



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA EL RECORTE DE PICOS DE DEMANDA EN MICRORREDES ELÉCTRICAS

TESIS

Que para obtener el grado de:

Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica

Presenta:

José Andrés Saaravia Guerrero

Directora de Tesis:

Dra. Elisa Espinosa Juárez



Morelia, Michoacán, diciembre 2021



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA EL RECORTE DE PICOS DE DEMANDA EN MICRORREDES ELÉCTRICAS

Los Miembros del Jurado de Examen de Grado aprueban la Tesis de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica de José Andrés Saaravía Guerrero.

Dr. Antonio Ramos Paz
Presidente del Jurado

Dra. Elisa Espinosa Juárez
Director de Tesis

Dr. J. Aurelio Medina Rios
Vocal

Dr. Fernando Ornelas Téllez
Vocal

M.C. José Luis Sánchez García
Revisor Externo

Dr. Roberto Tapia Sánchez
*Jefe de la División de Estudios de Posgrado
de la Facultad de Ingeniería Eléctrica. UMSNH
(Por reconocimiento de firmas)*

UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO
Noviembre 2021

A todos y cada uno de mi seres queridos

Resumen

En la actualidad el recorte de picos de demanda ha sido una de las principales preocupaciones de las empresas del sector eléctrico. Los picos de demanda generan estrés en la red eléctrica y requieren que se cuente con la capacidad instalada para satisfacer la exigencia de alta demanda en periodos cortos de tiempo, así como el reforzamiento de la red eléctrica. Esto provoca que la energía tienda a incrementar su valor monetario en horarios pico, lo que afecta de manera importante al sector industrial, y es la razón por la cual las industrias tienen la necesidad de implementar mecanismos de disminución de demanda pico, para así reducir gastos por consumo de energía. Los sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías, así como las fuentes de energía renovable en conjunto, permiten mejorar la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico y adicionalmente se puede maximizar su beneficio mediante la programación y gestión de la energía, como es el caso de la reducción de picos de demanda.

En esta tesis se presenta la aplicación de una metodología para dimensionar un sistema de almacenamiento de energía en base a baterías para el recorte de picos de demanda en un sistema eléctrico industrial y en una microrred eléctrica, considerando distintas tarifas eléctricas. En la formulación son consideradas las fuentes de generación fotovoltaica y eólica, así como el sistema de almacenamiento de energía a base de baterías, el problema se formula como un problema de optimización lineal que se resuelve en base a un perfil de demanda con una resolución de tiempo determinado.

Se presentan casos de estudio donde se realizan análisis de facturación para un día, un mes y un año para diferentes recortes de pico de diferentes perfiles de demanda industrial y diferentes esquemas tarifarios de dos países. Además se hace una comparativa del modelo implementado con una sola función objetivo y multiobjetivo, y los resultados demuestran la efectividad del algoritmo elaborado.

Palabras Claves: Programación lineal, energías renovables, tarifas eléctricas, almacenamiento de energía, optimización.

Abstract

Currently demand peak shaving has been one of the main concerns of companies in the electricity sector. The demand peaks generate stress to the electricity grid and require it to be counted with the available installed capacity to satisfy the high demand requirements in short periods of time, as well as the reinforcement of the electrical network. This causes energy to tend to increase its monetary value during peak hours, which significantly affects the industrial sector, and is the reason why industries have the need to implement mechanisms to reduce peak demand in order to reduce energy consumption expenses. Battery-based energy storage systems, as well as renewable energy sources as a whole, allow to improve the reliability and safety of the electrical system, and additionally, the benefit can be maximized through energy scheduling and management, such as the case of the reduction of demand peaks.

This thesis presents the application of a methodology to size an energy storage system based on batteries for the demand peak shaving in an industrial electrical system and in an electrical microgrid, considering different electricity rates. In the formulation, photovoltaic and wind generation sources are considered, as well as the battery-based energy storage system, the problem is formulated as a linear optimization problem that is solved based on a demand profile with a specific time resolution.

Case studies are presented where billing analyzes are carried out for a day, a month and a year for different peak cuts of different profiles of industrial demand and different tariff schemes of two countries. In addition, a comparison is made of the model implemented with a single objective and multiobjective function, and the results demonstrate the effectiveness of the developed algorithm.

Keywords: Linear programming, renewable energies, electricity rates, energy storage, optimization.

Agradecimientos

Quiero agradecer especialmente a mis padres y hermanos, por todo el apoyo incondicional que me han brindado en el transcurso de este camino para lograr una meta más en mi vida profesional. Sin ustedes esto no sería posible.

Un agradecimiento especial a mi asesora de tesis la Dra. Elisa Espinosa Juárez, por su atención, apoyo y por su conocimiento compartido a través de los últimos meses que me sirvió para llegar a la conclusión de la misma.

Agradezco a mis amigos de maestría Isadora, Sergio, José Luis y Diego, por brindarme su amistad, motivación y apoyo incondicional.

A los profesores presentes y ausentes de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo por su enseñanza, motivación y paciencia.

Agradezco ampliamente al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), por el apoyo parcial otorgado que hizo posible la realización de este proyecto de investigación.

Contenido

Dedicatoria	III
Resumen	V
Abstract	VII
Agradecimientos	IX
Contenido	XI
Lista de Figuras	XIII
Lista de Tablas	XV
Lista de Símbolos	XVIII
Lista de Acrónimos	XXI
Lista de Publicaciones	XXIII
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del Problema	1
1.2. Estado del arte	4
1.3. Objetivos	8
1.3.1. Objetivo general	8
1.3.2. Objetivos particulares	8
1.4. Justificación del tema	9
1.5. Aportaciones	9
1.6. Metodología	10
1.7. Descripción de Capítulos	11
2. Formulación del sistema de almacenamiento para el recorte de pico	13
2.1. Introducción	13
2.2. Modelado para la reducción de picos industriales considerando diferentes tarifas de facturación de electricidad	15
2.2.1. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía a base de baterías	16
2.2.2. Evaluación económica	19
2.3. Modelado para la reducción de picos en una microrred	22
2.3.1. Dimensionamiento del BESS	23
2.3.2. Evaluación económica para Microrred	26
2.4. Reducción de picos en una microrred incluyendo BESS multiobjetivo	27
2.5. Algoritmo de simulación para el dimensionamiento óptimo del BESS	29

2.5.1. Algoritmo para el problema con una función objetivo	29
2.5.2. Algoritmo para el problema multiobjetivo	32
2.6. Conclusiones	34
3. Casos de estudio	35
3.1. Introducción	35
3.2. Casos de estudio	35
3.2.1. Caso A	36
3.2.2. Caso B	46
3.2.3. Caso C	58
3.3. Conclusiones	66
4. Conclusiones y trabajos futuros	67
4.1. Conclusiones generales	67
4.2. Trabajos Futuros	68
Referencias	71

Lista de Figuras

1.1. Tarifa en Tiempo Real	2
2.1. Diseño del sistema de suministro eléctrico con dispositivos de almacenamiento a base de baterías.	15
2.2. Configuración del sistema.	23
2.3. Diagrama de flujo del algoritmo para una sola función.	30
2.4. Diagrama de flujo del algoritmo multi-objetivo.	33
3.1. Perfil de carga industrial durante un año.	37
3.2. Perfil de carga para un día con recorte de pico del 5%.	39
3.3. Perfil de carga de un mes con recorte de pico del 5%.	39
3.4. Perfil de carga de un año, con recorte de pico del 5%.	40
3.5. Inversión y ahorros totales para tarifa alemana.	41
3.6. Costo por consumo energético para tarifa alemana.	41
3.7. Perfil de carga de un mes con tarifa mexicana.	42
3.8. Perfil de carga de un año con tarifa mexicana.	43
3.9. Inversión y ahorros totales para tarifa mexicana.	44
3.10. Costo por consumo energético para tarifa mexicana.	44
3.11. Perfil A de carga durante un año.	47
3.12. Perfil B de carga durante un año.	47
3.13. Generación de potencia eólica, durante un año completo.	48
3.14. Generación de potencia fotovoltaica, durante un año completo.	49
3.15. Recorte de pico al 10 % para un día de Enero	50
3.16. Recorte de pico al 10 % para el mes de Enero	50
3.17. Recorte de pico al 10 % para un año completo.	51
3.18. Recorte de pico al 15 % para un día de Junio.	53
3.19. Recorte de pico al 15 % para el mes de Junio.	53
3.20. Recorte de pico al 15 % para un año completo.	54
3.21. Recorte de pico al 5 % para un año completo perfil A.	55
3.22. Recorte de pico al 5 % para un año completo perfil B.	56
3.23. Recorte de pico al 8 % para un año completo perfil A.	56
3.24. Recorte de pico al 8 % para un año completo perfil B.	57
3.25. Perfil de carga del mes de Diciembre con tarifa alemana.	59

3.26. Perfil de carga del mes de Diciembre con tarifa mexicana.	60
3.27. Perfil de carga del mes de Diciembre con tarifa alemana, caso multiobjetivo.	60
3.28. Perfil de carga del mes de Diciembre con tarifa mexicana, caso multiobjetivo.	61
3.29. Perfil de carga A multiobjetivo.	63
3.30. Perfil de carga B multiobjetivo.	64

Lista de Tablas

3.1. Parámetros del BESS	36
3.2. Costos del BESS	37
3.3. Datos tarifa alemana	38
3.4. Datos tarifa mexicana	38
3.5. Resultados del sistema de optimización para tarifa alemana	40
3.6. Resultados del sistema de optimización para tarifa mexicana	43
3.7. Comparación de tarifas	45
3.8. Costos del BESS en MG	46
3.9. Precio de la electricidad para (TOU)	48
3.10. Resultados del sistema de optimización para 10% de recorte	51
3.11. Resultados del sistema de optimización para 15% de recorte	54
3.12. Resultados del sistema de optimización para dos perfiles diferentes	57
3.13. Comparativa de esquemas tarifarios industriales multiobjetivo	61
3.14. Recorte de pico para MG perfil A	63
3.15. Recorte de pico para MG perfil B	65

Lista de Símbolos

η_{inv}	Eficiencia del inversor.
η_b	Eficiencia de la batería.
β	Factor de la degradación.
P_{ld}	Demanda eléctrica.
P_{red}	Potencia extraída de la red hacia la carga.
$P_{des,b}$	Potencia descargada de la batería.
P_{ps_j}	Potencia máxima de demanda en el periodo de facturación j .
$P_{ch,b}$	Potencia de carga de la batería.
$P_{n,inv}$	Potencia nominal del inversor.
$E_{n,b}$	Capacidad de energía nominal de la batería.
E_b	Energía almacenada en la batería.
SD_b	Factor de auto-descarga de la batería.
Δt_m	Tiempo de muestra.
df	Factor de conversión de los pasos de tiempo.
T_{inv}	Tiempo de vida del inversor.
SoH	Estado de salud de la batería.
SoC	Estado de carga de la batería.
t	Tiempo.
A_{cal}	Envejecimiento calendárico de la batería.
A_{cyc}	Envejecimiento cíclico de la batería.
ΔT	Tiempo cubierto con la simulación.
ΔSoH	Envejecimiento total de la batería en el periodo de facturación.
L_{cyc}	Indicador del ciclo de vida del inversor.
T_{CE}	Costo total de la energía.
C_{pdm}	Costo por demanda máxima.
C_{deg}	Costo de degradación de la batería.
C_p	Impuesto por demanda máxima.
C_c	Impuesto por el consumo de energía.
C_{CI}	Costo de inversión.
C_{fix}	Costo fijo.
$C_{v,b}$	Costo variable de la batería.
$C_{v,inv}$	Costo variable del inversor.
TC_{nBESS}	Costo total de facturación sin BESS.
TC_{sBESS}	Costo total de facturación con BESS.
SoC_{max}	Estado de carga máximo de la batería.
SoC_{min}	Estado de carga mínimo de la batería.

TC	Costo total.
Cf	Cargo fijo por demanda.
CpE	Cargo por consumo de energía.
Cu	Cargo único por usuario.
CpC	Cargo por capacidad.
DpC	Cargo de distribución.
CCp	Cargo por potencia consumida.
$Dmax_j$	Demanda máxima en el periodo j de facturación.
Q_j	Consumo de energía en el periodo j de facturación.
FC	Factor de carga.
FVP	Factor del valor presente.
Cge	Impuesto de la demanda.
E_j	Energía medida en j periodo.
Hc	Impuesto de la energía.
Ic	Costo de inversión inicial.
$C_{OP,b}$	Costo de operación de la batería.
DOD	Profundidad de descarga de la batería.
$L(DOD)$	Ciclo de vida útil de la batería.
E_{b,t_0}	Capacidad inicial almacenada de la batería.
t_0	Tiempo inicial.
$E_{b,T}$	Tiempo final de la simulación.
a, b, c	Coefficientes de ajuste a la curva.
P_{FV}	Potencia de generación del sistema fotovoltaico.
P_{TE}	Potencia de generación del sistema eólico.
L_u	Vida útil del BESS.
T_I	Tasa de interés.
d	Días de facturación.
D_A	Días del año.
CB_{pc}	Diferencia de costo por demanda máxima.
TB_{CE}	Diferencia de costo total del consumo de energía.
$P_{ld}^{sin, RB}$	Demanda eléctrica máxima sin RES y BESS en cada instante de tiempo.
$P_{max_{nRB}}$	Demanda máxima en el periodo de facturación sin RES y sin BESS.
C_{oper}	Costo por operar el BESS.
$C_{op}(DOD)$	Impuesto por cada ciclo de operación.

Lista de Acrónimos

BESS Sistemas de almacenamiento a base de baterías.

DR Respuesta a la demanda.

DUoS Usos del Sistema de Distribución.

ESS Sistemas de almacenamiento de energía.

FV Paneles Fotovoltaicos.

MADS Búsqueda directa adaptativa de malla.

MG Microrred.

MIQP Programación cuadrática entera mixta.

PL Programación lineal.

PTR Precio en tiempo real.

RES Fuentes de energía renovable.

ROI Retorno de inversión.

TE Turbinas Eólicas.

TOU Tiempo de uso.

TUoS Uso del Sistema de Transmisión.

Lista de Publicaciones

José Andres Saaravia-Guerrero, Elisa Espinosa-Juárez, “Optimal Sizing of BESS for Industrial Peak Shaving Applications Considering Different Electricity Billing Rates”, 2021 Fourth International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT 2021), Erode, india, 15-17 Sept. 2021.

José Andres Saaravia Guerrero, Elisa Espinosa Juárez, “Dimensionamiento Óptimo de Almacenamiento de Energía para Reducción de Picos de Demanda en Instalaciones Industriales”, 16° Congreso Nacional de Ciencias, Tecnologías e Innovación, Morelia, Michoacán, México, 20-22 Oct. 2021.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Planteamiento del Problema

Las instalaciones industriales o de servicio tienen una gran participación en la demanda de energía eléctrica, ya que se requiere de una considerable cantidad de electricidad para su funcionamiento en particular [Castro Cuasapaz, 2017]. Sin embargo, la potencia consumida por una instalación industrial o comercial presenta fluctuaciones, por lo que entenderemos por fluctuaciones a la variación de potencia consumida durante el transcurso del día, del mes o bien del año.

El perfil de demanda del sistema eléctrico, está definido, por todas las cargas conectadas al sistema, de tal manera que el comportamiento de este perfil va estar en función de estas cargas conectadas. El perfil de demanda puede caracterizarse por los “tiempos de carga pico” y los “tiempos de carga base”. Los tiempos de carga pico son los períodos que suceden en tiempos cortos cuando se requieren grandes cantidades de energía y los tiempos de carga base son los periodos de tiempo cuando se requieren pequeñas cantidades de energía [Rahmann *et al.*, 2017]. Los períodos picos pueden ocurrir en diferentes momentos durante el día, dependiendo de la estación del año y la composición de la carga (residencial, comercial o industrial).

El suministrar la energía demandada en este período pico, provoca un alto costo de energía, ya que se requieren que entren a generar unidades con costos más altos y con una respuesta más rápida, aunado a esto se incrementa lo que hoy en día se conoce como costo de congestión provocado por el aumento de demanda en el sistema eléctrico lo cual representa un alto costo marginal [Castro Cuasapaz, 2017]. En la Figura 1.1 [CENACE, 2020] puede observarse el problema descrito. En dicha figura se muestra como el costo marginal está variando mientras transcurre el día, además se puede observar que a las 19 horas tenemos el mayor costo marginal, correspondiente al periodo pico. Para cubrir ese pico de demanda el costo de la energía se eleva aproximadamente el doble del costo marginal más bajo, pasando de 413.95\$/MWh a 776.17\$/MWh por lo que, reducir ese pico de demanda permitiría reducir costos y mejorar el desempeño del sistema eléctrico.

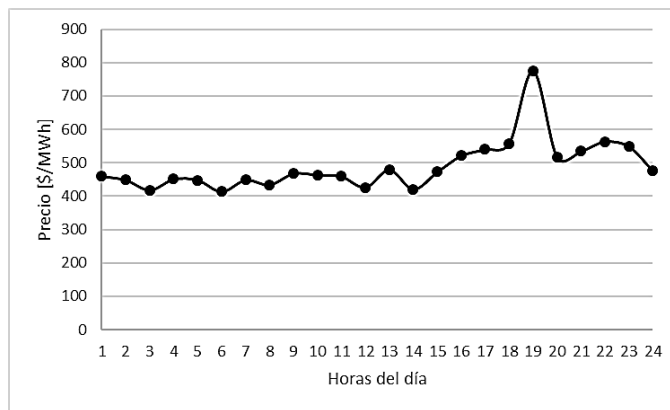


Figura 1.1: Tarifa en Tiempo Real

En este sentido, la gestión de la energía eléctrica es la acción más barata que puede soportar la creciente demanda de electricidad y permite el tiempo suficiente para que las empresas de servicios públicos planifiquen la inversión de nuevos planes de generación [Mohamed y Khan, 2009]. Esta atención al buen gestionamiento de energía ha llevado al estudio de los sistemas de almacenamiento de energía en estos últimos años, tanto a nivel de transmisión como de distribución [Rahmann *et al.*, 2017]. La aplicación de los sistemas de almacenamiento de energía (ESS, por sus siglas en inglés) puede lograr varios beneficios. Por ejemplo, los operadores del sistema eléctrico pueden reducir la necesidad de refuerzo

de la red, dimensionando la infraestructura para un perfil de demanda más plano junto con un ESS, en lugar de diseñarlo para la mayor demanda de energía [Nykamp *et al.*, 2013]. Dependiendo de las condiciones en las que se encuentre el mercado eléctrico, se pueden lograr otros beneficios. Los clientes pueden aprovechar los precios de la energía en tiempo real (PTR)[CENACE, 2020] [Del Rosso y Ghia, 2010], descargando el ESS cuando el precio de la energía en los periodos de demanda pico es más costoso. Esto conduce a una reducción adicional de la factura de electricidad [Venu *et al.*, 2009].

En [Rahmann *et al.*, 2017] se indica que el uso de la tecnología de almacenamiento de energía a base de baterías posibilita la actuación directa sobre el perfil de demanda, además de que este tipo de tecnología es aceptable en la aplicación del recorte de demanda pico. Sin embargo, para analizar la rentabilidad de inversión en dispositivos de almacenamiento es necesario tener en cuenta parámetros relacionados, por un lado, con la propia curva de demanda eléctrica y por otro, con todas las variables asociadas a las baterías e inversores [Martins *et al.*, 2018a].

En efecto, sería posible incorporar un sistema de almacenamiento de energía a base de baterías (BESS, por su siglas en inglés) que podría suministrar energía durante los periodos de mayor consumo y cargarse durante los periodos de bajo consumo. De esta forma, se rebajaría el consumo de energía de la red durante los picos de demanda, puesto que parte de dicha energía sería suministrada por las baterías, mientras que se incrementaría el consumo en los periodos base, produciendo un aplanamiento global de la demanda en el tiempo.

Ante la situación anterior se presentan la estrategia para reducir el consumo de energía eléctrica durante el período de demanda pico, llamada estrategia de “Recorte de pico”, y así disminuir el impacto económico producido. La aplicación de la estrategia de “Recorte de pico” está enfocada en el almacenamiento de energía en el periodo de bajo consumo y el recorte de pico, obteniendo así el aplanamiento de la curva de demanda en el sistema eléctrico industrial o de la microrred, lo que llevaría a una disminución de la necesidad de capacidad adicional y la reducción de los costos del consumo de la red,

obteniéndose beneficios importantes como el ahorro de recursos económicos en operación y mantenimiento, la mejora del factor de carga y la confiabilidad del sistema eléctrico.

1.2. Estado del arte

El enfoque de recorte de pico, es un tema que ha surgido desde las décadas de los 70's en conjunto con el interés de la gestión de la energía eléctrica . En años posteriores las investigaciones se centraron más en los sistemas de almacenamiento de energía para poder realizar una buena gestión de energía de la demanda [Byrne *et al.*, 2018]. En 1993 se presenta un estudio para reducir los picos de demanda mediante baterías [Even *et al.*, 1993], dando paso a esta aplicación de los sistemas de almacenamiento de energía a base de baterías.

En el 2007 se presenta una estrategia óptima para encontrar la capacidad de almacenamiento de energía para proporcionar un recorte de pico a un perfil de carga dado por el cliente, para así reducir el costo de la energía [Oudalov *et al.*, 2007]. En el 2013 se propone un sistema de almacenamiento de energía por batería para el recorte de pico y mitigación del desequilibrio de voltaje en el campus de la universidad Tunku Abdul Rahman [Chua *et al.*, 2013]. En el mismo año se presenta un método de control para el recorte de pico utilizando almacenamiento de energía [Karmiris y Tengnér, 2013], este método propone un método para el cálculo de un nivel de recorte óptimo basado en datos de carga históricos registrados. Utiliza métodos de optimización para calcular los niveles de recorte para días discretos y métodos estadísticos para proporcionar un nivel de recorte óptimo para los próximos días.

Posteriormente se han realizado varios estudios con el objetivo de encontrar el tamaño óptimo del BESS [Luo *et al.*, 2015]. El trabajo de [Merei *et al.*, 2016] se concentra en aplicaciones comerciales de BESS. Los autores utilizan el análisis de sensibilidad para estudiar la maximización del autoconsumo de energía a través de la integración de almacenamiento de energía. El análisis tecno-económico revela que, para la mayoría de las aplicaciones comerciales, el BESS no suele ser económicamente viable, si se tiene en cuenta

la degradación que se ocasiona en las mismas baterías durante el proceso. El trabajo reciente de [Rahmann *et al.*, 2017] propuso un enfoque para determinar los puntos de equilibrio para diferentes BESS teniendo en cuenta un amplio rango de ciclos de trabajo, eficiencia y el precio de la energía. Los resultados presentados en este trabajo muestran que, dependiendo de los valores de eficiencia, ciclos de trabajo y precio de la energía, existen tecnologías BESS que ya son rentables cuando se consideran solo para aplicaciones de recorte de pico. Aunque los autores modelan un algoritmo de optimización utilizado para dimensionar el sistema de almacenamiento, solo se considera la perspectiva de la compañía de distribución.

Un año después, en [Hu *et al.*, 2018] se propone un método de dos niveles que considera una planificación conjunta de la respuesta de la demanda (DR, por sus siglas en inglés) y del BESS donde se analiza la posibilidad de que los consumidores industriales participen en la reducción de cargas pico en el sistema de distribución. El método se basa en la programación lineal mixta para determinar la capacidad instalada del BESS, el diseño del BESS y el despacho económico en conjunto de un BESS y DR. También, en [Bereczki *et al.*, 2019] se utiliza un algoritmo para el recorte de picos en el entorno industrial, considerando un diseño del almacenamiento de energía basado en baterías, el diseño de la potencia de salida del inversor y la capacidad de la batería se definió con métodos empíricos basados en el conjunto de datos de consumo. Además, en [Papadopoulos *et al.*, 2020] se utiliza una metodología para determinar la capacidad de la batería, el estudio se basa en 40 perfiles de carga con un incremento de tiempo de 15 min, donde el límite de carga factible para un BESS se determina mediante un algoritmo de dicotomía, los resultados se interpretan desde una perspectiva económica y se explora la rentabilidad de la aplicación en Bélgica.

En lo referente al recorte de pico en las microrredes (MG, por su siglas en inglés), los sistemas de almacenamiento a base de baterías BESS ha permitido minimizar costos de compra de energía en las microrredes, así como mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de pequeña y gran escala. En [Lu y Shahidehpour, 2005] se han investigado sobre la reducción de demanda máxima programando un BESS a corto plazo, utilizando paneles solares. En [Kaviani *et al.*, 2009], se ha utilizado una metodología que se basa en la op-

timización de enjambre de partículas, para determinar los tamaños óptimos y estrategias operativas óptimas de los sistemas de almacenamiento de energía en una microrred, con el fin de minimizar costos del esquema de generación durante 20 años de operación de la microrred; aquí se presta una mayor atención a la integración de las fuentes de energía renovable (RES, por sus siglas en inglés), sin embargo, en este estudio no se ha medido la degradación, ni se ha proporcionado un dimensionamiento del BESS. Debido al importante papel que los sistemas de almacenamiento, a base de baterías, juegan en las microrredes, en [Chen *et al.*, 2011] se propone un algoritmo genético codificado para encontrar la capacidad de potencia óptima de diferentes tecnologías de baterías, y se realiza un análisis económico para explorar la viabilidad de los sistemas de almacenamiento de energía en la microrred. Además, en [Lan *et al.*, 2012] el tamaño óptimo de BESS se logra en base al balance de energía y potencia con énfasis en cumplir con el requisito de carga hasta un nivel definido de confiabilidad, se clasifican también los métodos existentes para determinar la capacidad del banco de baterías de la microrred compuesta por RES.

Con el fin de contemplar la vida útil del BESS en la reducción de costos de las MG, los algoritmos de programación deben tener en cuenta el envejecimiento de estos dispositivos de almacenamiento, ya que las baterías sufren un envejecimiento continuo, que depende del tiempo y del rendimiento energético de la batería [Ju *et al.*, 2017]. Los trabajos presentados en [Yang *et al.*, 2013][Xu *et al.*, 2013] [Gitizadeh y Fakharzadegan, 2013] estudian el tamaño y el control del BESS empleando diferentes métodos de optimización para minimizar los costos de energía, aplicando la estrategia del recorte de demanda pico y considerando la degradación del BESS. En estos estudios, la energía fotovoltaica y la energía eólica como las principales RES juegan su papel en el procedimiento de programación de MG combinados con la gestión de demanda en algunos de los casos.

En [Xiao *et al.*, 2014] se presenta una metodología que minimiza los costos de la microrred que incorpora RES, utilizando un algoritmo de dos capas en donde los autores emplearon un enfoque de optimización de búsqueda directa adaptativa de malla (MADS, por sus siglas en inglés) como solucionador externo y como solucionador interno la optimización

mejorada del enjambre de partículas. La mayoría de los artículos que se encuentran en la literatura han propuesto diferentes soluciones de optimización para la gestión energética de microrredes haciendo uso de RES y BESS, sin embargo en la mayoría de estos estudios se presentan algoritmos con gran complejidad y que requieren un tiempo considerable para resolver el problema de optimización. En [Garmabdari *et al.*, 2017a] [Garmabdari *et al.*, 2017b] se propone un método de optimización de programación cuadrática mixta (MIQP, por sus siglas en inglés) aplicada a un microrred con inclusión de RES, donde se minimiza el costo de operación de la microrred con un enfoque que satisface los criterios de dimensionamiento del BESS desde la perspectiva técnica y económica. Posteriormente en [Moghimi *et al.*, 2018] se implementa un método iterativo eficiente de optimización utilizando MIQP aplicada a una microrred con inclusión de paneles solares y turbinas eólicas, para resolver la problemática de interrupción y para reducir la demanda máxima considerando el tamaño óptimo y la degradación del BESS, mientras se minimiza los costos operativos de la microrred y las caídas de energía.

En [Zolfaghari *et al.*, 2019] se propone un nuevo método de dos pasos basado en costos para decidir los tamaños óptimos de los sistemas de almacenamiento de energía en las microrredes. Este estudio se concentra en el cálculo y el dimensionamiento óptimo de un BESS en una MG fuera de la red mientras se minimiza el costo total utilizando métodos de optimización convexa. En [Xu *et al.*, 2019], se desarrolla un modelo de optimización estocástica de dos niveles para determinar el tamaño óptimo de BESS en una MG que consta de una carga industrial y un sistema fotovoltaico. En donde se considera el costo de degradación del BESS y la incertidumbre de la generación fotovoltaica; el costo operativo se minimiza en la capa inferior y la capa superior optimiza la capacidad del BESS maximizando los beneficios netos anuales. Finalmente en [Kelly y Leahy, 2019] se propone un enfoque multiobjetivo para dimensionar de manera óptima el BESS, y reducir los costos de operación de la microrred aumentando el beneficio de incorporar el BESS.

En contraste con las importantes contribuciones mencionadas, se ha considerado que un método adecuado y fiable para optimizar los parámetros de la batería es la progra-

mación lineal (PL). En [Martins *et al.*, 2018a] [Martins *et al.*, 2018b] se propone un método de programación lineal para definir un tamaño óptimo de la batería y del inversor de potencia, y se realiza un análisis económico detallado de los costos de las baterías, el costo de la energía y el ahorro de costos basándose en cuatro perfiles de demanda industrial, considerando la vida útil de la batería.

Por lo tanto, se observa que la problemática histórica dentro del estudio de recorte de pico utilizando BESS y RES, se centra en lo siguiente: 1) Reducir la demanda pico con la finalidad de reducir costos de energía y maximizar beneficios en la utilización de los BESS en conjunto con las RES; 2) Conocer el consumo del perfil de demanda para un buen gestionamiento de energía en la utilización de los BESS; 3) utilizar una metodología para definir un tamaño óptimo del BESS y RES, considerando la mayoría de los parámetros relacionados con el BESS y las RES, para asimilar una perspectiva mas real. El presente trabajo de tesis se centra en los puntos mencionados anteriormente.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Desarrollar una metodología para la solución al dimensionamiento óptimo del BESS multi-objetivo que permita reducir el consumo de energía eléctrica durante los picos de demanda al considerar fuentes de energía renovable y permita maximizar el beneficio esperado del BESS.

1.3.2. Objetivos particulares

- Estudiar los diferentes métodos que utilizan los BESS para el recorte de demanda pico aplicados en diferentes países y estudiar los esquemas tarifarios que son aplicados para la solución.
- Analizar los métodos utilizados para la reducción de demanda máxima mediante el dimensionamiento óptimo del BESS y el uso de fuentes de energía renovable.

- Realizar la formulación matemática para la reducción de picos de demanda mediante un sistema de almacenamiento de energía a base de baterías y la incorporación de RES, considerando distintos modelos de facturación de dos países.
- Estudiar la factibilidad de la solución al dimensionamiento del BESS, considerando un análisis técnico-económico, en la utilización de los BESS y RES.

1.4. Justificación del tema

En la actualidad la generación renovable existente en el país no es suficiente para satisfacer la demanda en horario pico, esto conduce a que se tenga que recurrir a otros tipos de generación eléctrica más costosas, lo que produce costos de producción elevados, por lo que es indispensable encontrar métodos que nos permitan reducir esa demanda pico.

Uno de los sectores más afectados por las tarifas eléctricas que toman en cuenta los horarios de consumo, es el sector industrial, razón por la cual las industrias ven la necesidad de implementar mecanismos de disminución de demanda de energía especialmente en horarios pico y así evitar el gasto innecesario por consumo de electricidad. A través de la estrategia “recorte de pico”, es posible aplanar la curva de carga limitando el consumo durante la hora pico. Esto permite posponer la necesidad de capacidad adicional, al mismo tiempo que aumenta la eficiencia operativa del sistema eléctrico y se contribuye con la disminución del uso de centrales a base de gas usadas mayoritariamente en el periodo pico, colaborando así con la conservación del medio ambiente ya que la quema de combustibles fósiles utilizados en unidades pico, son grandes responsables de las emisiones de CO₂ a la atmósfera del planeta.

1.5. Aportaciones

Una aportación de esta tesis en el dimensionamiento óptimo del sistema de almacenamiento de energía con baterías para el recorte de pico en una sistema industrial y una microrred, es el considerar la tarifa mexicana en gran demanda en media tensión horaria

(GDMTH) que toma en cuenta cargos variables por consumo de energía para los periodos horarios base, intermedia y punta correspondientes a cada división tarifaria y a cada estación del año.

Así mismo en el caso de la de la microrred que incluye fuentes de energía renovable se implementa el modelo de envejecimiento de la batería y se formula el problema de optimización multiobjetivo considerando además de la minimización del consumo de energía, la maximización del beneficio de la instalación del sistema de almacenamiento de energía a base de baterías.

1.6. Metodología

Con la finalidad de cumplir con el objetivo planteado en esta tesis, se seguirá la siguiente metodología:

Realizar una revisión de la literatura de temas y conceptos relacionados con las tecnologías de almacenamiento de energía a base de baterías y de las estructuras de tarifas del suministro eléctrico en distintos países.

Hacer revisión bibliográfica de las metodologías utilizadas para el dimensionamiento de los BESS aplicando la estrategia “recorte de pico” reportadas en la literatura.

Formular e implementar el problema multi-objetivo para optimizar el consumo de energía de una industria y de una microrred; y permita maximizar el beneficio en la incorporación de un sistema de almacenamiento de energía a base de baterías en conjunto con fuentes de energía renovable.

Por último, realizar un análisis de la aplicación de la metodología implementada para determinar el comportamiento del sistema con la incorporación de un BESS, en diferentes casos de estudio.

1.7. Descripción de Capítulos

En el Capítulo 2 se presenta la metodología propuesta para realizar recortes de pico mediante un sistema de almacenamiento basado en baterías. Se aplica un método de programación lineal PL con un objetivo y multi-objetivo para dimensionar adecuadamente el BESS, para un perfil de carga industrial con diferentes estructuras tarifarias de suministro de energía y para una microrred que incorpora fuentes de energía renovable.

En el Capítulo 3 se presentan los resultados obtenidos para diferentes casos de estudio utilizando la metodología y la formulación planteada en el Capítulo 2; se realiza una evaluación tecno-económica de cada uno de los sistemas analizados.

En el Capítulo 4 se presentan las conclusiones generales de esta tesis, aportaciones y los trabajos futuros que serán realizados con el fin de dar continuidad a este tipo de estudios.

Capítulo 2

Formulación del sistema de almacenamiento para el recorte de pico

2.1. Introducción

Los sistemas de almacenamiento de energía por baterías, han sido utilizados para distintas aplicaciones y para solucionar diferentes problemáticas tales como, regulación de frecuencia, gestión de facturación, suavizado de potencia, recorte de pico, soporte de voltaje [Luo *et al.*, 2015] [Xu *et al.*, 2016], y se han impulsado por la necesidad de integrar mayores cantidades de energía renovable como la energía generada por el aire mediante turbinas eólicas y la energía generada por el sol mediante paneles solares, en las redes eléctricas [Agency, 2020]. Las ventajas adicionales del uso de almacenamiento de energía son la contribución a la reducción de CO_2 debido a menores pérdidas de transmisión y menor uso de centrales eléctricas de carga máxima que utilizan combustibles fósiles, así como al ahorro de costos energéticos para las empresas [Chua *et al.*, 2015].

Recientemente ha habido un gran interés en el almacenamiento de energía por baterías con la finalidad de reducir los picos de demanda en la red eléctrica [Hesse *et al.*, 2017].

Los picos de energía eléctrica implican un aumento de los costos de energía para muchos usuarios comerciales, industriales y residenciales, esto dependiendo del modelo de facturación respectivo [Wang y Wang, 2013]. También, desde el punto de vista de la red, los picos de demanda eléctrica son desfavorables ya que se debe reforzar la red eléctrica debido a la exigencia alta de carga en periodos cortos de tiempo [Rahmann *et al.*, 2017]. Por lo que una solución posible a esto, es el control de carga, lo que corresponde a una aplicación de gestión del lado de la demanda. Sin embargo, el control de carga eléctrica no siempre es posible para las industrias. Las baterías en la actualidad ofrecen grandes capacidades de energía y potencia, lo cual las convierte en una solución adecuada para este problema. También el diseño de una microrred con fuentes de energía renovable más utilizadas, como la fotovoltaica FV y las turbinas eólicas TE en conjunto con un sistema de almacenamiento de energía a base de baterías, puede proporcionar la solución a esta tarea, adicionalmente de mejorar la confiabilidad y seguridad de la microrred [Manz *et al.*, 2011] [Moghimi *et al.*, 2018].

Actualmente los costos de las baterías y de los inversores de potencia que conforman los sistemas de almacenamiento, no son tan accesibles en el mercado, por lo que el diseño adecuado para estos sistemas en la industria, es de suma importancia para lograr un costo beneficio adecuado. Sin embargo, el tamaño del BESS está directamente relacionado con el perfil de demanda y el esquema de facturación con la empresa suministradora [Martins *et al.*, 2018a].

En este capítulo se presenta la formulación del modelo de un sistema de almacenamiento y se aplica un método de programación lineal PL para dimensionar de manera óptima un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías, con la finalidad de realizar los recortes de picos de demanda de un perfil industrial, considerando los esquemas tarifarios en Alemania y México, y también, con la finalidad de realizar los recortes de picos de diferentes perfiles industriales conectados a una microrred, considerando fuentes de energía renovable.

2.2. Modelado para la reducción de picos industriales considerando diferentes tarifas de facturación de electricidad

En esta sección se presenta la solución a un problema de dimensionamiento de un sistema de almacenamiento de energía a base de baterías, para la reducción de picos considerando diferentes esquemas de facturación. Se ha aplicado la formulación presentada en [Martins *et al.*, 2018a] [Martins *et al.*, 2018b], que parte de una curva de demanda conocida, con una frecuencia de muestreo Δt_m , en la que se optimiza el costo total de la energía y el tamaño de la batería. En este apartado se considera adicionalmente dos distintos esquemas tarifarios, y se presenta un análisis comparativo del impacto en el costo de la energía cuando se consideran las tarifas alemana y mexicana.

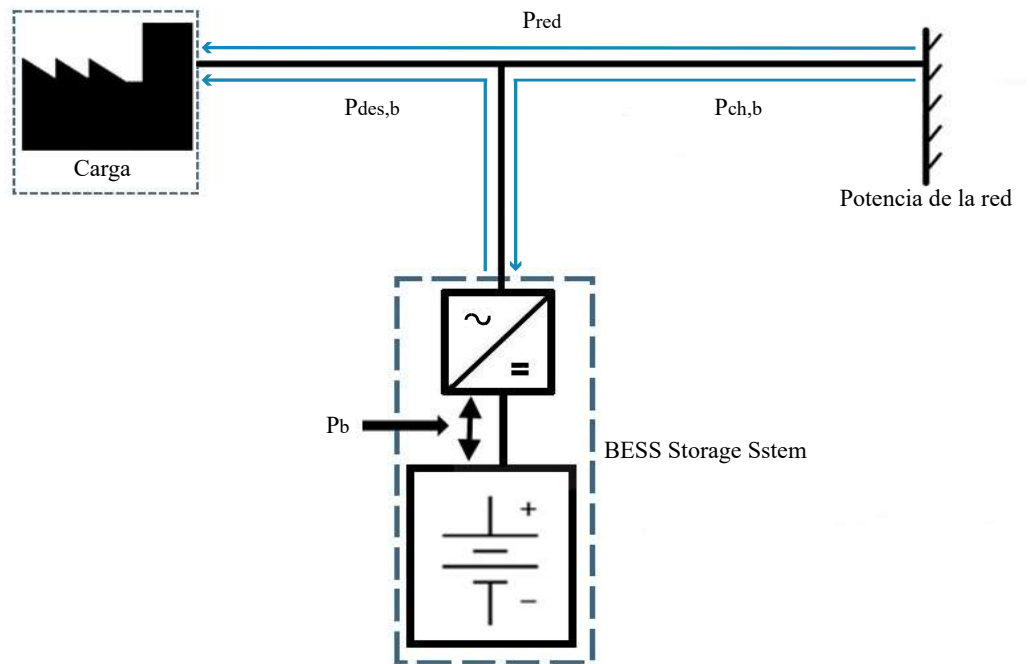


Figura 2.1: Diseño del sistema de suministro eléctrico con dispositivos de almacenamiento a base de baterías.

2.2.1. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía a base de baterías

El propósito del proceso de dimensionamiento es determinar los parámetros óptimos para la batería, considerando diferentes tipos de tarifas en la industria y diferentes tipos de periodos de facturación. Se considera un sistema conectado a la red como se muestra en la Figura 2.1, que tiene un dispositivo de almacenamiento basado en baterías, encargadas de acumular la energía activa que se inyectará a la carga en el momento deseado, su funcionamiento se complementa con un inversor encargado de transformar la corriente alterna en continua y viceversa. El problema consiste en minimizar el costo de compra de energía, el costo por el pico de demanda máxima y el costo implícito causado por la degradación de la batería, en el paso del tiempo t , [Martins *et al.*, 2018b] [Martins *et al.*, 2018a].

Este problema puede formularse matemáticamente de la siguiente manera [Martins *et al.*, 2018b] [Martins *et al.*, 2018a]:

$$\text{Minimizar } T_{CE} + C_{pdm} + C_{deg} \quad (2.1)$$

Sujeto a:

$$P_{ld}(t) = P_{red}(t) + P_{des,b}(t) \quad (2.2)$$

$$P_{red}(t) + P_{ch,b}(t) \leq P_{ps_j} \quad (2.3)$$

$$0 \leq P_{ch,b}(t) \leq P_{n,inv} \quad (2.4)$$

$$0 \leq P_{des,b}(t) \leq P_{n,inv} \quad (2.5)$$

$$E_b(t) = (E_{b(t-1)} \cdot \frac{SD_b}{df}) + \eta_b \cdot (\eta_{inv} \cdot P_{ch,b}(t) - \frac{1}{\eta_{inv}} \cdot P_{des,b}(t)) \cdot \Delta t_m \quad (2.6)$$

$$E_b(t) \leq E_{n,b} \cdot SoH(t) \quad (2.7)$$

$$SoH(t) = SoH_{(t-1)} - 0.2 \cdot (A_{cal}(t) + A_{cyc}(t)) \quad (2.8)$$

$$P_{n,inv} \leq 3E_{n,b} \quad (2.9)$$

donde:

T_{CE} es el costo total de la energía comprada a la red.

C_{pdm} es el costo por demanda máxima.

C_{deg} es el costo de degradación del sistema de almacenamiento.

$P_d(t)$ es la demanda eléctrica del consumidor en el tiempo t .

$P_{ch,b}(t)$ es la potencia de carga de la batería en el tiempo t .

$P_{red}(t)$ es la energía que se extrae de la red en el tiempo t .

$P_{des,b}(t)$ es la energía disponible en la batería para inyectar en la carga en el tiempo t .

P_{ps_j} es la potencia pico después del recorte en el periodo de facturación j .

$P_{n,inv}$ es la potencia nominal del inversor.

$E_{n,b}$ es la capacidad nominal de la batería.

SD_b representa el factor de auto-descarga de la batería.

df es el factor de conversión de los pasos de tiempo por día.

$E_{b(t-1)}$ es el contenido energético de la batería en el periodo anterior.

Δt_m es el tiempo de muestra.

η_{inv} es la eficiencia del inversor.

η_b es la eficiencia de la batería .

$E_b(t)$ es el contenido energético de la batería en el tiempo t .

$A_{cyc}(t)$ es el envejecimiento cíclico de la batería en el tiempo t .

$A_{cal}(t)$ es el envejecimiento calendárico de la batería en el tiempo t .

$SoH_{(t-1)}$ es el estado de salud de la batería en el periodo anterior.

$SoH(t)$ es el estado de salud de la batería en el tiempo t .

Los costos de la ecuación (2.1) se evalúan de la siguiente manera:

$$T_{CE} = \sum_t C_c \cdot (P_{red}(t) + P_{ch,b}(t))$$

$$C_{pdm} = C_p \cdot P_{psj} \quad (2.10)$$

$$C_{deg} = \frac{\Delta SoH}{1 - \beta} E_{n,b} + P_{n,inv} \frac{\Delta T}{T_{inv}}$$

donde:

C_c es el precio de la electricidad.

C_p es el impuesto por demanda máxima.

ΔSoH es el envejecimiento total de la batería.

β es el factor de la degradación.

ΔT es el período de tiempo cubierto con la simulación.

T_{inv} es el tiempo de vida del inversor.

El estado de carga de la batería se puede expresar como:

$$SoC(t) = \frac{E_b(t)}{E_{b,usab}} \quad (2.11)$$

En donde $E_{b,usab}$ es una fracción del contenido total de la energía de la batería instalada, se puede expresar como:

$$E_{b,usab} = E_{n,b} \cdot (SoC_{max} - SoC_{min}) \quad (2.12)$$

donde:

SoC_{max} es el limite de carga mínimo de la batería.

SoC_{min} es el limite de carga mínimo de la batería.

Por otra parte, el envejecimiento calendárico y cíclico se puede estimar como [Martins *et al.*, 2018a]:

$$A_{cal}(t) = (3.676 \cdot 10^{-7} \cdot SoC(t) + 6.246 \cdot 10^{-6}) \quad (2.13)$$

Y

$$A_{cyc}(t) = A_{cyc(t-1)} - 0.5 \frac{|\eta_{inv} \cdot P_{ch,b}(t) - \frac{1}{\eta_{inv}} \cdot P_{ch,b}(t)| \cdot \Delta t_m}{E_{n,b} \cdot L_{cyc}} \quad (2.14)$$

donde:

$A_{cyc(t-1)}$ es el envejecimiento cíclico en el periodo anterior.

L_{cyc} es el indicador del ciclo de vida específico del inversor.

2.2.2. Evaluación económica

El costo beneficio en la solución de recorte de picos utilizando un BESS, se evalúa determinando los costos de inversión, que tiene que pagar la industria por la adquisición del sistema de almacenamiento mediante baterías, los ahorros en el periodo de facturación y el periodo de retorno. Por otra parte, el ahorro (*ahorro*) que se genera en el periodo de facturación por la reducción del pico de demanda será el resultado de restar el costo total de la factura eléctrica del sistema sin baterías TC_{nBESS} y el costo del nuevo sistema que incluye el BESS TC_{sBESS} , expresado como:

$$Ahorro = TC_{nBESS} - TC_{sBESS} \quad (2.15)$$

Los picos de energía eléctrica implican un aumento de los costos de energía, esto dependiendo del modelo de facturación respectivo. En el problema de optimización del BESS para el recorte de pico, se consideran dos modelos tarifarios diferentes, el alemán y el mexicano. Y los costos totales pueden diferir dependiendo del esquema y periodo de facturación realizado para cada modelo tarifario respectivamente.

En el caso del esquema tarifario Alemán difiere notablemente del esquema de la tarifa mexicana ya que la tarifa alemana considera costos fijos por consumo de energía y costos fijos de potencia durante todo el año, mientras que en la tarifa mexicana GDMTH considerada en esta tesis varía el costo de consumo de energía dependiendo de la hora; ya que se cobra un importe diferente en el periodo base, intermedia y pico, además de que se tiene un costo diferente cada mes del año por potencia demandada. También estos costos aplicados a la tarifa mexicana son diferentes dependiendo de la región geográfica del país.

En cada una de las categorías tarifarias se define cargos fijos por demanda Cf , cargos por consumo de energía CpE , y cargos únicos por usuario Cu . El costo total, se puede calcular como:

$$TC = Cf + CpE + Cu \quad (2.16)$$

Los costes por usuario se componen de un importe mensual o anual único independiente del nivel de consumo o de demanda del usuario, los costes fijos Cf se pueden calcular como la suma de los costes por distribución DpC más los costes por capacidad CpC y los costes por potencia consumida CCp , los primeros dos cargos solo aplican en la industria mexicana [CFE, 2020], y el último a la industria alemana [Martins *et al.*, 2018a] [ISI, 2015].

$$Cf = DpC + CpC + CCp \quad (2.17)$$

La demanda máxima a la que se deberá aplicar los cargos de distribución expresados en \$/kW, será la mínima entre los valores que se definen a continuación [CFE, 2020]:

$$Min \left\{ Dmax_j, \left[\frac{Qj}{24 \cdot d \cdot FC} \right] \right\} \quad (2.18)$$

donde:

$Dmax_j$ es la demanda máxima registrada en el periodo de facturación j .

Qj es el consumo de energía registrado en el periodo de facturación en kWh.

d son los días del periodo de facturación.

FC es el factor de carga [CRE, 2018].

La demanda máxima a la que se deberá aplicar los cargos por capacidad expresados en \$/kW, será la mínima entre los valores que se definan a continuación [CFE, 2020]:

$$Min \left\{ Dmax_{pico}, \left[\frac{Q_j}{24 \cdot d \cdot FC} \right] \right\} \quad (2.19)$$

donde:

$Dmax_{pico}$ es la demanda máxima coincidente con el periodo horario de punta medida en kilowatts en el periodo de facturación j .

Los cargos que se aplican por potencia consumida están dados por:

$$CCp = (TP \cdot Cge)_j \quad (2.20)$$

donde:

TP es la potencia máxima que entrega la red a la carga en el periodo de facturación.
 Cge es el cargo en \$/KW.

Por otro lado, los costes por consumo de energía se pueden calcular como:

$$CpE = \sum_j E_j \cdot (Hc) \quad (2.21)$$

donde:

E_j , para la tarifa alemana es la energía medida en el periodo de facturación j , y para la tarifa mexicana es la energía medida para los periodos horarios base, intermedio y punta correspondientes a cada división tarifaria en el periodo de facturación j .

Hc es el cargo de energía expresado en \$/KWh.

La inversión total I_C para el BESS [Hesse *et al.*, 2017] con capacidad de energía $E_{n,b}$ e inversor con potencia nominal $P_{n,inv}$ se puede expresar como:

$$I_C(E_{n,b}, P_{n,inv}) = C_{fix} + C_{OP,b} + (C_{v,b} \cdot E_{n,b}) + (C_{v,inv} \cdot P_{n,inv}) \quad (2.22)$$

donde:

C_{fix} corresponde al costo fijo que incluye el alojamiento del almacenamiento y toda su infraestructura.

$C_{OP,b}$ es el costo de operación y mantenimiento del almacenamiento dentro de la vida útil de la batería.

$C_{v,b}$ es el costo energético específico de la batería.

$C_{v,inv}$ es el costo específico del inversor de potencia.

El costo de operación $C_{OP,b}$, en el mercado alemán se calcula como el 0.6 % de la inversión más 6 €/KW [Martins *et al.*, 2018a], por lo tanto el ahorro total está dado por,

$$T_{Ahorro} = Ahorro - C_{OP,b} \quad (2.23)$$

El periodo de retorno de la inversión realizada ROI, se expresa en años y es el resultado de dividir la inversión inicial $I_C(E_{n,b}, P_{n,inv})$ entre el ahorro total obtenido, en el periodo de facturación, y se expresa:

$$ROI = \frac{I_C(E_{n,b}, P_{n,inv})}{T_{Ahorro}} \quad (2.24)$$

2.3. Modelado para la reducción de picos en una microrred

En esta sección se presenta la solución a un problema de dimensionamiento de un BESS, para la reducción de picos de demanda considerando dos fuentes de energía renovable, la generación solar fotovoltaica y la generación eólica; se ha partido de una curva de demanda conocida, así como de datos conocidos de generación fotovoltaica y generación eólica, con una frecuencia de muestreo Δt_m .

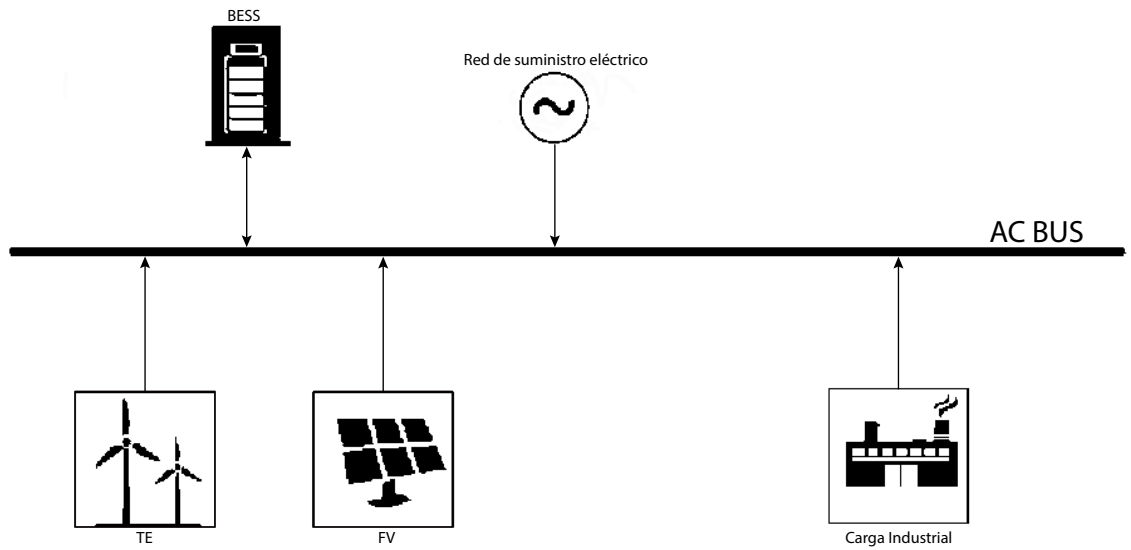


Figura 2.2: Configuración del sistema.

El propósito a la solución es lograr optimizar el costo total de la energía y el tamaño de la batería. Adicionalmente, se realiza un análisis comparativo del costo de la energía consumida en la microrred antes y después de colocar un BESS.

2.3.1. Dimensionamiento del BESS

El objetivo clave del proceso de dimensionamiento de la batería, es determinar sus parámetros óptimos considerando la tarifa por tiempo de uso (TOU) para una carga industrial conectada a una microrred y considerando diferentes periodos de facturación. La configuración del sistema considerado se presenta en la Figura 2.2. El problema es lograr minimizar los costos de compra de energía, el costo por demanda pico, el costo de operación y el costo ocasionado por la degradación de la batería, en el paso del tiempo t , [Martins *et al.*, 2018a] [Moghimi *et al.*, 2018] [Unigwe *et al.*, 2018].

Este problema puede formularse matemáticamente de la siguiente manera:

$$\text{Minimizar } T_{CE} + C_{pdm} + C_{oper} + C_{deg} \quad (2.25)$$

Sujeto a:

$$P_{ld}(t) = P_{FV}(t) + P_{TE}(t) + P_{red}(t) + P_{des,b}(t) \quad (2.26)$$

$$P_{red}(t) + P_{ch,b}(t) \leq P_{ps_j} \quad (2.27)$$

$$0 \leq P_{ch,b}(t) \leq P_{n,inv} \quad (2.28)$$

$$0 \leq P_{des,b}(t) \leq P_{n,inv} \quad (2.29)$$

$$E_b(t) = (E_{b(t-1)}) \cdot \left(1 - \frac{SD_d}{df}\right) + \eta_b \cdot (\eta_{inv} \cdot P_{ch,b}(t) - \frac{1}{\eta_{inv}} \cdot P_{des,b}(t)) \cdot \Delta t_m \quad (2.30)$$

$$E_b(t) \leq E_{n,b} \cdot SoH(t) \quad (2.31)$$

$$SoH(t) = SoH_{(t-1)} - 0.2 \cdot (A_{cal}(t) + A_{cyc}(t)) \quad (2.32)$$

$$E_{b,t_0}(t) = E_{b,T}(t) \quad (2.33)$$

donde:

C_{oper} es el costo por operar el BESS y operar el panel solar.

$P_{FV}(t)$ es la potencia que inyecta el panel fotovoltaico en el tiempo t .

$P_{TE}(t)$ es la potencia que inyecta la turbina eólica en el tiempo t .

$E_{b,t_0}(t)$ es la energía almacenada inicialmente en la batería.

$E_{b,T}(t)$ es la energía almacenada con la que se queda la batería al final del periodo de facturación j .

Los costos de la ecuación (2.25) se evalúan de la siguiente manera:

$$T_{CE} = \sum_{t=t_0}^T C_c \cdot (P_{red}(t) + P_{ch,b}(t))$$

$$C_{pdm} = C_p \cdot P_{ps_j}$$

$$C_{deg} = \frac{\Delta SoH}{1 - \beta} E_{n,b} + P_{n,inv} \frac{\Delta T}{T_{inv}} \quad (2.34)$$

$$C_{oper} = \sum_{t=t_0}^T C_{op} \cdot (P_{ch,b}(t) + P_{des,b}(t)) + C_{opFV} \cdot P_{FV}(t)$$

donde:

t_0 es el tiempo inicial.

T es el tiempo final del periodo de simulación.

C_{opFV} es el costo operativo del FV.

El costo operativo de la carga y descarga de la batería C_{op} se expresa de la siguiente manera [Moghimi *et al.*, 2018][Ju *et al.*, 2017]:

$$C_{op}(DOD) = \frac{C_{v,b}}{2 \cdot L(DOD) \cdot DOD \cdot \eta_{ch} \cdot \eta_{des}} \quad (2.35)$$

donde:

$C_{v,b}$ es el precio de la batería.

η_{ch} es la eficiencia de carga del BESS.

η_{des} es la eficiencia de descarga del BESS.

La eficiencia del conjunto inversor BESS es el producto de multiplicar la eficiencia del inversor η_{inv} y la eficiencia de la batería η_b [de Antonio, 2019].

El ciclo de envejecimiento depende principalmente de la profundidad de descarga (DOD) de la batería, donde el DOD se define como la energía en un evento de carga o descarga con respecto a la capacidad total. Por lo que, la vida útil de la batería $L(DOD)$ [Moghimi *et al.*, 2018], se formula de la siguiente manera:

$$L(DOD) = a \cdot DOD^{-b} \cdot \exp(-c \cdot DOD) \quad (2.36)$$

Donde a , b y c estos son coeficientes de ajuste de la curva [Ju *et al.*, 2017].

De la misma manera que en la Sección 2.2.1, sobre el estado de carga de la batería, el envejecimiento cíclico y el envejecimiento calendárico, se pueden calcular con las ecuaciones 2.11, 2.13 y 2.14.

2.3.2. Evaluación económica para Microrred

El costo inicial de inversión (C_{CI}) del sistema de almacenamiento a base de baterías está en función de la capacidad de energía $E_{n,b}$ y potencia $P_{n,inv}$ del BESS [Martins *et al.*, 2018a] [Fossati *et al.*, 2015], y se puede expresar como:

$$C_{CI}(E_{n,b}, P_{n,inv}) = C_{fix} + (C_{v,b} \cdot E_{n,b}) + (C_{v,inv} \cdot P_{n,inv}) \quad (2.37)$$

Por lo tanto, el costo beneficio en la solución de recorte de picos utilizando un sistema de almacenamiento de energía, se evalúa determinando los costes de inversión por día, que tiene que pagar el usuario o cliente, por la adquisición del sistema de almacenamiento a base de baterías, los ahorros en el periodo de facturación y el periodo de retorno.

Teniendo en cuenta el factor del valor presente (FVP), el costo de inversión durante la vida útil (CI_P) del sistema de almacenamiento se puede expresar como [Dhundhara *et al.*, 2018] [Jaszczur *et al.*, 2019]:

$$FVP = \frac{(1 + T_I)^{L_u} - 1}{T_I \cdot (1 + T_I)^{L_u}}$$

$$CI_P = FVP \cdot \frac{C_{CI}(E_{n,b}, P_{n,inv})}{L_u} \quad (2.38)$$

donde:

T_I es la tasa de interés para financiar el BESS.

L_u es el tiempo de vida útil del BESS.

Por otra parte, el ahorro que se genera en el periodo de facturación debido a la reducción del pico de demanda será, el resultado de restar al coste total de la energía eléctrica del sistema sin baterías TC_{nBESS} y el coste del nuevo sistema que incluye BESS TC_{sBESS} , expresado como:

$$Ahorro = TC_{nBESS} - TC_{sBESS} \quad (2.39)$$

El periodo de retorno de la inversión realizada ROI , se expresa en años y es el resultado de dividir el costo de inversión CI_P entre el ahorro total obtenido, en el periodo de facturación, y se puede expresar de la siguiente manera:

$$ROI = \frac{CI_P}{Ahorro} \quad (2.40)$$

2.4. Reducción de picos en una microrred incluyendo BESS multiobjetivo

Adicionalmente, en el problema de reducción de picos incluyendo un BESS, tanto en la industria como en una microrred convencional es posible incluir más de una función objetivo, por lo que se constituye un problema de reducción de picos multiobjetivo.

En esta tesis se considera el dimensionamiento de un BESS, donde además de minimizar los costos de compra total de la energía se incluye una función que maximice el beneficio neto esperado del BESS [Xu *et al.*, 2019]. La formulación de este nuevo problema multiobjetivo es:

$$Min \quad T_{CE} + C_{pdm} + C_{oper} + C_{deg}$$

$$Max \quad CB_{pc} + TB_{CE} - C_{oper} - C_{deg} - C_{CI} \cdot \frac{d}{D_A} \quad (2.41)$$

Sujeto a:

$$P_{ld}(t) = P_{PV}(t) + P_{TE}(t) + P_{red}(t) + P_{des,b}(t) \quad (2.42)$$

$$P_{red}(t) + P_{ch,b}(t) \leq P_{ps_j} \quad (2.43)$$

$$0 \leq P_{ch,b}(t) \leq P_{n,inv} \quad (2.44)$$

$$0 \leq P_{des,b}(t) \leq P_{n,inv} \quad (2.45)$$

$$E_b(t) = (E_{b(t-1)}) \cdot \left(1 - \frac{SD_d}{df}\right) + \eta_b \cdot (\eta_{inv} \cdot P_{ch,b}(t) - \frac{1}{\eta_{inv}} \cdot P_{des,b}(t)) \cdot \Delta t_m \quad (2.46)$$

$$E_b(t) \leq E_{n,b} \cdot SoH(t) \quad (2.47)$$

$$SoH(t) = SoH_{(t-1)} - 0.2 \cdot (A_{cal}(t) + A_{cyc}(t)) \quad (2.48)$$

$$E_{b,t_0}(t) = E_{b,T}(t) \quad (2.49)$$

donde:

d son los días de facturación.

D_A son los días del año.

El costo total de la energía TB_{CE} y el costo por consumo de demanda máxima CB_{pc} , se evalúan de la siguiente manera:

$$TB_{CE} = \sum_{t=t_0}^T C_c \cdot \left\{ P_{ld}^{sin, RB}(t) - [P_{red}(t) + P_{ch,b}(t)] \right\}$$

$$CB_{pc} = C_p \cdot \left\{ P_{max_{nRB}} - P_{ps_j} \right\} \quad (2.50)$$

donde:

$P_{ld}^{sin, RB}(t)$ es la demanda eléctrica en cada instante de tiempo t , sin incluir RES ni el BESS.

$P_{max_{nRB}}$ es la potencia máxima sin RES y sin BESS en el periodo de facturación j .

La primer función objetivo es la equivalente a el problema que se tenía anteriormente por lo que los términos considerados siguen siendo los mismos, por lo tanto todas las restricciones a las que está sujeto el problema multiobjetivo siguen siendo las mismas que se tenían en las secciones anteriores.

2.5. Algoritmo de simulación para el dimensionamiento óptimo del BESS

A continuación se describe el algoritmo general del análisis de recorte de pico con un solo objetivo y también el algoritmo cuando se considera el problema multiobjetivo, los cuales se resuelven por medio del método de programación lineal (PL). Los algoritmos para resolver los diferentes problemas formulados en esta tesis se implementaron en código Matlab[®] (R2015b, Math Works) utilizando la función Linprog del Toolbox de Optimización de Matlab[®]. Para el problema multiobjetivo se utiliza la función del solver Gurobi Optimization desde la plataforma de Matlab[®]. Se utilizó una PC con Windows 10 pro y un sistema operativo de 64 bits una capacidad de memoria RAM de 12 GB y un procesador AMD PRO A8-8650R R7 a 3.20 GHZ.

2.5.1. Algoritmo para el problema con una función objetivo

En la Figura 2.3 se muestran las diferentes etapas por las que pasa el algoritmo con una sola función objetivo.

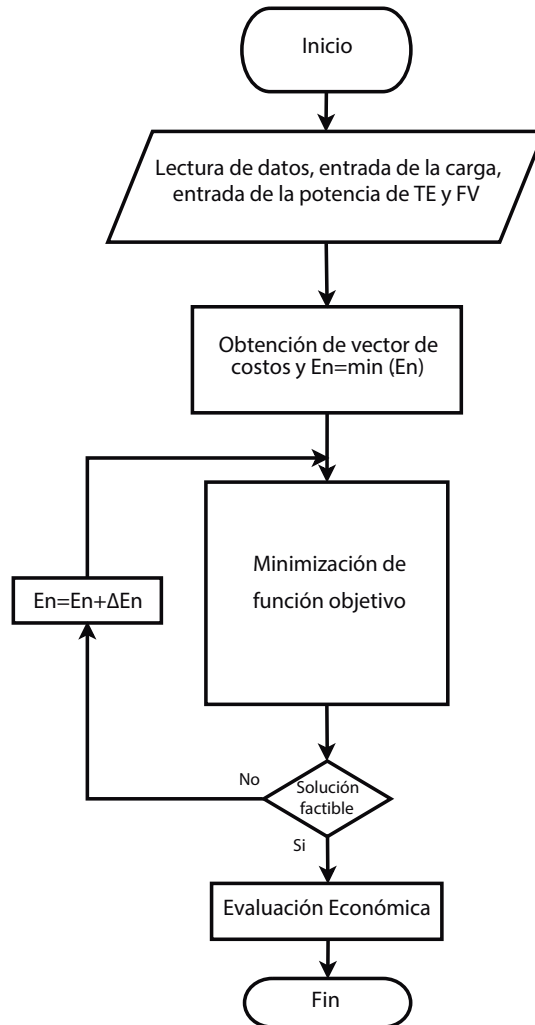


Figura 2.3: Diagrama de flujo del algoritmo para una sola función.

En la primera etapa se introducen los datos del perfil de demanda con una frecuencia de muestreo determinada, el incremento de capacidad nominal, el costo de consumo de energía y potencia, datos de costos de la batería, en el caso de estudios de la microrred se introducen los datos de la generación solar y eólica, y por último los datos correspondientes al BESS como el estado de carga mínimo y máximo, eficiencia del inversor, eficiencia de la batería, el factor de auto descarga, los coeficientes de ajuste a la curva, el factor de degradación de la batería, el factor de conversión, el indicador de tiempo de vida útil del inversor y el indicador de los ciclos de vida del inversor. Al final de esta primera etapa se selecciona

el periodo de facturación, así como el porcentaje de recorte de pico que se va a realizar.

En la segunda etapa, se establece una capacidad mínima de la batería, y se genera un vector de costos de energía correspondiente a cada hora del día que puede variar de acuerdo al esquema tarifario, este vector de costos para el caso de la tarifa alemana se mantiene constante durante las 24 horas del día, mientras que para la tarifa mexicana hay tres periodos por distintos costos a lo largo del día.

En la tercer etapa comienza el ciclo con una capacidad mínima de la batería para minimizar los costos totales del periodo de análisis para el recorte de pico de demanda, se genera la función objetivo correspondiente a la formulación, así como las restricciones de igualdad y desigualdad correspondientes a las ecuaciones (2.1)-(2.14); posteriormente se resuelve el problema de optimización utilizando la función Linprog de Matlab[®]. Cuando se encuentra una solución factible se actualizan las variables necesarias para el siguiente periodo de análisis es decir, la energía almacenada de la batería, la degradación de la batería, el estado de salud de la batería y el envejecimiento cíclico de la batería. Si no se encuentra una solución factible se actualiza la capacidad nominal incrementando ΔE_n para así repetir el ciclo hasta llegar a una solución factible.

En la cuarta y última etapa, con los resultados obtenidos de la solución del problema de optimización se realiza la evaluación económica del periodo de análisis, tanto de los costos de compra de la energía sin BESS y después de colocar un BESS, para así obtener los ahorros correspondientes de compra de energía. También se realiza el cálculo de la inversión del sistema de almacenamiento y se obtiene el retorno de inversión.

Dado que el esquema de facturación es mensual en el caso de ser un análisis de un año, se lleva a cabo este mismo ciclo para cada mes.

2.5.2. Algoritmo para el problema multiobjetivo

En la Figura 2.4 se presenta el algoritmo correspondiente a la solución del problema multiobjetivo. Este algoritmo pasa por diferentes etapas para poder lograr el objetivo planteado. La primera etapa se realiza de manera similar a la del algoritmo presentado en la Figura 2.3 introduciendo además el dato que corresponde al incremento del porcentaje de recorte así como un porcentaje mínimo y máximo de recorte de pico. La segunda etapa, se realiza igual al diagrama de flujo de la Figura 2.3.

En la tercera etapa se da inicio al ciclo con una capacidad mínima de la batería y con un porcentaje de recorte mínimo para minimizar los costos totales del periodo de análisis para el recorte de pico de demanda y a su vez maximizar el beneficio total para el periodo de facturación correspondiente o previo al análisis, en esta etapa se generan las funciones objetivo correspondientes a la formulación multiobjetivo, así como sus respectivas restricciones de igualdad y desigualdad; una vez formulado el problema de optimización se utiliza la función Gurobi del solucionador Gurobi Optimization. Si la solución es factible se actualizan las variables necesarias para el siguiente periodo de análisis es decir, la energía almacenada de la batería, la degradación de la batería, el estado de salud de la batería y el envejecimiento cíclico de la batería. Al contrario, si la solución no es factible se actualiza la capacidad nominal incrementando ΔE_n para así repetir el ciclo hasta llegar a una solución factible.

En la cuarta etapa con los resultados obtenidos de la solución del problema de optimización multiobjetivo se realiza la evaluación económica del periodo de análisis, para así obtener los ahorros correspondientes de compra de energía; además se realiza el cálculo de la inversión del BESS, se calcula el retorno de inversión y la tasa interna de retorno.

En cada iteración se inspecciona el rango del porcentaje de picos, y si es menor que su valor máximo se incrementa en ΔPc por lo que al final de esta cuarta etapa, se verifica que el porcentaje de recorte sea igual al porcentaje máximo de recorte, para finalmente

pasar a la última etapa del algoritmo.

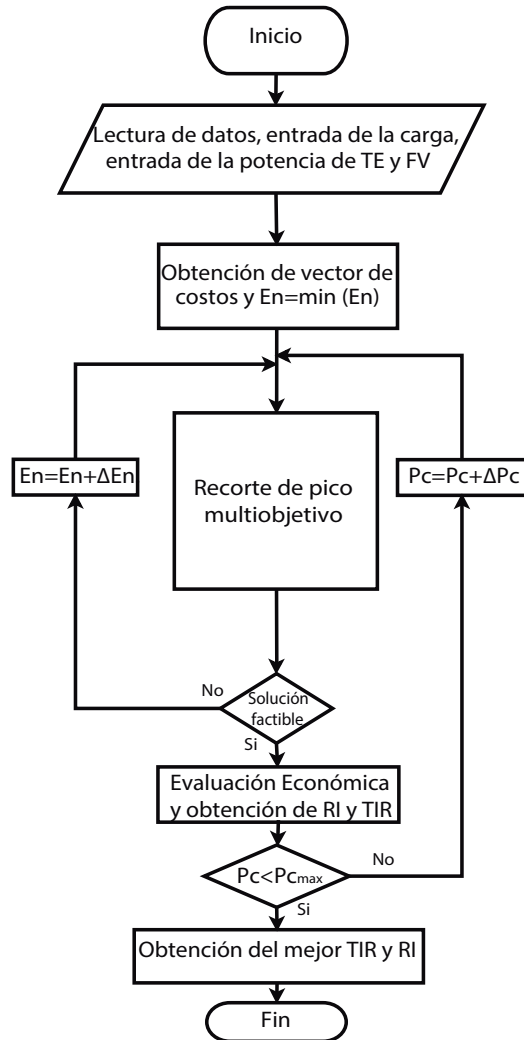


Figura 2.4: Diagrama de flujo del algoritmo multi-objetivo.

En la quinta y última etapa, se obtiene el tamaño adecuado del sistema de almacenamiento de energía que da como resultado el mejor retorno de inversión, así como la mejor tasa interna de retorno que se puede obtener para un rango determinado de porcentajes de recorte de pico en el periodo de facturación establecido.

Dado que el esquema de facturación es mensual en el caso de ser un análisis de un

año, se lleva a cabo este mismo ciclo para cada mes.

2.6. Conclusiones

En este capítulo se realizó la formulación correspondiente al dimensionamiento de la batería para el recorte de pico de demanda para una carga industria, donde se toma en cuenta en su análisis dos tarifas distintas, la mexicana y la alemana. También, se hizo la formulación correspondiente para el dimensionamiento óptimo de un BESS para el recorte de pico considerando una microred conectada a la red del suministro eléctrico, que consta de generación renovable solar y eólica. Además, se presentó la formulación multiobjetivo para el dimensionamiento de la batería para el recorte de picos de demanda, considerando una función adicional para maximizar el beneficio total. Se observa que para cada modelado hay una pequeña diferencia en la formulación entre los distintos casos analizados, ya que en cada caso se presenta su complejidad para poder operar adecuadamente el sistema respecto a todas sus restricciones operativas. Y adicionalmente, se realiza un análisis económico para poder visualizar el costo beneficio, por la implementación del BESS para cada sistema analizado.

Capítulo 3

Casos de estudio

3.1. Introducción

En el presente Capítulo se presentan diferentes escenarios de casos de estudio con la finalidad de demostrar la eficiencia y los beneficios de la metodología implementada. Se hace un análisis económico para diferentes periodos de facturación incorporando un sistema de almacenamiento de energía a base de baterías; en un sistema conectado a la red con un usuario industrial y en una microrred que cuenta con fuentes de energía renovable y un usuario industrial.

3.2. Casos de estudio

Los casos de estudios presentados a continuación consideran datos de perfiles históricos de diferentes industrias en Alemania, con diferentes resoluciones de medición. Con la finalidad de analizar el efecto que tiene un BESS en distintas configuraciones del sistema; se presentan los siguientes estudios.

Caso A Dimensionamiento óptimo del BESS para la reducción de picos de demanda en un sistema industrial, donde se consideran diferentes esquemas de facturación con dos distintas tarifas, la alemana y mexicana. Y finalmente se realiza una comparación entre estas dos tarifas.

Caso B Dimensionamiento óptimo del BESS para la reducción de picos de demanda en una microrred que incluye fuentes de energía renovable, solar y eólica.

Caso C En este caso además de lo ya contemplado a los casos anteriores, se incluye una función objetivo adicional, para maximizar el beneficio esperado del BESS.

En cada caso de estudio presentado, se utilizan los datos de un sistema de almacenamiento de energía a base de baterías de ion litio reportados en [Martins *et al.*, 2018a] [Martins *et al.*, 2018b]. En la Tabla 3.1 se presentan los datos correspondientes a la eficiencia de la batería η_b , la eficiencia del inversor η_{inv} , el factor de degradación β , el tiempo de vida útil del inversor T_{inv} , el factor de auto-descarga de la batería SD_b , el indicador del ciclo de vida del inversor L_{cyc} y los límites del estado de carga mínimo y máximo de la batería (SoCmin, SocMax).

Tabla 3.1: Parámetros del BESS

	Valor	Unidad
η_{inv}	97.5	%
η_b	95	%
T_{inv}	20	años
SD_b	0.02	%
β	80	%
L_{cyc}	4500	FEC
[SoCmin, SocMax]	5 - 95	%

3.2.1. Caso A

Este caso corresponde al modelado para la reducción de picos industriales, donde se considera el perfil de demanda de la Figura 3.1, de una industria con una resolución de medición $\Delta t_m = 15min$ y con 820 MWh anuales [EnerNOC, 2012]. Dentro de este caso, se consideran

estudios donde se utilizan diferentes esquemas de facturación con distintos niveles de recorte de pico y aplicando dos estructuras tarifarias de suministro, la alemana y la mexicana. Los valores utilizados correspondientes a costos de batería, inversor y costos fijos que incluyen el alojamiento y su infraestructura se muestran en la Tabla 3.2. Además, en la Tabla 3.3 se muestra los datos considerados para el caso de la tarifa alemana donde se presentan costos por consumo de energía eléctrica y costos de red; estos valores son utilizados para cada periodo de facturación por lo que se mantienen fijos durante todo el año [Martins *et al.*, 2018a] [Martins *et al.*, 2018b]. Finalmente, la Tabla 3.4 muestra los datos utilizados para la tarifa Mexicana [CFE, 2020], donde se puede observar los cargos que se aplican al consumidor industrial como lo son cargos fijos, cargos variables, y cargos por distribución y capacidad, en comparación a la tarifa alemana estos cargos cambian durante todo el año.

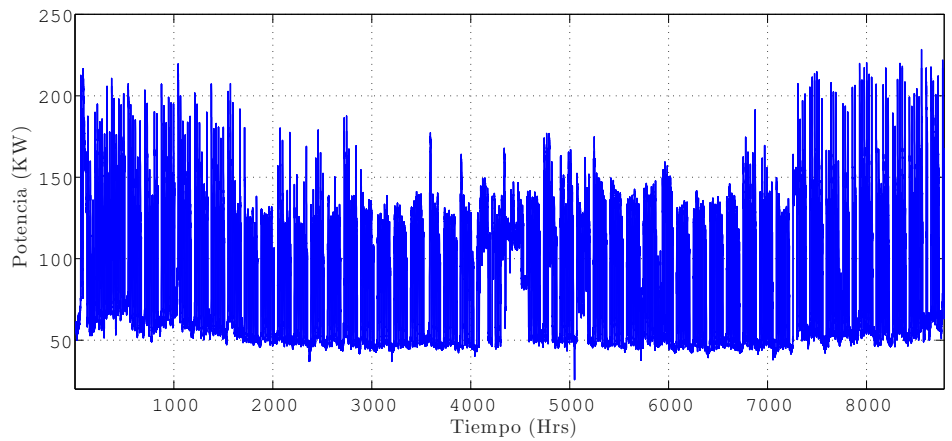


Figura 3.1: Perfil de carga industrial durante un año.

Tabla 3.2: Costos del BESS

	Valor	Unidad
$C_{v,b}$	13,894	\$/KWh
$C_{v,inv}$	9,074	\$/KW
C_{fix}	13,966	\$

Tabla 3.3: Datos tarifa alemana

Cargos:	Precio	Unidad
Energía suministrada	4.32	\$/KWh
Potencia consumida	307.02	\$/KW

Tabla 3.4: Datos tarifa mexicana

Mes	Cargo					
	Fijo	Variable			Distribución	Capacidad
	\$/mes	Base (\$/kWh)	Intermedio (\$/kWh)	Punta (\$/kWh)	\$/kW	
Enero	407.55	0.9375	1.6629	1.8715	152.04	345.04
Febrero		0.9318	1.6518	1.8589	152.04	342.46
Marzo		0.9367	1.6613	1.8697	152.04	344.68
Abril		0.9415	1.6707	1.8805	152.04	346.87
Mayo		0.9332	1.6546	1.8621	152.04	343.11
Junio		0.9261	1.6405	1.846	152.04	339.84
Julio		0.9083	1.6057	1.8062	152.04	331.72
Agosto		0.8973	1.5841	1.7817	152.04	326.7
Septiembre		0.8769	1.5442	1.7361	152.04	317.4
Octubre		0.877	1.5445	1.7364	152.04	317.46
Noviembre		0.8772	1.5448	1.7368	152.04	317.55
Diciembre		0.8763	1.5431	1.7348	152.04	317.14

Caso A1. Recorte de pico con tarifa alemana.

Para este caso de estudio el recorte de pico se realiza considerando la tarifa alemana, la Figura 3.2 muestra el perfil de demanda antes y después del recorte de pico de demanda a un nivel de recorte del 5% respecto al valor máximo de la demanda, para un día de facturación, del mes de enero. La línea azul hace referencia a la carga de demanda antes del recorte de pico y la línea roja a la carga después del recorte de pico con un BESS.

Así mismo las Figuras 3.3 y 3.4, representan la solución del recorte de pico, para ese mismo mes de facturación y un año de facturación respectivamente, con un nivel de recorte del 5% respecto al valor máximo de la demanda.

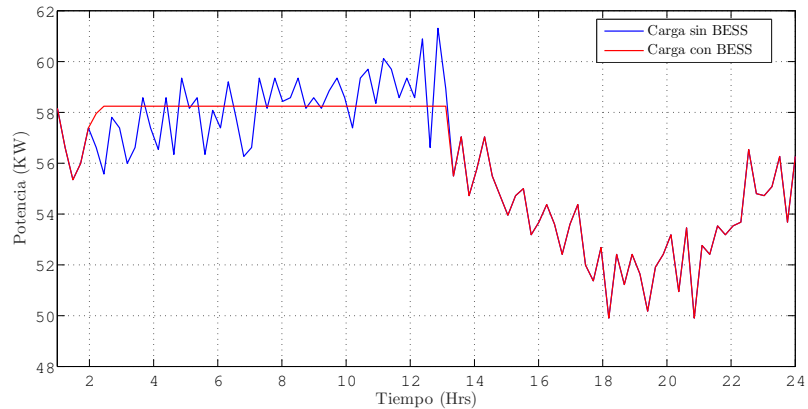


Figura 3.2: Perfil de carga para un día con recorte de pico del 5%.

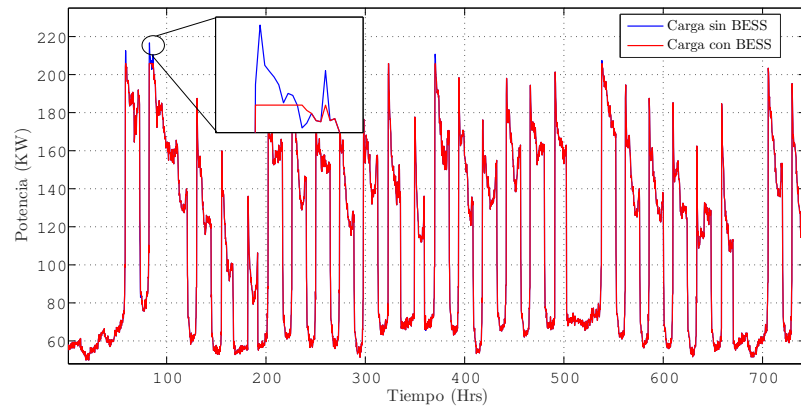


Figura 3.3: Perfil de carga de un mes con recorte de pico del 5%.

En la Tabla 3.5, se muestran los resultados para cada esquema de facturación, para un día de facturación del mes de enero se tienen 25 picos recortados, porque se considera una

demanda máxima de 61 KW, mientras que para el periodo de facturación de un mes se tienen 15 picos recortados, debido a que para ese periodo de facturación se considera una potencia máxima de 217 KW, y para un año de facturación se tiene 159 picos recortados con una potencia máxima de 228 KW, el número de picos para un día de facturación es mayor al periodo de facturación de un mes, debido a que el nivel de recorte se hace respecto a la demanda máxima. También se muestra el estado de salud de la batería, y se observa

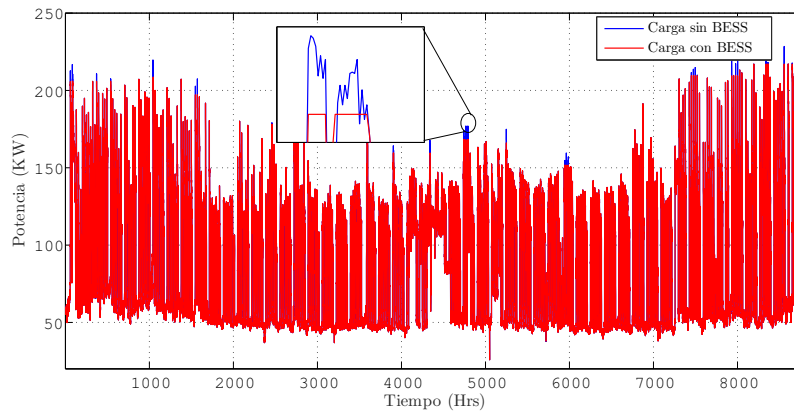


Figura 3.4: Perfil de carga de un año, con recorte de pico del 5%.

Tabla 3.5: Resultados del sistema de optimización para tarifa alemana

Esquema:	<i>Día</i>	<i>Mes</i>	<i>Año</i>
Carga máxima (KW)	61	217	228
Número de picos recortados	25	15	159
Tamaño Inversor (KW)	15	30	108
Tamaño batería (KWh)	5	10	36
SoH (%)	99.99	99.89	98.87
ROI (años)	-	-	8
Costo de operación (\$)	3,638	6,655	24,591
Ahorros de cargos de red (\$)	1,533	3,319	211,981

que va en disminución conforme al periodo de facturación, teniendo un porcentaje menor

para el análisis de un año lo que significa que la batería se a deteriorado aun más. Para un año se tiene que el SoH disminuye aproximadamente un 1.13 %, para un mes un 0.11 % y para un día 0.01 % indicando así cantidades muy bajas lo que significa que la batería tendrá un rendimiento eficiente para varios años más.

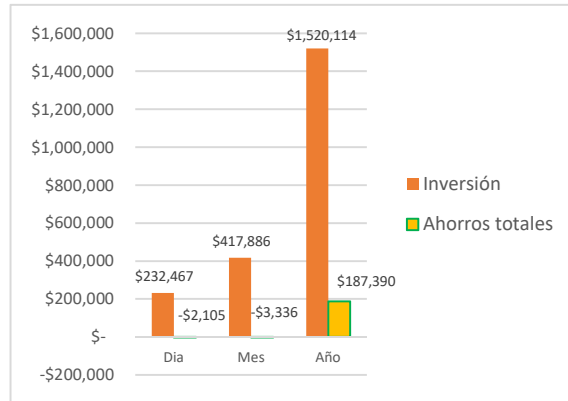


Figura 3.5: Inversión y ahorros totales para tarifa alemana.

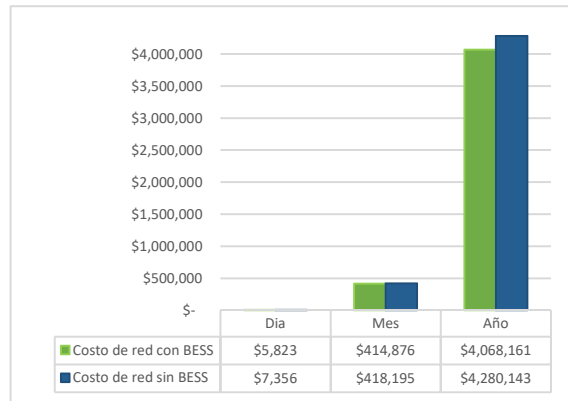


Figura 3.6: Costo por consumo energético para tarifa alemana.

La inversión en el sistema de almacenamiento de energía a base de baterías, se presenta en la Figura 3.5, así como el ahorro total generado por el recorte de picos a un nivel del 5 %, el precio está representado en pesos mexicanos. La Figura 3.6, representa el costo por consumo energético y se observa que reduce un 20 % aproximadamente para un día de facturación,

para un mes de facturación el costo por consumo energético reduce un 1%, y al cabo de un año de facturación reduce un 5%. Para los dos primeros periodos de facturación los ahorros totales son desfavorables, ya que los ahorros por cargo de red son aún más bajos que los cargos por operar el BESS, además el periodo para obtener ganancias considerables es muy corto y los picos recortados son pocos. Sin embargo el periodo de facturación de un año tiene un ahorro total favorable debido a su mayor ahorro por cargo de red que es de \$211,981 pesos.

Caso A2. Recorte de pico con tarifa mexicana.

En este caso se considera la tarifa vigente en México para gran demanda en media tensión horaria (GDMTH) con una demanda igual o mayor a 100 kilowatts, que considera los costos por consumo de energía horarios, teniendo así un precio variable por la energía en todo el año, donde los costos más baratos están dados en los periodos base e intermedios. Para el análisis de estudio se considera el nivel de recorte a un 5% respecto al valor máximo de la demanda, para el mes de julio y un año de facturación. Las Figuras 3.7 y 3.8, muestran el perfil de demanda resultante al implementar un BESS para cada periodo de facturación respectivamente.

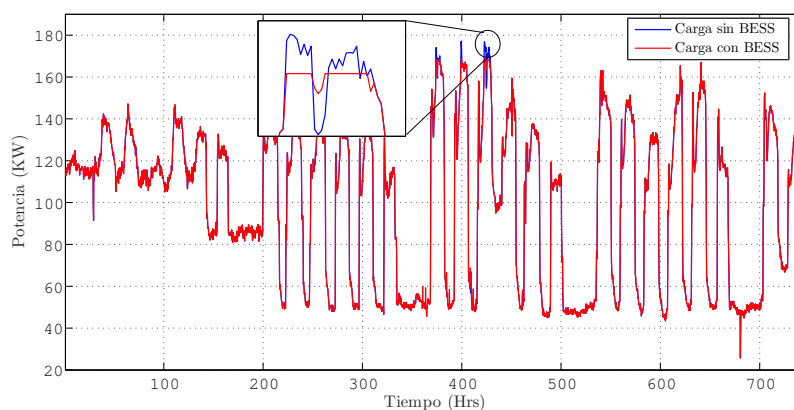


Figura 3.7: Perfil de carga de un mes con tarifa mexicana.

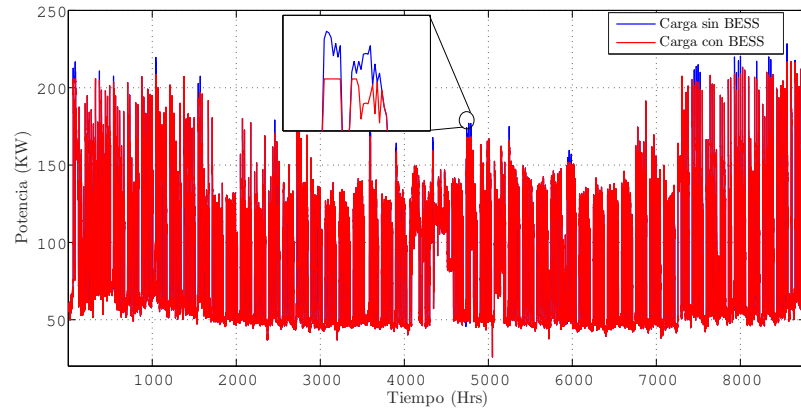


Figura 3.8: Perfil de carga de un año con tarifa mexicana.

Tabla 3.6: Resultados del sistema de optimización para tarifa mexicana

Esquema:	<i>Mes</i>	<i>Año</i>
Carga máxima (KW)	177	228
Número de picos recortados	34	159
Tamaño inversor (KW)	48	108
Tamaño batería (KWh)	16	36
SoH (%)	99.894	98.87
ROI (años)	-	7
Costo de operación (\$)	10,684	24,591
Ahorros de cargos de red (\$)	65,588	250,848

La Tabla 3.6, muestra los resultados para cada periodo análisis de facturación, para un mes de facturación se tienen 34 picos recortados, y se obtuvo un costo por operar el BESS y un ahorro por cargo de red mucho mayor que para el mes de enero estudiado en el caso anterior, además para el esquema de facturación anual se mantienen los picos recortados y el tamaño de la batería y del inversor en comparación al caso alemán. Sin embargo, para este periodo de facturación anual, el ahorro por cargo de red aumenta y disminuye el retorno de inversión. En la Figura 3.9, se muestra la inversión que se tiene que generar

para cada periodo, así como el ahorro correspondiente, se puede destacar que en el mes de julio se presentan mayores recortes de pico, en comparación del mes de enero que se analizó anteriormente, lo que conlleva a un ahorro total mayor. En la Figura 3.10, el costo por consumo energético para este caso, se reduce a un 22 % aproximadamente, además se reflejan aún más los ahorros totales en comparación del mes de enero, para el periodo de un año se puede observar que este caso, presenta un 17 % más de ahorros totales, y presenta menores costos por la energía consumida.

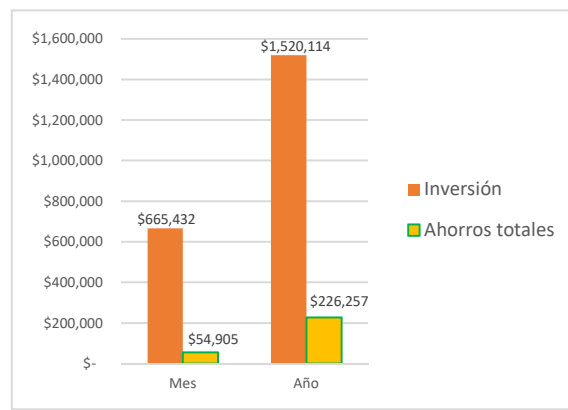


Figura 3.9: Inversión y ahorros totales para tarifa mexicana.

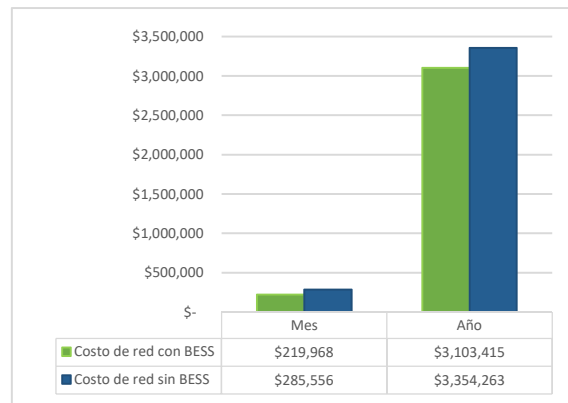


Figura 3.10: Costo por consumo energético para tarifa mexicana.

Caso A3. Comparación de resultados para recorte de pico con tarifa alemana y mexicana.

En este caso, para el mes de julio se aplica un nivel de recorte de pico de demanda del 8% respecto a la demanda pico máxima de ese mismo mes, aplicando la tarifa alemana y mexicana. En la Tabla 3.7, se muestran los resultados obtenidos, para un periodo de facturación mensual del mes de julio.

Tabla 3.7: Comparación de tarifas

Tarifa	<i>Alemania</i>	<i>México</i>
Esquema:	<i>Mes</i>	<i>Mes</i>
Carga máxima (KW)	177	177
Número de picos recortados	71	71
Tamaño Inversor (KW)	150	150
Tamaño batería (KWh)	50	50
SoH (%)	99.892	99.892
Inversión (\$)	2,119,549	2,119,549
Costo de operación (\$)	34,346	34,346
Ahorros de cargos de red (\$)	54,289	67,806
Ahorros totales (\$)	19,943	33,461
Costo de red con BESS (\$)	322,295	217,750
Costo de red sin BESS (\$)	377,264	285,556

Para el mes de julio con un recorte de pico a un 8% respecto a la demanda máxima de ese mes, la inversión inicial que se debe realizar es la misma para cada tarifa, debido a que se está analizando el mismo perfil de demanda, sin embargo, en comparación al caso anterior con un recorte de 5% para ese mismo mes, la inversión como el ahorro total aumentan casi en la misma proporción por lo que aumentarán también los costos por operar el BESS. Para la tarifa alemana el ahorro de cargo de red, es significativo ya que se reduce el costo por consumo de energía a un 15%, al considerar la tarifa horaria mexicana, el costo por

consumo de energía se reduce 24%, aun mayor que como sucedía para el recorte de pico a un nivel del 5%, además se puede observar que los cargos por energía son menores para la tarifa mexicana. Un aspecto importante es el SoH resultante del periodo de facturación, ya que si se aumenta el nivel de recorte de pico, el periodo de vida de la batería se acorta y pudiera no ser factible económicamente.

Adicionalmente cabe destacar que cada periodo de facturación implica un esfuerzo de cómputo mayor conforme va aumentando el tiempo de facturación, para cada hora del día en el problema de optimización formulado se tienen 44 variables y 80 restricciones, por lo que para un día completo se tienen 1,056 variables y 1,920 restricciones, para analizar un mes se tienen 32,736 variables con 59,520 restricciones y para un año completo se tienen 702,720 restricciones y 386,496 variables.

3.2.2. Caso B

En este caso de estudio se realiza el recorte de pico para una microrred, en la que se consideran dos fuentes de energía renovable. Aquí se consideran los dos perfiles de demanda industrial de las Figuras 3.11 y 3.12, con una resolución $\Delta t_m = 1hr$ en todo un año [EnerNOC, 2012]. Los valores utilizados correspondientes a costos de batería, inversor y costos fijos que incluyen el alojamiento y su infraestructura se estimaron de [de Antonio, 2019][Moghimi *et al.*, 2018][Bandyopadhyay *et al.*, 2019] estos valores se muestran en la Tabla 3.8. Además, los coeficientes de ajuste a la curva para este caso son $a = 4980$, $b = 1.98$, $c = 0.016$.

Tabla 3.8: Costos del BESS en MG

	Valor	Unidad
$C_{v,b}$	8,700	\$/KWh
$C_{v,inv}$	2,700	\$/KW
C_{fix}	13,705	\$

Así mismo en este caso se considera que la empresa de suministro eléctrico cobra en función de la tarifa de tiempo de uso TOU, en diferentes categorías. Se cobra tanto por el uso de

energía en KWh diariamente y por el uso de demanda en KW mensualmente. La Tabla 3.9 muestra la tarifa considerada de TOU para grandes clientes [Garmabdari *et al.*, 2017a]. Las

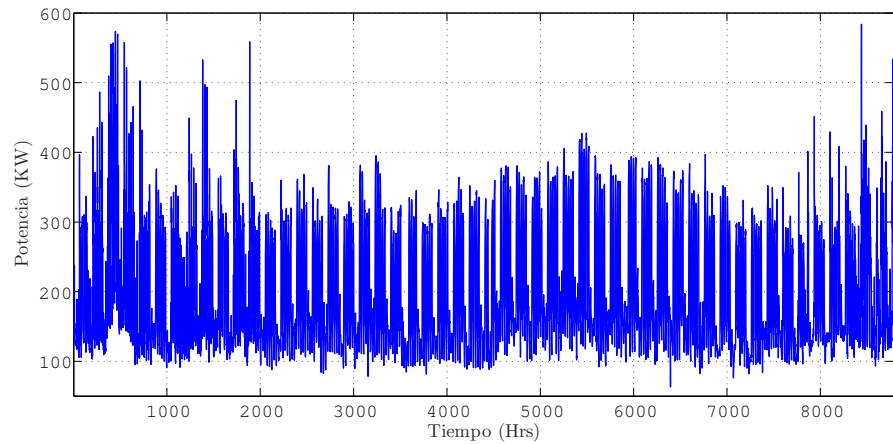


Figura 3.11: Perfil A de carga durante un año.

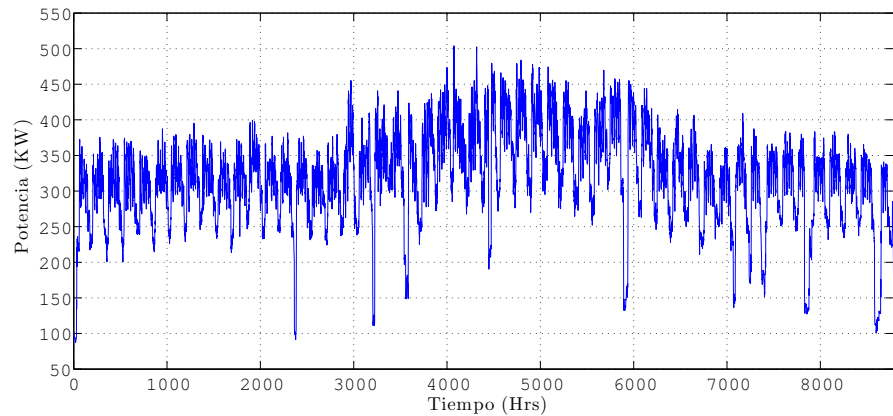


Figura 3.12: Perfil B de carga durante un año.

Figuras 3.13 y 3.14 corresponden a la potencia generada por las fuentes renovables durante todo un año, consideradas para los estudios presentados a continuación, con una resolución de medición de una hora [Elia, 2020a][Elia, 2020b].

De acuerdo a la Tabla 3.9 los cargos de uso de energía, consideran los costos de energía

Tabla 3.9: Precio de la electricidad para (TOU)

Cargos	Precio	unidad
Uso de energía		
Pico	1.44	\$/KWh
Fuera de pico	0.99	\$/KWh
Cargos de red		
DUoS	258.20	\$/KW/mes
TUoS	101.78	\$/KW/mes
Total =	359.98	\$/KW/mes

comprada en tiempo pico y tiempo fuera de pico; y los costos por demanda pico incluyen el uso del Sistema de Distribución (DUoS) y cargos por uso del Sistema de Transmisión (TUoS). A continuación se presentan casos de estudio considerando distinto nivel de recorte de pico y diferentes perfiles de demanda en la microrred.

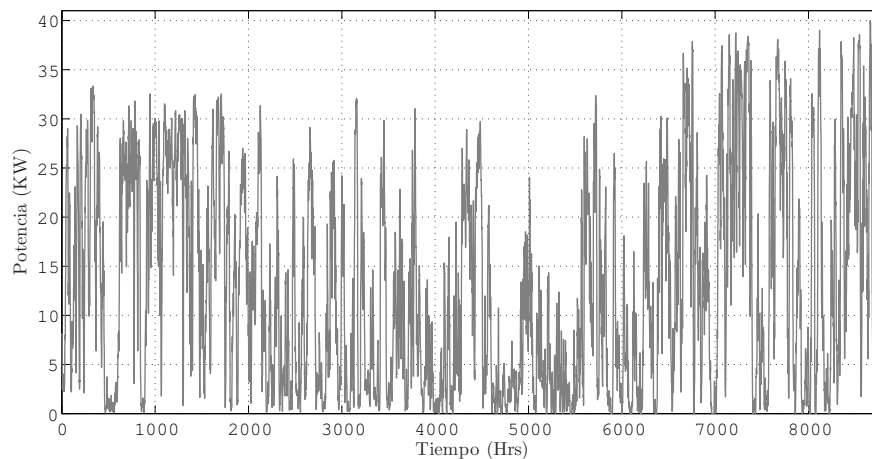


Figura 3.13: Generación de potencia eólica, durante un año completo.

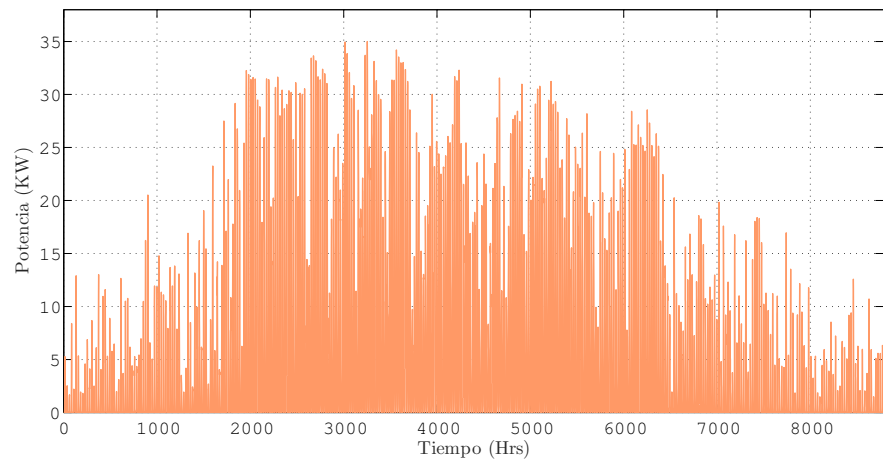


Figura 3.14: Generación de potencia fotovoltaica, durante un año completo.

Caso B1. Recorte de pico para una microrred a un nivel del 10%

En este caso de estudio se considera el perfil A de la Figura 3.11 para el análisis de recorte de pico de 10% respecto al valor máximo de la demanda, para un día de facturación del mes de enero, para ese mismo mes y para un año completo.

Las Figuras 3.15, 3.16 y 3.17 representan la solución a cada periodo de facturación correspondientes al día, mes y año respectivamente. La línea azul hace referencia a la carga de demanda antes del recorte de demanda pico y antes de la incorporación de las RES, la línea roja a la carga de demanda después de agregar RES pero sin incorporar el BESS, y finalmente la línea verde es el resultado de incluir las RES y el BESS para el recorte de pico.

Los resultados del recorte de pico para cada periodo, se muestran en la Tabla 3.10. Para un día de análisis se tiene el recorte de un pico con una duración de aproximadamente 4 horas, se tiene un costo de operación muy bajo debido a que el BESS se opera en muy poco tiempo, y los ahorros obtenidos son bajos debido a que se reduce solo un pico de un día. Para el análisis de una mes se tiene un mayor número de picos recortados, así como un

mayor costo de operación. El tiempo de retorno de inversión para un día y un mes no se toma en consideración debido a que su periodo de análisis es corto provocando ahorros de-

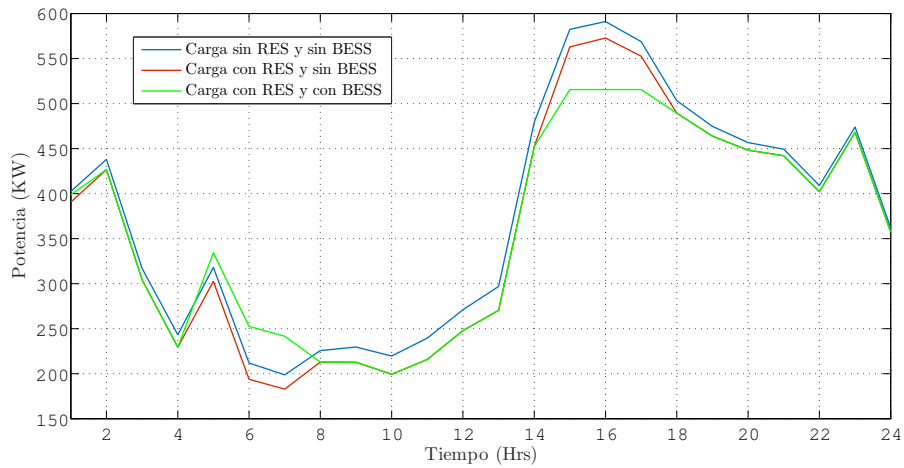


Figura 3.15: Recorte de pico al 10% para un día de Enero

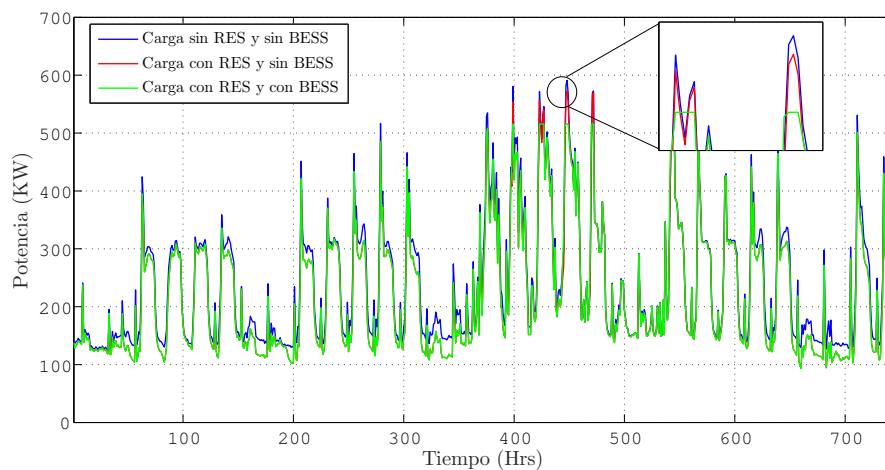


Figura 3.16: Recorte de pico al 10% para el mes de Enero

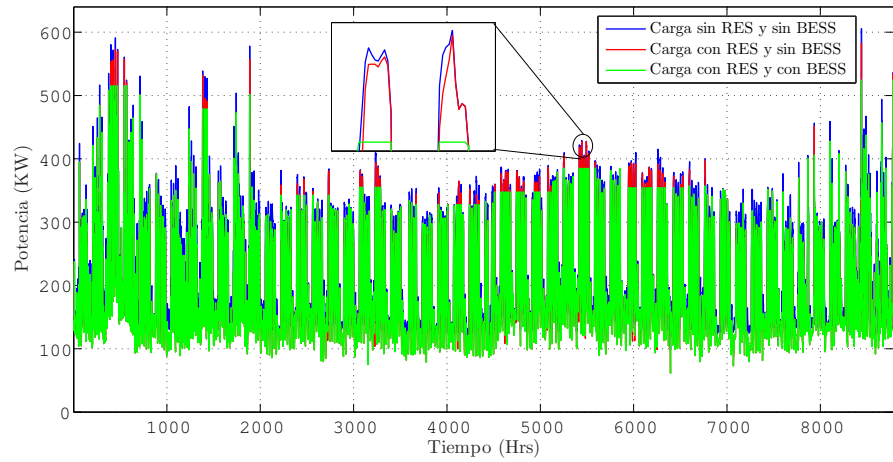


Figura 3.17: Recorte de pico al 10% para un año completo.

Tabla 3.10: Resultados del sistema de optimización para 10% de recorte

Esquema:	<i>Día</i>	<i>Mes</i>	<i>Año</i>
Carga máxima (KW)	573	573	583
Número de picos recortados	1	7	76
Tamaño Inversor (KW)	161.2	161.7	296.6
Tamaño batería (KWh)	161.2	161.7	296.6
SoH (%)	99.99	99.89	98.79
TdU (años)	7.7	15.9	16.6
ROI (años)	-	-	9
Inversión (\$)	455,828.86	911,657.72	1,625,546.5
Costo de operación (\$)	273.2	1,361.46	17,979.43
Ahorros de cargos de red (\$)	439.07	19,409.59	178,144.99
Costo de red con BESS (\$)	16,931.19	390,697.69	3,937,521.09
Costo de red sin BESS (\$)	17,370.19	410,107.29	4,115,666.09

masiado pequeños para cubrir la inversión, por lo que no se amortizara la inversión. Ahora bien, para el análisis de un año aumenta el ahorro, los costos por operar el BESS, el

número de picos recortados, el tamaño de la batería e inversor y los años de vida útil de la batería (TdU), como era de esperar y para este año se tiene una amortización o retorno de inversión de 9 años. La inversión para la compra del BESS esta altamente relacionada a la dimensión de la batería y el inversor, por lo que, para cada periodo de facturación se calcula la capacidad adecuada para recortar el pico de demanda máxima medida en cada uno de estos periodos siendo así el costo del BESS variable durante el periodo de análisis de un día, un mes y durante el año.

Se observan dos aspectos importantes, uno de ellos es el estado de salud de la batería SoH; se ve claramente que para el recorte de un año el BESS presenta una mayor degradación y por consecuencia el estado de salud baja, para nuestro análisis el cambio de la batería es considerando un estado de salud al 80 %, por lo que el tiempo de vida útil de la batería TdU, se calcula en base a esta consideración. El otro aspecto es el tiempo de vida útil de la batería mencionado anteriormente, ya que como se puede apreciar para un día el tiempo de vida de la batería es menor, ya que se hace la consideración de que el comportamiento de ese análisis será igual para todo un año, lo mismo sucede para el análisis de un mes.

Caso B2. Recorte de pico para una microrred a un nivel del 15 %

Para este caso de estudio se realiza un análisis para un recorte del 15 % respecto al valor máximo de la demanda, para un día del mes de junio, para ese mismo mes y para un año completo. El perfil A de la Figura 3.11 es el que se considera para su análisis.

Las Figuras 3.18, 3.19 y 3.20 representan los perfiles de carga de la demanda antes y después de la incorporación de las RES y los BESS. Donde la línea azul hace referencia a la carga de demanda antes del análisis de recorte de pico y antes de la incorporación de RES, la línea roja representa a la carga después de agregar las RES pero sin hacer uso de ningún BESS, y por último la línea verde es el resultado de incorporar las RES y el BESS para el análisis del recorte de pico.

La Tabla 3.11 muestra los resultados para estos análisis de recorte de pico a un 15 % respecto a la demanda máxima. Para un día de junio se tiene un recorte de pico de aproximadamente

7 horas, 3 horas más de diferencia al mes de enero, haciendo una comparación al Caso B1 se tiene que para este caso en un día de análisis aumentan, el costo de operación, el tamaño de la batería e inversor y la inversión; sin embargo disminuye el tiempo de vida útil y los ahorros. La disminución de la vida útil de la batería es debido a que aumenta el periodo de operación de la batería provocando un mayor desgaste en la batería, y la disminución de los ahorros es provocada por el aumento de costos relacionados con la operación y desgaste

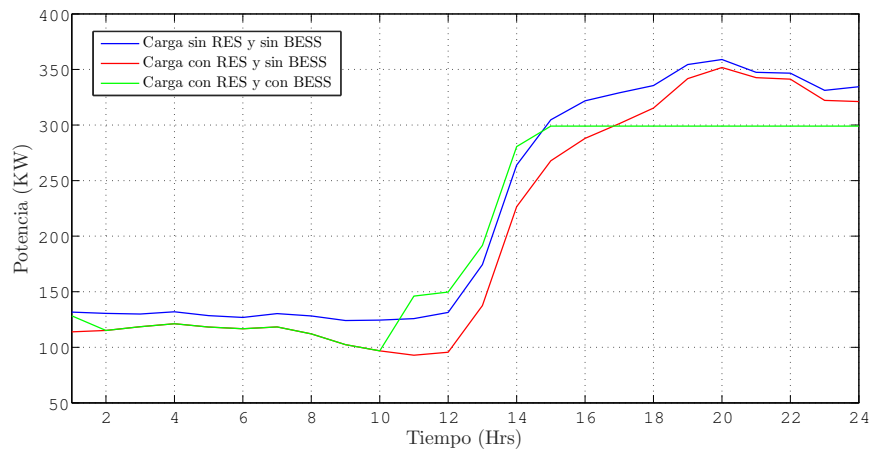


Figura 3.18: Recorte de pico al 15% para un día de Junio.

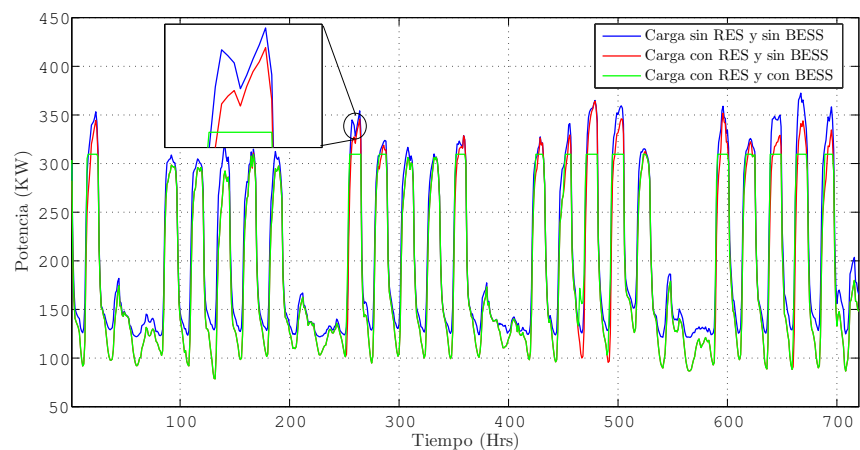


Figura 3.19: Recorte de pico al 15% para el mes de Junio.

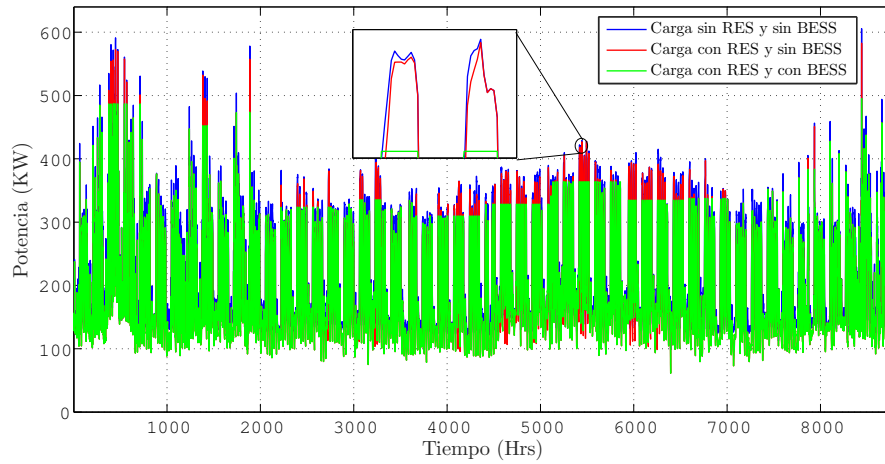


Figura 3.20: Recorte de pico al 15 % para un año completo.

Tabla 3.11: Resultados del sistema de optimización para 15 % de recorte

Esquema:	<i>Día</i>	<i>Mes</i>	<i>Año</i>
Carga máxima (KW)	352	364	583
Número de picos recortados	1	15	112
Tamaño Inversor (KW)	279.3	418.4	531.1
Tamaño batería (KWh)	279.3	418.4	531.1
SoH (%)	99.99	99.89	98.75
TdU (años)	7.6	15.2	16
ROI (años)	-	-	11
Inversión (\$)	1,085,967.39	2,414,124.07	2,960,999.28
Costo de operación (\$)	610.00	6,910.87	33,945.07
Ahorros de cargos de red (\$)	45.53	12,816.90	261,013.69
Costo de red con BESS (\$)	10,233.75	282,359.7	3,854,652.45
Costo de red sin BESS (\$)	10,279.28	295,176.6	4,115,666.09

del sistema de almacenamiento. Lo mismo sucede para el análisis mensual, en este mes de junio se presentan mayor recorte de pico así mismo aumentan, el número de picos recorta-

dos, el costo de degradación, el tamaño de la batería, y la inversión del BESS y el desgaste de la batería. El aumento en el tamaño del BESS para este mes es debido al mayor número de picos recortados y su porcentaje de recorte, así como la duración de tiempo que tiene cada pico recortado.

Para el análisis del año completo en comparación al caso B1 se tiene un aumento en la inversión, en el costo por operar el BESS, en el retorno de inversión, en el desgaste del estado de salud de la batería, el número de picos recortados y el tamaño del BESS. Por lo que, no necesariamente reducir el pico de demanda a un porcentaje mayor es más conveniente hablando económicamente, encontrar el umbral de recorte adecuado es de gran importancia para obtener el mejor coste beneficio de nuestro sistema. Esto se tratara en el Caso C.

Caso B3. Comparación de resultados para dos perfiles industriales diferentes en una microrred.

En este caso se hace una comparación de recorte de pico para dos perfiles de demanda industriales diferentes, estos perfiles se muestran en las Figuras 3.11 y 3.12, para este caso se realizan análisis de facturación anuales con 5% y 8% de recorte pico respecto al valor máximo de la demanda.

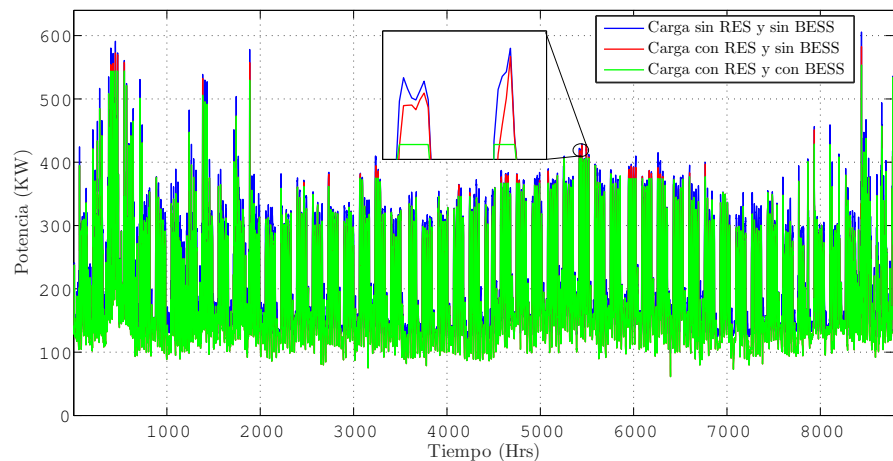


Figura 3.21: Recorte de pico al 5% para un año completo perfil A.

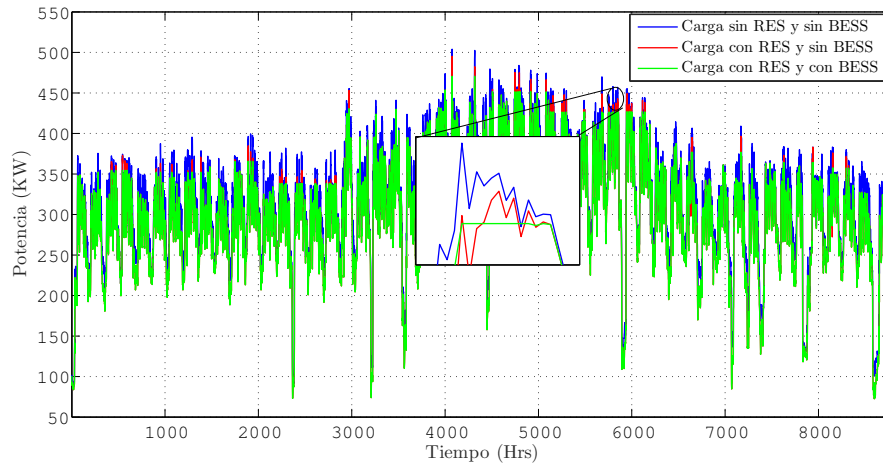


Figura 3.22: Recorte de pico al 5% para un año completo perfil B.

Las Figuras 3.21 y 3.23 representan al análisis para el perfil A, tanto para el recorte de pico de demanda máxima al 5% y el 8%, y las Figuras 3.22 y 3.24 representan al análisis correspondiente al perfil B, respectivamente. La Tabla 3.12 muestra los resultados correspondientes a cada análisis para cada perfil. Donde se puede ver que el perfil A con un recorte al 5% respecto a la demanda máxima, tiene mayores ahorros de cargos de red que el perfil

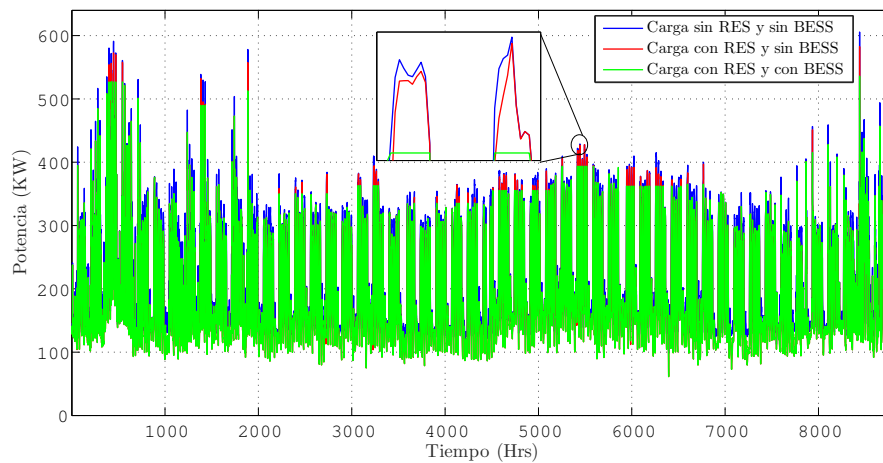


Figura 3.23: Recorte de pico al 8% para un año completo perfil A.

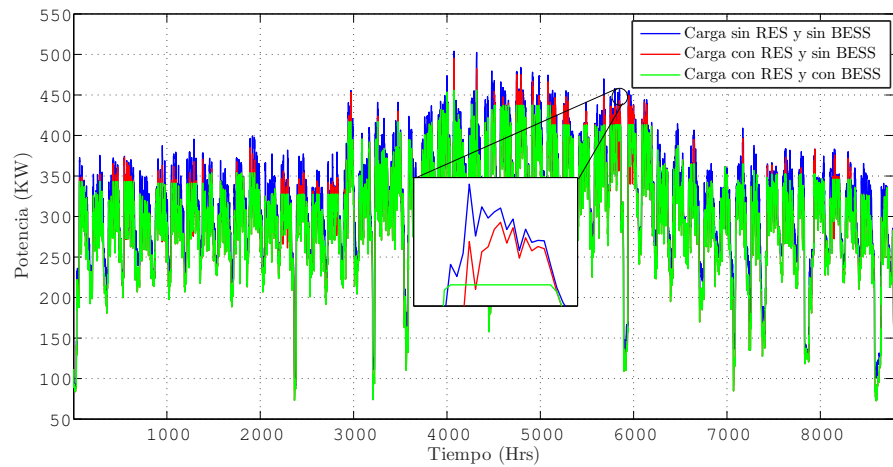


Figura 3.24: Recorte de pico al 8% para un año completo perfil B.

Tabla 3.12: Resultados del sistema de optimización para dos perfiles diferentes

Esquema:	Perfil A		Perfil B	
	Año	Año	Año	Año
Recorte (%)	5	8	5	8
Número de picos recortados	41	62	97	164
Tamaño Inversor (KW)	115.2	218.0	161.0	430.0
Tamaño batería (KWh)	115.2	218.0	161.0	430.0
SoH (%)	98.84	98.81	98.85	98.84
TdU (años)	17.3	16.9	17.4	17.2
ROI (años)	7.0	8.2	10.8	18
Inversión (\$)	620,385.01	1,184,003.32	862,078.69	2,307,392.72
Costo de operación (\$)	9,402.62	13,607.93	9,553.06	15,286.46
Ahorros de cargos de red (\$)	88,494.03	143,150.53	79,926.86	128,175.21
Costo de red con BESS (\$)	4,027,172.06	3,972,515.56	4,949,705.27	4,901,456.92
Costo de red sin BESS (\$)	4,115,666.09	4,115,666.09	5,029,632.13	5,029,632.13

B; por el contrario el perfil B tiene un aumento en el número de picos recortados, en el

retorno de inversión, costo de operación, en la inversión por adquirir el BESS y un pequeño aumento en la degradación de la batería, estos aspectos hacen que el ahorro sea menor para este perfil. Como se muestran en las Figuras 3.23 y 3.24, el perfil A presenta picos muy grandes con mayor potencia que el perfil B, lo que también ocasiona que a pesar de que el perfil A tenga menor número de picos recortados se tenga un ahorro mayor. También lo que se puede observar es que a pesar de que el perfil A tiene picos de potencia mayores, el tamaño del BESS sea menor que en el caso del perfil B, lo que conlleva a una inversión menor por el BESS, esto significa que los picos recortados para el perfil B tienen mayor duración de tiempo. De la misma manera que lo ya mencionado, pasa para el recorte de pico a un 8 % en ambos perfiles. Concluyendo así que el costo beneficio en la implementación del BESS está directamente relacionado al comportamiento del perfil de demanda, donde picos de demanda grande en corto tiempo son más atractivos para el método de recorte de pico.

En este caso cabe destacar que cada periodo de facturación implica un esfuerzo de cómputo mucho mayor conforme va aumentando el tiempo de facturación, tal y como sucedía en el Caso A, sin embargo el esfuerzo es menor en comparación al Caso A debido a que la frecuencia de muestreo para este caso es de una hora, lo que significa que el número de muestras se reduce considerablemente. Para este caso por cada hora del día en el problema de optimización formulado se tienen 12 variables y 21 restricciones, en un día completo se tienen 288 variables y 504 restricciones, para un mes se tienen 8,928 variables con 15,624 restricciones y para un año completo se tienen 105,408 variables y 184,464 restricciones.

3.2.3. Caso C

En este caso se presentan los resultados de las simulaciones que corresponden al análisis multiobjetivo para recortar picos de demanda. Adicionalmente al dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía contemplado en los casos anteriores, se agrega una función objetivo para obtener el máximo beneficio neto total en cada periodo de facturación.

Caso C1. Recorte de picos multiobjetivo en el sistema industrial.

En este caso se realiza la reducción de picos en sistemas industriales considerando diferentes tarifas de facturación de electricidad con el modelo multiobjetivo. En la Figura 3.25 se puede observar la solución correspondiente a un recorte del 5% para un mes de facturación considerando una sola función objetivo y considerando el esquema tarifario industrial Alemán, este mes corresponde al mes de diciembre del perfil de demanda de la Figura 3.1. Del mismo modo la Figura 3.26 corresponde a la solución para el mes de diciembre pero considerando el esquema tarifario industrial mexicano.

Las Figuras 3.27 y 3.28 muestran la solución correspondiente para ese mismo mes de facturación considerando el modelo multiobjetivo, para cada uno de los esquemas tarifarios industriales. La línea azul de cada una de las figuras hace referencia a la carga de demanda antes de considerar un BESS para el recorte de pico y la línea roja es la carga de demanda después de agregar el BESS para realizar el recorte de demanda pico.

La Tabla 3.13 muestra la comparación de los resultados de cada periodo analizado. En el caso de la tarifa alemana, se puede apreciar que al considerar el problema multiobjetivo se tiene mayor ahorro, de tal manera que los costos por cargo de energía consumida en la red

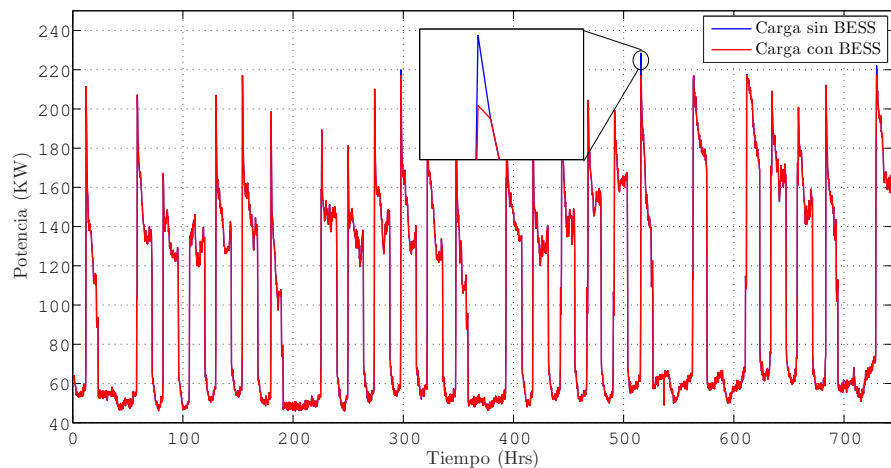


Figura 3.25: Perfil de carga del mes de Diciembre con tarifa alemana.

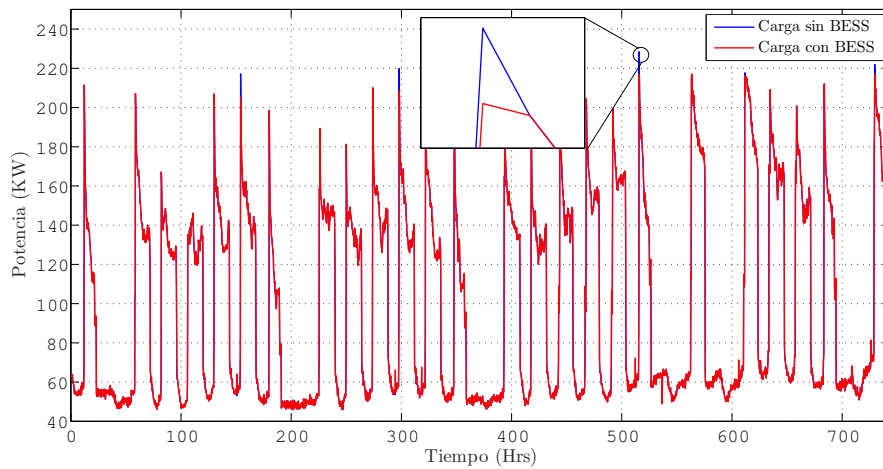


Figura 3.26: Perfil de carga del mes de Diciembre con tarifa mexicana.

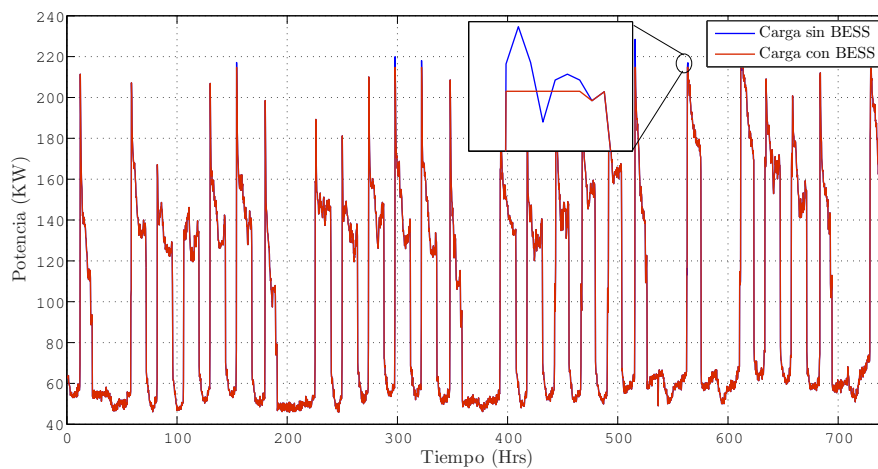


Figura 3.27: Perfil de carga del mes de Diciembre con tarifa alemana, caso multiobjetivo.

disminuyen, de la misma manera sucede con el retorno de inversión. Este pequeño aumento del ahorro en el caso multiobjetivo refleja un mayor beneficio de aproximadamente \$453 netos al mes y al año se estimaría \$5,436 de diferencia considerando una sola función objetivo para un recorte de pico del 5%, por lo que en un año se estimaría un beneficio neto

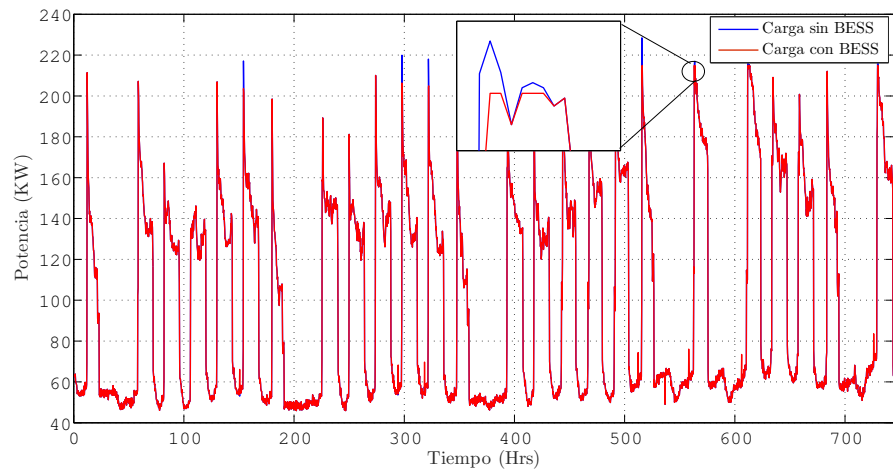


Figura 3.28: Perfil de carga del mes de Diciembre con tarifa mexicana, caso multiobjetivo.

Tabla 3.13: Comparativa de esquemas tarifarios industriales multiobjetivo

Tarifa	Una función objetivo		Multi-objetivo	
	<i>Alemania</i>	<i>México</i>	<i>Alemania</i>	<i>México</i>
Carga máxima (KW)	228	228	228	228
Número de picos recortados	7	7	8	8
Tamaño Inversor (KW)	11.4	11.4	11.85	11.62
Tamaño batería (KWh)	3.8	3.8	3.95	3.87
SoH (%)	99.899	99.885	99.892	99.878
TdU (años)	16.86	14.75	15.8	13.96
ROI (años)	4.1	3.5	3.5	3
Inversión (\$)	172,904.82	172,904.82	178,876.10	175,611.82
Costo de operación (\$)	2,393.72	2,393.72	2,480.55	2,433.08
Ahorros de cargos de red (\$)	3,503.41	4,078.43	4,211.67	4,814.37
Ahorros totales (\$)	1,109.7	1,684.7	1,731.12	2,381.28
Beneficio neto (\$)	255.27	707.83	787.68	1,332.97
Costo de red con BESS (\$)	383,360.74	294,410.76	382,652.49	293,674.82
Costo de red sin BESS (\$)	386,864.16	298,489.18	386,864.16	298,489.18

anual de \$8,493 y un ahorro aproximado de \$20,216 para el caso multiobjetivo, generando un retorno de inversión de 3.5 años.

Para el caso de la tarifa mexicana considerando multiobjetivo se tiene una capacidad del BESS aún mayor a la de una sola función objetivo, esto genera claramente un aumento en la inversión por la adquisición de este sistema, sin embargo proporciona un mayor ahorro por cargos de red en comparación al análisis de una sola función objetivo, la diferencia de ahorros es de \$650.16 mensuales, por lo que en un año se tendrá una diferencia de \$7,801.92. Al año si se considera el problema multiobjetivo se estimaría un beneficio neto de \$15,995.6 anuales aproximadamente y con una función objetivo con recorte del 5% se estimaría un beneficio de \$8,500 anuales. Ambos casos ofrecen beneficios netos positivos, lo cual indica que se va a cubrir el costo del BESS, sin embargo el problema multiobjetivo genera beneficios económicos mayores ya que este modelo encuentra un mejor umbral de recorte dando así un mejor dimensionamiento al BESS para el mismo periodo de facturación.

Caso C2. Recorte de picos multiobjetivo en una microrred.

Para este caso de estudio se compara el modelo de dimensionamiento del BESS para realizar los recortes de pico en una microrred considerando el modelo multiobjetivo aplicado a esta misma microrred, se considera el perfil A de demanda industrial mostrado en la Figura 3.11. En las Figuras 3.17 y 3.20 se pueden comparar los casos antes vistos con una sola función objetivo aplicados a la microrred. La Figura 3.29 muestra la solución correspondiente al dimensionamiento del BESS para reducir los picos de demanda durante un año completo de facturación aplicando el modelo multiobjetivo.

La Tabla 3.14 muestra una comparación de los resultados obtenidos en cada uno de los casos, donde se puede apreciar que la adición de la nueva función objetivo para encontrar una solución factible hace que el tamaño de la batería tanto como del inversor cambie, de tal forma que para este caso la mejor solución sea con una batería de 47.6 KWh y un inversor de 47.6 KW, lo que permite recortar 25 picos de demanda máxima, dando un mejor retorno de inversión de 6.5 años.

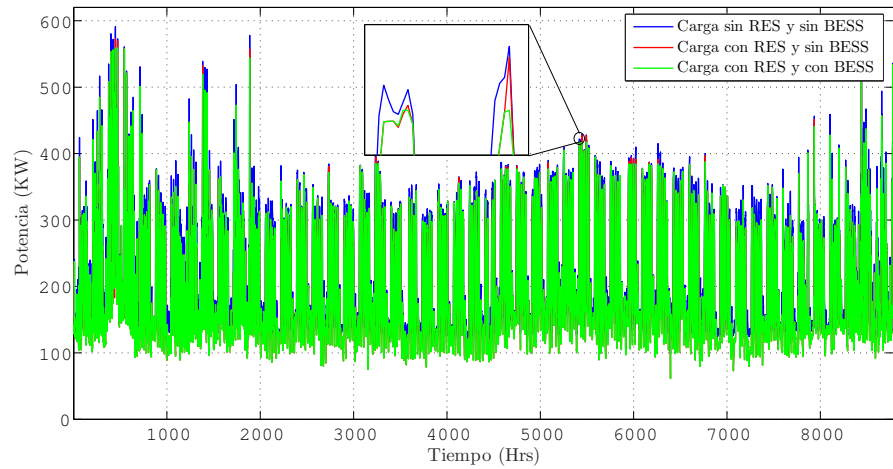


Figura 3.29: Perfil de carga A multiobjetivo.

Tabla 3.14: Recorte de pico para MG perfil A

	<i>Una función objetivo</i>	<i>Multi-Objetivo</i>
Carga máxima (KW)	583	583
Número de picos recortados	62	25
Tamaño Inversor (KW)	218.0	47.6
Tamaño batería (KWh)	218.0	47.6
SoH (%)	98.81	98.86
TdU (años)	16.9	17.7
ROI (años)	8.2	6.5
Inversión (\$)	1,184,003.32	256,566.77
Costo de operación (\$)	13,607.93	9,457
Ahorros de cargos de red (\$)	143,150.53	39,342.82
Beneficio neto(\$)	247,588.34	260,355.32
Costo de red con BESS (\$)	3,972,511.56	4,076,323.27
Costo de red sin BESS (\$)	4,115,666.09	4,115,666.09

El beneficio para este caso es casi el 5% más que el caso de un solo objetivo, presentando

así una tasa interna de retorno (TIR) del 10%, esto para el caso de un solo objetivo y la tasa para el caso multiobjetivo es del 14%, por lo que para que pueda ser rentable será necesario que TIR sea superior a la tasa de interés; 10% para nuestra consideración.

Caso C3. Recorte de picos multiobjetivo en una microrred con diferente perfil industrial.

Por último, se presenta este caso de estudio donde se compara el mismo modelo de dimensionamiento del BESS para el recorte de pico en una microrred visto en el Caso C2, solo que se considera el perfil B de demanda de la Figura 3.12. Las Figuras 3.22 y 3.24 muestran la solución de los casos antes mencionados con una sola función objetivo. La Figura 3.30 hace referencia a la solución correspondiente para el mismo periodo de facturación (un año), considerando el modelo multiobjetivo.

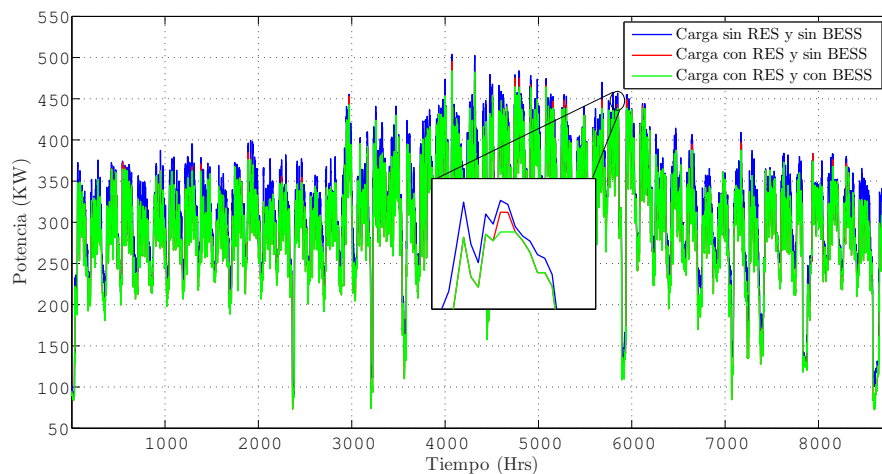


Figura 3.30: Perfil de carga B multiobjetivo.

La Tabla 3.15 presenta la correspondiente comparación de cada caso. En esta tabla se puede ver que para este perfil de demanda utilizado para el criterio de multiobjetivo, en comparación al perfil A visto en el Caso C2, se tiene un mayor número de picos recortados

y mayor beneficio, además para este caso se tiene una menor capacidad de la batería y por ende se va tener menor costo de operación, teniendo así una tasa de retorno para el caso multiobjetivo del 25 %.

Este caso también ilustra un mayor beneficio en comparación a la solución de una sola función, dando un mejor retorno de inversión, costo de operación y beneficio, hay que considerar que el beneficio para el caso multiobjetivo es mayor que la inversión del sistema de almacenamiento debido a que se esta considerando además de los ahorros generados por el BESS, los ahorros generados por las RES, aumentando así el beneficio neto anual.

Por último se observa que a pesar de que hay un mayor ahorro para el caso de una sola función objetivo el beneficio tiende a ser menor por varios criterios, uno de ellos es el costo elevado de operación del BESS, el elevado costo de inversión y por la degradación de la batería, esto debido al aumento de picos recortados. Por esta razón, es necesario realizar el adecuado recorte de pico, para que se pueda tener el mejor costo beneficio en la aplicación de los BESS, tal y como sucede para los casos multiobjetivo.

Tabla 3.15: Recorte de pico para MG perfil B

	<i>Una función objetivo</i>	<i>Multi-Objetivo</i>
Carga máxima (KW)	376	376
Número de picos recortados	164	43
Tamaño Inversor (KW)	430.0	23.5
Tamaño batería (KWh)	430.0	23.5
SoH (%)	98.84	98.84
TdU (años)	17.2	17.3
ROI (años)	18	3.9
Inversión (\$)	2,307,392.72	131,436.86
Costo de operación (\$)	15,286.46	7,527.69
Ahorros de cargos de red (\$)	128,175.21	33,601.58
Beneficio neto (\$)	96,137.10	271,892.92
Costo de red con BESS (\$)	4,901,456.92	4,996,030.56
Costo de red sin BESS (\$)	5,029,632.13	5,029,632.13

3.3. Conclusiones

En este capítulo se presentaron diferentes casos de análisis para recortar el pico de demanda máxima de un perfil de carga industrial y en una microrred, se presentan periodos de facturación por día, mes y año, con costos tarifarios diferentes para cada configuración del sistema descrito. También se presenta resultados al utilizar la formulación multiobjetivo del problema de recorte de picos, los resultados presentados muestran la efectividad del algoritmo de recorte de pico, bajo diferentes niveles de recorte, diferentes esquemas tarifarios y diferentes perfiles de demanda con diferente periodo de muestreo; en la reducción de costos de compra de energía y la reducción por los cargos de demanda. La diferencia de los esquemas tarifarios fijos demuestran que el costo de energía consumida, es mas alto que el consumo de energía considerando tarifas horarias, ya que eliminar los picos de demanda en horario pico tiende a tener un ahorro mayor, debido a que los periodos bases e intermedios tienen costos por consumo de energía más bajos. Además, el recorte de pico con la incorporación de BESS y RES conlleva en ahorros significativos para el usuario industrial y fortalece la confiabilidad del sistema, así como contribuye indirectamente en la reducción de las emisiones de CO_2 . Por último, queda resaltar que el costo beneficio que puede proporcionar un BESS esta directamente relacionado con el perfil de demanda y el esquema de facturación de la industria, ya que actualmente los costos de las baterías y de los dispositivos de electrónica de potencia que conforman los BESS no son tan accesibles.

Capítulo 4

Conclusiones y trabajos futuros

4.1. Conclusiones generales

En este trabajo de tesis se presenta una metodología adecuada para realizar el dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía a base de baterías aplicada en la solución del recorte de pico haciendo la consideración de la demanda eléctrica industrial, donde se abordó la problemática de los costos por consumo de energía eléctrica, los costos relacionados al funcionamiento adecuado del BESS y los costos relacionados a la inversión por la adquisición del BESS; además en la presente tesis se consideró la incorporación de fuentes de generación renovable solar y eólica, en una microrred con la finalidad de disminuir considerablemente los costos de energía en el sistema y así poder contribuir en la incorporación de estas nuevas tecnología en los sistemas eléctricos con el fin de diseñar sistemas eléctricos sustentables que garanticen la seguridad de la red.

También se presentó la formulación multi-objetivo para el dimensionamiento óptimo de un sistema de almacenamiento a base de baterías considerando minimizar los costos del consumo de la red y maximizando el beneficio de la instalación del BESS, con la integración de fuentes de generación renovable, para realizar el recorte de demanda pico en el sector industrial y en una microrred; los resultados mostraron que con la implementación del problema multi-objetivo se tiene un beneficio mayor por lo que el tiempo de amortiza-

ción relacionado con el BESS se reduce considerablemente. El mejor beneficio esperado de un BESS es un punto clave hoy en día debido al costo elevado que existe en el mercado por la adquisición de estos sistemas de almacenamiento de energía a base de baterías.

En los casos de estudio se presentaron distintos escenarios en los que se comprobó el beneficio de la metodología planteada. Por otra parte se demostró que el adecuado tamaño de los sistemas de almacenamiento de energía a base de baterías en la solución de la reducción de demanda pico, permiten reducir significativamente el costo total de consumo eléctrico en las industrias conectadas a la red eléctrica principal y también en una microred; además de contribuir en la reducir de CO_2 ya que al tener menor exigencia de alta demanda en periodos cortos de tiempo, permite tener menor uso de generación producida por combustibles fósiles.

4.2. Trabajos Futuros

La reducción de picos de demanda con sistemas de almacenamiento de energía a base de baterías en conjunto con la integración de fuentes de energías renovables en sistemas eléctricos de potencia es un área de investigación en constante desarrollo; a continuación se presentan algunos trabajos futuros que pueden llevarse a cabo para continuar desarrollando esta área de investigación.

- Considerar diferentes tipos de baterías en el análisis tecno-económico para el recorte de pico de demanda, tales como baterías de plomo ácido, flujo redox de vanadio, níquel cadmio, azufre de sodio, entre otras.
- Considerar diferentes tecnologías de almacenamiento de energía para analizar su efectividad en el recorte de pico de demanda como lo son los supercondensadores, superconductores magnéticos entre otros.
- Considerar técnicas de pronóstico del consumo de demanda eléctrica, aplicada a la reducción de demanda pico para el dimensionamiento óptimo del BESS, para asegu-

rar la capacidad de energía de la batería en el periodo pico y así lograr un mejor funcionamiento.

- Utilizar distintas técnicas de solución para el problema de optimización multiobjetivo de recorte de pico de demanda que permitan reducir el tiempo de cómputo.
- Estudiar la operación del almacenamiento de energía bajo escenas de recorte de pico y otras aplicaciones tales, como la regulación de frecuencia.

Referencias

- [Agency, 2020] Agency, I. E. (2020). Innovation in batteries and electricity storage. a global based on patent data in september 2020. Obtenido de: [http://documents.epo.org/projects/babylon/eponet.nsf/0/969395F58EB07213C12585E7002C7046/\\$FILE/battery_study_en.pdf](http://documents.epo.org/projects/babylon/eponet.nsf/0/969395F58EB07213C12585E7002C7046/$FILE/battery_study_en.pdf).
- [Bandyopadhyay *et al.*, 2019] Bandyopadhyay, S., Mouli, G. R. C., Qin, Z., Elizondo, L. R., y Bauer, P. (2019). Techno-economical model based optimal sizing of pv-battery systems for microgrids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 11(3):1657–1668.
- [Berezcki *et al.*, 2019] Berezcki, B., Hartmann, B., y Kertész, S. (2019). Industrial application of battery energy storage systems: Peak shaving. En *2019 7th International Youth Conference on Energy (IYCE)*, pp. 1–5. IEEE.
- [Byrne *et al.*, 2018] Byrne, R. H., Nguyen, T. A., Copp, D. A., Chalamala, B. R., y Gyuk, I. (2018). Energy management and optimization methods for grid energy storage systems. *IEEE Access*, 6:13231–13260.
- [Castro Cuasapaz, 2017] Castro Cuasapaz, J. C. (2017). Estudio de los métodos de reducción de demanda eléctrica en horas pico “peak shaving” y su factibilidad en ecuador. B.S. thesis, Quito, 2017.
- [CENACE, 2020] CENACE (2020). Precios marginales locales. Obtenido de: <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>.
- [CFE, 2020] CFE (2020). Tarifas vigentes en la industria en media tensión horaria. Obte-

nido de: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Tarifas/GranDemandaMTH.aspx>.

- [Chen *et al.*, 2011] Chen, C., Duan, S., Cai, T., Liu, B., y Hu, G. (2011). Optimal allocation and economic analysis of energy storage system in microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 26(10):2762–2773.
- [Chua *et al.*, 2013] Chua, K. H., Lim, Y. S., y Morris, S. (2013). Battery energy storage system for peak shaving and voltage unbalance mitigation. *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, 2(3):357–363.
- [Chua *et al.*, 2015] Chua, K. H., Lim, Y. S., y Morris, S. (2015). Cost-benefit assessment of energy storage for utility and customers: A case study in malaysia. *Energy conversion and management*, 106:1071–1081.
- [CRE, 2018] CRE, M. (2018). Metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del suministro básico. Obtenido de: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/Acuerdos/DescargaAcuerdo.aspx?id=31&anio=2019&idCliente=2&tipo=CRE>.
- [de Antonio, 2019] de Antonio, M. G. (2019). Estudio de viabilidad tecno-económica para el uso de baterías en modo “peak-shaving” en una industria.
- [Del Rosso y Ghia, 2010] Del Rosso, A. y Ghia, A. (2010). Análisis de respuesta de la demanda para mejorar la eficiencia de sistemas eléctricos. *Buenos Aires, Fodeco*.
- [Dhundhara *et al.*, 2018] Dhundhara, S., Verma, Y. P., y Williams, A. (2018). Techno-economic analysis of the lithium-ion and lead-acid battery in microgrid systems. *Energy conversion and management*, 177:122–142.
- [Elia, 2020a] Elia (2020a). Solar power generation. Obtenido de: <https://www.elia.be/en/grid-data/power-generation/solar-pv-power-generation-data>.
- [Elia, 2020b] Elia (2020b). Wind power generation. Obtenido de: <https://www.elia.be/en/grid-data/power-generation/wind-power-generation>.

- [EnerNOC, 2012] EnerNOC (2012). Enernoc industrial and commercial energy consumption data 2012. Obtenido de: <https://open-enernoc-data.s3.amazonaws.com/anon/index.html>.
- [Even *et al.*, 1993] Even, A., Neyens, J., y Demousselle, A. (1993). Peak shaving with batteries. En *12th International Conference on Electricity Distribution, 1993. CIRED*, volumen 5, pp. 5.17/1–5.17/6 vol.5.
- [Fossati *et al.*, 2015] Fossati, J. P., Galarza, A., Martín-Villate, A., y Fontan, L. (2015). A method for optimal sizing energy storage systems for microgrids. *Renewable Energy*, 77:539–549.
- [Garmabdari *et al.*, 2017a] Garmabdari, R., Moghimi, M., Yang, F., Gray, E., y Lu, J. (2017a). Battery energy storage capacity optimisation for grid-connected microgrids with distributed generators. En *2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, pp. 1–6. IEEE.
- [Garmabdari *et al.*, 2017b] Garmabdari, R., Moghimi, M., Yang, F., Lu, J., Li, H., y Yang, Z. (2017b). Optimisation of battery energy storage capacity for a grid-tied renewable microgrid. En *2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia)*, pp. 1–6. IEEE.
- [Gitizadeh y Fakhrazadegan, 2013] Gitizadeh, M. y Fakhrazadegan, H. (2013). Effects of electricity tariffs on optimal battery energy storage sizing in residential pv/storage systems. En *2013 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability*, pp. 1072–1077. IEEE.
- [Hesse *et al.*, 2017] Hesse, H. C., Martins, R., Musilek, P., Naumann, M., Truong, C. N., y Jossen, A. (2017). Economic optimization of component sizing for residential battery storage systems. *Energies*, 10(7):835.
- [Hu *et al.*, 2018] Hu, X., Xu, G., Cheng, H., wang, L., Liu, Y., y Cai, Y. (2018). Joint planning of bess and dr for industrial consumers participating in peak-shaving. En *2018 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–5.

- [ISI, 2015] ISI, F. (2015). European electricity prices and their components; fraunhofer isi: Karlsruhe, germany. Obtenido de: <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2015/Electricity-Costs-of-Energy-Intensive-Industries.pdf>.
- [Jaszczur *et al.*, 2019] Jaszczur, M., Hassan, Q., Al-Anbagi, H. N., y Palej, P. (2019). A numerical analysis of a hybrid pv+ wt power system. En *E3S web of conferences*, volumen 128, p. 05001. EDP Sciences.
- [Ju *et al.*, 2017] Ju, C., Wang, P., Goel, L., y Xu, Y. (2017). A two-layer energy management system for microgrids with hybrid energy storage considering degradation costs. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(6):6047–6057.
- [Karmiris y Tengnér, 2013] Karmiris, G. y Tengnér, T. (2013). Peak shaving control method for energy storage. *Corporate Research Center, Vasterås, Sweden*.
- [Kaviani *et al.*, 2009] Kaviani, A. K., Baghaee, H. R., y Riahy, G. H. (2009). Optimal sizing of a stand-alone wind/photovoltaic generation unit using particle swarm optimization. *Simulation*, 85(2):89–99.
- [Kelly y Leahy, 2019] Kelly, J. J. y Leahy, P. G. (2019). Sizing battery energy storage systems: Using multi-objective optimization to overcome the investment scale problem of annual worth. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 11(4):2305–2314.
- [Lan *et al.*, 2012] Lan, Z., Zheng, Y., Xiu, Y., Yang, F., y Jie, C. (2012). Optimal configuration of battery capacity in microgrid composed of wind power and photovoltaic generation with energy storage. *Power System Technology*, 36(12):26–31.
- [Lu y Shahidehpour, 2005] Lu, B. y Shahidehpour, M. (2005). Short-term scheduling of battery in a grid-connected pv/battery system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2):1053–1061.
- [Luo *et al.*, 2015] Luo, X., Wang, J., Dooner, M., y Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied energy*, 137:511–536.

- [Manz *et al.*, 2011] Manz, D., Keller, J., y Miller, N. (2011). Value propositions for utility-scale energy storage. En *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 1–10. IEEE.
- [Martins *et al.*, 2018a] Martins, R., Hesse, H. C., Jungbauer, J., Vorbuchner, T., y Musilek, P. (2018a). Optimal component sizing for peak shaving in battery energy storage system for industrial applications. *Energies*, 11(8):2048.
- [Martins *et al.*, 2018b] Martins, R., Musilek, P., Hesse, H. C., Jungbauer, J., Vorbuchner, T., y Jossen, A. (2018b). Linear battery aging model for industrial peak shaving applications. En *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*, pp. 1–6. IEEE.
- [Merei *et al.*, 2016] Merei, G., Moshövel, J., Magnor, D., y Sauer, D. U. (2016). Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of pv-battery systems in commercial applications. *Applied Energy*, 168:171–178.
- [Moghimi *et al.*, 2018] Moghimi, M., Garmabdari, R., Stegen, S., y Lu, J. (2018). Battery energy storage cost and capacity optimization for university research center. En *2018 IEEE/IAS 54th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)*, pp. 1–8. IEEE.
- [Mohamed y Khan, 2009] Mohamed, A. y Khan, M. T. (2009). A review of electrical energy management techniques: supply and consumer side (industries). *Journal of Energy in Southern Africa*, 20(3):14–21.
- [Nykamp *et al.*, 2013] Nykamp, S., Molderink, A., Hurink, J. L., y Smit, G. J. (2013). Storage operation for peak shaving of distributed pv and wind generation. En *2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, pp. 1–6. IEEE.
- [Oudalov *et al.*, 2007] Oudalov, A., Cherkaoui, R., y Beguin, A. (2007). Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application. En *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, pp. 621–625. IEEE.

- [Papadopoulos *et al.*, 2020] Papadopoulos, V., Knockaert, J., Develder, C., y Desmet, J. (2020). Peak shaving through battery storage for low-voltage enterprises with peak demand pricing. *Energies*, 13(5):1183.
- [Rahmann *et al.*, 2017] Rahmann, C., Mac-Clure, B., Vittal, V., y Valencia, F. (2017). Break-even points of battery energy storage systems for peak shaving applications. *Energies*, 10(7):833.
- [Unigwe *et al.*, 2018] Unigwe, O., Okekunle, D., y Kiprakis, A. (2018). Towards benefit-stacking for grid-connected battery energy storage in distribution networks with high photovoltaic penetration. En *The 11th IET International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2018)*, pp. 1–6. IET.
- [Venu *et al.*, 2009] Venu, C., Riffonneau, Y., Bacha, S., y Baghzouz, Y. (2009). Battery storage system sizing in distribution feeders with distributed photovoltaic systems. En *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, pp. 1–5. IEEE.
- [Wang y Wang, 2013] Wang, Z. y Wang, S. (2013). Grid power peak shaving and valley filling using vehicle-to-grid systems. *IEEE Transactions on power delivery*, 28(3):1822–1829.
- [Xiao *et al.*, 2014] Xiao, H., Pei, W., Yang, Y., y Kong, L. (2014). Sizing of battery energy storage for micro-grid considering optimal operation management. En *2014 International Conference on Power System Technology*, pp. 3162–3169. IEEE.
- [Xu *et al.*, 2019] Xu, G., Shang, C., Fan, S., Zhang, X., y Cheng, H. (2019). Sizing battery energy storage systems for industrial customers with photovoltaic power. *Energy Procedia*, 158:4953–4958.
- [Xu *et al.*, 2013] Xu, L., Ruan, X., Mao, C., Zhang, B., y Luo, Y. (2013). An improved optimal sizing method for wind-solar-battery hybrid power system. *IEEE transactions on Sustainable Energy*, 4(3):774–785.
- [Xu *et al.*, 2016] Xu, X., Bishop, M., Oikarinen, D. G., y Hao, C. (2016). Application and

modeling of battery energy storage in power systems. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2(3):82–90.

[Yang *et al.*, 2013] Yang, Y., Li, H., Aichhorn, A., Zheng, J., y Greenleaf, M. (2013). Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving. *IEEE Transactions on smart grid*, 5(2):982–991.

[Zolfaghari *et al.*, 2019] Zolfaghari, M., Ghaffarzadeh, N., y Ardakani, A. J. (2019). Optimal sizing of battery energy storage systems in off-grid micro grids using convex optimization. *Journal of Energy Storage*, 23:44–56.