

IMPACTO DE LOS ALMACENADORES DE ENERGÍA EN LA OPERACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

ALEJANDRO VALENCIA DIAZ

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PEREIRA

2017

IMPACTO DE LOS ALMACENADORES DE ENERGÍA EN LA
OPERACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

ALEJANDRO VALENCIA DIAZ

Proyecto de Grado

Para optar al título de Ingeniero Electricista

Director: Ph.D. RAMÓN A. GALLEGO RENDÓN

Co-Director: M.Sc. RICARDO A. HINCAPIÉ ISAZA

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PEREIRA

2017

DEDICATORIA

- A mi madre María Lida Diaz Noreña, a mi padre Carlos Alfonso Valencia Cañas y a mi hermano Santiago Valencia Diaz quienes me apoyaron en todos los momentos difíciles de este proceso y estuvieron siempre pendientes de mi bienestar .

AGRADECIMIENTOS

- Al director de este proyecto Ph.D. Ramón A. Gallego Rendón y al co-Director M.Sc. Ricardo A. Hincapié Isaza por brindarme su apoyo, confianza y guía, para hacer posible este logro.
- A todos los profesores del Programa de Ingeniería Eléctrica por sus valiosos aportes a mi desarrollo como profesional.

El autor.

INTRODUCCIÓN

La red de distribución se encarga de llevar la energía eléctrica a los usuarios. Esta energía debe cumplir ciertos estándares de calidad, los cuales son vigilados por los entes reguladores del sector eléctrico. Dentro de los indicadores de calidad más importantes se encuentran aquellos que hacen referencia a la calidad y confiabilidad del servicio.

Dado lo anterior, es por lo que hoy en día se está haciendo uso de nuevas tecnologías, viéndose reflejado en una buena operación de los sistemas eléctricos. Tal es el caso de los almacenadores de energía que han venido siendo usados en el manejo de la demanda y cuyo objetivo es la corrección de la curva de carga.

Los picos de demanda en ciertas horas del día causan problemas operativos y económicos, incrementando las pérdidas y costo de la energía. El uso de almacenadores genera mejoras significativas para las empresas tanto económicas como operativas, entre las que se destacan menores potencias transportadas por las líneas de transmisión, menores pérdidas de energía y mejores niveles de tensión. En los estudios de planeamiento se tendrán aplazamientos en el tiempo de nuevos proyectos de expansión.

La utilización de almacenadores de energía en los sistemas de distribución tiene grandes beneficios y aplicaciones. Varios trabajos se destacan entre los cuales cabe mencionar:

En 2001 [1], Sels et.al. realizan un resumen de las tecnologías de almacenadores de energía presentes y de cómo pueden ser utilizados en sistema de distribución para solucionar diferentes problemas operativos.

En 2010 [2], Oshiro et.al presentan los beneficios de los almacenadores de energía y explican su uso como estrategia óptima de operación en los sistemas de distribución. Es propuesto un modelo matemático y resuelto usando algoritmos genéticos.

En 2013 [3], Saboori y abdi plantean un modelo matemático mediante el aplanamiento de la

curva de carga, usando almacenadores de energía y cuyo objetivo es disminuir las pérdidas de la red de distribución.

En 2014 [4], Bozchalui y Sharma presentan varias estrategias para utilizar un despacho económico con almacenadores de energía en sistemas de distribución y plantean un método de optimización basado en la operación óptima de sistemas de almacenadores de energía en coordinación con energías renovables y variaciones de carga.

En 2016 [5], Miranda et.al desarrollan una metodología para operar de forma coordinada los almacenadores de energía distribuidos en sistemas de distribución. Para el desarrollo de esta metodología se considera que los almacenadores pueden dar más flexibilidad y eficiencia a la operación de los sistemas de distribución.

En este trabajo se hace uso de los almacenadores de energía en la operación de las redes de distribución y cuyo objetivo es el manejo adecuado de la curva de carga, buscando con esto mejoras condiciones económicas y de operación.

La estrategia operativa consiste en almacenar energía en horas valle, para ser usada en horas pico. Para lograr lo anterior, se plantea un modelo matemático y un método de solución.

Con la implementación de esta estrategia se pretende proporcionar beneficios económicos y operativos a las empresas del sector eléctrico, mejorando la confiabilidad y calidad del servicio de las redes de energía eléctrica.

Índice general

Índice general	I
Índice de figuras	IV
Índice de tablas	VI
1. Generalidades de los almacenadores de energía	1
1.1. Tipos de baterías	3
1.1.1. Baterías de plomo ácido	3
1.1.2. Baterías de litio-ion	4
1.1.3. Baterías de sodio-azufre (NaS)	5
1.1.4. Baterías de níquel-cadmio (NiCd)	5
1.2. Baterías de flujo	6
1.2.1. Baterías de flujo redox de vanadio (VRB)	8
1.2.2. Baterías de flujo de zinc bromo (ZnBr)	9
1.2.3. Baterías de flujo de polisulfuro bromo (PSB)	10

1.3. Resumen y comparación de las baterías	11
2. Aplanamiento de la curva de carga	16
2.1. Definición de curva de carga	16
2.2. Tipos de curva de carga	17
2.3. Aspectos técnicos y económicos de la corrección de la curva de carga	19
3. Formulación matemática del problema	21
3.1. Modelo lineal	21
3.2. Modelo no lineal	25
4. Metodología propuesta	28
4.1. Descripción de la metodología	28
5. Aplicación y resultados	30
5.1. Sistema de prueba de 7 nodos	30
5.1.1. Modelo lineal	31
5.1.2. Modelo no lineal	36
5.2. Sistema de prueba de 34 nodos	40
5.2.1. Modelo lineal	41
5.2.2. Modelo no lineal	45
6. Conclusiones y recomendaciones	50
6.1. Conclusiones	50

6.2. Recomendaciones	51
Bibliografía	52
Apéndices	53
A. Sistemas de prueba	55
A.1. Sistema de prueba de 7 nodos	55
A.2. Sistema de prueba de 34 nodos	57

Índice de figuras

1.1. Esquema de operación de un sistema de baterías [6]	2
1.2. Esquema de una batería de flujo [7]	7
1.3. Esquema de una batería de flujo redox de vanadio [6]	8
2.1. Curva de carga diaria para una carga residencial [8]	17
2.2. Curva de carga diaria para una carga comercial [8]	18
2.3. Curva de carga diaria para una carga industrial [8]	18
2.4. Curva de carga diaria para una carga de alumbrado público [8]	19
2.5. Ejemplo ilustrativo de la corrección de una curva de carga [9]	20
4.1. Diagrama de flujo de la metodología de solución	29
5.1. Sistema de prueba de 7 nodos	31
5.2. Curvas de carga con el modelo lineal	33
5.3. Diagrama informativo sobre los flujos de potencia	34
5.4. Estado de carga del sistema de almacenadores de energía instalado en el nodo 2	35
5.5. Diagrama de flujo en USD	36

5.6. Diagrama de flujo en USD	36
5.7. Curvas de carga suministrada al sistema con el modelo no lineal	38
5.8. Estado de carga del sistema de almacenadores de energía instalado en el nodo 2	39
5.9. Diagrama de flujo en USD	39
5.10. Diagrama de flujo en USD	40
5.11. Sistema de prueba de 34 nodos	41
5.12. Curvas de carga con el modelo lineal	43
5.13. Estado de carga del sistema de almacenadores de energía instalado en el nodo 2	44
5.14. Diagrama de flujo en USD	45
5.15. Diagrama de flujo en USD	45
5.16. Curvas de carga suministrada al sistema con el modelo no lineal	47
5.17. Estado de carga del sistema de almacenadores de energía instalado en el nodo 2	48
5.18. Diagrama de flujo en USD	48
5.19. Diagrama de flujo en USD	49

Índice de tablas

1.1. Instalaciones que utilizan baterías de plomo ácido [6]	4
1.2. Instalaciones que utilizan baterías de sodio-azufre [6]	6
1.3. Instalaciones que utilizan baterías de flujo redox de vanadio [6]	9
1.4. Características técnicas de las baterías [6]	11
1.5. Otras características técnicas de las baterías [6]	12
1.6. Costos capitales, de operación y mantenimiento de las baterías [6]	13
1.7. Vida útil y ciclos de carga y descarga en las baterías [6]	14
1.8. Características técnicas adicionales de las baterías [6]	15
5.1. Información de la función objetivo en el modelo lineal	32
5.2. Información de la función objetivo en el modelo no lineal	37
5.3. Información de la función objetivo en el modelo lineal	42
5.4. Información de la función objetivo en el modelo no lineal	46
A.1. Costos de generación y valores de demanda para cada hora	56
A.2. Datos del sistema de 7 nodos	57

A.3. Datos del sistema de almacenadores de energía	57
A.4. Datos de los limites operativos del sistema de 7 nodos	57
A.5. Costos de generación y valores de demanda para cada hora	58
A.6. Datos del sistema de 34 nodos	59
A.7. Datos del sistema de almacenadores de energía	60
A.8. Datos de los limites operativos del sistema de 34 nodos	60

Capítulo 1

Generalidades de los almacenadores de energía

Los almacenadores de energía son dispositivos capaces de almacenar energía eléctrica en forma de otro tipo de energía (mecánica, electroquímica, eléctrica, termoquímica, química y térmica) y liberarla en forma de energía eléctrica cuando se requiera. Pueden tener varias funciones dentro de los sistemas de potencia como: suplir la demanda en horas pico, ayudar en la integración de energías renovables a los sistemas de potencia, mejorar la calidad y confiabilidad del sistema [6].

Uno de los almacenadores de energía más utilizados son las baterías recargables, las cuales almacenan la energía de forma electroquímica y la retornan como energía eléctrica. En la figura 1.1 se observa el esquema de un sistema de baterías, el cual consiste en un número de celdas electroquímicas conectadas en serie o paralelo, las cuales producen energía eléctrica mediante una tensión generada por una reacción química. Cada celda como se observa posee dos electrodos, un ánodo y un cátodo, que están separados por un electrolito que puede ser de estado sólido, líquido o viscoso [6].

Estos sistemas de baterías pueden ser recargados, puesto que se puede convertir la energía

eléctrica a química y viceversa. Como se observa en la figura 1.1 cuando la batería se descarga para brindar energía a un circuito externo se produce una reacción química entre el ánodo y el cátodo que hace que los electrones fluyan de ánodo a cátodo, estando el ánodo a mayor potencial que el cátodo y se carga cuando una tensión entre ánodo y cátodo es aplicada de forma externa (estando el cátodo a mayor potencial que el ánodo) haciendo que los electrones fluyan de cátodo a ánodo [6].

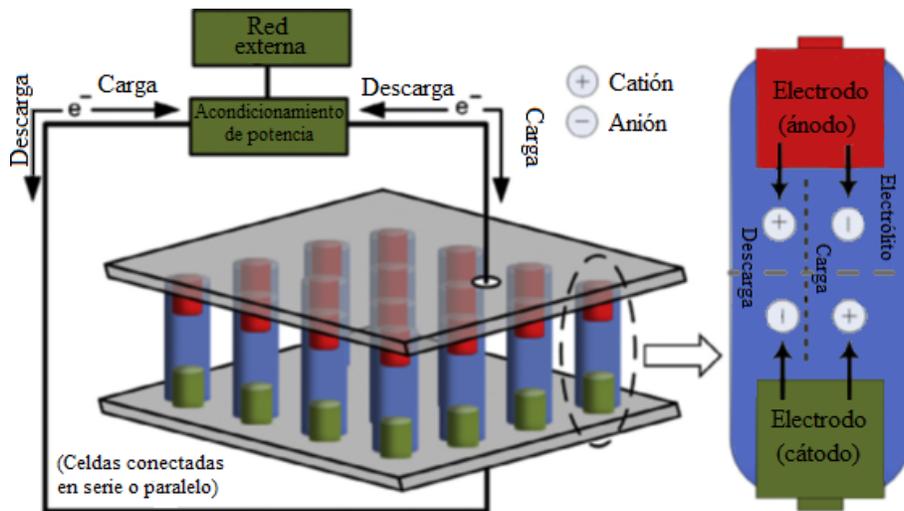


Figura 1.1: Esquema de operación de un sistema de baterías [6]

Dentro de las aplicaciones relacionadas con manejo de la energía, los sistemas se pueden clasificar por su capacidad de potencia de la siguiente manera: un sistema se considera de gran escala cuando supera los 100 MW y un sistema se considera de mediana/pequeña escala, cuando se encuentra aproximadamente entre 1 y 100 MW. Para los sistemas de mediana/pequeña escala, las baterías de flujo y los sistemas de baterías convencionales son los almacenadores de energía más adecuados para ser utilizados en aplicaciones relacionadas con el manejo de la energía como por ejemplo: la corrección de la curva de carga [6].

Dependiendo de la capacidad de potencia del sistema de pequeña/mediana escala que requiera aplicaciones relacionadas con el manejo de la energía, los sistemas de baterías tendrán un tamaño. La construcción de un sistema de baterías puede tomar 12 meses o menos, dependiendo

del tamaño, deben ser ubicados dentro edificios o en instalaciones cercanas a los lugares donde serán utilizadas y deberán estar protegidos ante factores que pueden ser perjudiciales como el agua y el polvo [6].

Los materiales tóxicos utilizados en algunas baterías pueden ser considerados como una debilidad. Cuando la vida útil de una batería que utiliza materiales tóxicos termina, estas deben ser eliminadas o recicladas siguiendo un protocolo ambiental. Otra debilidad en estas baterías es el hecho de que no pueden ser descargadas completamente dado que la vida útil de algunos tipos de baterías depende del ciclo de descarga profunda DoD (Deep of Discharge) [6].

1.1. Tipos de baterías

1.1.1. Baterías de plomo ácido

En esta batería recargable el cátodo está hecho de dióxido de plomo (PbO_2), el ánodo de plomo (Pb) y el electrolito es ácido sulfúrico, poseen tiempos de respuesta rápidos, rangos pequeños de auto descarga diaria ($<0.3\%$), eficiencia del ciclo relativamente alta (aproximadamente 63-90 %), bajos costos de capital (50-600 \$/kWh), tiempos del ciclo relativamente bajos (aproximadamente hasta 2000), densidad de energía (50-90 Wh/L) y energía específica (25-50 Wh/kg) [6].

Puede ser usada como respaldo para sistemas de comunicaciones y datos, aplicaciones con manejo de energía además de fuentes de poder en carros eléctricos híbridos o totalmente eléctricos. Se debe tener en cuenta que pueden presentar mal funcionamiento ante bajas temperaturas, por lo cual es necesario un sistema para manejar la temperatura lo cual aumenta los costos [6].

Esta batería es de las más usadas y económicas, pero presenta mala operación ante elevadas temperaturas y su vida útil es corta. Otra desventaja de esta, hace referencia a requerimientos de mantenimientos periódicos de agua. Posee energía y potencia específica baja [10].

En la tabla 1.1 se observan algunas instalaciones que utilizan esta batería.

Tabla 1.1: Instalaciones que utilizan baterías de plomo ácido [6]

Ubicación	Potencia nominal/ capacidad	Área de aplicación
BEWAG, Berlin	8.5 MW/8.5 MWh	Reserva de giro, control de frecuencia
Chino, california	10 MW/40 MWh	Reserva de giro, corrección curva de carga
PREPA, Puerto Rico	20 MW/14 MWh	Reserva de giro, control de frecuencia
Metlakatla, Alaska	1 MW/1.4 MWh	Mejorar la estabilización de la red de la isla

1.1.2. Baterías de litio-ion

En estas baterías el cátodo esta hecho de óxido de metal de litio, tales como $LiCoO_2$ y $LiMO_2$ y el ánodo de grafito de carbón. El electrolito normalmente es un líquido no acuoso con sales de litio disueltas en él, tal como $LiClO_4$. Los tiempos de respuesta de esta batería están en el orden de los milisegundos y por lo general son de pequeñas dimensiones. Su densidad de potencia es aproximadamente de 1500-10000 W/L, su energía específica es aproximadamente de 75-200 W h/kg y su potencia específica es aproximadamente de 150-2000 W/kg [6].

Uno de los principales inconvenientes en esta batería es el ciclo de descarga profunda (DoD), que puede afectar el tiempo de vida útil de la batería. Los costos totales en estas baterías pueden incrementarse, debido al requerimiento de una computadora para manejar su operación [6].

Sin embargo estas baterías poseen eficiencias de ciclos de carga/descarga relativamente altos, hasta 97% aproximadamente [6]. El porcentaje promedio de auto descargas es menor del 5% por mes y puede alcanzar más de 1500 ciclos de carga/descarga en su vida útil. La vida útil puede disminuir debido a la temperatura, ante altas temperaturas esta puede decrecer y esta disminución puede ser mayor si la batería es expuesta constantemente a descargas profundas [10].

Algunas compañías ya han venido utilizando este tipo de baterías, como por ejemplo AES Energy Storage ha operado a un sistema de baterías Li-ion en Nueva York (8 MW/2MW h en 2010 y mejorado a 16 MW en 2011) para regular frecuencia. También instalaron un sistema de baterías de 32 MW/8MWh para soportar una planta de generación eólica de 98 MW en 2011. En automóviles híbridos y eléctricos se utilizan estas baterías como fuente de poder con capacidades de energía entre 15-20 MWh y hasta 50 KWh respectivamente [6].

1.1.3. Baterías de sodio-azufre (NaS)

Esta batería usa sodio fundido y azufre fundido para los electrodos (ánodo y cátodo) y usa beta alúmina como un electrólito sólido. Por lo general las reacciones requieren temperaturas de 574-624 K para garantizar que los electrodos estén en estado líquido, alcanzando una alta reactividad. Poseen mayor capacidad de energía nominal que otros tipos de baterías (hasta 244.8 MWh), alta densidad de energía (150-300 Wh/L) [6].

Los materiales utilizados para crear estas baterías son económicos, no tóxicos y reciclables en un 99%. Esta batería requiere de un sistema para regular la temperatura durante la operación, lo que provoca que sus costos anuales de operación y mantenimiento sean altos (80 \$/KW/año) [6].

Por otro lado son capaces de realizar 2500 ciclos de carga/descarga, con un 90% de DoD. Poseen tiempos de respuesta en milisegundos para carga completa y operaciones con descarga [10].

En la tabla 1.2 se observan algunas instalaciones que utilizan esta batería.

1.1.4. Baterías de níquel-cadmio (NiCd)

El ánodo de esta batería esta hecho de hidróxido de níquel y el cátodo de cadmio metálico. El electrólito es una solución acuosa alcalina. Posee una alta confiabilidad y pocos requerimientos de mantenimiento. Como desventaja los materiales químicos usados para el ánodo y el cátodo

Tabla 1.2: Instalaciones que utilizan baterías de sodio-azufre [6]

Ubicación	Potencia nominal/ capacidad	Área de aplicación
Saint Andre, La reunion, Francia	1 MW	Energía eólica
Isla Graciosa, Yunicos, Alemania	3 MW/18 MWh	Energía eólica y solar
Isla Abu Dhabi, UAE	20 MW/14 MWh	Corrección de la curva de carga

son altamente contaminantes y además de esto esta batería empieza a perder su capacidad máxima cuando la batería es recargada constantemente, después de que la batería solo se haya descargado un poco [6].

A pesar de las dificultades, estas baterías compiten con las de plomo ácido, debido a que poseen densidad de energía alta y más ciclos de vida (más de 3500 ciclos de carga/descarga), a pesar de esto, esta batería no es usual por poseer costos de capital altos, utilizar materiales tóxicos y sufrir de severas auto descargas [10].

1.2. Baterías de flujo

Estas baterías están compuestas por dos tanques donde cada uno almacena un electrólito de estado líquido en donde se almacenara la energía. Estos electrólitos son enviados mediante dos bombas a una celda creada con dos electrodos que están separados por una membrana selectiva de iones, creando así dos compartimientos para el flujo de los electrólitos [6].

En la figura 1.2 se puede observar el esquema de una batería de flujo. Cuando una fuente de poder es conectada, los dos electrólitos almacenados en los tanques, son enviados a la celda donde se produce una reacción química de oxidación-reducción (Redox), en donde uno de los electrólitos se oxida para convertirse en el ánodo y el otro se reduce para ser el cátodo, de este modo la energía eléctrica es convertida en energía electroquímica y es almacenada en los tanques mediante los dos electrólitos [6].

Cuando una carga es conectada, los electrolitos son enviados de nuevo a la celda y mediante la reacción química Redox, un electrolito se vuelve ánodo y el otro cátodo, convirtiendo de esta manera la energía en eléctrica nuevamente para alimentar a la carga [6].

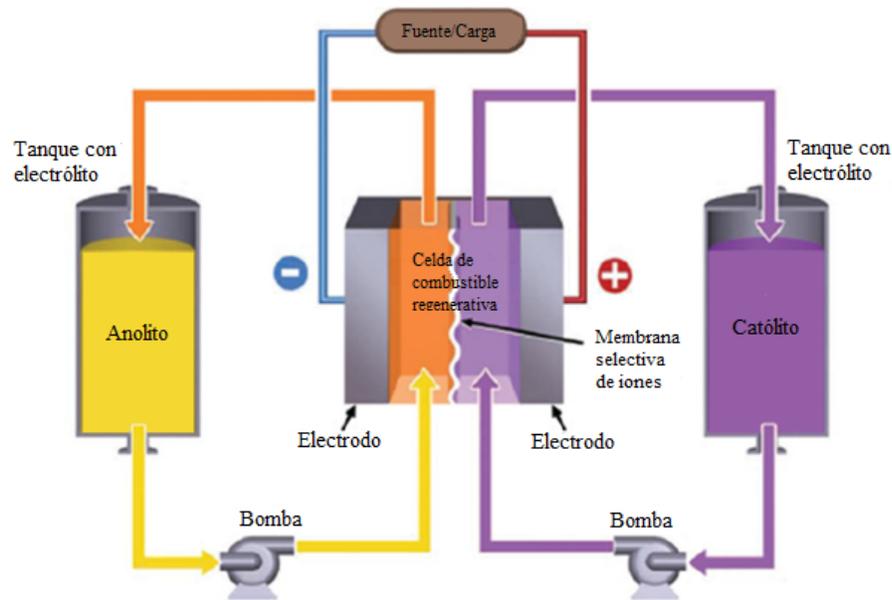


Figura 1.2: Esquema de una batería de flujo [7]

Este tipo de batería no sufre de auto descargas. La potencia de este sistema de baterías es independiente de la capacidad que puede almacenar debido a que la potencia está relacionada con el tamaño de los electrodos y la cantidad de celdas, mientras que la capacidad depende de la concentración y cantidad del electrolito [6].

Gracias a esto, la potencia y la capacidad pueden ser fácilmente alteradas dependiendo de la necesidad del sistema. Como desventajas, posee un bajo rendimiento debido a caídas de presión no uniformes y a limitaciones en la transferencia de masa del reactivo, costos de producción altos y requerimientos del sistema más complicados que los sistemas de baterías tradicionales [6].

Con respecto a las baterías convencionales, la vida útil de las baterías de flujo no está relacionada con el DoD (Deep of Discharge), pero si se ve afectada junto con su eficiencia por varios factores

como la temperatura de operación y la corriente de descarga [7].

Dado que la capacidad de almacenamiento depende del electrólito, se obtiene un costo de instalación menor a medida que el tamaño del sistema aumenta. Costos de mantenimiento bajos y vida útil larga son una de las ventajas de almacenar los electrólitos en tanques separados. Pueden descargarse completamente sin daño alguno y almacenar la energía durante largos periodos de tiempo [10].

Las baterías de flujo pueden ser clasificadas como baterías de flujo redox o baterías de flujo híbridas [6].

1.2.1. Baterías de flujo redox de vanadio (VRB)

En esta batería el electrólito usado es vanadio redox (V^{2+}/V^{3+} y V^{4+}/V^{5+}). En la figura 1.3 se observa el esquema de una batería redox de vanadio en donde dos de los cuatro estados de oxidación se encuentran en cada tanque, convirtiendo al vanadio en el único elemento activo en el anolito y católito. Durante los procesos de carga y descarga a través de la membrana selectiva, se intercambian iones positivos de hidrógeno (H^+). Aproximadamente el voltaje generado por cada celda es de 1.4 V [6].

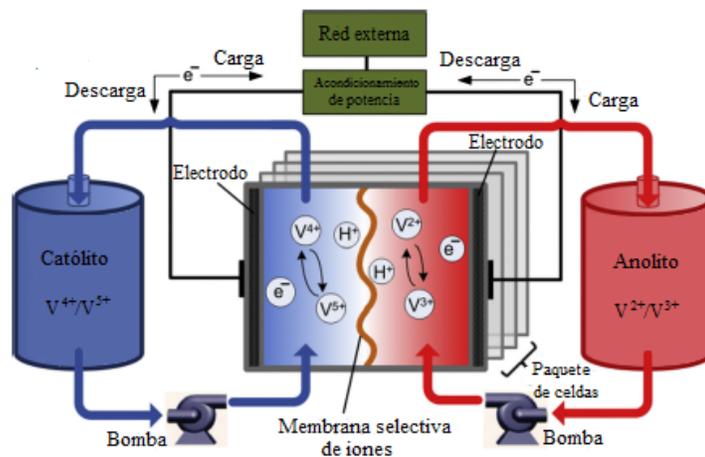


Figura 1.3: Esquema de una batería de flujo redox de vanadio [6]

Tabla 1.3: Instalaciones que utilizan baterías de flujo redox de vanadio [6]

Ubicación	Potencia nominal/ capacidad	Área de aplicación
Edison VRB instalación, Italia	5 kW, 25 kWh	Respaldo para telecomunicaciones
Isla King, Australia	200 kW, 800 kWh	Energía eólica
VRB instalación construida por SEI, Japón	1.5 MW, 3 MWh	Calidad de potencia
VRB instalación colocada por PacifiCorp, Utah, U.S	250 k W, 2 MWh	Soporte de voltaje, corrección de la curva de carga
VRB sistema construido por SEI, Japón	500 kW, 5 MWh	Soporte de voltaje, corrección de la curva de carga

Algunas características en esta batería son: tiempos de respuesta rápidos (más que 0.001 s) y eficiencia alta, aproximadamente hasta 85 %. Posee entre 10000 y 16000 ciclos útiles de carga y descarga y puede ser diseñada para ser descargada continuamente durante más de 24 h [6].

Costos de operación altos y problemas con la estabilidad y solubilidad del electrolito que generan una baja calidad en la densidad de energía, son algunos de los inconvenientes presentados en esta batería [6].

Entre las aplicaciones que posee caben resaltar la corrección de la curva de carga, mejoramiento de la calidad de potencia en aplicaciones estacionarias y la integración con energías renovables [6]. En la tabla 1.3 se pueden observar algunas instalaciones que utilizan esta batería.

1.2.2. Baterías de flujo de zinc bromo (ZnBr)

Se clasifican como baterías de flujo híbridas y sus componentes reactivos contenidos en las dos soluciones acuosas de los electrolitos, son el zinc y el bromo. Los electrodos de las celdas están hechos de compuestos de carbono-plástico y las reacciones químicas que ocurren en esta batería

son $2Br^- \leftrightarrow Br_2 + 2e^-$ y $Zn^{2+} + 2e^- \leftrightarrow Zn$ [6].

El voltaje producido en una celda es 1.8 V y la densidad de energía de esta batería es de aproximadamente 30-65 Wh/L. Buena reversibilidad y capacidad de ser descargada completamente son algunas de sus características a destacar [6].

Pueden ser descargas aproximadamente hasta 10 h y tener una vida útil estimada en 10-20 años. Módulos de estas baterías pueden tener capacidades de potencia entre 3 kW y 500 kW [6].

Materiales corrosivos, formación de dendritas, baja eficiencia de ciclo (alrededor del 65-75 %) y rangos de temperatura de operación estrechos son algunas desventajas en estas baterías [6].

Algunas empresas tales como ZBB Energy Corporation y Premium Power Corporation han desarrollado estas baterías con fines comerciales (50 kWh probados a aproximadamente 2MW). La empresa RedFlow en Australia ofrece un módulo funcional llamado ZBM, el cual puede entregar 3 kW y hasta 8 kWh continuamente [6].

1.2.3. Baterías de flujo de polisulfuro bromo (PSB)

Las soluciones salinas utilizadas para los electrolitos son bromuro sódico y polisulfuro sódico. Estos materiales son altamente solubles en electrolitos acuosos, abundantes y económicos. El voltaje generado por una celda es aproximadamente de 1.5 V y las reacciones químicas que se producen son $3Br^- \leftrightarrow Br_3^- + 2e^-$ y $2S_2^{2-} \leftrightarrow S_4^{2-} + 2e^-$ [6].

Control de frecuencia y voltaje en sistemas de potencia son algunas de las áreas de aplicación de estas baterías debido a sus tiempos de respuesta rápidos (dentro de los 20 ms). Pueden existir problemas ambientales debido a los cristales de bromo y de sulfato de sodio producidos durante las reacciones químicas [6].

Regenesys Technologies intento construir un sistema de baterías PSB de 15 MW/120 MWh pero debido a problemas de ingeniería y económicos no alcanzo a ser terminada. Instalaciones del orden de los kW han sido probadas, pero para aplicaciones de gran escala todavía se necesita

más experiencia [6].

1.3. Resumen y comparación de las baterías

En la tabla 1.4 se observa los datos de densidad de energía, densidad de potencia, energía específica y potencia específica para cada tipo de batería mencionado anteriormente.

Tabla 1.4: Características técnicas de las baterías [6]

Tecnología	Densidad de energía (Wh/ L)	Densidad de potencia (W/L)	Energía específica (Wh/ kg)	Potencia específica (W/kg)
Plomo-ácido	50-80, 50-90	10-400	30-50, 25-50	75-300, 250, 180
Litio-ion	200-500, 200-400, 150	1500-10000	75-200, 90, 120-200	150-315, 300, 500-2000
NaS	150-250, 150-300	140-180	150-240, 100, 174	150-230, 90-230, 115
NiCd	60-150, 15-80, 80	80-600	50-75, 50, 45-80	150-300, 160, 150
VRB	16-33, 25-35	$\sim < 2$	10-30	166
ZnBr	30-60, $\sim 55-65$	$\sim < 25$	30-50, 80, 75	100, 45
PSB	$\sim 20-30$	$\sim < 2$	$\sim 15-30$	-

Entre mayor sea la densidad de energía y de potencia, menor será el tamaño de la batería para una cierta cantidad de energía o de potencia, un aspecto a tener en cuenta en muchas aplicaciones. Se nota que las baterías de Litio-ion son las que pueden alcanzar menores dimensiones.

En el caso de la energía y potencia específica, mientras mayor sea este valor menor será el peso

que tendrá la batería para una cierta cantidad de energía o de potencia. Nuevamente las baterías de Litio-ion son las que pueden alcanzar menor peso, de tal manera si se requieren baterías para requerimientos donde el peso y las dimensiones juegan un factor clave, las baterías de Litio-ion son las ideales.

Tabla 1.5: Otras características técnicas de las baterías [6]

Tecnología	Tiempo adecuado de almacenamiento	Auto descarga diaria (%)	Tiempo de descarga a la potencia nominal
Plomo-ácido	minutos-días, corto a mediano plazo	0.1-0.3, < 0.1, 0.2	segundos-horas, hasta 10 h
Litio-ion	minutos-días, corto a mediano plazo	0.1-0.3, 1 & 5	minutos-horas, ~1-8 h
NaS	largo plazo	Casi cero	segundos-horas, hasta 1 h
NiCd	minutos-días, corto a mediano plazo	0.2-0.6, 0.3, 0.03-0.6	segundos-horas, ~1-8 h
VRB	horas-meses, largo plazo	Pequeño, muy bajo	segundos-24 h, 2-12 h
ZnBr	horas-meses, largo plazo	Pequeño	segundos-10 h, ~10 h+
PSB	horas-meses, largo plazo	Pequeño, casi cero	segundos-10 h, ~10 h+

En la tabla 1.5 se observan otras características como el tiempo de descarga, de almacenamiento y el porcentaje de auto descarga diaria en las baterías.

El tiempo adecuado de almacenamiento está relacionado con el porcentaje de auto descarga diaria de cada batería y las auto descargas están relacionadas con la disipación de energía a través de pérdidas electroquímicas.

Largos tiempos de descarga y pocas auto descargas convierten a la baterías de flujo en las ideales para aplicaciones con estos requerimientos.

Aunque dentro de las baterías convencionales, la batería de sodio-azufre (NaS) también puede almacenar energía por largos periodos de tiempo.

En la tabla 1.6 se muestran los costos de los sistemas de baterías.

Tabla 1.6: Costos capitales, de operación y mantenimiento de las baterías [6]

Tecnología	Costo capital por potencia (\$/kW)	Costo capital por energía (\$/kWh)	Madurez	Costo de operación y mantenimiento
Plomo-ácido	300-600, 200-300, 400	200-400, 50-100, 330	Madura	~50 \$/kW/año
Litio-ion	1200-4000, 900-1300, 1590	600-2500, 2770-3800	Demostración	-
NaS	1000-3000, 350-3000	300-500, 350, 450	Comercialización	~80 \$/kW/año
NiCd	500-1500	800-1500, 400-2400	Comercialización	~20 \$/kW/año
VRB	600-1500	150-1000, 600	Demostración	~70 \$/kW/año
ZnBr	700-2500, 400, 200	150-1000, 500	Desarrollo	-
PSB	700-2500	150-1000, 450	Comercialización	-

Los costos de capital son un factor muy importante y deben ser analizados junto con los costos de operación y mantenimiento, estos costos están relacionados con la experiencia que se tenga de la batería. A medida que los avances tecnológicos en las baterías se sigan desarrollando, los precios pueden disminuir.

Al no tenerse una experiencia comercial, las baterías que todavía se encuentran en etapa de desarrollo o demostración todavía no poseen precios definidos de mantenimiento y operación.

También se nota que las baterías de Litio-ion que están en etapa de demostración poseen precios altos de capital, pero a medida que se hagan avances tecnológicos en estas, estos precios pueden disminuir.

La más económica por su experiencia en el mercado es la batería de plomo-ácido la que la convierte en la más ideal si los costos son un factor determinante, además de poseer costos de operación y mantenimiento razonables.

Los costos también dependen del tamaño del sistema de baterías y de la ubicación del sistema.

En la tabla 1.7 se muestra la vida útil de las baterías en años y en número de ciclos de carga y descarga junto con la eficiencia de descarga y del ciclo.

Tabla 1.7: Vida útil y ciclos de carga y descarga en las baterías [6]

Tecnología	Vida útil (años)	Ciclos útiles carga/descarga	Eficiencia de descarga (%)	Eficiencia de ciclo (%)
Plomo-ácido	5-15, 13	500-1000, 200-1800	85	70-80, 63-90, 75-80
Litio-ion	5-15, 14-16	1000-10000, hasta 20000	85	~90-97, 75-90
NaS	10-15, 15, 12-20	2500, 3000, 2500-4500	85	~75-90, 75, 75-85
NiCd	10-20, 3-20, 15-20	2000-2500, 3500	85	~60-70, 60-83
VRB	5-10, 20	12000, 13342	~75-82	75-85, 65-75
ZnBr	5-10, 10, 8-10	2000, 1500	~60-70	~65-75, 66-80, 66
PSB	10-15, 15	-	-	~60-75, 60-75

La vida útil y los ciclos útiles son factores a tener en cuenta debido a su influencia sobre los costos, pues a medida que el tiempo de vida sea menor, los costos de mantenimiento y de reemplazo aumentan.

La eficiencia de ciclo nos permite conocer la relación entre la energía que entra y la que sale durante la carga y descarga y la eficiencia de descarga nos ayuda a conocer la relación entre la energía almacenada y la liberada.

En cuanto a años de vida útil en general, todas superan los 10 años, pero dependiendo de su uso algunas duraran más que otras. Dado el número de ciclos útiles las baterías de Litio-ion son las ideales para aplicaciones donde este parámetro sea importante, además poseen una alta eficiencia de ciclo.

En cuanto a eficiencia de descarga y de ciclo, las baterías convencionales son mejores que las de flujo.

En la tabla 1.8 se encuentran los tiempos de respuesta, potencia nominal y capacidad de energía nominal de las baterías.

Parámetros como la potencia nominal y la capacidad de energía nominal son importantes a la hora de escoger un tipo de batería, dependen de las condiciones nominales del sistema.

En general las baterías tienen tiempos de respuestas, en el orden de los milisegundos.

Tabla 1.8: Características técnicas adicionales de las baterías [6]

Tecnología	Potencia nominal (MW)	Capacidad de energía nominal (MWh)	Tiempo de respuesta
Plomo-ácido	0-20, 0-40, 0.05-10	0.001- 40	< 1/4 de ciclo, milisegundos
Litio-ion	0-0.1, 1-100, 0.005-50	0.024, ~0.004-10	< 1/4 de ciclo, milisegundos
NaS	< 8, < 34	0.4-244.8, 0.4	-
NiCd	0-40, 27, 40	6.75	< 1/4 de ciclo, milisegundos
VRB	~0.03-3, 2	< 60, 2, 3.6	< 1/4 de ciclo
ZnBr	0.05-2, 1-10	0.1-3, 4, 0.005 & 0.5	< 1/4 de ciclo
PSB	1-15, 1, 0.004	> 120, 0.06	20 milisegundos

Capítulo 2

Aplanamiento de la curva de carga

La corrección de la curva de carga consiste en el almacenamiento de energía en periodos de baja demanda para ser utilizada en horas pico, logrando con esto un adecuado manejo de la curva de carga. Esta energía es guardada mediante el uso de almacenadores de energía y lo que se logra con esto es vender energía que en periodos de baja demanda es económica a precios más altos en horas pico.

El manejo de la curva de carga trae consigo una serie de beneficios tanto técnicos como económicos. De los técnicos se tienen desplazamientos en planes de expansión en los sistemas de transmisión y distribución, disminución del nivel de pérdidas y mejoramiento del nivel de tensión. Desde el punto de vista económico, un manejo adecuado en la compra y venta de energía.

2.1. Definición de curva de carga

Una curva de carga es la variación de la demanda en el tiempo. La demanda puede ser expresada en términos de potencia instantánea o energía en un periodo de tiempo. Donde la primera puede estar expresada en W, kW, MW, etc y la segunda por lo general en Wh, kWh, MWh, etc.

2.2. Tipos de curva de carga

La curva de carga puede ser expresada para diferentes periodos de tiempo así: Curva de carga diaria, semanal, mensual y anual. Según las empresas de energía eléctrica, la carga es clasificada como residencial, comercial e industrial. Estos tipos de carga son considerados por el factor de potencia y el factor de carga, correspondiendo a la carga residencial el mayor factor de potencia y a la industrial el mayor factor de carga. En las figuras 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4 se puede observar las curvas diarias según el tipo de carga.

Las curvas semanal y mensual son construidas con los valores de demanda máxima para cada hora o día durante una semana y un mes respectivamente, mientras que la curva anual es con cada mes del año.

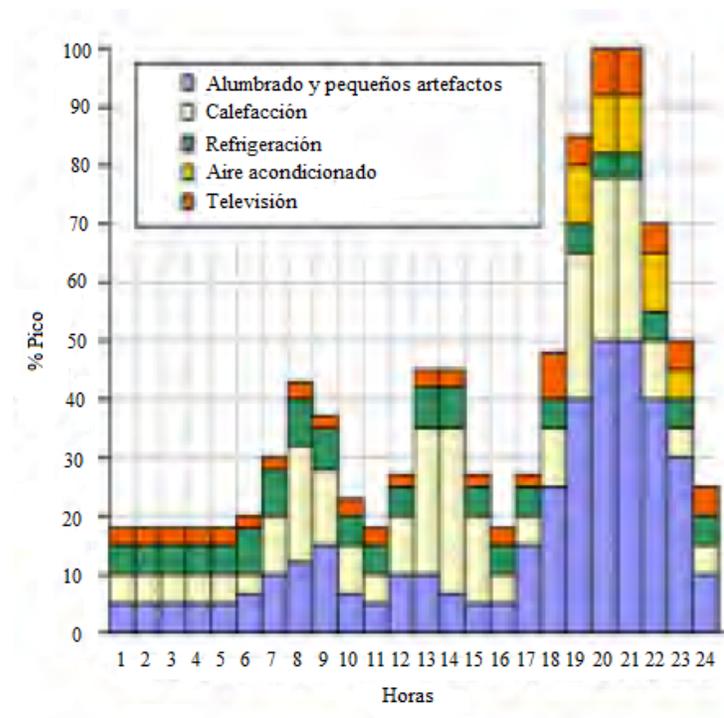


Figura 2.1: Curva de carga diaria para una carga residencial [8]

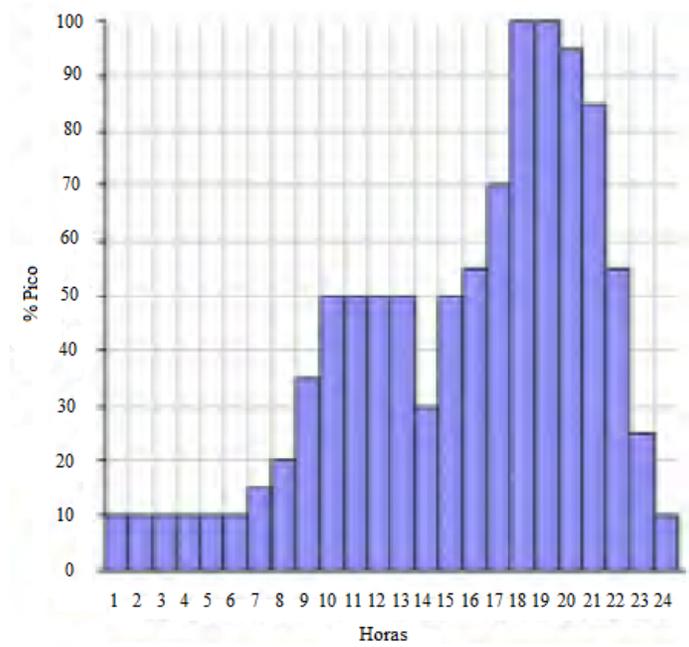


Figura 2.2: Curva de carga diaria para una carga comercial [8]

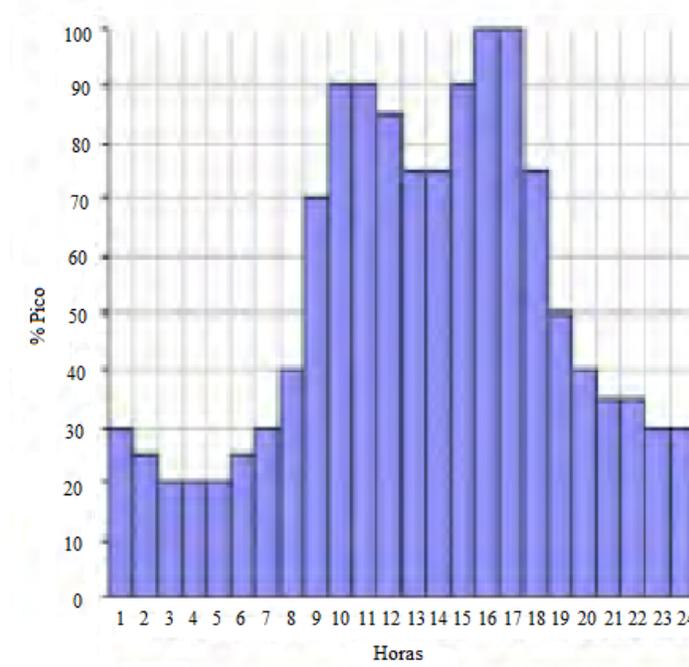


Figura 2.3: Curva de carga diaria para una carga industrial [8]

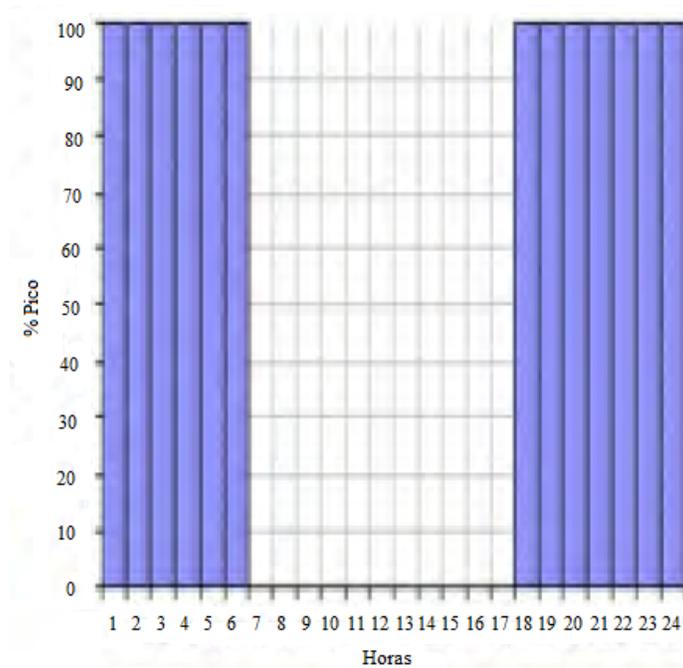


Figura 2.4: Curva de carga diaria para una carga de alumbrado público [8]

2.3. Aspectos técnicos y económicos de la corrección de la curva de carga

El manejo de la curva de carga trae ventajas tanto técnicas como económicas para la operación y planeación de las redes de energía eléctrica, dado que se establecen adecuados balances de potencia para horas pico. Disminuir la potencia pico permite desplazar en el tiempo los planes de expansión de los sistemas de distribución y de trasmisión.

También con la minimización de la corriente en horas pico, se presenta una disminución en las pérdidas y mejoramiento en el nivel de tensión. La figura 2.5 explica el proceso de manejo de la curva de carga usando almacenadores de energía. Además se indican beneficios desde el punto de vista económico, al obtenerse ganancias durante la transacción de compra de energía en horas valle y venta en horas pico.

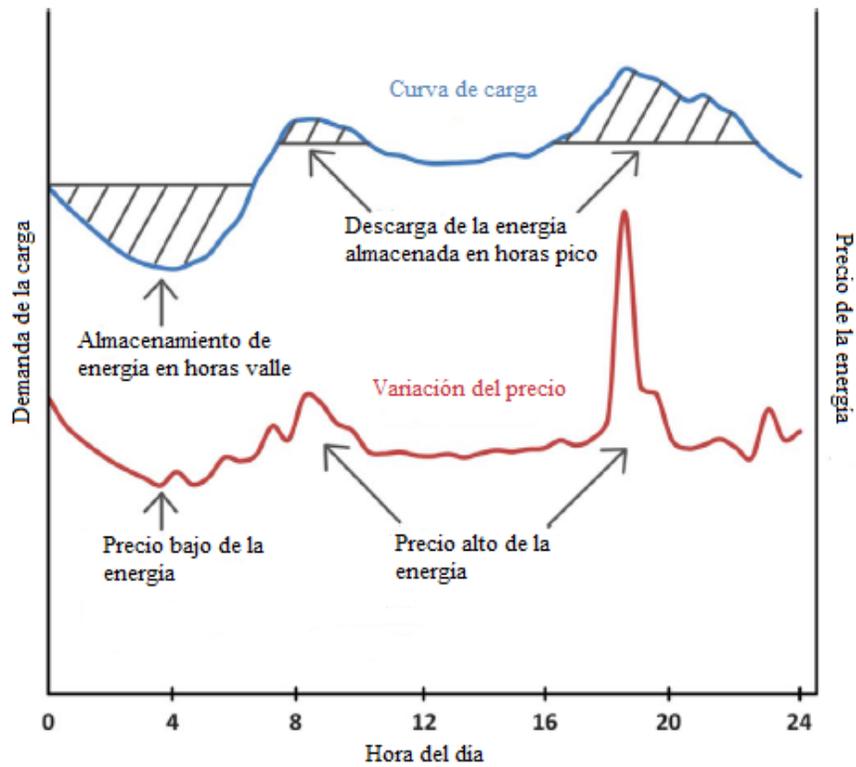


Figura 2.5: Ejemplo ilustrativo de la corrección de una curva de carga [9]

La corrección de la curva de carga de la figura 2.5 es un ejemplo realizado con base en la información de un operador de red en Queensland, Australia [9]. En esta se observa cómo se obtienen grandes beneficios económicos al vender energía a un precio mayor al original

Capítulo 3

Formulación matemática del problema

En este capítulo se presenta la formulación matemática del problema del planeamiento de la operación en un sistema de distribución con almacenadores de energía usando modelos matemáticos lineales y no lineales.

3.1. Modelo lineal

En este modelo la función objetivo es representada con base en los costos operativos y las restricciones representadas de acuerdo a las características técnicas y operativas de la red. Además se incluyen restricciones relacionadas con la capacidad de los almacenadores de energía. En las ecuaciones (3.1) a (3.15) se presenta el modelo matemático basado de [11].

$$f(x) = \text{mín} \left\{ \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{i \in \Omega_{Ng}} C_g(t, i) P_g(t, i) \Delta_T \right\} \quad (3.1)$$

s.a

$$P_g(t, i) + P_b(t, i) - P_d(t, i) = \sum_{ij \in \Omega_L, i \neq j} F_{PL}(t, ij) \quad \forall t \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_N \quad (3.2)$$

$$Q_g(t, i) - Q_d(t, i) = \sum_{ij \in \Omega_L, i \neq j} F_{QL}(t, ij) \quad \forall t \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_N \quad (3.3)$$

$$P_g(t, i) = 0 \quad \forall t \in \Omega_T, \forall i \notin \Omega_{Ng} \quad (3.4)$$

$$P_b(t, i) = 0 \quad \forall t \in \Omega_T, \forall i \notin \Omega_{Nb} \quad (3.5)$$

$$Q_g(t, i) = 0 \quad \forall t \in \Omega_T, \forall i \notin \Omega_{Ng} \quad (3.6)$$

$$SoC_b(t, i) = SoC_b(t-1, i) - \phi_b P_b(t, i) \Delta_T \quad \forall t \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_{Nb} \quad (3.7)$$

$$SoC_b(t, i) = SoC_b^0(i) \quad t = 0, \forall i \in \Omega_{Nb} \quad (3.8)$$

$$SoC_b(t, i) = SoC_b^F(i) \quad t = T, \forall i \in \Omega_{Nb} \quad (3.9)$$

$$\underline{P}_g(t, i) \leq P_g(t, i) \leq \overline{P}_g(t, i) \quad \forall t \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_{Ng} \quad (3.10)$$

$$\underline{Q}_g(t, i) \leq Q_g(t, i) \leq \overline{Q}_g(t, i) \quad \forall t \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_{Ng} \quad (3.11)$$

$$-P_{cargab}(i) \leq P_b(t, i) \leq P_{descargab}(i) \quad \forall t \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_{Nb} \quad (3.12)$$

$$-\overline{F_{PL}}(ij) \leq F_{PL}(t, ij) \leq \overline{F_{PL}}(ij) \quad \forall t \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_L \quad (3.13)$$

$$-\overline{F_{QL}}(ij) \leq F_{QL}(t, ij) \leq \overline{F_{QL}}(ij) \quad \forall t \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_L \quad (3.14)$$

$$\underline{SoC_b}(t, i) \leq SoC_b(t, i) \leq \overline{SoC_b}(t, i) \quad \forall t \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_{Nb} \quad (3.15)$$

Donde,

- Ω_T : Conjunto de los intervalos de tiempo considerados en el periodo de estudio.
- Ω_N : Conjunto de todos los nodos del sistema.
- Ω_{Ng} : Conjunto de los nodos con generación.
- Ω_{Nb} : Conjunto de los nodos con almacenadores de energía.
- Ω_L : Conjunto de todos los tramos de red del sistema.
- i : Indice que recorre los nodos.
- ij : Indice que recorre los tramos.
- t : Indice que recorre cada intervalo de tiempo.
- $C_g(t, i)$: Costo de compra de la energía al generador g del nodo i en el tiempo t .
- Δ_T : Intervalo entre cada tiempo t
- T : Periodo de estudio
- $P_d(t, i)$: Demanda de potencia activa en el nodo i en el tiempo t .
- $Q_d(t, i)$: Demanda de potencia reactiva en el nodo i en el tiempo t .
- ϕ_b : Pendiente de carga/descarga del almacenador de energía b del nodo i .
- $SoC_b^0(i)$: Estado de carga inicial del almacenador de energía b del nodo i .
- $SoC_b^F(i)$: Estado de carga final del almacenador de energía b del nodo i .
- $\overline{P_g}(t, i)$: Máxima generación de potencia activa permitida para el generador g del nodo i .
- $\underline{P_g}(t, i)$: Mínima generación de potencia activa permitida para el generador g del nodo i .
- $\overline{Q_g}(t, i)$: Máxima generación de potencia reactiva permitida para el generador g del nodo i .
- $\underline{Q_g}(t, i)$: Mínima generación de potencia reactiva permitida para el generador g del nodo i .

- P_{cargab} : Potencia activa de carga máxima para el almacenador de energía b del nodo i .
 $P_{descargab}$: Potencia activa de descarga máxima para el almacenador de energía b del nodo i .
 $\overline{F_{PL}}(ij)$: Flujo de potencia activa máxima permitida para el tramo de red ij del sistema.
 $\overline{F_{QL}}(ij)$: Flujo de potencia reactiva máxima permitida para el tramo de red ij del sistema.
 $\overline{SoC_b}(t, i)$: Estado de carga máxima permitida para el almacenador de energía b del nodo i .
 $SoC_b(t, i)$: Estado de carga mínima permitida para el almacenador de energía b del nodo i .
 $f(x)$: Función objetivo.
 $P_g(t, i)$: Potencia activa generada por el generador g del nodo i en el tiempo t .
 $Q_g(t, i)$: Potencia reactiva generada por el generador g del nodo i en el tiempo t .
 $P_b(t, i)$: Potencia activa entregada/consumida por el almacenador de energía b del nodo i en el tiempo t .
 $F_{PL}(t, ij)$: Flujo de potencia activa en el tramo de red ij del sistema en el tiempo t .
 $F_{QL}(t, ij)$: Flujo de potencia reactiva en el tramo de red ij del sistema en el tiempo t .
 $SoC_b(t, i)$: Estado de carga del almacenador de energía b del nodo i en el tiempo t .

En este modelo, la ecuación (3.1) corresponde a la función objetivo que representa los costos de compra de energía. Las restricciones del modelo corresponden a las ecuaciones (3.2) a (3.15), en donde las ecuaciones (3.2) y (3.3) corresponden al balance de potencia activa y reactiva en los nodos del sistema en cada intervalo de tiempo respectivamente. Las ecuaciones (3.4), (3.5) y (3.6) corresponden a la decisión de existencia de esas variables en cada nodo; la ecuación (3.7) corresponde al estado de carga del almacenador de energía b conectado al nodo i en el tiempo t ; la ecuación (3.8) y (3.9) representan el estado inicial y final de carga del almacenador b conectado al nodo i respectivamente.

Las restricciones (3.10) y (3.11) corresponden a los límites de potencia activa y reactiva generada por el generador g en el nodo i respectivamente; la restricción (3.12) corresponde a los límites de potencia activa de carga y descarga de los almacenadores de energía; las restricciones (3.13) y (3.14) corresponden a los límites de capacidad de las líneas y la restricción (3.15) corresponde a los límites de carga de los almacenadores de energía.

3.2. Modelo no lineal

En este modelo, la función objetivo representa los costos operativos del sistema y las restricciones corresponden a características técnicas y operativas del mismo, así como de los almacenadores de energía.

La función objetivo y las restricciones técnicas del sistema y de los almacenadores de energía son las mismas del modelo lineal con excepción de las restricciones (3.2), (3.3), (3.13) y (3.14).

En el modelo no lineal el balance de potencia considera el efecto de las pérdidas, por lo que las ecuaciones (3.2) y (3.3) son reemplazadas por las ecuaciones (3.19) y (3.20) respectivamente. Estas últimas consideran las pérdidas de potencia activa y reactiva en los elementos del sistema.

Para obtener las ecuaciones (3.19) y (3.20), se parte de la ecuación (3.16) correspondiente al balance de potencia nodal.

$$\vec{S}_g(t, i) - \vec{S}_d(t, i) = \vec{V}(t, i) \sum_{j \in \Omega_N} \left(\vec{V}(t, j) \vec{Y}(i, j) \right)^* \quad \forall t \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_N \quad (3.16)$$

La ecuación (3.16) es separada en su parte real e imaginaria, la ecuación (3.17) corresponde a la parte real y la ecuación (3.18) corresponde a la parte imaginaria.

$$P_g(t, i) - P_d(t, i) = V(t, i) \sum_{j \in \Omega_N} V(t, j) [G(i, j) \cos(\theta_i - \theta_j) + B(i, j) \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (3.17)$$

$$\forall t \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_N$$

$$Q_g(t, i) - Q_d(t, i) = V(t, i) \sum_{j \in \Omega_N} V(t, j) [G(i, j) \sin(\theta_i - \theta_j) - B(i, j) \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (3.18)$$

$$\forall t \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_N$$

Considerando la potencia de las baterías en la ecuación (3.17) y asumiendo una diferencia angular $(\theta_i - \theta_j)$ pequeña se obtiene la ecuación (3.19).

$$P_g(t, i) + P_b(t, i) - P_d(t, i) = V(t, i) \sum_{j \in \Omega_N} V(t, j) [G(i, j) + B(i, j) (\theta_i - \theta_j)] \quad (3.19)$$

$$\forall t \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_N$$

Asumiendo una diferencia angular $(\theta_i - \theta_j)$ pequeña en la ecuación (3.18) se obtiene la ecuación (3.20).

$$Q_g(t, i) - Q_d(t, i) = V(t, i) \sum_{j \in \Omega_N} V(t, j) [G(i, j) (\theta_i - \theta_j) - B(i, j)] \quad (3.20)$$

$$\forall t \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_N$$

Las ecuaciones (3.13) y (3.14) explica el límite de capacidad de las líneas. Estas ecuaciones son sustituidas por las ecuaciones (3.22) y (3.24) respectivamente, dadas en función de voltajes nodales y parámetros del elemento.

Para obtener la ecuación (3.22), se parte de la ecuación (3.21) correspondiente al flujo de potencia activa por una línea.

$$F_{PL}(t, ij) = V^2(t, i) g(i, j) - V(t, j) V(t, i) [g(i, j) \cos(\theta_i - \theta_j) + b(i, j) \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (3.21)$$

$$\forall t \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_L$$

Considerando los límites de capacidad de las líneas en la ecuación (3.21) y asumiendo una diferencia angular $(\theta_i - \theta_j)$ pequeña se obtiene la ecuación (3.22).

$$-\overline{F_{PL}}(ij) \leq V^2(t, i) g(i, j) - V(t, i) V(t, j) [g(i, j) + b(i, j) (\theta_i - \theta_j)] \leq \overline{F_{PL}}(ij) \quad (3.22)$$

$$\forall t \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_L$$

Para obtener la ecuación (3.24), se parte de la ecuación (3.23) correspondiente al flujo de potencia reactiva por una línea.

$$F_{QL}(t, ij) = -V^2(t, i) b(i, j) + V(t, j) V(t, i) [b(i, j) \cos(\theta_i - \theta_j) - g(i, j) \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (3.23)$$

$$\forall t \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_L$$

Considerando los límites de capacidad de las líneas en la ecuación (3.23) y asumiendo una diferencia angular $(\theta_i - \theta_j)$ pequeña se obtiene la ecuación (3.24).

$$-\overline{F_{QL}}(ij) \leq -V^2(t, i) b(i, j) + V(t, i) V(t, j) [b(i, j) - g(i, j) (\theta_i - \theta_j)] \leq \overline{F_{QL}}(ij) \quad (3.24)$$

$$\forall t \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_L$$

Por último es incluida la restricción (3.25) correspondiente a los límites operativos del nivel de tensión.

$$\underline{V} \leq V(t, i) \leq \overline{V} \quad \forall t \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_N \quad (3.25)$$

Donde,

$\vec{S}_g(t, i)$: Fasor de potencia aparente generada por el generador g del nodo i en el tiempo t .

$\vec{S}_d(t, i)$: Fasor de potencia aparente de la demanda en el nodo i en el tiempo t .

$\vec{V}(t, i)$: Fasor de tensión del nodo i en el tiempo t .

$\vec{Y}(i, j)$: Fasor de admitancia nodal entre el nodo i y el nodo j .

$V(t, i)$: Magnitud de tensión del nodo i en el tiempo t .

$G(i, j)$: Conductancia nodal entre el nodo i y el nodo j .

$B(i, j)$: Susceptancia nodal entre el nodo i y el nodo j .

θ_i : Ángulo del nodo i .

θ_j : Ángulo del nodo j .

$g(i, j)$: Conductancia primitiva entre el nodo i y el nodo j .

$b(i, j)$: Susceptancia primitiva entre el nodo i y el nodo j .

\overline{V} : Tensión máxima del sistema.

\underline{V} : Tensión mínima del sistema.

Capítulo 4

Metodología propuesta

En este capítulo se presenta la metodología propuesta para la solución del problema teniendo en cuenta almacenadores de energía usando un modelo matemático lineal y no lineal.

4.1. Descripción de la metodología

A continuación se describen los pasos empleados en la metodología desarrollada.

1. Información del sistema a analizar.
2. Plantear el modelo matemático lineal del sistema a resolver.
3. Solucionar el modelo matemático usando un software de optimización comercial. El software de optimización comercial utilizado es $GAMS^{\text{®}}$ y el solver usado es CPLEX.
4. Plantear el modelo matemático no lineal del sistema a resolver.
5. Solucionar el modelo matemático usando un software de optimización comercial. El software de optimización comercial utilizado es $GAMS^{\text{®}}$ y el solver usado es CONOPT.
6. Analizar resultados obtenidos con el modelo lineal y el no lineal

En la figura 4.1 se presenta el diagrama de flujo que resume el procedimiento seguido.

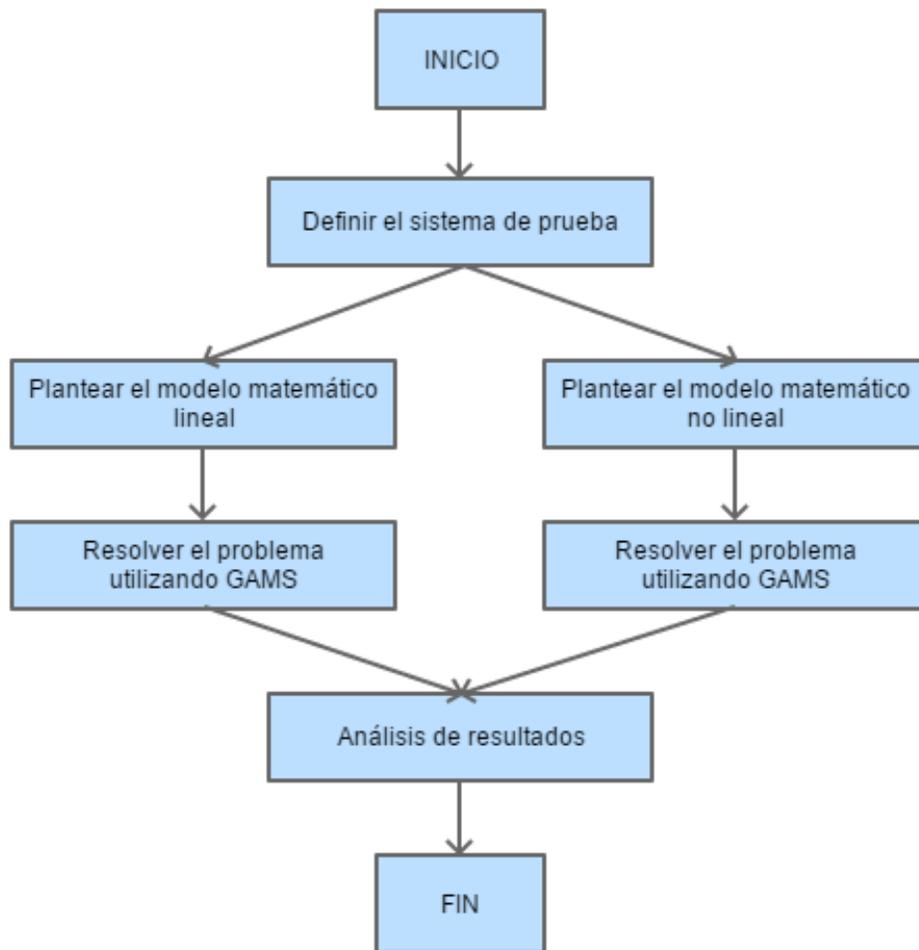


Figura 4.1: Diagrama de flujo de la metodología de solución

Capítulo 5

Aplicación y resultados

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos al aplicar la metodología descrita en el capítulo anterior a dos sistemas de prueba de 7 y 34 nodos.

Los sistemas anteriores son analizados en dos situaciones operativas, así:

- 1: Sin almacenadores de energía.
- 2: Con almacenadores de energía.

La metodología es implementada en un computador con sistema operativo *Windows*[®] 10 *Professional* y para su solución se usó el software *GAMS*[®] versión 21.2.

5.1. Sistema de prueba de 7 nodos

El sistema de prueba de 7 nodos se muestra en la figura 5.1, en donde la fuente está conectada al nodo 1 y el sistema de almacenadores de energía está conectado al nodo 2 (subestación). A los nodos 3, 4, 5, 6 y 7 están conectadas demandas de energía eléctrica y la línea entre el nodo 1 y 2 representa el equivalente de Thevenin de la red conectada aguas arriba del nodo 2 (subestación). Los datos de este sistema se presentan en el apéndice A.

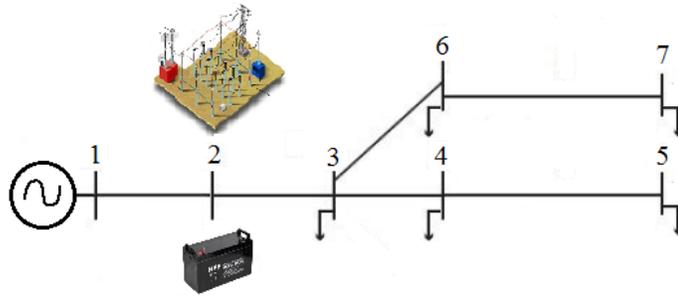


Figura 5.1: Sistema de prueba de 7 nodos

5.1.1. Modelo lineal

La función objetivo considera la energía requerida por el sistema y que satisface la siguiente ecuación de balance de potencia así: $\Sigma P_G = \Sigma P_D + P_{\text{pérdidas}}$; de esta manera el valor de la función objetivo incluye la demanda servida y las pérdidas. Sin embargo en el modelo lineal las pérdidas son despreciadas. Así el modelo lineal es analizado con base en la curva de carga.

Este modelo considera los beneficios obtenidos de la compra y venta de energía, haciendo uso para esto de los almacenadores de energía y con los cuales se obtiene un adecuado manejo operativo de carga y descarga de energía eléctrica. El resultado de esta es un adecuado manejo de la curva de demanda de energía eléctrica.

El modelo propuesto estudia dos casos. En el primero se analiza el sistema sin almacenadores de energía y el segundo con almacenadores de energía.

La energía para abastecer la curva de carga proviene de la red. El sistema de almacenadores de energía instalado en el nodo 2 se usa con el fin de cargar y descargar energía durante las 24 horas del día. La operación de carga y descarga en el sistema de almacenadores se presenta de acuerdo a los costos de la energía durante las 24 horas del día. Al final de dicha operación se espera obtener el máximo beneficio representado en la compra y venta de la misma.

La tabla 5.1 presenta los resultados de la función objetivo que corresponde a los valores de compra de energía observados en la curva bajo dos situaciones, sin y con almacenadores de

energía.

Tabla 5.1: Información de la función objetivo en el modelo lineal

Casos	Función objetivo [USD]
1: sin almacenadores	13503.63
2: con almacenadores	13264.88

De la tabla 5.1 se puede observar que la situación más económica es aquella en la cual se usan almacenadores de energía, con un ahorro diario de 238.75 USD respecto al caso sin almacenadores de energía. Este valor esta reflejado en la utilidad generada por la compra y venta de energía. El ahorro anual es calculado como el producto de $238.75 \text{ USD} * 365 = 87143.8 \text{ USD}$.

En la figura 5.2 se observa el comportamiento de la curva de carga vista en el nodo 1 de los dos casos estudiados. El primero describe la curva de carga sin almacenadores y el segundo con el sistema de almacenadores de energía instalados en la subestación. La diferencia en energía entre las dos curvas de carga, corresponde al ciclo de carga y descarga del sistema de almacenadores de energía.

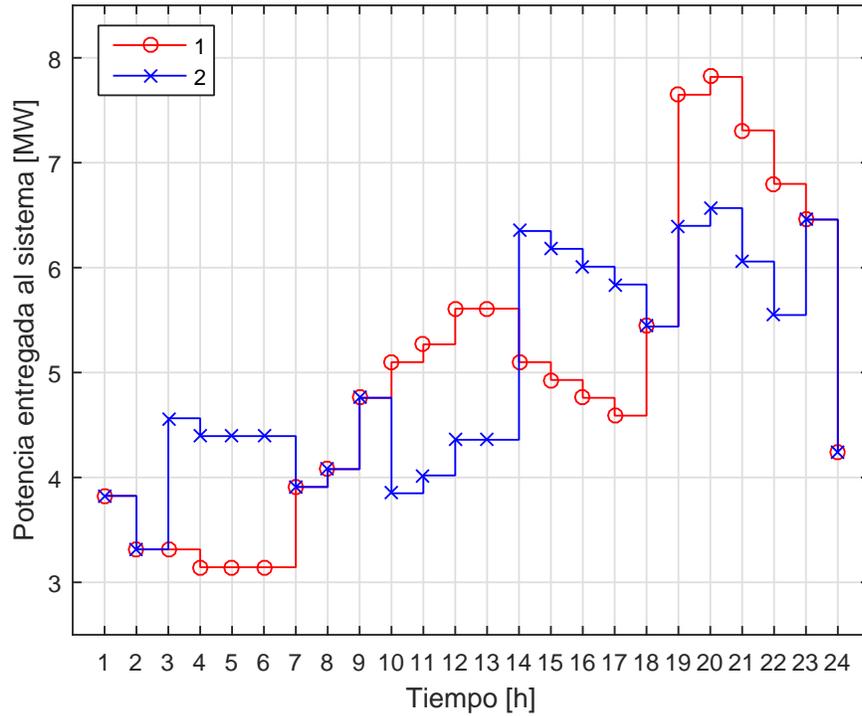


Figura 5.2: Curvas de carga con el modelo lineal

De la figura 5.2 se observa en el caso con almacenadores, un mejor manejo de la curva de carga estableciendo un equilibrio entre horas valle y horas pico. También se observa que la potencia máxima en la hora 20, que es correspondiente al valor pico, pasa de 7.818 MW en la curva 1, a 6.568 MW en la curva 2, con una disminución de 1.25 MW. Considerado un beneficio adicional, ya que afecta positivamente la cargabilidad y las pérdidas de energía eléctrica de las redes de transmisión, como se observa en la figura 5.3.

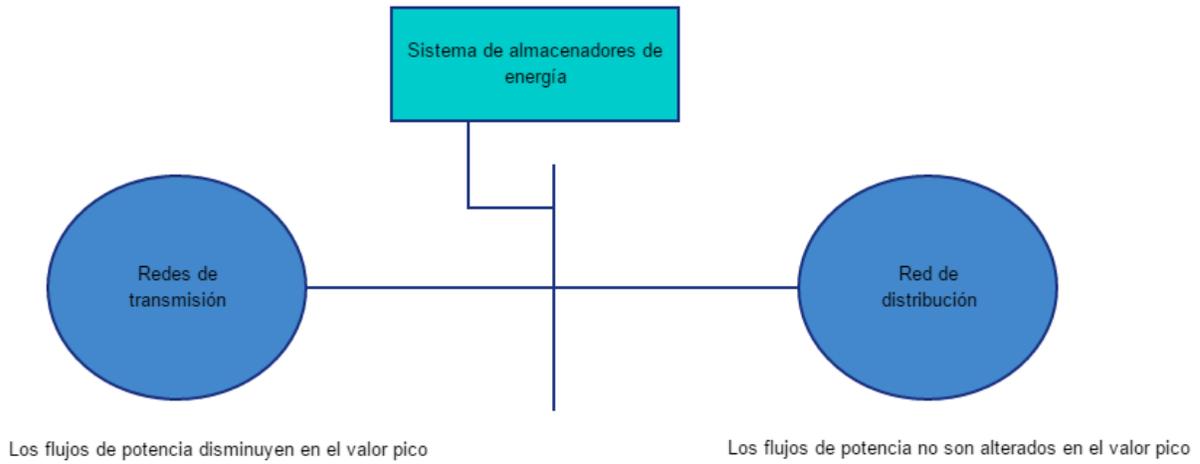


Figura 5.3: Diagrama informativo sobre los flujos de potencia

En la figura 5.4 se muestra el estado de la operación del sistema de almacenadores de energía ubicado en el nodo 2. En el sistema de almacenadores se observa que se carga en las horas valle donde el precio de la energía es menor y se descarga en las horas pico donde es mayor.

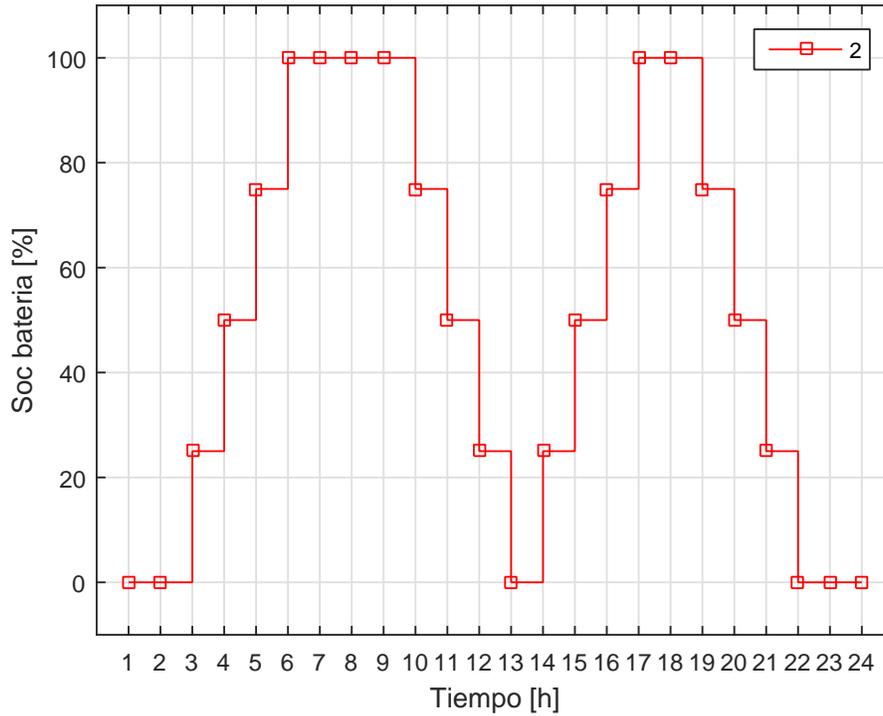


Figura 5.4: Estado de carga del sistema de almacenadores de energía instalado en el nodo 2

El sistema de almacenadores de energía tiene un costo de 250000 USD y un costo de operación y mantenimiento anual de 10500 USD. Estos datos son tomados con referencia a la tabla 1.6.

Dada una vida útil de los almacenadores de energía de 10 años y una tasa de interés del 10 %, se calcula el costo anualizado de los almacenadores en 40686.3 USD, según se describe en la ecuación (5.1).

$$250000 (A/P, 10 \%, 10) = 40686.3 \text{ USD} \quad (5.1)$$

La figura 5.5 describe los costos anualizados del sistema de almacenadores de energía, el costo anual de mantenimiento y operación, así como la ganancia anual de la compra y venta de energía.

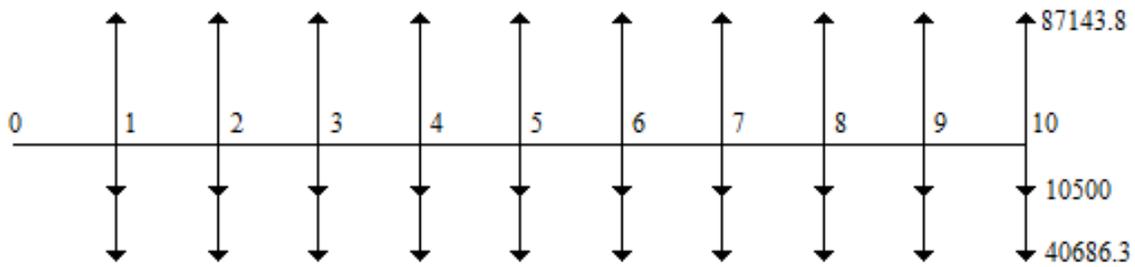


Figura 5.5: Diagrama de flujo en USD

La ecuación (5.2) calcula el valor del beneficio anual (BAUE) obtenido por la instalación del sistema de almacenadores de energía.

$$BAUE = -40686.3 + 87143.8 - 10500 = 35957.5 \text{ USD} \quad (5.2)$$

El diagrama de flujo de la figura 5.6 muestra finalmente una utilidad anual de 35957.5 USD, la cual justifica la compra de los almacenadores.

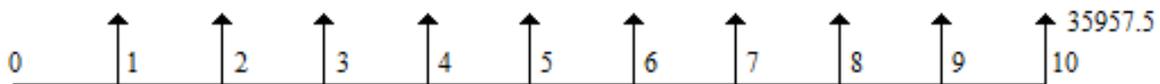


Figura 5.6: Diagrama de flujo en USD

5.1.2. Modelo no lineal

Este modelo considera beneficios de la compra y venta de energía, además de las pérdidas de energía; así el modelo no lineal es analizado con base en la curva de carga suministrada al sistema, que incluye el valor de la demanda más las pérdidas. Como en el modelo anterior son estudiados dos casos, el primero sin considerar almacenadores de energía y el segundo considerando almacenadores de energía.

La tabla 5.2 presenta los valores de la función objetivo, sin y con almacenadores de energía.

Estos valores corresponden al costo de compra de la energía para un periodo de 24 horas.

Tabla 5.2: Información de la función objetivo en el modelo no lineal

Casos	Función objetivo [USD]
1: sin almacenadores	13619.98
2: con almacenadores	13378.39

De la tabla 5.2 se puede observar que los valores obtenidos con el modelo no lineal son mayores que los del lineal debido a las pérdidas. También que la situación más económica es en la que se usan almacenadores de energía, con un ahorro diario de 241.59 USD respecto al caso sin almacenadores de energía. Este valor es mayor al del modelo lineal debido al efecto de las pérdidas aguas arriba de la subestación. El ahorro anual es calculado como el producto de $241.59 \text{ USD} * 365 = 88180.4 \text{ USD}$.

En la figura 5.7 se muestra las curvas de carga con la energía que la red suministra al sistema, para los dos casos estudiados, sin y con almacenadores.

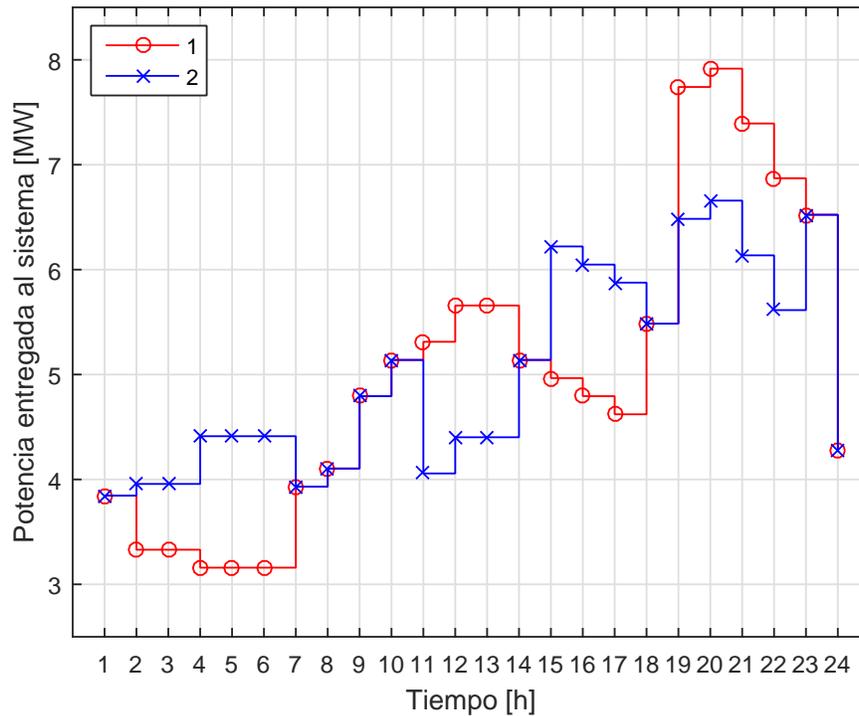


Figura 5.7: Curvas de carga suministrada al sistema con el modelo no lineal

De la figura 5.7 se observa un comportamiento con algunas diferencias respecto al modelo lineal debido a las pérdidas. También se observa que la potencia máxima en la hora 20, que corresponde al valor pico, pasa de 7.916 MW en la curva 1, a 6.658 MW en la curva 2, con una disminución de 1.258 MW, siendo esta mayor que el modelo lineal en 8 kW. La disminución de la demanda en la hora pico, trae dos beneficios adicionales, el primero hace referencia a la cargabilidad de las redes de transmisión y el segundo a la disminución de las pérdidas de estas.

En la figura 5.8 se muestra el estado operativo del sistema de almacenadores de energía como resultado de la compra de energía a bajos precios en horas valle para ser vendida a precios más altos en horas pico.

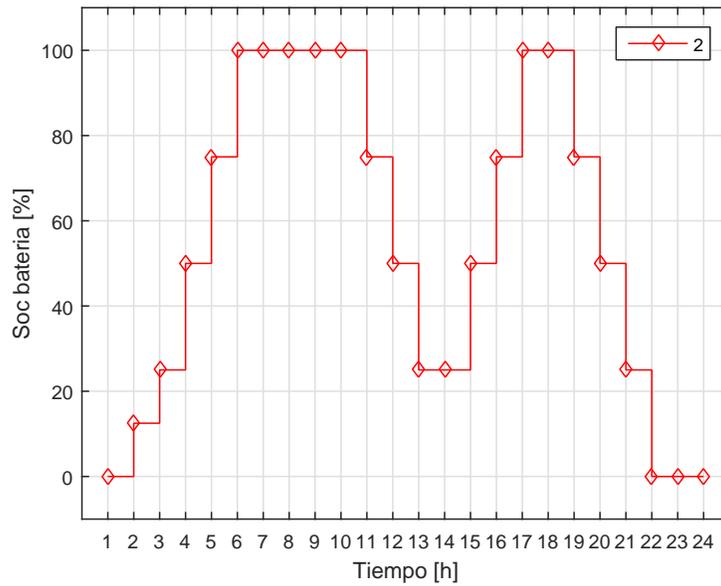


Figura 5.8: Estado de carga del sistema de almacenadores de energía instalado en el nodo 2

La figura 5.9 describe los costos anualizados del sistema de almacenadores de energía, el costo anual de mantenimiento y operación, así como la ganancia anual de la compra y venta de energía.

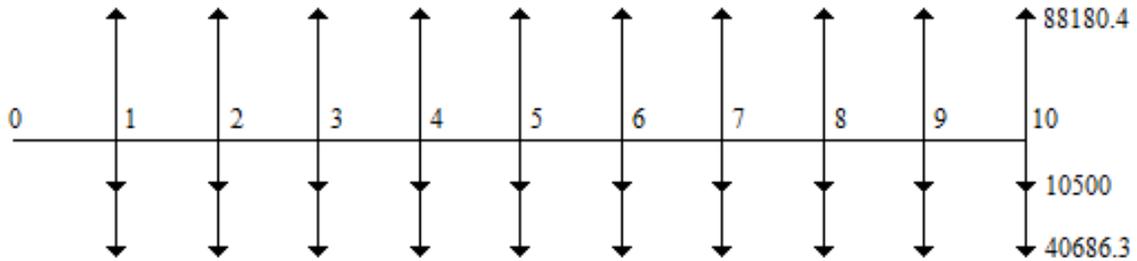


Figura 5.9: Diagrama de flujo en USD

La ecuación (5.3) calcula el valor del beneficio anual (BAUE) obtenido por la instalación del sistema de almacenadores de energía.

$$BAUE = -40686.3 + 88180.4 - 10500 = 36994.1 \text{ USD} \quad (5.3)$$

El diagrama de flujo de la figura 5.10 muestra finalmente una utilidad anual de 36994.1 USD, justificando así la compra de los almacenadores.

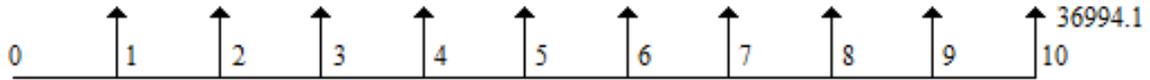


Figura 5.10: Diagrama de flujo en USD

5.2. Sistema de prueba de 34 nodos

El sistema de prueba de 34 nodos se muestra en la figura 5.11, en donde la fuente está conectada al nodo 1 y el sistema de almacenadores de energía está conectado al nodo 2 (subestación). La línea entre el nodo 1 y 2 representa el equivalente de Thevenin de la red conectada aguas arriba del nodo 2 (subestación). Los datos de este sistema presentan en el apéndice A.

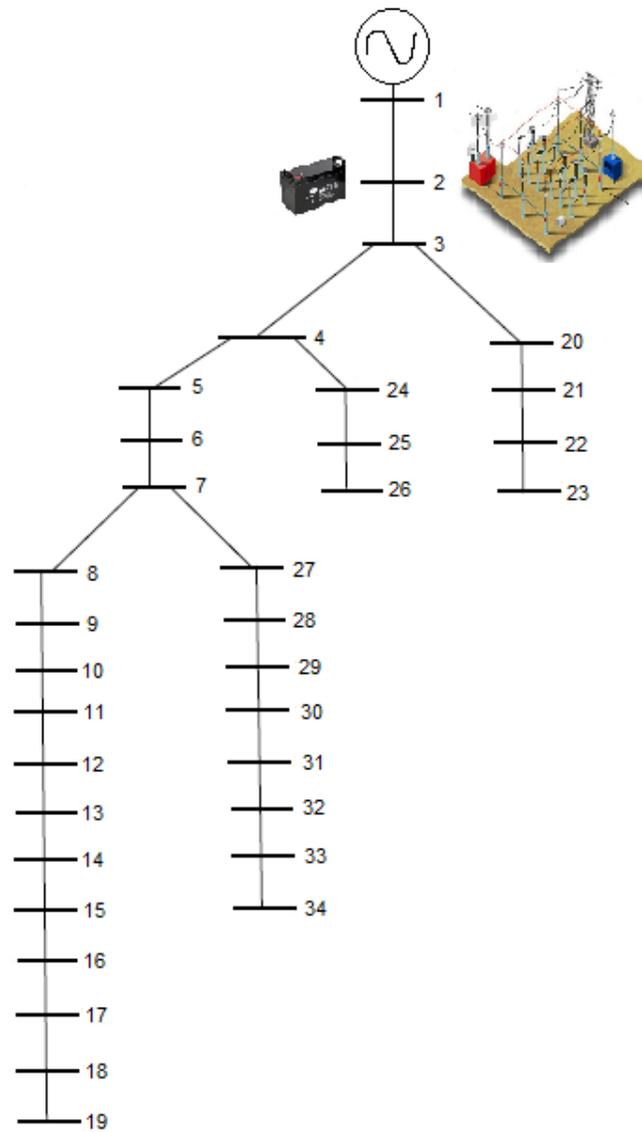


Figura 5.11: Sistema de prueba de 34 nodos

5.2.1. Modelo lineal

Este modelo considera beneficios de la compra y venta de energía; así el modelo no lineal es analizado con base en la curva de carga. Este estudia dos casos, el primero sin considerar almacenadores de energía y el segundo considerando almacenadores de energía.

La tabla 5.3 presenta los resultados de la función objetivo que corresponde a los valores de compra de energía observados en la curva bajo dos situaciones, sin y con almacenadores de energía.

Tabla 5.3: Información de la función objetivo en el modelo lineal

Casos	Función objetivo [USD]
1: sin almacenadores	5849.70
2: con almacenadores	5706.45

De la tabla 5.3 se puede observar que la situación más económica es aquella en la cual se usan almacenadores de energía, con un ahorro diario de 143.25 USD respecto al caso sin almacenadores de energía. Este valor esta reflejado en la utilidad generada por la compra y venta de energía. El ahorro anual es calculado como el producto de $143.25 \text{ USD} * 365 = 52286.3 \text{ USD}$.

En la figura 5.12 se observa el comportamiento de la curva de carga vista en el nodo 1 de los dos casos estudiados. El primero describe la curva de carga sin almacenadores y el segundo con el sistema de almacenadores de energía instalados en la subestación. La diferencia en energía entre las dos curvas de carga, corresponde al ciclo de carga y descarga del sistema de almacenadores.

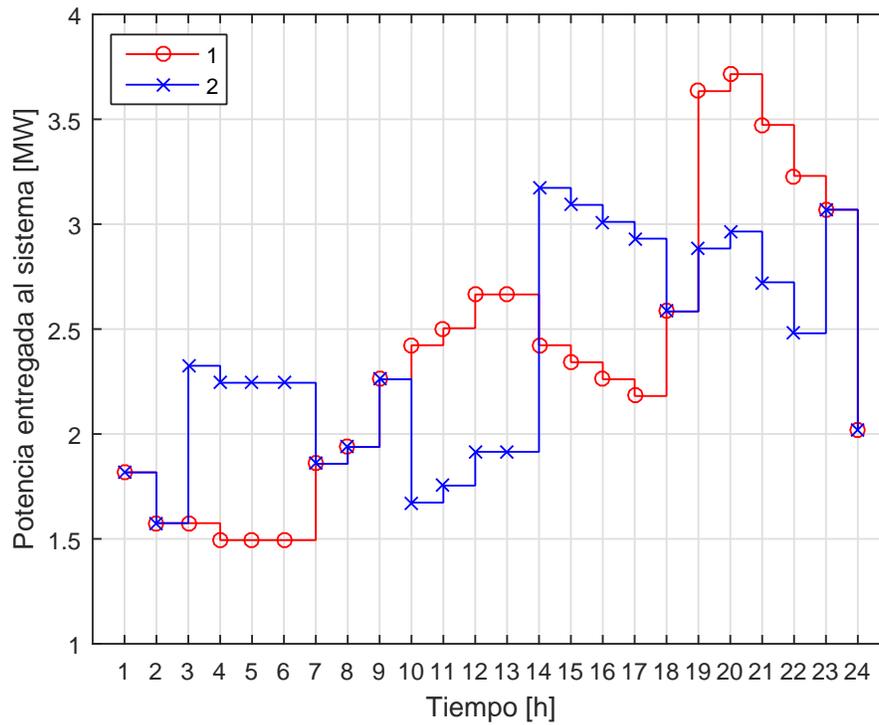


Figura 5.12: Curvas de carga con el modelo lineal

De la figura 5.12 se observa en el caso con almacenadores un mejor manejo de la curva de carga, estableciendo un equilibrio entre horas valle y horas pico. También se observa que la potencia máxima en la hora 20, que es correspondiente al valor pico, pasa de 3.715 MW en la curva 1, a 2.965 MW en la curva 2, con una disminución de 0.75 MW. Considerado un beneficio ya que afecta positivamente la cargabilidad y las pérdidas de energía eléctrica de las redes de transmisión.

En la figura 5.13 se muestra el estado de la operación del sistema de almacenadores de energía ubicado en el nodo 2. En el sistema de almacenadores se observa que se carga en las horas valle donde el precio de la energía es menor y se descarga en las horas pico donde es mayor.

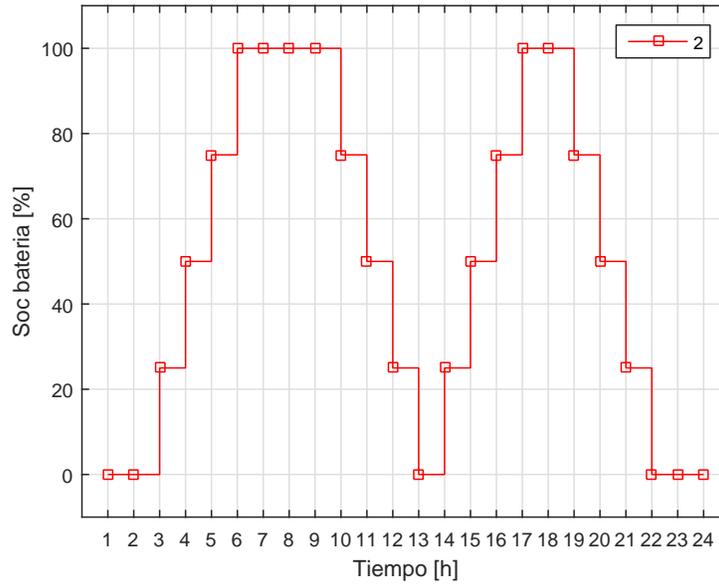


Figura 5.13: Estado de carga del sistema de almacenadores de energía instalado en el nodo 2

El sistema de almacenadores de energía tiene un costo de 150000 USD y un costo de operación y mantenimiento anual de 6250 USD. Estos datos son tomados con referencia a la tabla 1.6.

Dada una vida útil de los almacenadores de energía de 10 años y una tasa de interés del 10 %, se calcula el costo anualizado de los almacenadores en 24411.8 USD, según se describe en la ecuación (5.4).

$$150000 (A/P, 10 \%, 10) = 24411.8 \text{ USD} \tag{5.4}$$

La figura 5.14 describe los costos anualizados del sistema de almacenadores de energía, el costo anual de mantenimiento y operación, así como la ganancia anual de la compra y venta de energía.

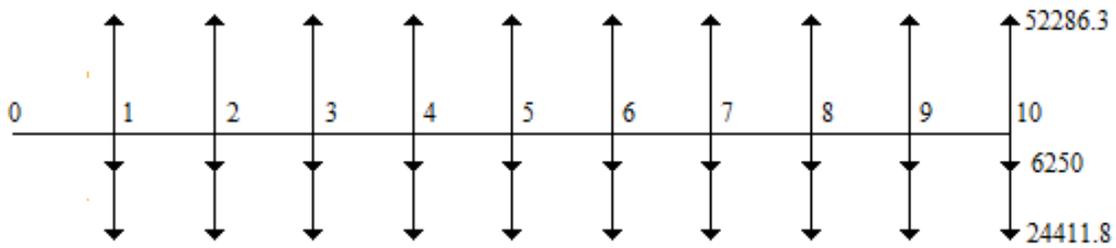


Figura 5.14: Diagrama de flujo en USD

La ecuación (5.5) calcula el valor del beneficio anual (BAUE) obtenido por la instalación del sistema de almacenadores de energía.

$$BAUE = -24411.8 + 52286.3 - 6250 = 21624.5 \text{ USD} \quad (5.5)$$

El diagrama de flujo de la figura 5.15 muestra finalmente una utilidad anual de 21624 USD, la cual justifica la compra de los almacenadores.

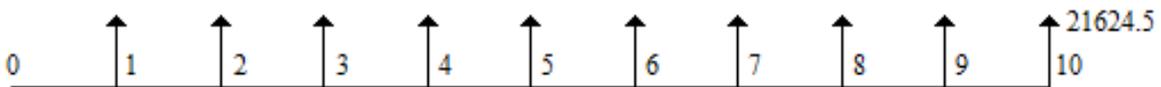


Figura 5.15: Diagrama de flujo en USD

5.2.2. Modelo no lineal

Este modelo considera beneficios de la compra y venta de energía, además de las pérdidas de energía; así el modelo no lineal es analizado con base en la curva de carga suministrada al sistema, que incluye el valor de la demanda más las pérdidas. Como en el modelo anterior son estudiados dos casos, el primero sin considerar almacenadores de energía y el segundo considerando almacenadores de energía.

La tabla 5.4 presenta los valores de la función objetivo, sin y con almacenadores de energía. Estos valores corresponden al costo de compra de la energía para un periodo de 24 horas.

Tabla 5.4: Información de la función objetivo en el modelo no lineal

Casos	Función objetivo [USD]
1: sin almacenadores	6184.39
2: con almacenadores	6040.01

De la tabla 5.4 se puede observar que los valores obtenidos con el modelo no lineal son mayores que los del lineal debido a las pérdidas. También que la situación más económica es en la que se usan almacenadores de energía, con un ahorro diario de 144.38 USD respecto al caso sin almacenadores de energía. Este valor es mayor al del modelo lineal debido al efecto de las pérdidas aguas arriba de la subestación. El ahorro anual es calculado como el producto de $144.38 \text{ USD} * 365 = 52698.7 \text{ USD}$.

En la figura 5.16 se muestra las curvas de carga con la energía que la red suministra al sistema para los dos casos estudiados, sin y con almacenadores.

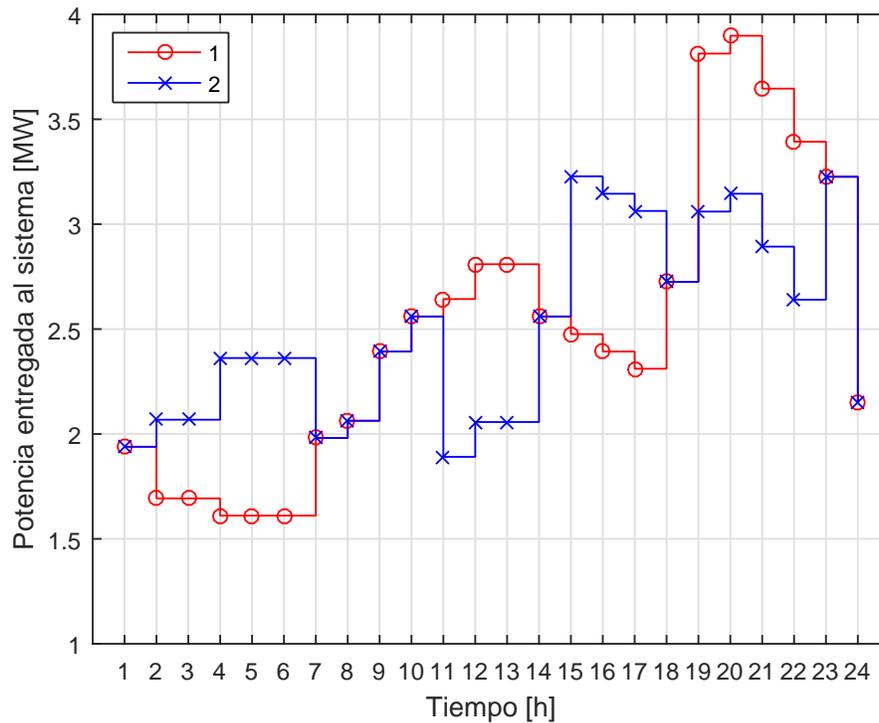


Figura 5.16: Curvas de carga suministrada al sistema con el modelo no lineal

De la figura 5.16 se observa un comportamiento con algunas diferencias respecto al modelo lineal debido a las pérdidas. También se observa que la potencia máxima en la hora 20, que corresponde al valor pico, pasa de 3.898 MW en la curva 1, a 3.145 MW en la curva 2, con una disminución de 0.752 MW, siendo esta mayor que el modelo lineal en 2 kW. La disminución de la demanda en la hora pico, trae dos beneficios adicionales, el primero hace referencia a la cargabilidad de las redes de transmisión y el segundo a la disminución de las pérdidas de estas.

En la figura 5.17 se muestra el estado operativo del sistema de almacenadores de energía como resultado de la compra de energía a bajos precios en horas valle para ser vendida a precios más altos en horas pico.

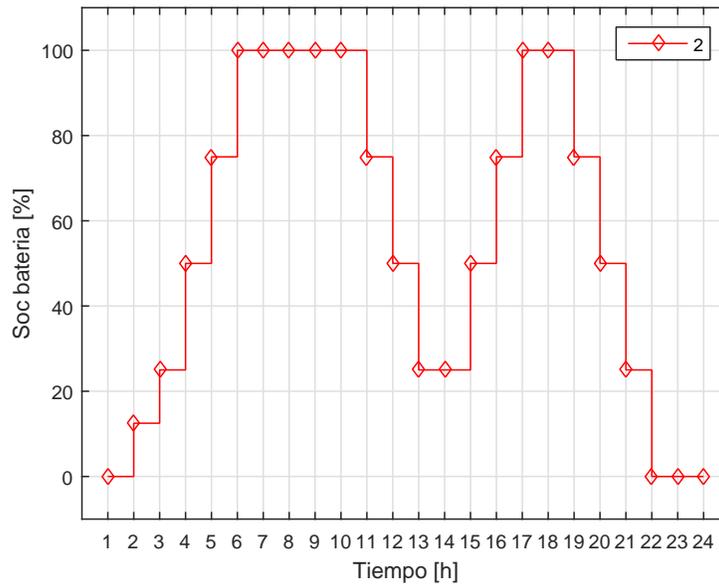


Figura 5.17: Estado de carga del sistema de almacenadores de energía instalado en el nodo 2

La figura 5.18 describe los costos anualizados del sistema de almacenadores de energía, el costo anual de mantenimiento y operación, así como la ganancia anual de la compra y venta de energía.

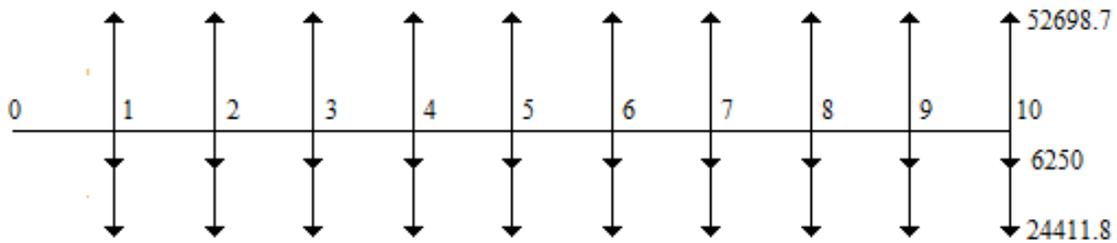


Figura 5.18: Diagrama de flujo en USD

La ecuación (5.6) calcula el valor del beneficio anual (BAUE) obtenido por la instalación del sistema de almacenadores de energía.

$$BAUE = -24411.8 + 52698.7 - 6250 = 22036.9 \text{ USD} \quad (5.6)$$

El diagrama de flujo de la figura 5.19 muestra finalmente una utilidad anual de 22036.9 USD, justificando así la compra de los almacenadores.

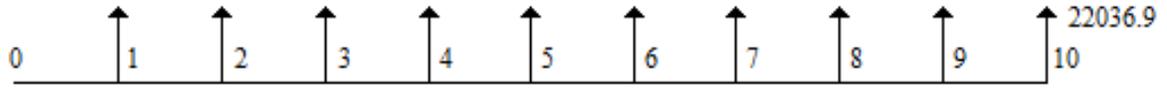


Figura 5.19: Diagrama de flujo en USD

Capítulo 6

Conclusiones y recomendaciones

6.1. Conclusiones

- Se propone un modelo matemático lineal y otro no lineal para resolver el problema del planeamiento de la operación en sistemas de distribución con almacenadores de energía. El modelo matemático lineal considera como función objetivo la compra de energía y el modelo no lineal además de lo anterior, considera las pérdidas de energía en la red. Los modelos son analizados con dos casos de prueba y resueltos con el software de optimización comercial *GAMS*[®].
- El estudio concluye que, la instalación de almacenadores de energía es un negocio viable para las empresas. Por su alta rentabilidad y reflejado en el corto tiempo requerido por el pago de la inversión con las ganancias en la operación del proyecto.
- A pesar de que con el modelo lineal y no lineal se obtienen soluciones próximas, el modelo no lineal se presenta como una alternativa interesante y más exacta, al considerar el impacto de las pérdidas, las cuales son representadas haciendo uso del equivalente de Thevenin aguas arriba de la subestación. Sin embargo el modelo lineal es de fácil implementación y bajo requerimiento de computo, por lo que resulta atractivo para su

implementación.

6.2. Recomendaciones

- Realizar el estudio considerando en el modelo la localización y tamaño de los sistemas de almacenadores de energía.
- Estudiar la importancia de considerar efectos de la red de transmisión, por la disminución de corrientes en períodos picos y su impacto en el valor de las pérdidas y planes de expansión.

Bibliografía

- [1] T. Sels, C. Dragu, T. Van Craenenbroeck, and R. Belmans, “Overview of new energy storage systems for an improved power quality and load managing on distribution level,” in *16th Int. Conf. Exhibit. Elect. Distrib. Part 1: Contributions. CIREC*, no. 482, 2001, pp. 275–275.
- [2] M. Oshiro, T. Senjyu, A. Yona, N. Urasaki, T. Funabashi, and C.-H. Kim, “Optimal operation strategy by battery energy storage systems in distribution system,” in *2010 Conference Proceedings IPEC*, 2010, pp. 1199–1204.
- [3] H. Saboori and H. Abdi, “Application of a grid scale energy storage system to reduce distribution network losses,” in *18th Electric Power Distribution Conference*, 2013, pp. 1–5.
- [4] M. C. Bozchalui and R. Sharma, “Operation strategies for energy storage systems in distribution networks,” in *2014 IEEE PES General Meeting — Conference & Exposition*, 2014, pp. 1–5.
- [5] I. Miranda, H. Leite, and N. Silva, “Coordination of multifunctional distributed energy storage systems in distribution networks,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 3, pp. 726–735, 2016.
- [6] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511–536, January 2015.

- [7] R. Amirante, E. Cassone, E. Distaso, and P. Tamburrano, “Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies,” *Energy Conversion and Management*, vol. 132, pp. 372–387, January 2017.
- [8] S. R. Castaño, *Redes de Distribución de Energía*, tercera ed. Centro de Publicaciones, Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, Enero 2004.
- [9] M. Katsanevakis, R. A. Stewart, and J. Lu, “Aggregated applications and benefits of energy storage systems with application-specific control methods: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 719–741, 2017.
- [10] T. Kousksou, P. Bruel, A. Jamil, T. El Rhafiki, and Y. Zeraouli, “Energy storage: Applications and challenges,” *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 120, pp. 59–80, January 2014.
- [11] A. Luna, N. Diaz, F. Andrade, M. Graells, J. Guerrero, and J. Vasquez, “Economic power dispatch of distributed generators in a grid-connected microgrid,” in *Power Electronics and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia), 2015 9th International Conference on*, June 2015, p. 1161–1168.

Apéndice

Apéndice A

Sistemas de prueba

En este apéndice se presentan los datos de los dos sistemas de prueba de 7 y 34 nodos. Para estos, el nodo 1 corresponde al nodo Slack cuyo valor es de $1 \angle 0$ y el valor de Δ_T es de 1 h. El periodo de estudio T para ambos es de 24 h.

Los valores base para ambos sistemas son de $V = 23kV$ y $S = 1MVA$.

A.1. Sistema de prueba de 7 nodos

La tabla [A.1](#) presenta los valores de costo de compra de la energía y de demanda total del sistema para las 24 horas del día. La tabla [A.2](#) presenta la información del sistema, donde las demandas máximas están asociadas al nodo de recibo.

La tabla [A.3](#) presenta la información asociada al sistema de almacenadores de energía. Las baterías utilizadas fueron de plomo-ácido y la capacidad de estas es 5 MWh.

La tabla [A.4](#) presenta los valores de los límites operativos del sistema.

Tabla A.1: Costos de generación y valores de demanda para cada hora

t [h]	$C_g(t, i)$ [USD\$/MWh]	$P_d(t, i)$ [MW]	$Q_d(t, i)$ [MVA _r]
1	98	3.824	1.651
2	93	3.314	1.431
3	93	3.314	1.431
4	91	3.144	1.358
5	91	3.144	1.358
6	91	3.144	1.358
7	99	3.909	1.688
8	100	4.079	1.761
9	107	4.759	2.055
10	110	5.099	2.202
11	112	5.269	2.275
12	116	5.609	2.422
13	116	5.609	2.422
14	110	5.099	2.202
15	109	4.929	2.128
16	107	4.759	2.055
17	105	4.589	1.982
18	114	5.439	2.349
19	136	7.648	3.303
20	138	7.818	3.376
21	133	7.308	3.156
22	127	6.798	2.936
23	124	6.458	2.789
24	102	4.249	1.835

Tabla A.2: Datos del sistema de 7 nodos

Tramo de red	Nodo de envío	Nodo de recibo	R (Ω)	X (Ω)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	0.8250	2.4750	0	0
2	2	3	0.1233	0.4127	1.840	0.15
3	3	4	0.0140	0.6051	0.980	0.340
4	4	5	0.7463	1.2050	1.790	0.446
5	3	6	0.6984	0.6084	1.598	1.840
6	6	7	1.9831	1.7276	1.610	0.600

Tabla A.3: Datos del sistema de almacenadores de energía

P_{cargab} [MW]	$P_{descargab}$ [MW]	$\overline{SoC}_b(t, i)$ [%]	$\underline{SoC}_b(t, i)$ [%]	$SoC_b^0(t, i)$ [%]	$SoC_b^F(t, i)$ [%]	ϕ_b [%/MWh]
1.25	1.25	100	0	0	0	20

Tabla A.4: Datos de los limites operativos del sistema de 7 nodos

$\overline{P}_g(t, i)$ [MW]	$\underline{P}_g(t, i)$ [MW]	$\overline{Q}_g(t, i)$ [MVar]	$\underline{Q}_g(t, i)$ [MVar]	$\overline{F}_{PL}(ij)$ [MW]	$\overline{F}_{QL}(ij)$ [MVar]	\overline{V} [kV]	\underline{V} [kV]
50	0	50	0	12	12	1.05	0.95

A.2. Sistema de prueba de 34 nodos

La tabla A.5 presenta los valores de costo de compra de la energía y de demanda total del sistema para las 24 horas del día. La tabla A.6 presenta la información del sistema, donde las demandas máximas están asociadas al nodo de recibo.

La tabla A.7 presenta la información asociada al sistema de almacenadores de energía. Las baterías utilizadas fueron de plomo-ácido y la capacidad de estas es 3 MWh.

La tabla A.8 presenta los valores de los límites operativos del sistema.

Tabla A.5: Costos de generación y valores de demanda para cada hora

t [h]	$C_g(t, i)$ [USD\$/MWh]	$P_d(t, i)$ [MW]	$Q_d(t, i)$ [MVar]
1	88	1.817	1.125
2	83	1.575	0.975
3	83	1.575	0.975
4	81	1.494	0.925
5	81	1.494	0.925
6	81	1.494	0.925
7	89	1.858	1.150
8	90	1.938	1.200
9	97	2.261	1.400
10	100	2.423	1.500
11	102	2.504	1.550
12	106	2.665	1.650
13	106	2.665	1.650
14	100	2.423	1.500
15	99	2.342	1.450
16	97	2.261	1.400
17	95	2.181	1.350
18	104	2.584	1.600
19	126	3.634	2.250
20	128	3.715	2.300
21	123	3.473	2.150
22	117	3.230	2.000
23	114	3.069	1.900
24	92	2.019	1.250

Tabla A.6: Datos del sistema de 34 nodos

Tramo de red	Nodo de envío	Nodo de recibo	R (Ω)	X (Ω)	P (kW)	Q (kVAR)
1	1	2	1.0000	3.0000	0	0
2	2	3	0.0922	0.0477	0.100	0.060
3	3	4	0.4930	0.2511	0.090	0.040
4	4	5	0.3660	0.1864	0.120	0.080
5	5	6	0.3811	0.1941	0.060	0.030
6	6	7	0.8190	0.7070	0.060	0.020
7	7	8	0.1872	0.6188	0.200	0.100
8	8	9	1.7114	1.2351	0.200	0.100
9	9	10	1.0300	0.7400	0.060	0.020
10	10	11	1.0400	0.7400	0.060	0.020
11	11	12	0.1996	0.0650	0.045	0.030
12	12	13	0.3744	0.1238	0.060	0.035
13	13	14	1.4680	1.1550	0.060	0.035
14	14	15	0.5416	0.7129	0.120	0.080
15	15	16	0.5910	0.5260	0.060	0.010
16	16	17	0.7463	0.5450	0.060	0.020
17	17	18	1.2890	1.7210	0.060	0.020
18	18	19	0.7320	0.5740	0.090	0.040
19	3	20	0.1640	0.1565	0.090	0.040
20	20	21	1.5042	1.3554	0.090	0.040
21	21	22	0.4095	0.4784	0.090	0.040
22	22	23	0.7089	0.9373	0.090	0.040
23	4	24	0.4512	0.3083	0.090	0.050
24	24	25	0.8980	0.7091	0.420	0.200

continúa ...

Tabla A.6: Datos del sistema de prueba de 34 nodos
(continuación...)

Tramo de red	Nodo de envío	Nodo de recibo	R (Ω)	X (Ω)	P (MW)	Q (MVAr)
25	25	26	0.8960	0.7011	0.420	0.200
26	7	27	0.2030	0.1034	0.060	0.025
27	27	28	0.2842	0.1447	0.060	0.025
28	28	29	1.0590	0.9337	0.060	0.020
29	29	30	0.8042	0.7006	0.120	0.070
30	30	31	0.5075	0.2585	0.200	0.600
31	31	32	0.9744	0.9630	0.150	0.070
32	32	33	0.3105	0.3619	0.210	0.100
33	33	34	0.3410	0.5302	0.060	0.040

Tabla A.7: Datos del sistema de almacenadores de energía

P_{cargab} [MW]	$P_{descargab}$ [MW]	$\overline{SoC}_b(t, i)$ [%]	$\underline{SoC}_b(t, i)$ [%]	$SoC_b^0(t, i)$ [%]	$SoC_b^F(t, i)$ [%]	ϕ_b [%/MWh]
0.75	0.75	100	0	0	0	33.333

Tabla A.8: Datos de los limites operativos del sistema de 34 nodos

$\overline{P}_g(t, i)$ [MW]	$\underline{P}_g(t, i)$ [MW]	$\overline{Q}_g(t, i)$ [MVAr]	$\underline{Q}_g(t, i)$ [MVAr]	$\overline{F}_{PL}(ij)$ [MW]	$\overline{F}_{QL}(ij)$ [MVAr]	\overline{V} [kV]	\underline{V} [kV]
40	0	40	0	7	7	1.05	0.95