bien fundado para evaluar las inversiones en condiciones de incertidumbre, basado en la teoría de opciones financieras.

La noción de Opciones Reales es simple y directa, basada en cuantificar la creación de valor generada por la flexibilidad intrínseca de una inversión, proporcionando una base adecuada para la decisión estratégica de inversión.

El concepto de RO extiende el enfoque tradicional del VPN estático, adicionando el valor inherente asociado a la flexibilidad de la inversión, convirtiendo de esta manera en VPN flexible.

$$VPN_{Flexible} = VPN_{Estático} + Valor\ de\ Flexibilidad \quad (6)$$

Por ser siempre positivo, el valor de la flexibilidad adiciona valor al proyecto o inversión. Este valor agregado es el concepto clave del enfoque por opciones reales.

2.6.2 *Least Square Monte Carlo* (Mínimos Cuadrados Monte Carlo)

En este contexto, Longstaff [34] propuso el método *Least Square Monte Carlo* (LSM) para evaluar las opciones financieras americanas, basado en simulación estocástica, mientras que Gamba [35] hizo una extensión del método al descomponer múltiples opciones reales complejas en conjuntos jerárquicos de opciones individuales. El método LSM se basa en la simulación de Monte Carlo que determina el tiempo de detención óptimo en el proceso de toma de decisión mediante el uso de regresión lineal de mínimos cuadrados, con la característica de ser una herramienta intuitiva y flexible.

Blanco [33] ha demostrado la aplicabilidad de ROV por LSM para la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos de potencia, evaluando la inversión de FACTs y, Buzarquis [36] ha trabajado con la misma metodología en conjunto con algoritmos evolutivos, analizando aplicaciones para la red de distribución, considerando la flexibilidad inherente de la Generación Distribuida (GD).

El valor de una opción americana, con la variable de estado X_τ , pago $\Pi(\tau, X_\tau)$, donde Π es una función de beneficio conocida, y que se puede ejercer desde t hasta el vencimiento T , es igual a:

$$F(t, X_t) = \max_{\tau} \{ E_t^* [\Pi(\tau, X_\tau) \cdot (1 + \rho)^{-(\tau-t)}] \} \quad (7)$$

donde τ es el tiempo de parada óptimo ($\tau \in [t, T_h]$) y el operador $E_t^*[\cdot]$ representa la expectativa condicional sobre conjunto de información disponible en t . El factor de descuento entre cualesquiera dos períodos es $df = (1 + \rho)^{-1}$, donde ρ es la tasa de descuento de riesgo ajustada.

El enfoque LSM propone un algoritmo de simulación de Monte Carlo para estimar el valor de la opción establecida en la ecuación anterior. Esta ecuación puede expresarse en tiempo discreto dividiendo el tiempo de maduración T en N intervalos discretos. Luego, la evolución del activo subyacente genera mediante técnicas de

simulación de Monte Carlo siguiendo las Ω trayectorias. Con respecto a esa opción solo se puede ejercer en tiempos discretos, en el intervalo $[0, T]$.

La política de parada óptima, a lo largo de la trayectoria ω , puede obtenerse aplicando el principio de optimalidad de Bellman: "*Una política óptima tiene la propiedad de que, independientemente de la acción inicial, las elecciones restantes constituyen una política óptima con respecto al subproblema comenzando en el estado que resulta de la acción inicial*" [37]. Esta afirmación puede expresarse matemáticamente de la siguiente manera:

$$F(t_n, X_{t_n}) = \max_{\tau} \{ \Pi(\tau_n, X_{t_n}), E_{t_n}^* [F(t_{n+1}, X_{t_{n+1}})] \cdot df \} \quad (8)$$

Expresando el valor de continuación por:

$$\Phi(t_n, X_{t_n}) = E_{t_n}^* [F(t_{n+1}, X_{t_{n+1}})] \cdot df \quad (9)$$

Con

$$\Phi(T, X_T) = 0 \quad (10)$$

Se encuentra el tiempo de parada óptimo en cada realización $(\tau(\omega))$, comenzando en T y retrocediendo, y aplicando la siguiente regla:

$$\text{Si } \Phi(t_n, X_{t_n}(\omega)) \leq \Pi(t_n, X_{t_n}) \quad \text{entonces} \quad \tau(\omega) = t_n \quad (11)$$

Al vencimiento, las opciones ya no están disponibles. Por lo tanto, el valor de continuación es igual a cero, $\Phi(T, X_T) = 0$, consecuentemente, la inversión se realiza mientras el retorno sea positivo. Antes del tiempo de vencimiento T en cualquier tiempo t_n , el titular de la opción debe comparar el pago del ejercicio inmediato de la opción $(\Pi(t_n, X_{t_n}))$, con el valor de continuación $(\Phi(t_n, X_{t_n}(\omega)))$. Cuando la regla de decisión es positiva, el tiempo de parada es actualizado $(\tau(\omega) = t_n)$. Finalmente, el valor de la opción es calculado como el promedio de los valores de toda la muestra.

$$F(0, x) = \frac{1}{\Omega} \sum_{\omega=1}^{\Omega} \Pi(\tau(\omega), X_{\tau(\omega)}) \cdot (1 + \rho)^{-\tau(\omega)} \quad (12)$$

Entonces, el problema se reduce a encontrar el valor de continuación esperado en (t, X_t) para aplicar la regla de decisión. En este punto, el LSM hace su contribución principal; este método calcula el valor de continuación para todas las etapas de tiempo previas mediante la regresión de los valores de las opciones futuras descontadas en una combinación lineal de formas funcionales de las variables de estado actuales. Considerando que las formas funcionales no son evidentes, la implementación más común del método es la potencia simple de las variables de estado (monomio) [34] [35] [38].

Siguiendo la notación de [39], al definir L_j con $j = 1, 2, \dots, J$ como la base ortonormal de la variable de estado X_t utilizada como regresores para explicar el valor presente de la realización ω actual, la regresión de mínimos cuadrados es equivalente para resolver el siguiente problema de optimización:

$$\min_{\varphi} \sum_{\omega}^{\Omega} \left[\Pi(t+1, X_{t+1}(\omega)) \cdot df - \sum_j^J \varphi_j L_j(X_t(\omega)) \right]^2 \quad (13)$$

Entonces, los coeficientes óptimos φ^* resultantes de resolver la ecuación anterior son utilizados para estimar el valor de continuación esperado $\Phi^*(t, X_t(\omega))$ aplicando la siguiente expresión:

$$\Phi^*(t, X_t(\omega)) = \sum_j^J \varphi_j^* L_j(X_t(\omega)) \quad (14)$$

Trabajando hacia atrás hasta $t = 0$, se puede determinar la política de decisión óptima en cada camino, eligiendo la mayor entre el valor de ejercicio inmediato y el valor de esperado de continuación.

La Figura 4 representa el proceso descrito para una opción individual de diferir la inversión por dos periodos.

Al existir interacción entre opciones, de la extensión del método LSM presentado por Gamba [35], se pueden valorar opciones independientes, compuestas y mutuamente excluyentes.

ejecución del resto. Ejemplos clásicos de ese tipo de opciones son las opciones de expansión y abandono. Por lo tanto, el problema se amplía para encontrar la opción óptima y la detención óptima. En consecuencia, el control es una variable bidimensional (τ, ζ) , donde τ es un tiempo de parada en $[t, Th]$ y $\zeta \in \{1, 2, \dots, H\}$. El valor de la cartera de opciones, compuesta por H opciones mutuamente excluyentes, es:

$$G(t, X_t) = \max_{(\tau, \zeta)} E_{t_n}^* [F_\zeta(\tau, X_\tau)]. df \quad (17)$$

La ecuación de Bellman de una cartera de opciones mutuamente excluyentes está dada por:

$$G_h(t_n, X_{t_n}) = \max \{F_1(t_n, X_{t_n}), \dots, F_H(t_n, X_{t_n}); \dots; E_{t_n}^* [G_{h+1}(t_{n+1}, X_{t_{n+1}})]\}. df \quad (18)$$

Cada $F_h(t_n, X_{t_n})$ y el valor de continuación (Φ_n) se estiman mediante el enfoque LSM expuesto anteriormente.

2.6.3 Opciones Reales para ESS

El método de opciones reales tiene diversas aplicaciones en la industria eléctrica; sin embargo, todavía son pocos los artículos que tratan sobre almacenamiento de energía.

Los principales trabajos encontrados se han realizado para el mercado alemán, debido probablemente al fuerte incentivo para la integración de renovables y la disponibilidad de datos. Muche [41] presentó un modelo de simulación basado en RO para evaluar inversiones PHS, considerando la opción de cambiar el modo de operación de acuerdo a la evolución de las variables. Reuter et al. [42] utiliza ROV para evaluar y comparar entre los beneficios de una inversión en un parque eólico conectado con un PHS y un parque eólico estándar (sin almacenamiento), teniendo la opción de diferir. El trabajo lleva en consideración la intermitencia del viento y la variabilidad de precios de la energía. Los resultados mostraron que se necesitaría un precio especial muy alto para el arbitraje con ESS o un fuerte subsidio por parte de los gobiernos. Kroniger [43] analiza la opción de postergar la inversión y la opción de cambiar de estrategia para maximizar el beneficio de un ESS de hidrogeno en el mercado alemán. Mas recientemente, Locatelli [44] analiza las tecnologías de PHS y

CAES para el arbitraje energético en el mercado británico, teniendo en cuenta las opciones de diferir la inversión, construir el ESS y la opción de diferir la construcción. En todos los trabajos citados la valoración por RO ha tenido un mejor desempeño que el VPN clásico, enfatizando que la consideración de opciones flexibles es favorable para la inversión. Por otro lado, en todos los trabajos sugieren como trabajos futuros la introducción de nuevas opciones y consideración de variables de mercado estocástico.

3 METODOLOGÍA

A partir de la revisión de la literatura los modelos necesarios para el análisis de arbitraje de energía en la red eléctrica han sido elaborados. Primeramente, es necesario tener un modelo matemático del sistema eléctrico de potencia (red eléctrica). Luego se desarrolla un modelo capaz de reproducir el comportamiento estocástico de las variables de mercado en un plazo determinado para el análisis. Seguidamente, el ESS debe ser representado también por un modelo matemático adaptado al modelo de mercado, capaz de integrarse a la red. Una vez que se cuente con las informaciones en un modelo integrado, se procede al cálculo del despacho de energía y determinación de los precios nodales, es decir, se calcula el OPF para cada escenario de interés simulado. En la última etapa se realiza el análisis financiero, construyendo el flujo de caja para obtener el VPN y se evalúa la flexibilidad de la inversión mediante ROV, el proceso metodológico se resume en la Figura 5.

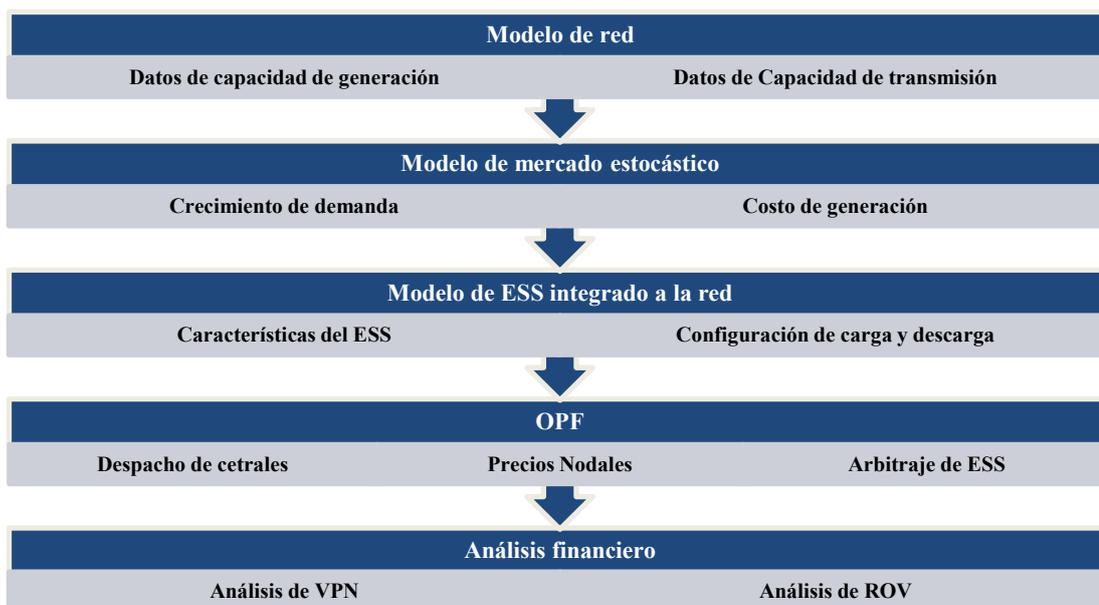


Figura 5. Esquema de metodología

3.1 Modelo de red y mercado eléctrico bajo incertidumbre

El presente trabajo busca evaluar el beneficio económico que pueda ser alcanzado mediante la compra y venta de energía (arbitraje energético), por lo cual es necesario un modelo del mercado eléctrico en el cual se reflejen las acciones de los agentes de dicho mercado y estimar los costos relacionados a la comercialización de la energía. La incertidumbre del mercado eléctrico puede ser simulado utilizando el método de Monte Carlo, modelando las principales variables mediante procesos estocásticos adecuados.

3.1.1 Demanda

La demanda de potencia es uno de los factores principales en la planificación energética y en el análisis de inversiones en el sector. Normalmente se considera que el usuario mantendrá el consumo eléctrico independientemente a la variación del precio de la energía, siendo común modelar la demanda con características inelásticas. Sin embargo, si el precio de la energía supera el costo incurrido por ser desconectado, es decir, si el CENS (VOLL) es activado, el usuario optará por no consumir la energía [45].

El crecimiento de la demanda es estocástico por naturaleza, siendo así, un modelo consistente del crecimiento de la demanda debe estar compuesto por patrones determinísticos y estocásticos. Evitando una complejidad desnecesaria, este comportamiento puede ser representado por una fluctuación sobre una tasa de base de crecimiento anual.

Comúnmente se asume que la fluctuación aleatoria alrededor de los valores esperados para la tasa de crecimiento anual tiene un comportamiento gaussiano, siguiendo el proceso generalizado de Wiener, el cual se formula de la siguiente manera:

$$dw = \varepsilon\sqrt{dt} \quad (19)$$

Donde la variación en la variable dw durante un corto periodo de tiempo Δt está definida por el producto de una variable aleatoria y de la raíz cuadrada de la extensión del periodo. La variable ε tiene un comportamiento gaussiano con valor

esperado (media) cero y varianza 1. El proceso de Wiener puede ser clasificado como una forma particular del proceso de Markov [46], esto quiere decir que es un proceso estocástico en el cual los valores de dw para dos intervalos diferentes de tiempo son independientes entre sí.

Entonces, el modelo estocástico de la tasa de crecimiento de la demanda puede ser representado por el proceso de Movimiento Browniano generalizado, según la siguiente expresión:

$$dR_{j,i}(t) = \mu_{R_i} \cdot dt + \sigma_{R_i} \cdot dw \quad (20)$$

De este modo, el valor promedio incondicional de la tasa de crecimiento de la demanda en la barra i , en el instante t es μ_{R_i} . La desviación incondicional estándar estimada para ese periodo está dada por σ_{R_i} , mientras que dw es la variable del proceso de Wiener.

Las fluctuaciones de la demanda a corto plazo, tales como las causadas por condiciones climáticas, son irrelevantes para el análisis de inversiones a largo plazo en sistemas de potencia, por lo tanto, es admisible asumir ciertas hipótesis para simplificar el análisis y facilitar cálculos. En este contexto, posibilidad es agrupar la demanda en curvas de duración de carga y discretizarla en bloques. Para este trabajo se ha considera tres bloques de demanda (bajo, medio y pico), asumiendo el tiempo de duración fijo para cada bloque durante el periodo de evaluación. La evolución de la demanda en cada barra del sistema eléctrico es modelada como una función de la tasa de crecimiento estocástico.

La existencia de una correlación entre las zonas geográficas del sistema interconectado puede afectar el comportamiento de la demanda, siendo entonces necesario considerarlo también en el modelo.

De esta manera, la tasa de crecimiento es modelada como un proceso estocástico multivariable incluyendo la correlación geográfica entre las barras del sistema [45], expuesto a seguir:

$$dR^j(t) = \mu_{R^j}(t) \cdot dt + \Theta \cdot dW \quad ; \quad R^j(t) = \begin{bmatrix} R_{1,p}^j(t) & R_{1,m}^j(t) & R_{1,l}^j(t) \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ R_{n,p}^j(t) & R_{n,m}^j(t) & R_{n,l}^j(t) \end{bmatrix} \quad (21)$$

Donde $R^j(t)$ es el vector de tasas de crecimiento estocástico en el tiempo t en la simulación j , $R_{n,p}^j(t)$, $R_{n,m}^j(t)$ y $R_{n,l}^j(t)$ representan a las tasas de crecimiento pico, medio y baja respectivamente en el n –ésimo instante t de la simulación j y $\mu_{Rj}(t)$ representa a la volatilidad en el tiempo t . El vector del proceso de Wiener en el instante t de la j –ésima simulación está representada por dW . Una matriz triangular inferior Θ satisface $Y = \Theta \cdot \Theta^T$, donde Y está dada por una matriz de covarianza $Y = \Psi \cdot \Gamma \cdot \Psi^T$. Ψ es la matriz diagonal de varianzas, con $\Psi(i, i) = \sigma^2(i)$ (la varianza de la zona i), y Γ la matriz de correlaciones entre áreas, con $\Gamma(i, j) = \rho_{i,j}$ (las correlaciones entre las zonas i y j).

3.1.2 Generación

La incertidumbre en el costo de generación de centrales térmicas mantiene una fuerte relación con la fluctuación del precio del combustible que utilizan dichas centrales como fuente primaria de energía. Para estos casos, una forma apropiada de representar la incertidumbre de los precios de combustibles es mediante el proceso estocástico de reversión de la media [47], mostrada en la siguiente ecuación.

$$dp_F(t) = \alpha(\bar{p}_F - p_F(t)) + \sigma^{p^F} \cdot dW \quad (22)$$

Donde α es la velocidad de reversión a la media, σ^{p^F} es la volatilidad de los precios de los combustibles utilizados por las centrales térmicas y \bar{p}_F es el precio promedio de los combustibles p_F .

Además de los costos de combustibles, las unidades de generación térmica normalmente incluyen costos de arranque, comúnmente relacionado con el precio del combustible mediante la función de entrada-salida de la unidad generadora $\left(IO \left[\frac{MBtu}{h} \right] \right)$, según la expresión a seguir [46]:

$$C(q(t), p_F(t)) = (a_0 + a_1 \cdot q(t) + a_2 \cdot q(t)^2) \cdot p_F(t) \quad (23)$$

$$C(q(t), p_F(t)) = IO(q(t)) \cdot p_F(t) \quad (24)$$

Donde $C(q(t), p_F(t))$ es el costo de generación al nivel de producción $q(t)$ [MW] al precio $p_F(t)$ del combustible.

Durante el trabajo se asume la hipótesis de competencia perfecta del mercado eléctrico en el cual los generadores ofrecen su producto (energía) a sus respectivos costos marginales, siendo despachados por orden de mérito económico siempre y cuando no existan restricciones técnicas.

3.2 Modelo ESS

Debido a las diversas ventajas de los VRB sobre los demás tipos de baterías, para aplicaciones estacionarias a gran escala, para el modelo del ESS se toma como referencia, las características de esta tecnología.

En vista de la complejidad que conlleva un análisis completo sobre la integración de ESS con los sistemas interconectados de electricidad es necesario adoptar algunas hipótesis que puedan limitar y simplificar el trabajo en cuestión.

La primera gran hipótesis se refiere a la diferencia de precios en función del periodo de carga. La existencia de diferencia en los precios entre el periodo de baja y alta demanda es lo que permite la posibilidad de arbitraje, aprovechando la diferencia entre precios.

Como segunda gran hipótesis, se adopta un funcionamiento programado para el ESS. Esto permite que el sistema pueda cargarse y descargarse según un cronograma establecido, no siendo utilizado para el seguimiento de picos de consumo. De esta manera, el ESS se estará cargando diariamente hasta alcanzar la máxima capacidad de almacenamiento, permitiendo entonces disponer de la totalidad de la capacidad de almacenamiento de energía para la inyección diaria a la red con la máxima potencia de descarga ESS_d .

Aunque la capacidad de almacenamiento de energía pueda ser dimensionada de manera independiente a la capacidad de potencia en los ESS VRB, no es recomendable almacenar mayor cantidad de energía de la que pueda inyectar en el periodo de punta t_p , ya que lo que se busca es maximizar el beneficio en función del arbitraje energético. Por este motivo, calculamos la capacidad de almacenamiento ESS_{max} en función de la máxima potencia de descarga ESS_d y de la eficiencia η entre carga y descarga.

$$ESS_{max} = \eta * ESS_d * t_p \quad (25)$$

La eficiencia está dada por la relación entre la cantidad de energía que el ESS es capaz de inyectar en horas pico y la cantidad de energía que el ESS debe comprar en horas de baja demanda.

$$\eta = \frac{Wh \text{ discharge}}{Wh \text{ charge}} \quad (26)$$

El estado de carga (SOC) de una batería también puede ser representado por la profundidad de descarga ρ . Existe una cantidad mínima de energía que la batería debe mantener para garantizar el funcionamiento correcto. La relación entre cantidad mínima de energía ESS_{min} y la capacidad de almacenamiento ESS_{max} en función de la profundidad de descarga máxima ρ_{max} se muestra en la ecuación 33.

$$ESS_{min} = (1 - \rho_{max}) * ESS_{max} \quad (27)$$

La potencia de carga ESS_c requerida diariamente por el ESS durante horas de baja demanda será la diferencia entre ESS_{max} y ESS_{min} durante el tiempo del periodo de baja demanda t_b .

$$ESS_c = \frac{ESS_{max} - ESS_{min}}{t_b} = \frac{\rho_{max} * E_{max}}{t_b} \quad (28)$$

Algunos fabricantes de VRB aseguran que sus productos pueden llegar a una profundidad de descarga del 100% y permanecer largos periodos descargados, sin afectar negativamente a la eficiencia del ESS [48] [49].

El beneficio B alcanzado por el inversor se determina mediante la diferencia entre el costo Cc incurrido para la carga de la batería en horario de baja demanda y los ingresos Iv obtenidos por la venta de energía a la red en horario de demanda pico, deduciendo también el costo $Copm$ de operación y mantenimiento.

$$B = Iv - Cc - Copm \quad (29)$$

Donde el ingreso por venta de energía está determinado por el tiempo t_p en periodo de demanda pico que el ESS está inyectando una potencia ESS_d a la red cuando el precio de la energía es PE_p . El costo incurrido para cargar la batería está dado por el precio de la energía PE_b al cual se contrata una potencia ESS_c durante el tiempo t_b de baja demanda. El costo de operación y mantenimiento para un sistema

ESS VRB según [10] puede ser estimado con un costo de 0.0016 US\$/kWh por cada kWh entregado a la red.

$$Iv = PE_p * ESS_d * t_p \quad (30)$$

$$Cc = PE_b * ESS_c * t_b \quad (31)$$

3.3 OPF bajo incertidumbre

Para el flujo de potencia de un sistema interconectado, se toma en consideración la capacidad, disponibilidad y costo de generación de las centrales, la demanda discretizada por barra, en función a cada periodo de carga analizado y las restricciones a las que se encuentra sujeta la red, buscando minimizar los costos de operación de todo el sistema.

Utilizando el método de Monte Carlo y los modelos matemáticos construidos, se realiza el cálculo del OPF en cada simulación de Monte Carlo, determinando el despacho de cada central y los precios nodales en cada realización.

El paquete auxiliar del software MATLAB, llamado MATPOWER en su versión 6.1 es utilizado en el proceso de análisis de OPF en CA, con el fin de estimar los costos de generación y comercialización de energía en cada escenario analizado.

3.4 Evaluación Financiera

En esta sección se desarrolla el análisis financiero del flujo de caja estocástico definido en las secciones anteriores. Este flujo de fondos estocástico está compuesto por la variación del beneficio alcanzado mediante el arbitraje energético utilizando una batería de flujo de vanadio. Si alguna opción estratégica propia de la inversión puede ser considerada, el valor generado por esa flexibilidad debe ser adicionado al valor presente para estimar el valor final de la inversión.

Esta sección está compuesta por dos bloques, correspondientes al análisis del VPNE y del ROV respectivamente.

3.4.1 VPNE

Implementando la simulación Monte Carlo y en el cálculo de OPF del sistema interconectado, se determina el ingreso para cada realización a lo largo del

horizonte de inversión, así como también los costos incurridos para la compra de energía y operación del sistema. Por lo tanto, el flujo de caja estocástico de la inversión está definido por esos flujos de fondos y el costo de inversión inicial para la compra e instalación del ESS.

Para determinar la rentabilidad mediante el $VPN(B)$ estático, el beneficio B_i de cada año i durante los N años del horizonte de análisis es descontado por medio de una tasa de descuento r para obtener el valor presente del beneficio $VP(B)$ y se resta el costo de inversión inicial C_{inv} .

$$VP(B) = \sum_i^N \frac{B_i}{(1+r)^i} \quad (32)$$

$$VPN(B) = \left[\sum_i^N \frac{B_i}{(1+r)^i} \right] - C_{inv} \quad (33)$$

Generalizando, el valor presente $VP(B)_{s,\omega,t_n}$ al año t_n para cada realización ω de la simulación Monte Carlo, ejecutando la estrategia s de inversión, se obtiene descontando el beneficio $B_{t,\omega}^s$ del año t por medio de una tasa de descuento anual r constante para todos los M años del horizonte análisis de la inversión.

$$VP(B)_{s,\omega,t_n} = \sum_{t=t_n}^M \frac{B_{t,\omega}^s}{(1+r)^t} \quad (34)$$

Deduciendo la inversión inicial C_{inv,s,t_n} de la estrategia s realizada en el año t_n y especificando el beneficio $B_{t,\omega}^s$ según el ingreso por venta de energía ($Iv_{t,\omega}^s$), el costo por la compra de energía ($Cc_{t,\omega}^s$) y el costo de operación y mantenimiento ($Copm_{t,\omega}^s$) para cada realización ω de la estrategia s al año t , se puede escribir el $VPN(B)_{s,\omega,t_n}$ siguiendo la siguiente expresión.

$$VPN(B)_{s,\omega,t_n} = \sum_{t=t_n}^M \left(\frac{Iv_{t,\omega}^s - Cc_{t,\omega}^s - Copm_{t,\omega}^s}{(1+r)^t} \right) - C_{inv,s,t_n,\omega} \quad (35)$$

Finalmente, el Valor Presente Neto Esperado $\mathbb{E}[VPN(B)_{s,\omega,t_n}]$ puede ser obtenido calculando un promedio aritmético, es decir, dividiendo la suma total de los $VPN(B)_{s,\omega,t_n}$ por la cantidad Ω de realizaciones de Monte Carlos realizadas

$$\mathbb{E}[VPN(B)_{s,\omega,t_n}] = \sum_{\omega=1}^{\Omega} \frac{1}{\Omega} (VPN(B)_{s,\omega,t_n}) \quad (36)$$

3.4.2 ROV

Al momento de tomar una decisión, es importante conocer los posibles efectos que esa decisión pueda ocasionar en el futuro, sin embargo, ésta puede ser afectada justamente por la incertidumbre de no saber cuáles condiciones se presentarán.

Como se ha enfatizado anteriormente, un aspecto de este futuro incierto es la posibilidad de gestionar opciones estratégicas con el objetivo de captar nuevas oportunidades o limitar posibles pérdidas, por lo que esas opciones deben reflejarse en el abanico de opciones al momento de la decisión [37].

Los valores presentes son considerados como activos subyacentes de la Valuación de Opciones Reales. El flujo de fondos de una estrategia de inversión dada está compuesto por la combinación de dos flujos de fondos fundamentales, representando la instalación del ESS en dos barras distintas del sistema interconectado. Es importante recalcar que las estrategias de inversión posibles, así como su respectivo valor intrínseco, han sido exhaustivamente evaluados, es decir, todas las posibles combinaciones de opciones de flexibilidad disponibles son valuados. Además, en todos los casos, el ESS empieza a operar un año después de la inversión inicial.

Para ilustrar el procedimiento de valoración propuesto, se considera la alternativa de invertir en la instalación de un ESS VRB en una barra específica de la red eléctrica. La oportunidad de inversión permanece abierta por M años. Las opciones mutuamente excluyentes disponibles una vez realizada la inversión son:

- Relocalizar a una barra distinta,
- Abandonar la inversión o,
- Abandonar habiendo relocalizado.

El mapa de opciones de una inversión en ESS se encuentra ilustrado en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** El diagrama muestra las o

pciones disponibles una vez que se realiza la inversión. Se debe aclarar que la opción de diferir está presente en cada etapa de toma de decisión, y su ejecución representa la postergación de todas las demás opciones disponibles de un periodo al siguiente.

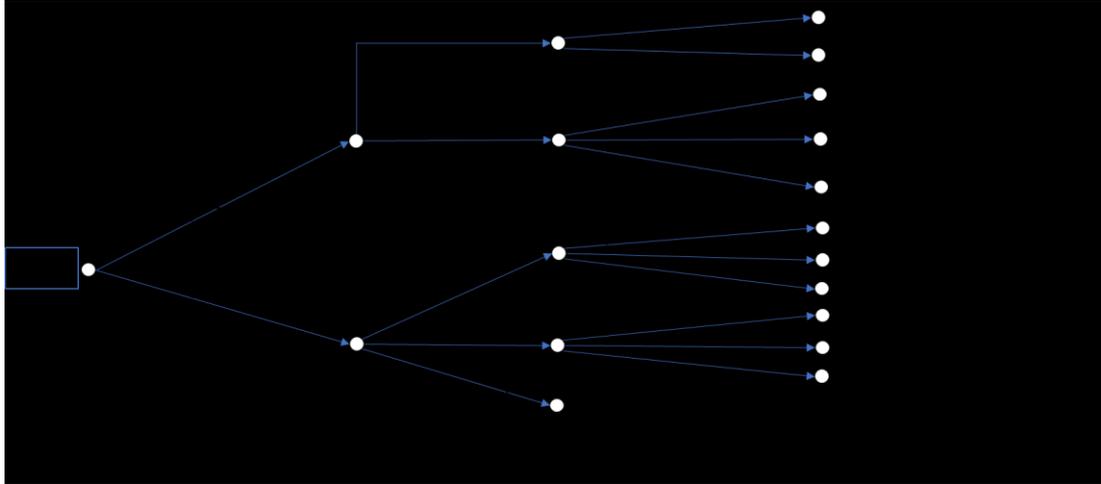


Figura 6. Mapa de Opciones

La evaluación de la opción de invertir en el ESS está dada por la ecuación de Belman expresada de la siguiente manera:

$$V_{ESS}(t_n, X_{t_n}) = \max \left\{ \begin{array}{l} \Pi_{ESS}(t_n, X_{t_n}) + \max(V_R(t_{n+1}, X_{t_{n+1}}); V_A(t_{n+1}, X_{t_{n+1}})) \cdot df; \\ \mathbb{E}_{t_n}^*[V_{ESS}(t_{n+1}, X_{t_{n+1}})] \cdot df \end{array} \right\} \quad (37)$$

Donde

$V_{ESS}(t_n, X_{t_n})$: Valor de la opción de invertir en el ESS en el año t_n

$\Pi_{ESS}(t_n, X_{t_n})$: Beneficio de invertir en el ESS en el año t_n

$V_R(t_{n+1}, X_{t_{n+1}})$: Valor de la opción de relocalizar el ESS en el año t_{n+1}

$V_A(t_{n+1}, X_{t_{n+1}})$: Valor de la opción de abandonar el ESS en el año t_{n+1}

$\mathbb{E}_{t_n}^*[V_{ESS}(t_{n+1}, X_{t_{n+1}})]$: Valor Esperado de la opción de invertir en el ESS en el año

Expandiendo:

$$V_R(t_n, X_{t_n}) = \max \left\{ \begin{array}{l} \Pi_R^n(t_n, X_{t_n}(\omega)) + V_{AR}(t_{n+1}, X_{t_{n+1}}) \cdot df; \\ \mathbb{E}_{t_n}^*[V_R(t_{n+1}, X_{t_{n+1}})] \cdot df \end{array} \right\} \quad (38)$$

$$V_A(t_n, X_{t_n}) = \max \left\{ \begin{array}{l} \Pi_A^n(t_n, X_{t_n}(\omega)); \\ \mathbb{E}_{t_n}^*[V_A(t_{n+1}, X_{t_{n+1}})].df \end{array} \right\} \quad (39)$$

$$V_{AR}(t_n, X_{t_n}) = \max \left\{ \begin{array}{l} \Pi_A^n(t_n, X_{t_n}(\omega)); \\ \mathbb{E}_{t_n}^*[V_{AR}(t_{n+1}, X_{t_{n+1}})].df \end{array} \right\} \quad (40)$$

El retorno en los casos de inversión está dado por:

$$\Pi_{ESS}^n(t_n, X_{t_n}(\omega)) = VP(B)_{s,\omega,t_n} - Cinv_{s,t_n,\omega} \quad (41)$$

Donde $Cinv_{s,t_n,\omega}$ es el costo de inversión en la estrategia s en el año t_n . Por otro lado, el retorno en los casos de relocalización y abandono están dadas respectivamente por:

$$\Pi_R^n(t_n, X_{t_n}(\omega)) = VP(B_{R,\omega,t_n}) - C_{R,t_n,\omega} \quad (42)$$

$$\Pi_A^n(t_n, X_{t_n}(\omega)) = V_{V,t_n,\omega} - VP(B)_{s,\omega,t_n} \quad (43)$$

Donde $C_{R,t_n,\omega}$ es el costo de relocalización y $V_{V,t_n,\omega}$ es el valor de reventa del ESS en el año t_n .

Aplicando el procedimiento explicado en la sección 2, el valor de cada opción es calculado. Por consiguiente, la estrategia de inversión óptima es aquella que posee el mayor valor. Es importante destacar que la política de decisión óptima obtenida con el enfoque LSM no es un valor determinístico. En realidad, existe una política óptima para cada desarrollo simulado, por lo tanto, es posible determinar una función de densidad de probabilidad de estos.

4 RESULTADOS Y DISCUSIONES

La metodología descrita anteriormente puede ser aplicada para cualquier sistema eléctrico interconectado en el cual se desea evaluar la viabilidad de inversión de un sistema ESS para arbitraje energético según las hipótesis adoptadas. Para poder aplicar el análisis, el modelo exige datos de entrada referente a todo el sistema, tales como cantidad, capacidad, ubicación y restricciones de los agentes generadores, la demanda en cada barra durante cada periodo, características de las líneas de transmisión, especificaciones del sistema de almacenamiento, datos económicos, entre otros.

Sin pérdida de generalidad, el análisis sobre un caso de estudio sencillo permite la comprensión de la metodología y visualización de resultados esperados, así como también análisis de sensibilidad.

4.1 Datos de Caso de Estudio

Un sistema eléctrico interconectado conformado por 3 áreas operativas se encuentra representado por las 3 barras (nodos) en la Figura 7. Cada área cuenta con una central de generación eléctrica térmica que utiliza combustible fósil como fuente primaria de energía, representadas por G1, G2 y G3 respectivamente. La demanda eléctrica representada en la figura por las letras D1, D2 y D3 correspondiente a cada barra, tiene un crecimiento estocástico. Se analiza la posibilidad de conectar un ESS VRB en la barra 1 del sistema.

Las características específicas de cada central implican costos de generación diferentes, lo que se traduce en coeficientes distintos. La potencia instalada de cada central, así como los coeficientes relacionados al costo de generación se detallan en la Tabla 4.

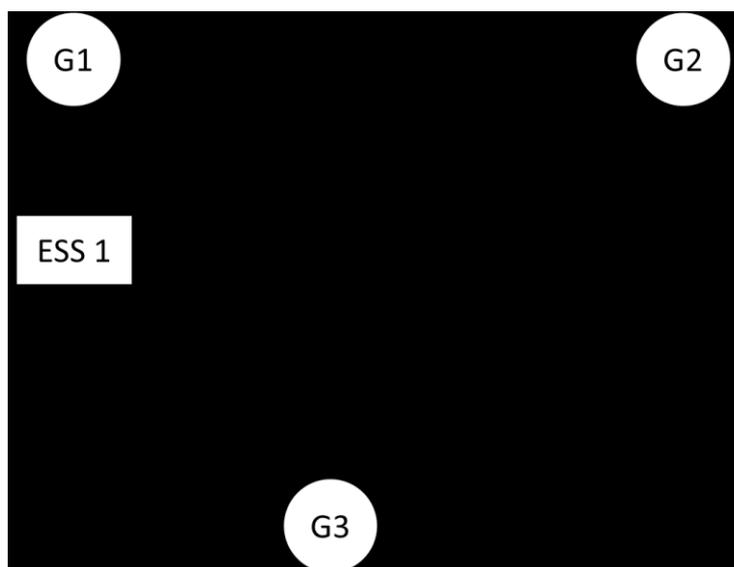


Figura 7. Caso de Estudio. Sistema de tres barras.

Tabla 4. Datos de Generación

GENERACION				
Bus	Pmax [MW]	a ₂	a ₁	a ₀
1	500	0,01	10	180
2	200	0,02	20	120
3	400	0,055	55	270

Para el comportamiento estocástico de los combustibles utilizados por las centrales, modelados según el proceso de reversión a la media, se considera el costo promedio del combustible igual a 2 [US\$/MW], factor de reversión a la media de 65% y desvío de la tasa de crecimiento del costo de 16,7%, los valores de estos parámetros han sido adoptados de la tesis doctoral de Blanco [47] que, a su vez está basado en datos históricos y pronósticos.

Se considera una tasa base de crecimiento de la demanda del 2% con una desviación estándar del 0,5%, con las siguientes matrices de correlación:

$$\Theta_{baja} = \begin{bmatrix} 1 & 0,3 & 0,7 \\ 0,3 & 1 & 0,8 \\ 0,7 & 0,8 & 1 \end{bmatrix} = \Theta_{media} ; \Theta_{pico} = \begin{bmatrix} 1 & 0,4 & 0,2 \\ 0,4 & 1 & 0,55 \\ 0,2 & 0,55 & 1 \end{bmatrix} \quad (44)$$

La demanda de un día típico para cada estación del año (primavera, verano, otoño invierno) se representa en la Tabla 5, detallando la potencia requerida en 3 periodos de carga (baja, media y pico) para cada barra.

Tabla 5. Datos de la Demanda

DEMANDA				
Estación	Bus	Baja [MW]	Media [MW]	Pico [MW]
Primavera	1	75	100	130
	2	100	150	190
	3	150	200	290
	total	325	450	610
Verano	1	140	170	215
	2	190	230	280
	3	220	300	410
	total	550	700	905
Otoño	1	75	85	100
	2	100	145	190
	3	150	200	290
	total	325	430	580
Invierno	1	115	150	200
	2	160	195	245
	3	195	250	360
	total	470	595	805

Las líneas de transmisión poseen capacidad suficiente para soportar cualquier despacho de potencia del sistema, de manera que no influyen en la formación de los precios nodales.

La distribución horaria de los periodos se divide para las cuatro estaciones de la misma manera, siendo 10h (diez horas) de demanda baja, 10h (diez horas) de demanda media y las 4h (cuatro horas) restantes corresponden al horario de demanda pico. Esto significa que el ESS tiene 10h disponibles para realizar la carga (durante el periodo de demanda baja) y 4h para realizar la descarga de energía inyectándolo a la red (durante el periodo de demanda pico). Debido al mayor tiempo disponible para

realizar la carga de batería, la potencia demandada de la red será menor que la potencia inyectada a la red.

Se analiza la posibilidad de conectar un ESS VRB con capacidad de 10MW para inyectar energía durante el periodo de punta en la barra 1. El ESS tiene una eficiencia de ciclo completo del 80% y permite una profundidad máxima de descarga del 100%.

4.2 Costo de inversión inicial

Determinar el costo de inversión inicial para un ESS VRB de 10MW no es sencillo, ya que hasta la fecha no han sido construidos sistemas con esa capacidad, por lo tanto, los valores a los que se pueden acceder son proyecciones realizadas por empresas o trabajos científicos, existiendo gran diferencia entre las fuentes consultadas. Para el caso de estudio se ha tomado como referencia 3 investigaciones, adoptando el promedio entre estas. En el 2007, EPRI realizó un profundo estudio sobre las baterías de vanadio, incluyendo los costos de cada componente de un ESS VRB y proyecciones futuras.

En el informe publicado, indican que un sistema de 10MW de potencia con capacidad para operar por 4h estaría costando en el 2006 entre 30 y 38 MUS\$, mientras que en 2013 un sistema similar se lograría por aproximadamente 20 a 25 MUS\$ [5]. Recientemente, en China se ha logrado grandes avances en el sector de VRB, liderando el desarrollo y la investigación de esta tecnología en los últimos años. En 2015, Guannan He, de la *Tsinghua University*, en un estudio sobre arbitraje energético con un VRB de 1MW/4MWh, ha utilizado una tabla con costos de inversión inicial actuales y para el corto plazo a futuro [10], según el cual un sistema con 10MW/50MWh podría obtenerse por aproximadamente 13,5 MUS\$. Más recientemente, según los datos colectados por Schmidt [4] y publicado en la revista *Nature Energy*, un sistema con las características del caso de estudio de este trabajo estaría costando alrededor de 11,5 MUS\$. Realizando una proyección de los costos se puede promediar para 2017 un costo de inversión inicial de 11,3 MUS\$. La comparación de precios se puede apreciar en la Figura 8. El costo estimado de operación y mantenimiento anual para un sistema de 10MW/50MWh es de \$29.200 anual.

En todos los cálculos donde se requiera, la tasa de descuento utilizada es de 10%, utilizada en el trabajo por ser un valor ampliamente aceptado en la literatura como tasa mínima de retorno requerida para una inversión rentable.

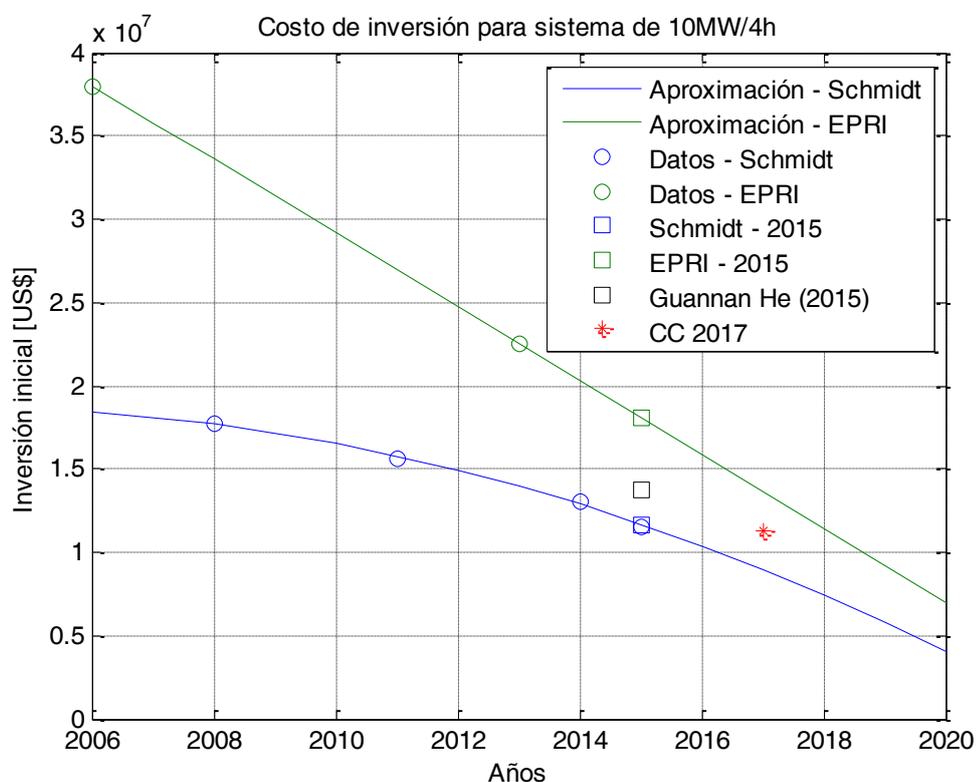


Figura 8. Costo de Inversión inicial estimativo

4.3 Escenarios estocásticos

Se ha simulado la evolución estocástica para los días típicos representado a las cuatro estaciones del año, en los periodos de baja, media y alta demanda. Para el análisis, los casos se pueden dividir en dos tipos, aquellos en los que la capacidad de generación es suficiente hasta el final del periodo y aquellos en los que puede existir algún déficit de abastecimiento, representados respectivamente por los gráficos de la evolución en verano durante el periodo de baja demanda (Figura 9) y la evolución de la demanda en el periodo de alta demanda (Figura 10).

Vale destacar que los gráficos expuestos se han realizado con una cantidad reducida de simulaciones, con el fin de ilustrar el comportamiento de las variables.

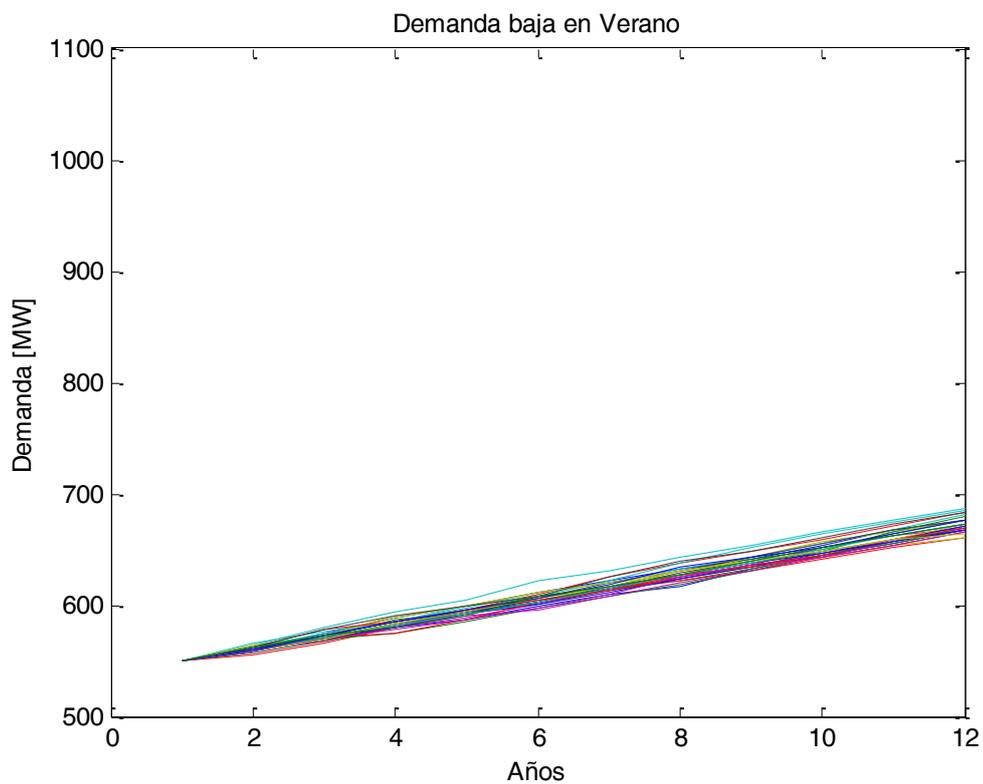


Figura 9. Demanda Baja Estocástica de Verano en Periodo de baja demanda

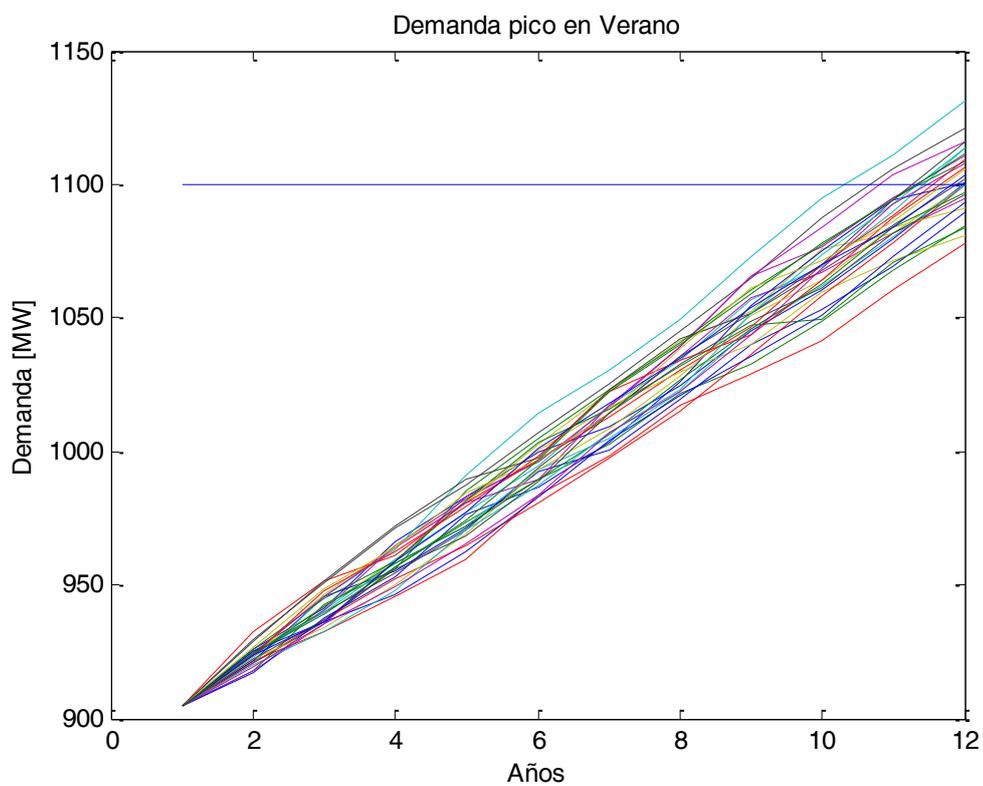


Figura 10. Demanda Pico Estocástica de Verano en Periodo de alta demanda

4.4 Evaluación técnica y financiera

Se ha simulado el OPF para cada escenario estocástico del modelo, siguiendo un orden de despacho por mérito económico, teniendo en cuenta las especificaciones y restricciones técnicas de la red. Para el caso de estudio, no existen congestiones en las líneas de transmisión, por lo tanto, los precios nodales son muy próximos, existiendo apenas algunas pequeñas variaciones debido a las pérdidas de transporte.

Así como en el caso de la demanda, los casos de análisis se pueden resumir en dos tipos, aquellos en los que los precios están determinados por las centrales generadoras y aquellos en los que debido a la saturación o falla de la red, el precio de la energía no suministrada (VOLL) es activado. Para el caso de estudio, únicamente durante el periodo de demanda pico en verano la demanda sobrepasa la capacidad de generación instalada en la red, activándose el VOLL. En la Figura 11 y Figura 12, se muestran los precios de la energía en primavera para la barra 1, en los periodos de baja demanda y demanda pico respectivamente.

Los precios de la energía en verano para el periodo de baja demanda se observan en la Figura 13 mientras que los precios durante el periodo de alta demanda se exponen en la Figura 14.

Es de conocimiento generalizado en la literatura que, cuanto mayor la diferencia entre el precio de compra de energía (en periodo de demanda baja) y el precio de venta de energía (en el periodo de demanda alta), mayor es el beneficio obtenido por el arbitraje y que, por lo tanto, se requiere una diferencia de precios mínima que deber ser satisfecha para que el ingreso por la inyección de energía compense los gastos de carga de la batería, eficiencia del ciclo y operación del sistema.

Para el caso de estudio, en las estaciones de primavera y otoño, la diferencia de precio en periodo de punta y fuera de ella no compensa los costos incurridos para la operación del sistema, por lo tanto, es preferible desde el punto de vista del inversor, no operar hasta que la situación sea favorable. Es decir, durante la mitad del año (primavera y otoño) no es recomendable que el ESS entre en operación, puesto que, si lo hace, posiblemente estará trabajando bajo pérdidas. Dependiendo de la

tecnología de almacenamiento, la situación descrita puede ser o no satisfecha, en el caso del VRB, gracias a la característica de poder permanecer largos periodos en desuso sin sufrir daños significativos para el sistema, este tipo de decisiones es posible. En la Figura 15 se comparan los precios en primavera y se puede observar que en los últimos años existe un aumento significativo en los precios de la energía durante el periodo de demanda pico, generando de esta manera una diferencia suficiente para la operación del ESS.

En las estaciones de verano e invierno, la diferencia de precios es suficiente para generar ganancias. Siendo así, el sistema de almacenamiento estará operando en dichas estaciones durante todo el horizonte analizado. En la Figura 16 se comparan los precios en verano, donde se puede observar además de la diferencia casi constante durante los 10 primeros años que, al final del periodo analizado, el precio del VOLL puede ser activado dependiendo de la evolución de la demanda. Para evitar este tipo de situaciones podría analizarse la posibilidad de expandir el sistema de almacenamiento o conectar nuevas centrales de generación eléctrica.

Los ingresos alcanzados mediante el arbitraje energético para el caso de estudio, descontando los costos de operación y mantenimiento, presentan una variación entre 500.000 US\$ y 800.000 US\$ anuales aproximadamente durante los 10 primeros años mostrados en la Figura 17.

Pero la activación del precio del VOLL al final del horizonte analizado, durante el periodo de demanda pico en verano, abre la posibilidad de ingresos extraordinarios para el titular del ESS, debido a la gran diferencia entre el precio de compra de la energía al momento de la carga de la batería en el periodo de baja demanda y el precio del VOLL activado durante el tiempo de descarga de la batería en el periodo de alta demanda, como se destaca en la Figura 18.

Claramente, el ingreso generado en los 10 primeros años no es suficiente para cubrir el costo de inversión inicial, esto se ve reflejado en la Figura 19 donde el valor presente neto esperado (VPNE) rápidamente converge hacia una pérdida de 6,7 MUS\$.

Aproximando los datos obtenidos por una función de distribución normal, se grafica una curva de densidad de probabilidad, expuesto en la Figura 20.

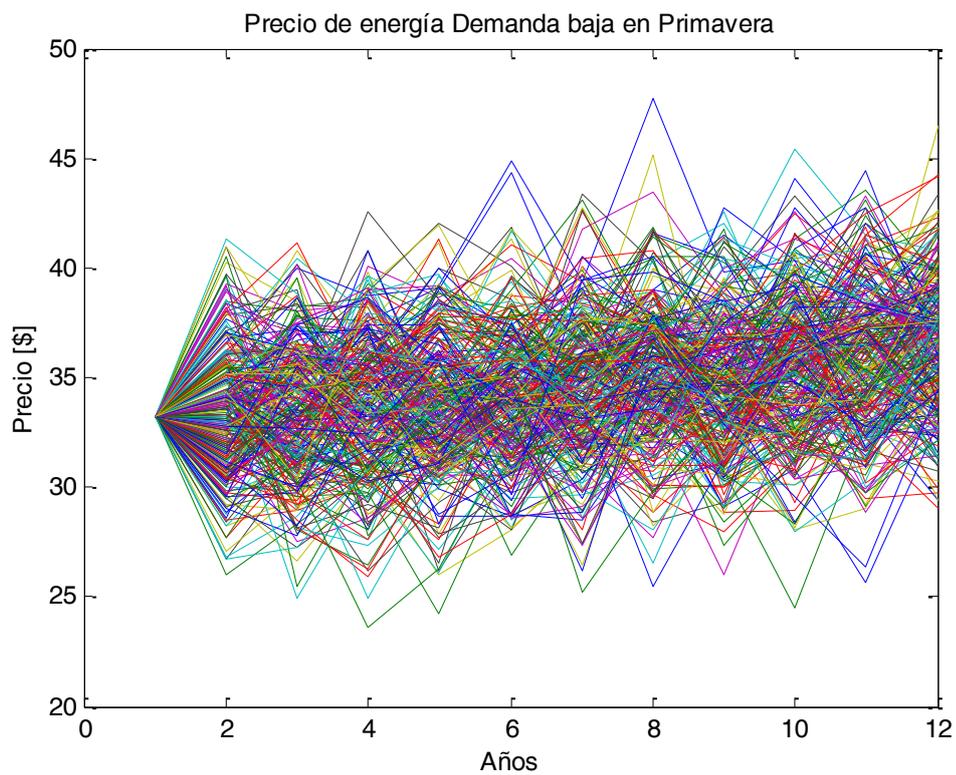


Figura 11. Precios de la energía en primavera para la barra 1 en periodo de baja demanda

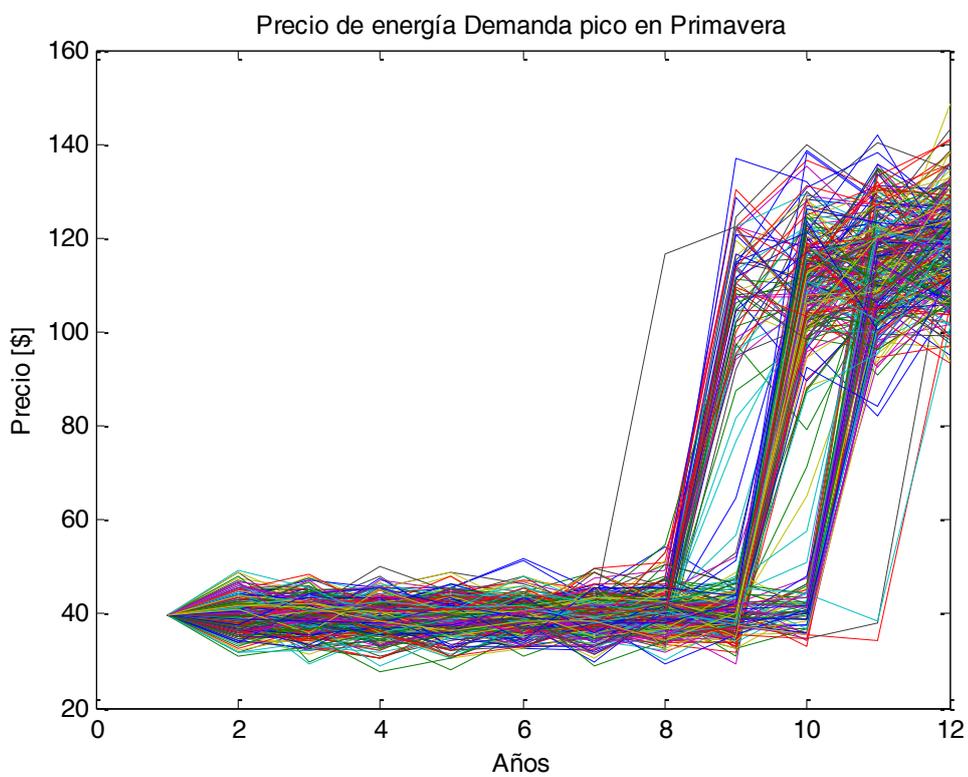


Figura 12. Precios de la energía en primavera para la barra 1 en periodo de alta demanda

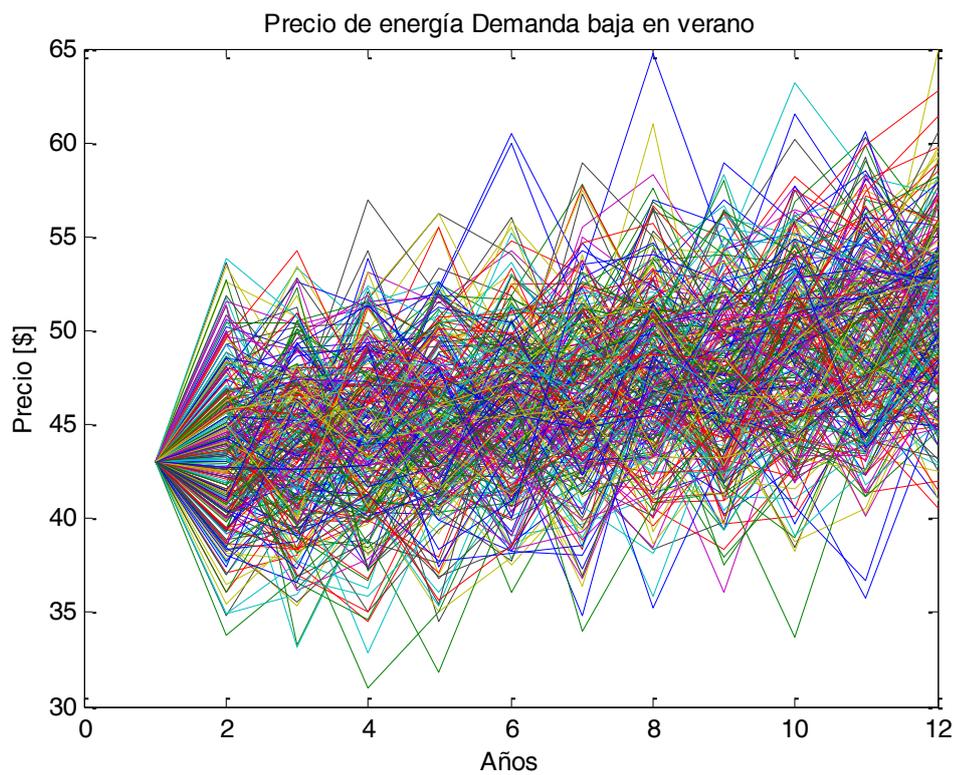


Figura 13. Precios de la energía en verano para la barra 1 en periodo de baja demanda

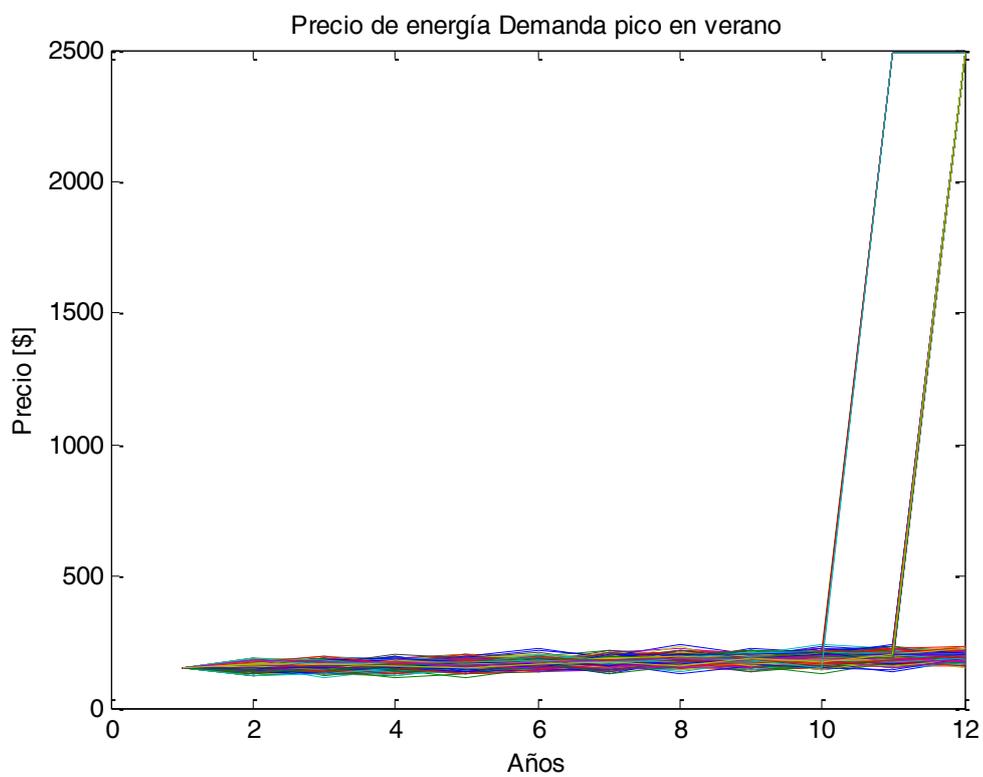


Figura 14. Precios de la energía en verano para la barra 1 en periodo de alta demanda

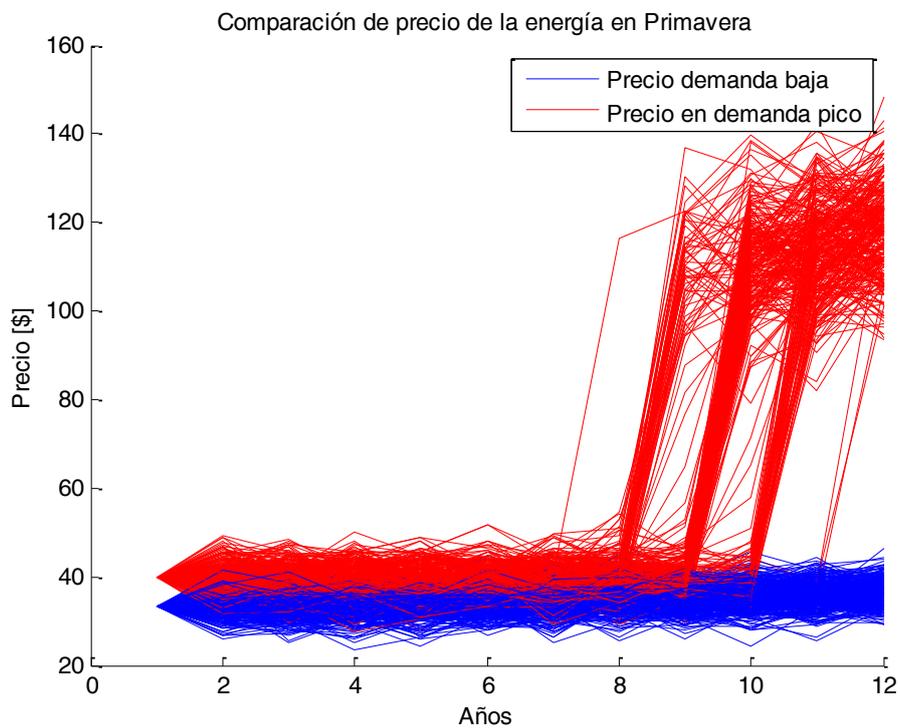


Figura 15. Comparación de los Precios de la energía en primavera

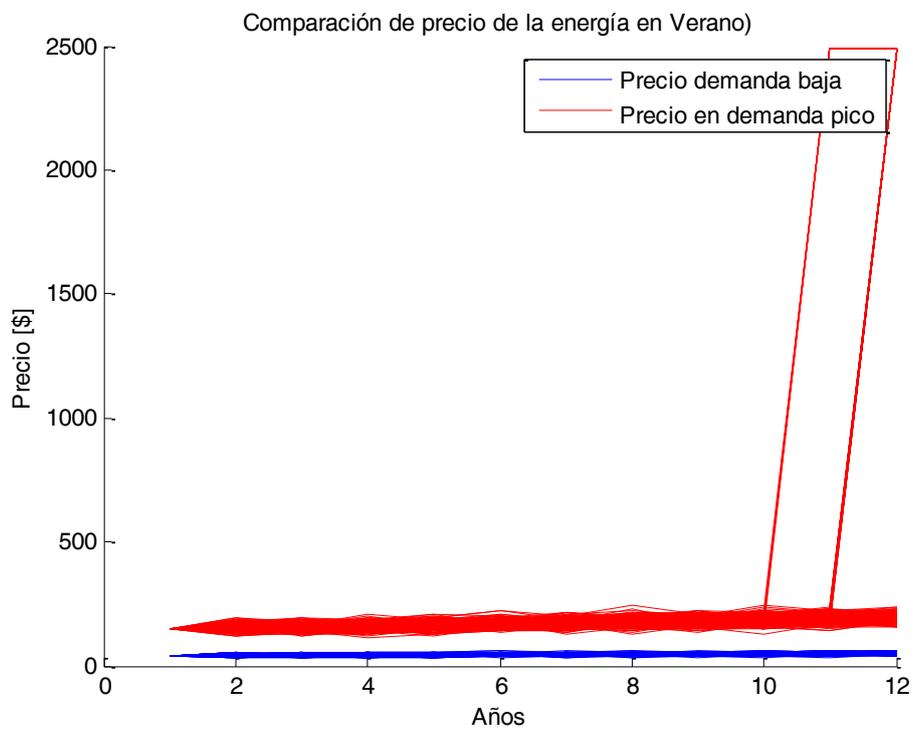


Figura 16. Comparación de los Precios de la energía en verano

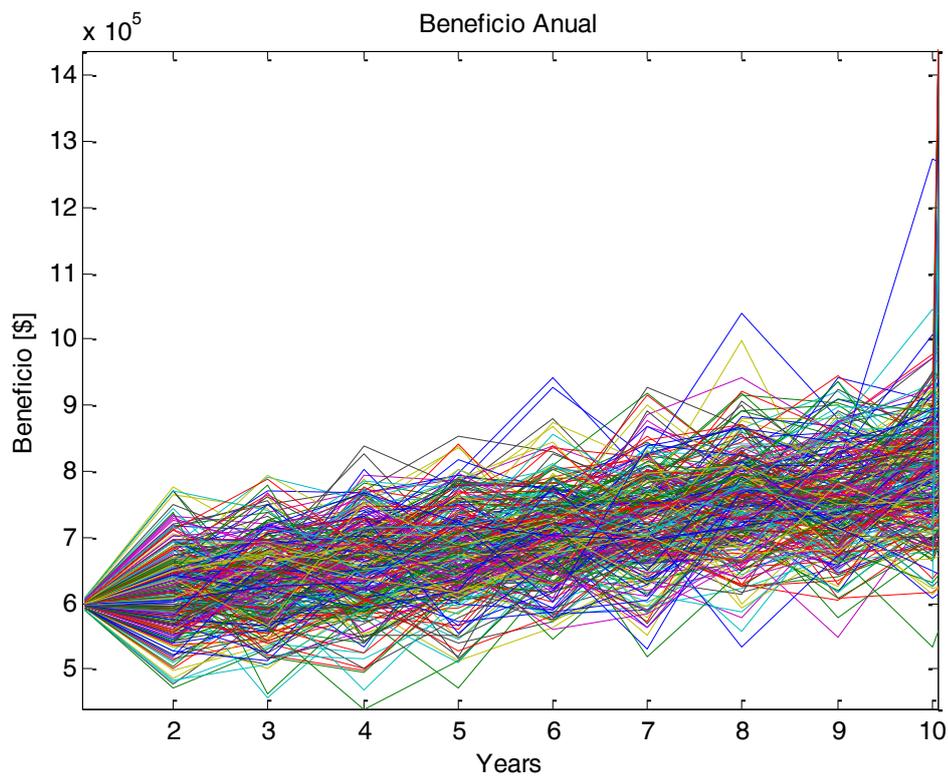


Figura 17. Beneficio Anual durante los 10 primeros años

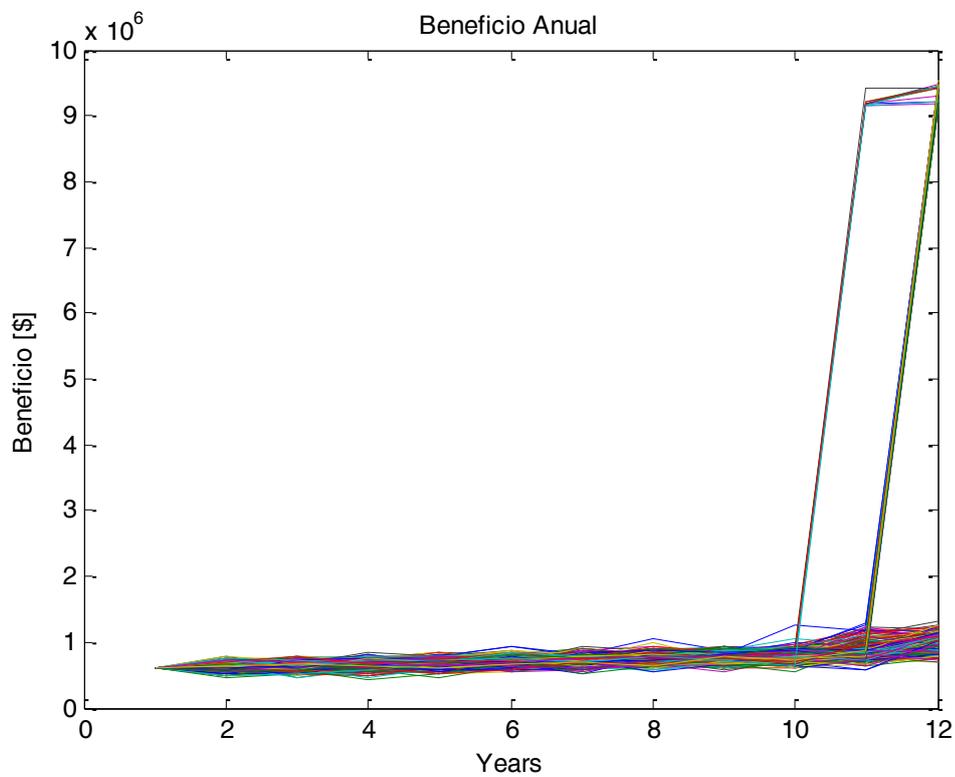


Figura 18. Beneficio Anual durante los 12 primeros años

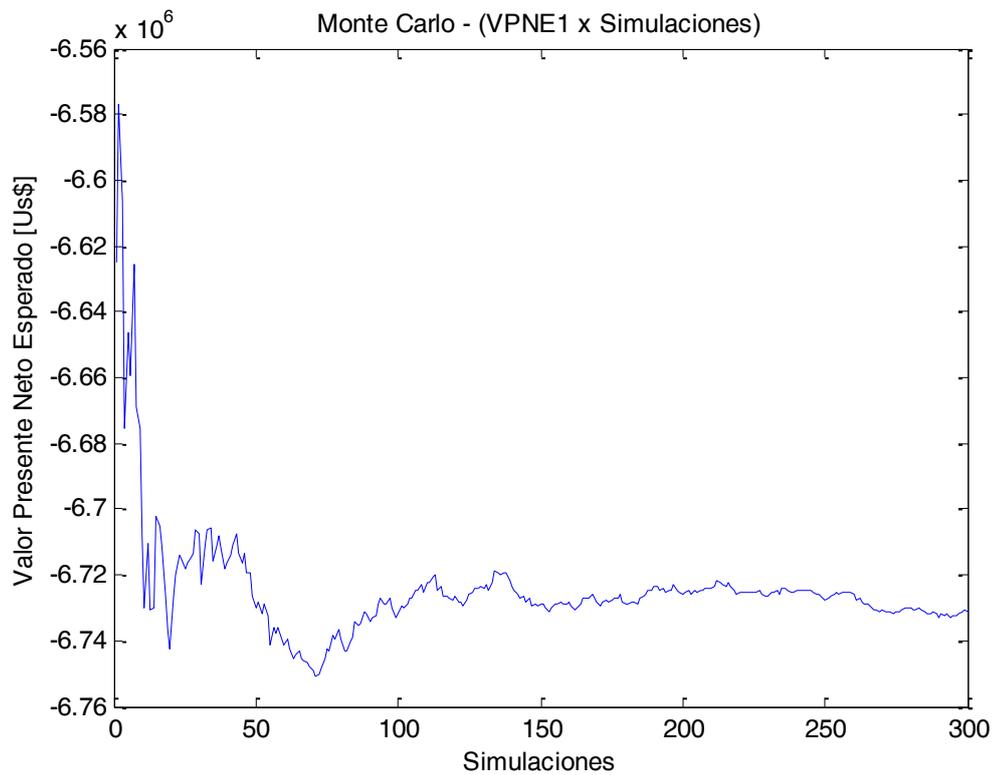


Figura 19. Convergencia del VPNE

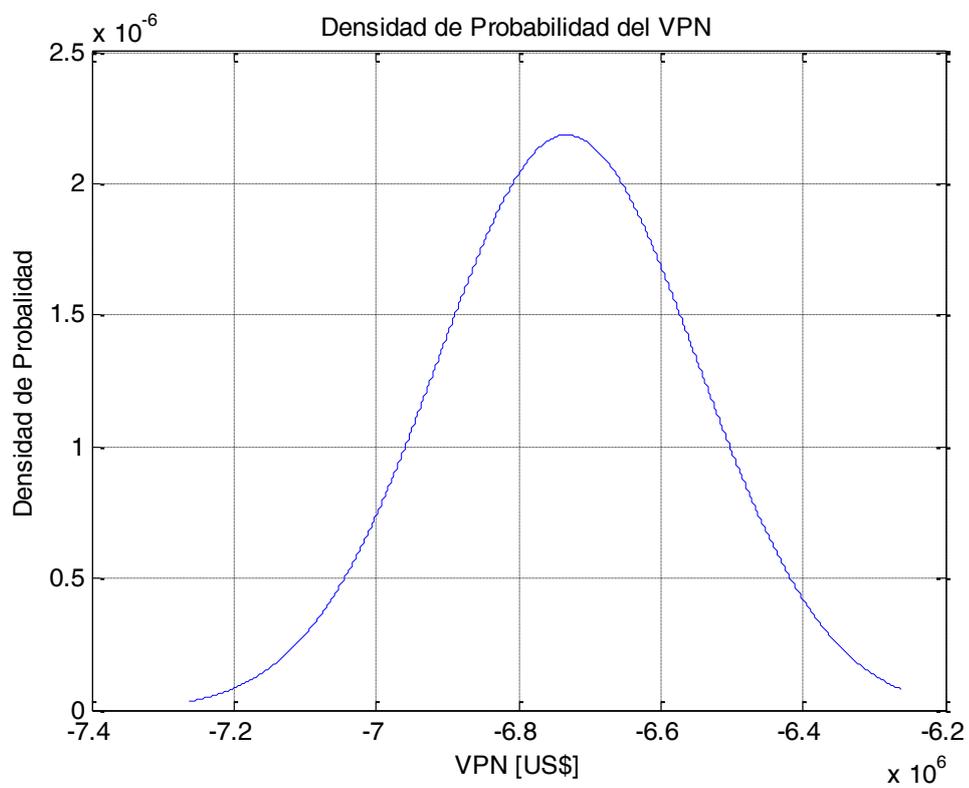


Figura 20. Función de distribución de Probabilidad Normal del VPN

A partir de densidad de probabilidad se realiza un análisis de sensibilidad sobre el costo de inversión inicial, en la Tabla 6 y Figura 21 se observa que para lograr un VPNE positivo es necesario aproximadamente una reducción del 60% en la inversión inicial, según las condiciones del caso de estudio.

Tabla 6. Comparación de VPNE según reducción del costo capital

Reducción	VPNE	Unidad
0	-6,7	MUS\$
57%	-264,8	miles US\$
60%	74	miles US\$
62%	300	miles US\$

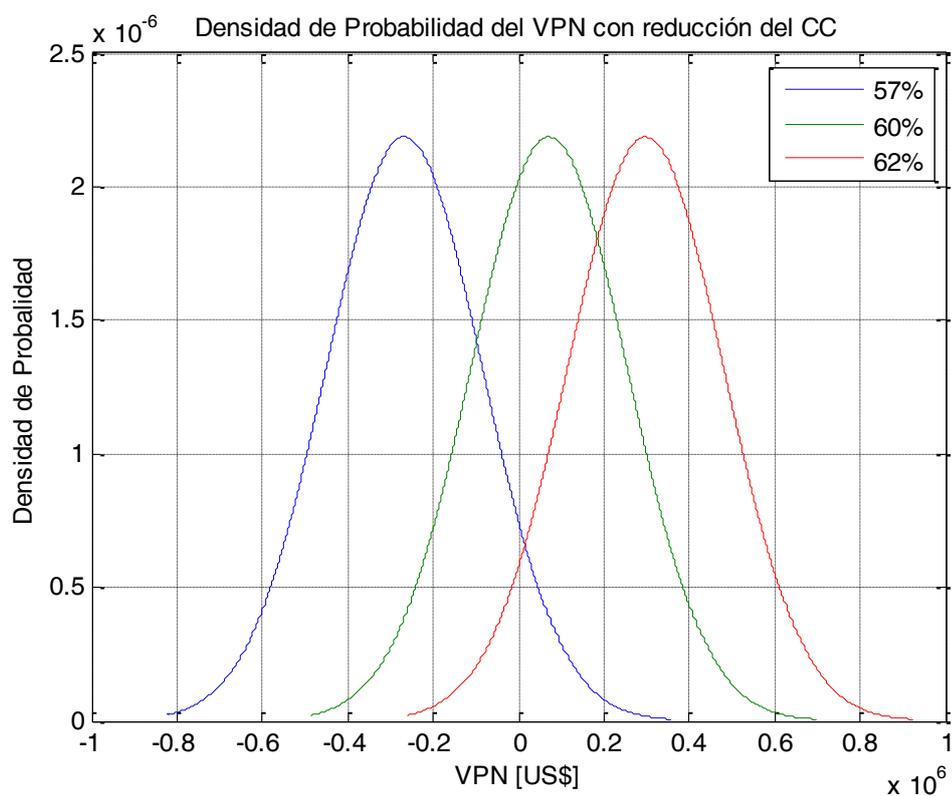


Figura 21. Densidad de probabilidad

4.5 Evaluación de flexibilidad

Mediante el método de opciones reales se analizó la flexibilidad de la inversión. En la Figura 22 se observa el ingreso esperado descontando el costo de operación, teniendo en cuenta la posibilidad de abandonar el proyecto en caso de que las variables no evolucionen positivamente en los primeros años, y se espera captar aproximadamente 5 MUS\$ en ingresos por el arbitraje energético y la venta del ESS por el valor del 85% del Costo Inicial, al abandonar la inversión.

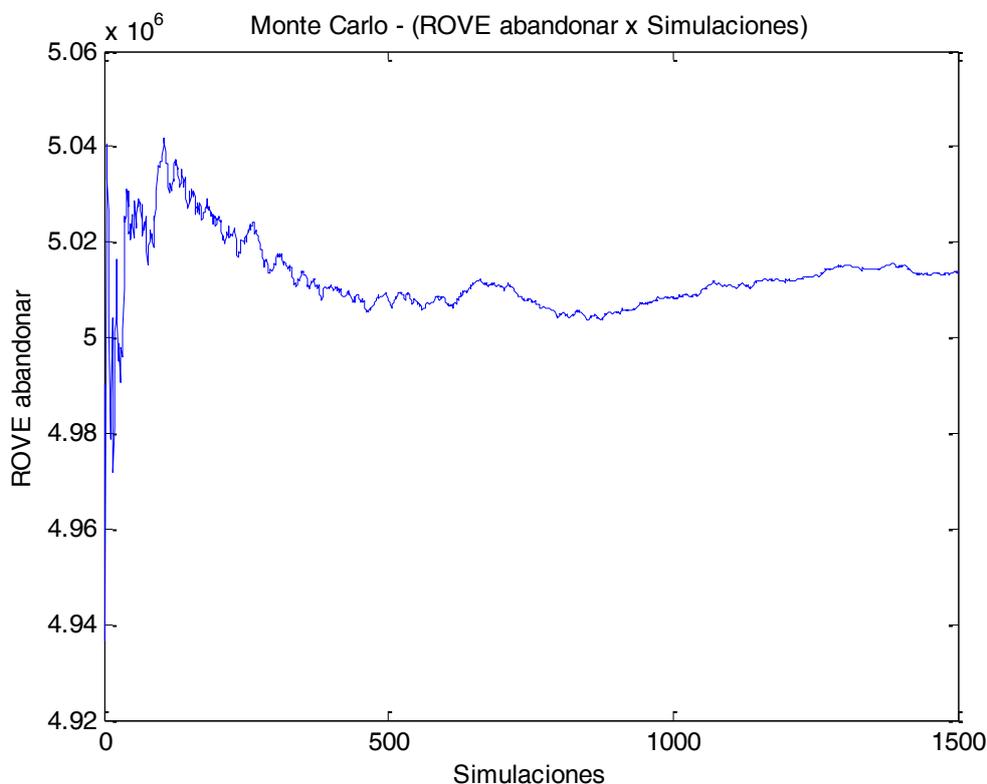


Figura 22. Convergencia del valor de la opción de abandonar

Mientras que al considerar la opción de relocalizar el ESS a la barra 2 en el segundo o tercer año, se espera un ingreso de 4,2 MUS\$ descontando los costos de relocalización y de operación y mantenimiento, como se muestra en la Figura 23.

Sin embargo, estos beneficios no son suficientes para cubrir el costo de inversión inicial. Por otro lado, como se observa en la Figura 24, la opción de diferir la inversión, que permite capturar los ingresos extraordinarios de los últimos años de análisis, esperando ingresos que superen a la inversión inicial, logrando una ganancia neta de aproximadamente 35 mil dólares.

Al graficar la función de densidad de probabilidad del ROV, expuesto en la Figura 25 se observa que no existen valores negativos, esto se debe a que, si se espera valor neto negativo, el método indica que no se debe invertir.

Por lo tanto, la diferencia que se observa entre el VPN y el ROV en la Figura 26 se debe exclusivamente a la opción de diferir la inversión hasta el año de vencimiento, que en este caso es el tercer año.

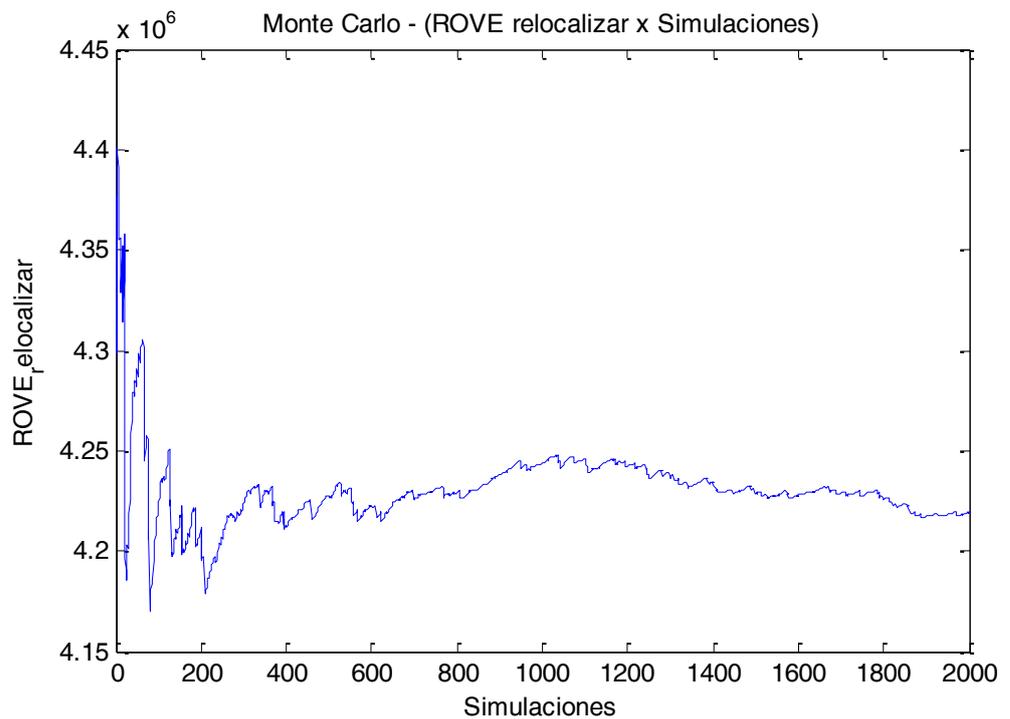


Figura 23. Convergencia de la opción de relocalizar.

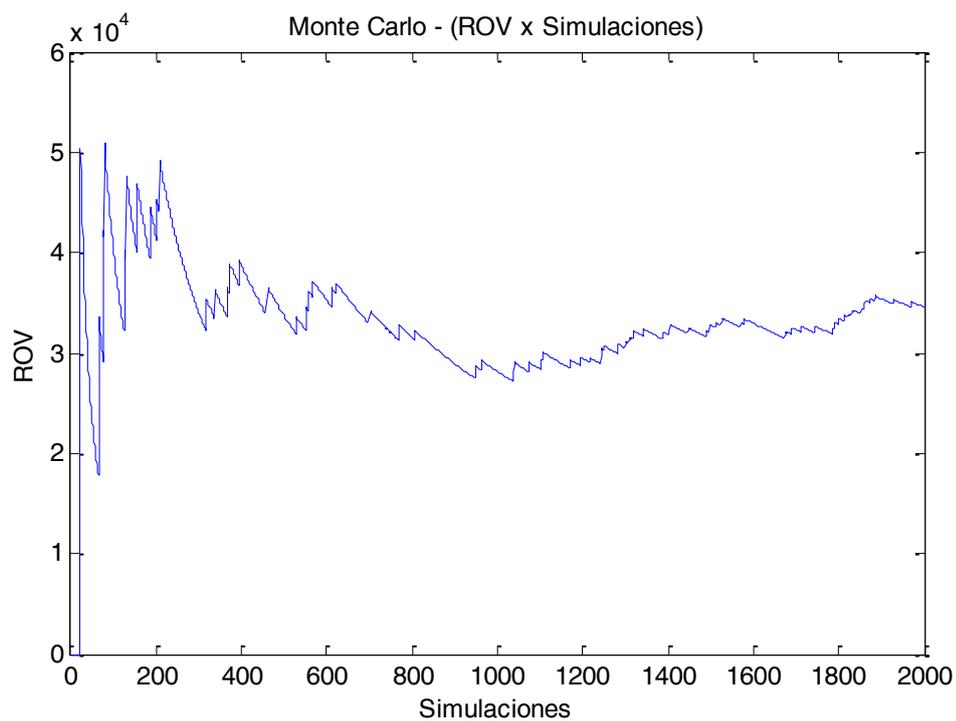


Figura 24. Convergencia del valor de la opción de invertir, incluyendo la opción de diferir

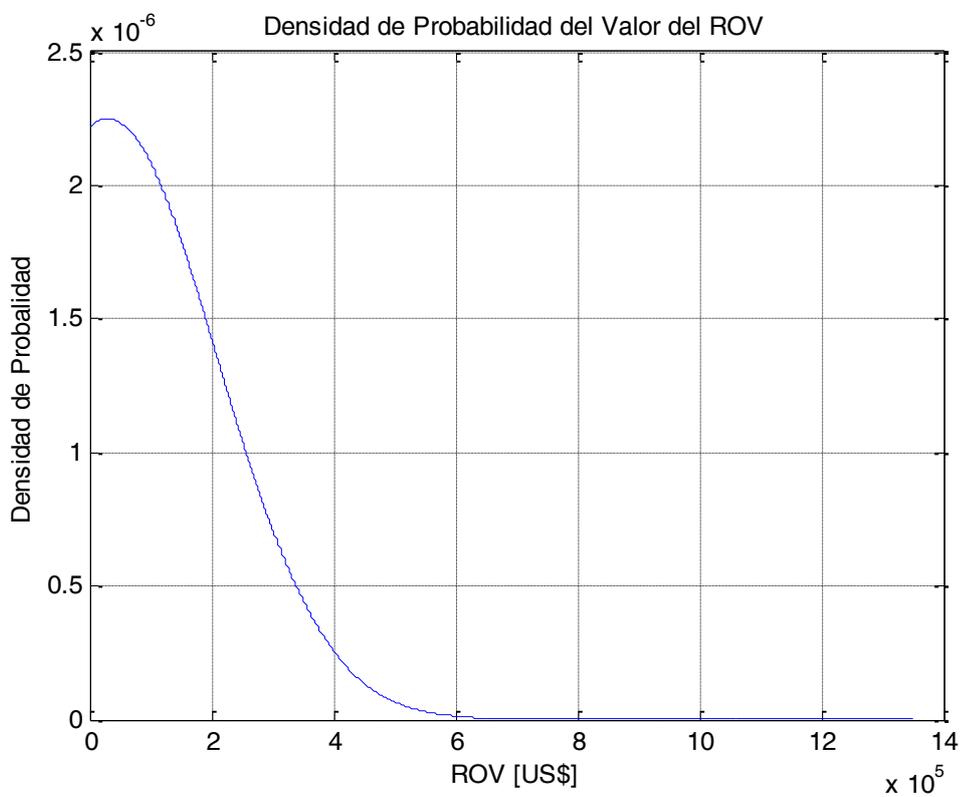


Figura 25. Densidad de Probabilidad del ROV

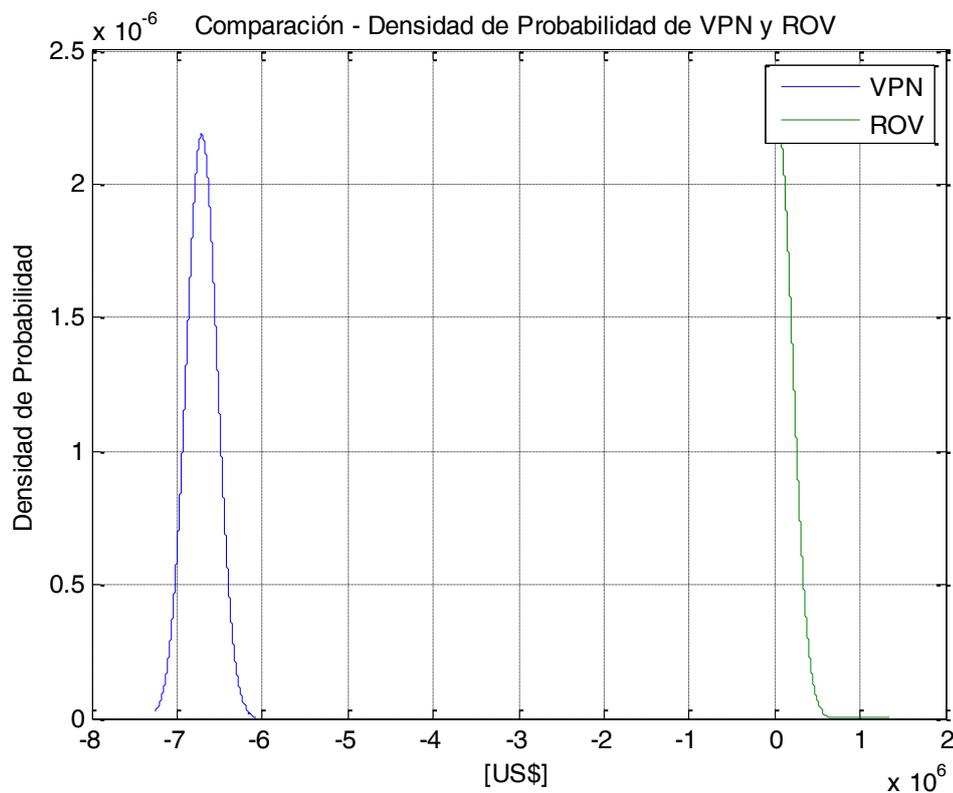


Figura 26. Comparación de densidad de probabilidad VPN vs ROV (positivos)

Los resultados presentados según las opciones analizadas en los gráficos anteriores se resumen en la Tabla 7.

Tabla 7. Ingresos esperados según opciones

Opción	Ingresos esperados	VPNE
Abandonar	5 MUS\$	-6,5 MUS\$
Relocalizar	4,2 MUS\$	7,3 MUS\$
Diferir	11,85 MUS\$	35 mil US\$

Si se consideran también los valores negativos obtenidos aún con la opción de diferir, se observa en la Figura 27 que, en caso de pérdida, esta será mucho menor que en el caso del VPN estático.

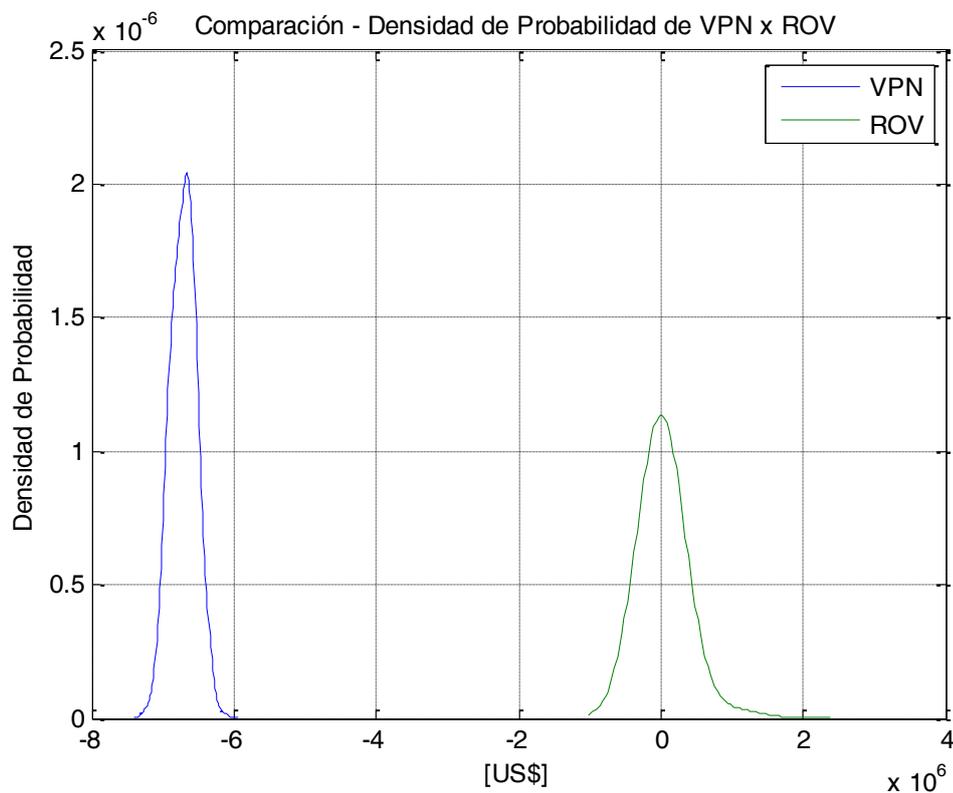


Figura 27. Comparación de densidad de probabilidad VPN vs ROV (con números negativos)

4.6 Sensibilidad de la flexibilidad

4.6.1 Reducción de la inversión inicial

Según el análisis de sensibilidad de la sección anterior, una reducción de 60% en la inversión inicial sería necesario para obtener un VPNE positivo. Con esta reducción, la expectativa de retorno valorado por el método de opciones reales es mucho mayor, llegando a 1,5 MUS\$, como se muestra en la Figura 28, y la expectativa de retorno positivo también tiene mejores posibilidades, indicadas en la Figura 29.

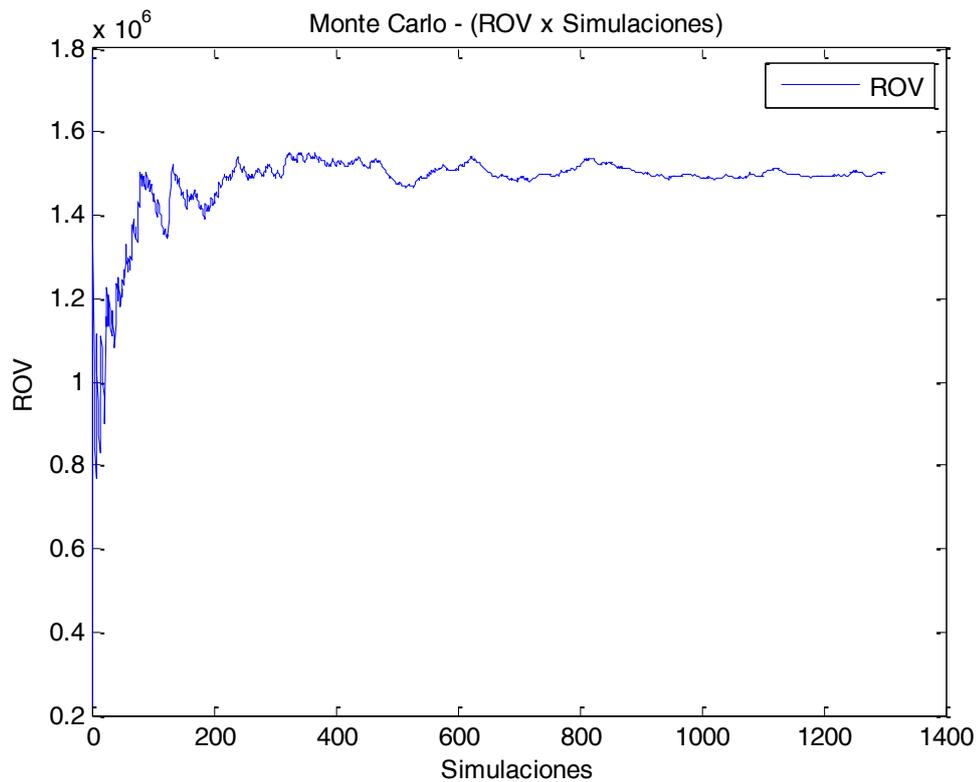


Figura 28. Convergencia del valor de invertir con 60% de reducción del costo.

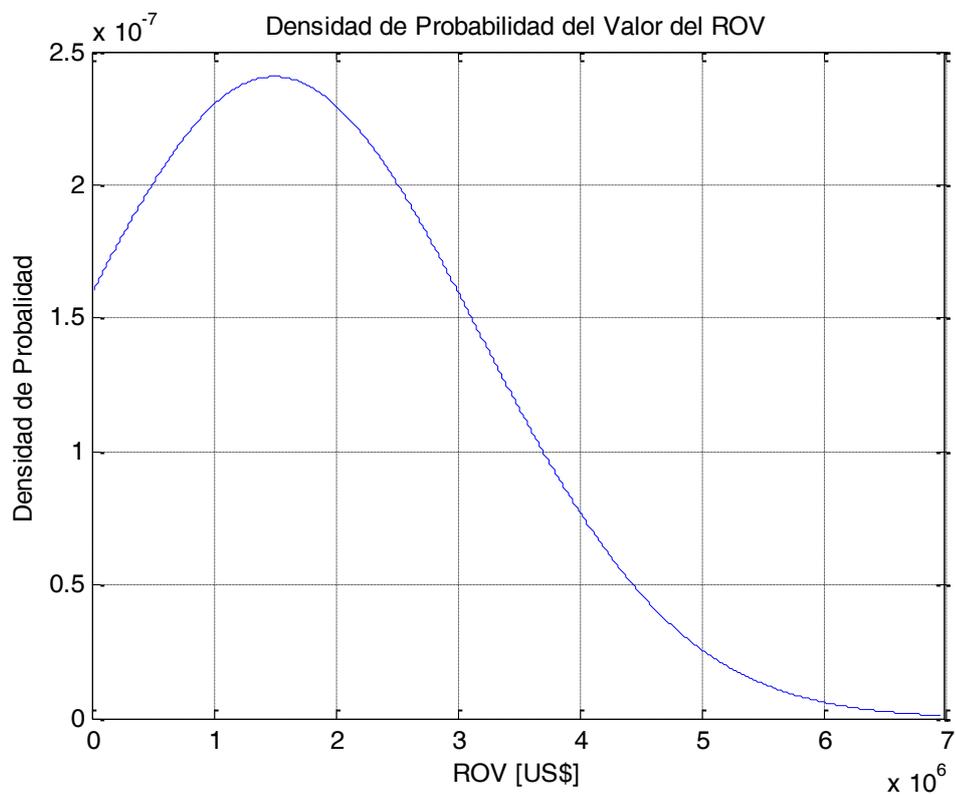


Figura 29. Función de Densidad de Probabilidad de la opción de invertir

La Figura 30 compara el VPN con el ROV, teniendo en cuenta la reducción del 60% de la inversión inicial. A pesar de que el VPN esperado según la valoración por RO es superior al VPN estático, la volatilidad es notablemente mayor, por lo que sería recomendable hacer un análisis del riesgo con alguna metodología propia para cuantificar dicho riesgo, como el ratio de Sortino por ejemplo.

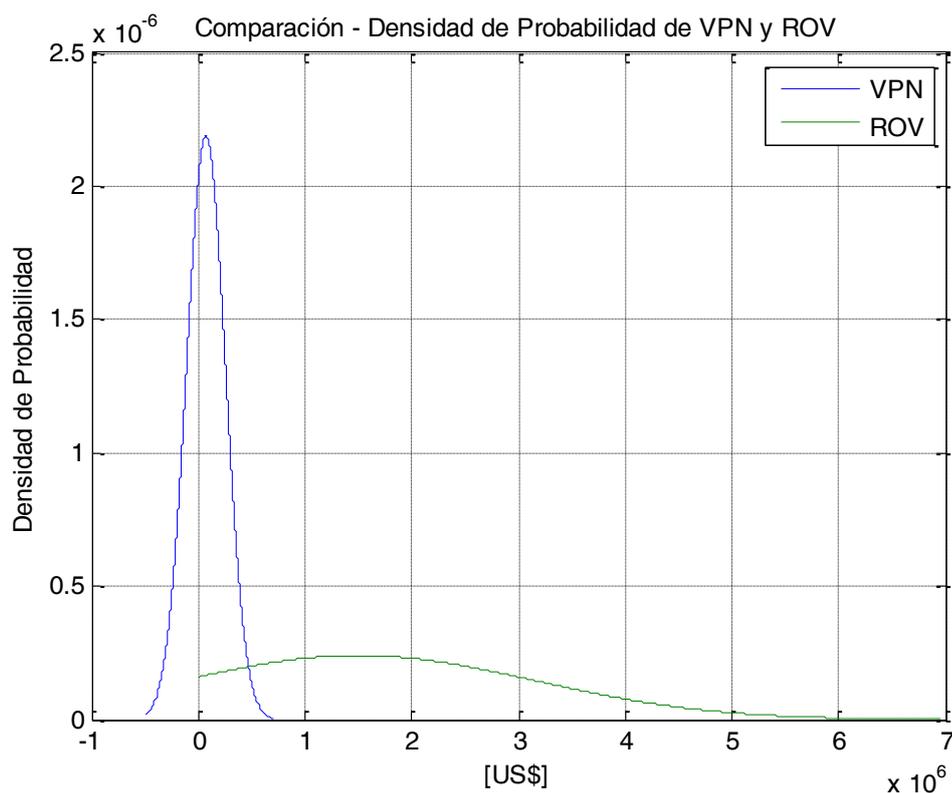


Figura 30. Comparación de Densidad de Probabilidad de VPN y ROV

4.6.2 Postergación limitada

Como se ha observado, la opción de diferir la inversión es predominante sobre las otras opciones, ya que permite acceder a ganancias extraordinarias en los últimos años. Para poder evaluar el valor de las otras opciones (abandonar y relocalizar), se restringió la posibilidad de postergar la inversión por solo un año. Bajo estas condiciones, la opción de diferir por un año sigue predominando, pero esta vez, en conjunto con la opción de relocalizar se logra un retorno esperado positivo a partir de una reducción del 25% como se destaca en la Tabla 8. Esto quiere decir que la opción de postergar la inversión por un año más la posibilidad de relocalizar el ESS a la barra 2 genera mayor valor que simplemente diferir por un año. Por otro

lado, a medida que se disminuye la inversión inicial para el análisis de sensibilidad, la opción de abandonar se muestra cada vez menos atractiva, debido a que el valor de reventa del ESS disminuye igualmente.

Tabla 8. Comparación con 25% de reducción y postergación limitada

Indicador	Valor esperado
VPNE	-3,88 MUS\$
ROV	5,94 Miles US\$

4.6.3 Postergación cancelada

En caso de no existir la flexibilidad de diferir la decisión de inversión, se analiza el valor de la flexibilidad lograda mediante las opciones de relocalizar y abandonar el proyecto. Considerando apenas estas dos opciones disponibles, se logra un ROV esperado positivo simbólico a partir de la reducción del 50% del costo de inversión inicial, indicado en la Tabla 9.

Tabla 9. Comparación con 50% de reducción y postergación cancelada

Indicador	Valor esperado
VPNE	-943 miles \$
ROV	43 \$

4.7 Discusión final

Se ha visto que la venta del ESS en caso de abandono del proyecto genera un valor a la inversión inicial que, por sí solo, no es suficiente para garantizar un retorno esperado positivo, sin embargo, al limitar las posibles pérdidas en caso de que se ejecute la inversión de todas maneras, también tiene un impacto positivo sobre la inversión.

Por lo tanto, la valoración por RO favorece la posibilidad de postergar la inversión hasta la caducidad de la opción, es decir, hasta el tercer año. En la Figura

31 se presenta un cuadro comparativo resumiendo los resultados obtenidos. Según el análisis tradicional de valoración VPN, para que la inversión sea rentable se necesita una reducción del 60% en el costo de inversión inicial. Sin embargo, considerando las opciones presentadas, se requeriría de una reducción del 50% en caso de que la inversión deba realizarse en el primer año de la ventana de oportunidad, explorando la posibilidad de relocalización o abandono del proyecto. Además, pudiendo diferir un año la inversión, solo se necesitaría 25% de reducción del costo capital, según lo analizado en las secciones anteriores. El análisis del proyecto flexible indica que la inversión podría ser rentable inclusive sin reducción de costos, al ser capaz de alcanzar ingresos extraordinarios en caso de diferir la inversión por dos periodos, aprovechando al máximo opción de diferir dentro de la ventana de oportunidad.

Proyecto estático	Proyecto flexible		
Inversión en el primer año	Inversión en el primer año	Inversión en el segundo año	Inversión en el tercer año
Reducción necesaria 60%	Reducción necesaria 50%	Reducción necesaria 25%	Sin necesidad de reducción
	Opción de abandono y relocalización	Opción de diferir, abandono y relocalización	Opción de diferir

Figura 31. Cuadro comparativo de análisis final.

Cabe destacar que los resultados obtenidos valen exclusivamente para el caso de estudio presentado. Para la valoración en cada sistema ficticio o real se debe realizar un estudio similar para determinar la viabilidad del proyecto.

5 CONCLUSIONES

Los problemas climáticos de las últimas décadas están forzando a la humanidad a replantear la forma del desarrollo ha experimentado hasta el momento. En el sector energético, este fenómeno se refleja en el movimiento de “Transición energética”, que busca modificar todo el sistema energético mundial actual, haciendo énfasis en la sustitución de fuentes contaminantes por otras menos dañinas, las conocidas como renovables. Además, esta transición hace gran destaque a la utilización de la energía eléctrica mediante sistemas de almacenamiento para facilitar el control del flujo de energía, tanto para aplicaciones móviles como también para aplicaciones estáticas y conectadas a la red eléctrica, es decir, el gerenciamiento de la energía eléctrica en diferentes niveles de aplicación.

Las restricciones geográficas y geológicas de los ESS con mayor potencial para aplicaciones a gran escala motivan la investigación de otras tecnologías que puedan ser aprovechadas con este fin. En los últimos años, las baterías de flujo de vanadio (VRB) han demostrado que pueden ser una buena alternativa que merece ser analizada.

En este contexto, se ha desarrollado en la sección 3 del presente trabajo, un modelo para arbitraje energético mediante la conexión de un ESS a una red eléctrica, teniendo en cuenta un comportamiento estocástico de las variables de un mercado eléctrico.

Dicho modelo, se ha utilizado en un caso de estudio para el análisis de viabilidad técnico-económica, utilizando técnicas tradicionales de flujo óptimo de potencia para determinar los precios nodales y el valor presente neto para evaluar el retorno financiero esperado en situaciones bajo incertidumbre.

Ya para evaluar la flexibilidad propia de una estrategia de inversión en sistemas de almacenamiento, la técnica de opciones reales se ha mostrado como una herramienta muy poderosa capaz de valorar opciones a futuro dentro de una ventana de tiempo. El enfoque por ROV ha destacado que la flexibilidad intrínseca a las opciones disponibles, agregan valor al proyecto de inversión en los ESS.

Si bien esta técnica ha sido utilizada en diversos contextos, inclusive en planificación de los sistemas eléctricos interconectados, en la literatura no se ha encontrado ningún análisis de inversión en ESS. De esta manera, se puede concluir que el trabajo presentado contribuye con una nueva aplicación de la técnica de opciones reales en la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos de potencia.

Coincidiendo con la literatura, se ha constatado que, para el arbitraje energético, los precios de la energía en cada periodo no tienen efecto significativo en la decisión de invertir o no, mas bien la diferencia entre estos precios es lo que permite el arbitraje. En casos cuando la diferencia de precios es muy pequeña, los beneficios por arbitraje pueden no cubrir los costos necesarios y, por lo tanto, no se recomienda la operación.

Por último, mencionar que el trabajo ha sido realizado en base a las características del VRB, sin embargo, con algunas adaptaciones el modelo y análisis presentado pueden ser aplicados a otros tipos de baterías.

6 RECOMENDACIONES PARA FUTUROS TRABAJOS

El trabajo presentado representa un primer paso para el análisis de las baterías (principalmente VRB) para aplicaciones a gran escala conectados a la red.

El modelo presentado posee una estrategia de operación rígida definida, es posible mejorar el rendimiento del ESS, diseñando una estrategia de operación óptima, más flexible a las condiciones del mercado.

Actualmente existen diversos algoritmos de optimización que permiten optimizar el dimensionamiento y la ubicación de los ESS en el sistema eléctrico interconectado, adecuar alguna de estas técnicas agregaría mucho valor al modelo presentado en este trabajo.

La penetración de fuentes renovables es una de las principales causas del desarrollo de los sistemas de almacenamiento para aplicaciones estacionarias en los últimos tiempos, de tal manera es crucial la adaptación del modelo considerando la integración con fuentes intermitentes.

Por último, también podría explorarse otras opciones de flexibilidad, como por ejemplo expansión del sistema de almacenamiento, reemplazo de tecnología, reutilización del ESS con otro fin en la misma red, etc.

El autor espera que el análisis presentado sea de utilidad a la comunidad científica y que el estudio sobre VRB siga creciendo, principalmente en el país y la región, así como la utilización de la metodología RO.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. Pringles, F. Olsina y F. Garcés, «Real option valuation of power transmission investments by stochastic simulation,» *Energy Economics*, nº 47, p. 215–226, 2015.
- [2] B. Fernandes, J. Cunha y P. Ferreira, «The use of real options approach in energy sector investments,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 15, pp. 4491-4497, 2011.
- [3] L. Gauchia, «Technology Battery Advances for Smart Grids,» *IEEE Smart Grid Newsletter Compendium 2015*, pp. 27-29, 2015.
- [4] O. Schmidt, A. Hawkes, A. Gambhir y I. Staffell, «The future cost of electrical energy storage based on experience rates,» *Nature Energy*, 2017.
- [5] Electric Power Research Institute (EPRI), «Vanadium Redox Flow Batteries: An In-Depth Analysis.,» Palo Alto, 2007.
- [6] A. Z. Weber, M. M. Mench, J. P. Meyers, P. N. Ross, J. T. Gostick y Q. Liu, «Redox flow batteries: a review,» *Journal of Applied Electrochemistry*, p. 1137–1164, 2011.
- [7] Q. Huang y Q. Wang, «Next-Generation, High-Energy-Density Redox Flow Batteries,» *ChemPlusChem*, p. 312 – 322, 2015.
- [8] G. Fitzgerald, J. Mandel, J. Morris y H. Touati, «The Economics of Battery Energy Storage: How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid.,» 2015.
- [9] K. Bradbury, L. Pratson y D. Patiño-Echeverri, «Economic viability of energy storage systems based on price arbitrage potential in real-time U.S. electricity markets,» *Applied Energy*, nº 114, p. 512–519, 2013.
- [10] G. He, Q. Chen, C. Kang y Q. Xia, «Optimal operating strategy and revenue estimates for the arbitrage of a vanadium redox flow battery considering dynamic efficiencies and capacity loss,» *The Institution of Engineering and Technology 2016*, ET Gener. Transm. Distrib., 2016, Vol. 10, Iss. 5, pp. 1278–1285.
- [11] R. D. Z. C. L. A. R. J. T. Carlos E. Murillo-Sánchez, «Secure Planning and Operations of Systems With Stochastic Sources, Energy Storage, and Active Demand,» *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, vol. 4, nº 4, pp. 2220-2229, Diciembre 2013.
- [12] Q. Gong y J. Lei, «Operating strategy and optimal Sizing of large-scale VRB energy storage system considering the abandonment of renewable energy,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2016.
- [13] UNESCO, «UNESCO,» [En línea]. Available: <http://www.unesco.org/new/es/education/themes/leading-the-international-agenda/education-for-sustainable-development/sustainable-development/#topPage>.
- [14] FAZIT Communication GmbH, «Todo lo que hay que saber sobre la transición energética,» 20 03 2014. [En línea]. Available:

<https://www.deutschland.de/es/topic/politica/alemania-europa/todo-lo-que-hay-que-saber-sobre-la-transicion-energetica>.

- [15] World Nuclear Association, «Electricity and Energy Storage,» [En línea]. Available: <http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/electricity-and-energy-storage.aspx>.
- [16] R. C. Dugan, J. A. Taylor y D. Montenegro, «Energy Storage Modeling for Distribution Planning,» *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS*, vol. 53, nº 2, pp. 954-962, 2017.
- [17] L. M. A. Serna, «El almacenamiento de energía eléctrica,» *Estudios de Economía Aplicada*, vol. 29, nº 2, p. 449 – 466, 2011.
- [18] Electric Power Research Institute (EPRI); U.S. Department of Energy (DOE), EPRI-DOE Handbook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications, Palo Alto, California, 2003.
- [19] International Renewable Energy Agency (IRENA), «Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030,» Abu Dhabi, 2017.
- [20] International Energy Agency (IEA), «World Energy Outlook 2016,» Paris, 2016.
- [21] UNESA, «Asociación Española de la Industria Eléctrica,» [En línea]. Available: <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1342-central-bombeo>. [Último acceso: 09 11 2017].
- [22] J. Zhan, O. A. Ansari y C. Y. Chung, «Compressed Air Energy Storage-Part I: An Accurate Bi-linear Cavern Model».
- [23] X. Lou, J. Wang, M. Dooner, J. Clarke y C. Krupke, «Overview of current development in compressed air energy storage technology,» *Energy Procedia*, nº 62, pp. 603-611, 2014.
- [24] Sandia National Laboratories; United States Department of Energy, «DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA,» 2013.
- [25] A. H. Romero, «Baterías para Almacenamiento de Energía,» de *Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico*, 2016.
- [26] J. A. Guacaneme, D. Velasco y C. L. Trujillo, «Revisión de las Características de Sistemas de Almacenamiento de Energía para Aplicaciones en Micro Redes,» *Información Tecnológica*, vol. 25, nº 2, pp. 175 - 187, 2014.
- [27] J. Dufour, «Baterías de flujo: un impulso hacia la implantación y consolidación de tecnologías energéticas limpias y sostenibles,» 04 abril 2011. [En línea]. Available: <http://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2011/04/04/131159>.
- [28] El Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), «Departamento de Integración en Red de EERR. Microred Atenea,» [En línea]. Available: <http://www.cener.com/documentacion/microrred-ficha-407.pdf>. [Último acceso: 05 2017].
- [29] S. Ressel, A. Laube, S. Fischer, A. Chica, T. Flower y T. Struckmann, «Performance of a vanadium redox flow battery with tubular,» *Journal of Power S*, pp. 199-205, 2017.

- [30] C.-N. Sun, M. Mench y T. Zawodzinski, «High Performance Redox Flow Batteries An Analysis of the Upper Performance Limits of Flow Batteries Using Non aqueous Solvents,» *Electrochimica Acta*, n° 237, pp. 199-206, 2017.
- [31] X. Luo, J. Wang, M. Dooner y J. Clarke, «Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,» *Applied Energy*, n° 137, pp. 511-536, 2015.
- [32] E. Rodríguez, «Fieras de la Ingeniería,» 5 feb 2014. [En línea]. Available: <http://www.fierasdelaingenieria.com/el-almacenamiento-de-la-energia-solar/>.
- [33] G. Blanco, F. Olsina, F. Garcés y C. Rehtanz, «Real Option Valuation of FACTS Investments Based on the Least Square Monte Carlo Method,» *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 26, n° 3, pp. 1389-1398, Agosto 2011.
- [34] F. A. Longstaff y E. S. Schwartz, «Valuing American Options by Simulation: A Simple Least-Squares Approach,» *The Review of Financial Studies*, vol. 14, n° 1, p. 113–147, 2001.
- [35] A. Gamba, «Real Options Valuation: a Monte Carlo Approach,» *SSRN Electronic Journal*, 2003.
- [36] E. Buzarquis, G. Blanco, F. Olsina y F. F. Garcés, «Valuing investments in distribution networks with DG under uncertainty,» de *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA)*, 2010.
- [37] A. K. Dixit y R. S. Pindyck, «Investment under uncertainty,» 1994.
- [38] A. Rodriguez y M. Rocha., «The valuation of real options with the least squares Monte Carlo simulation method,» 2006.
- [39] G. Cortazar, M. Gravet y J. Urzua, «The valuation of multidimensional American real options using the LSM simulation method,» *Computers & Operations Research*, n° 35, pp. 113-129, 2008.
- [40] G. Blanco, Evaluación de portafolio de inversiones flexibles en el sistema de transmisión incluyendo dispositivos FACTS, San Juan, Argentina: Universidad Nacional de San Juan, 2010.
- [41] T. Muche, «A real option-based simulation model to evaluate investments in pump storage plants,» *Energy Policy*, n° 37, pp. 4851-4862, 2009.
- [42] W. H. Reuter, S. Fuss, J. Szolgayová y M. Obersteiner, «Investment in wind power and pumped storage in a real options model,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n° 16, p. 22412248, 2012.
- [43] D. Kroniger y R. Madlener, «Hydrogen storage for wind parks: A real options evaluation for an optimal investment in more flexibility,» *Applied Energy*, 2014.
- [44] G. Locatelli, D. C. Invernizzi y M. Mancin, «Investment and risk appraisal in energy storage systems: A real options approach,» *Energy*, n° 104, p. 114131, 2016.
- [45] F. Olsina, F. Garcés y H.-J. Haubrich, «Modeling long-term dynamics of electricity markets,» *Energy Policy*, 2006.
- [46] C. Weber, «Uncertainty in the electric power industry : methods and models for decision support,» Springer, 2004.
- [47] G. A. Blanco, F. G. Olsina, O. A. Ojeda y F. F. Garcés., «Transmission expansion planning under uncertainty - The role of FACTS in providing

- stratéginc flexibility,» de *2009 IEEE Bucharest Power Tech Conference*, 2009.
- [48] GmbH, Vanadis Power, *Breakthrough in Vanadium Flow Batteries, regarding Cost and Performance*, 2015.
- [49] UniEnergy Technologies (UET), *The Only Megawatt-Scale containerised flow battery*, 2016.
- [50] Electric Power Research Institute (EPRI), «Electricity Energy Storage Technology Options - A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits,» Palo Alto, California, 2010.
- [51] SAFT, «Sistemas de Almacenamiento de Energía,» 2012.
- [52] G. Blanco, D. Waniek, F. Olsina, F. Garcés y C. Rehtanz, «Flexible investment decisions in the European interconnected transmission system,» *Electric Power Systems Research*, 2010.
- [53] M. E. Samper y A. Vargas, «Investment Decisions in Distribution Networks Under Uncertainty With Distributed Generation -- Part II: Implementation and Results,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 28, nº 3, pp. 2341-2351, Agosto 2013.
- [54] M. E. Samper y A. Vargas, «Investment Decisions in Distribution Networks Under Uncertainty With Distributed Generation -- Part I: Model Formulation,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 28, nº 2, pp. 2331-2340, Agosto 2013.
- [55] Jean Jouzel; Catherine Tissot-Colle, «La Transición Energética: 2020-2050, un futuro por construir, una ruta a trazar,» 2013.
- [56] Q. Zheng, X. Li, Y. Cheng, G. Ning, F. Xing y H. Zhang, «Development and perspective in vanadium flow battery modeling,» Elsevier Ltd., 2014.
- [57] X. Binyu, J. Zhao, W. Zhongbao y Z. Chenda, «State of Charge Estimation of an All-Vanadium Redox Flow Battery Based on a Thermal-Dependent Model,» 2013.
- [58] M. AREVALO, D. RIOS y G. BLANCO, «Planificación De Expansión De Generación Y Transmisión Bajo Incertidumbre Considerando Flexibilidad En Inversiones De Generación,» de *XVII ERIAC*, Ciudad del Este, Paraguay, 2017.
- [59] R. M. Pringles, F. G. Olsina y F. F. Garces, «Opciones Reales en la Evaluación de Inversiones en Mercados Eléctricos Competitivos—Estado del Arte,» 2007.
- [60] Y. Degeilh y G. Gross, «Stochastic Simulation of Utility-Scale Storage Resources in Power Systems With Integrated Renewable Resources,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 2014.