



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**INTEGRACIÓN DE MODELOS DE ENVEJECIMIENTO DE BATERÍAS EN
SISTEMAS DE GESTIÓN DE ENERGÍA EN MICRO-REDES**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

DANIEL ESTEBAN BELTRÁN VARAS

PROFESOR GUÍA:
GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA

SANTIAGO DE CHILE

2015

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: DANIEL BELTRÁN VARAS
FECHA: JUNIO DE 2015
PROF. GUIA: Sr. GUILLERMO JIMENEZ

INTEGRACIÓN DE MODELOS DE ENVEJECIMIENTO DE BATERÍAS EN SISTEMAS DE GESTIÓN DE ENERGÍA EN MICRO-REDES

La necesidad de abastecer de energía a centros aislados de consumo a precios económicamente factibles ha dado pie al desarrollo de las micro redes, las cuales pueden suplir esta demanda utilizando diversos medios de generación, a través de las energías renovables, convencionales y acumuladores. Para controlarlas inteligentemente, se implementan sistemas de gestión de energía encargados de calcular las consignas óptimas para los distintos componentes de la micro red, los cuales se encuentran en pleno desarrollo y presentan múltiples aristas con opciones de mejora, entre ellas, la optimización de la vida útil de las baterías, componente esencial en ellas tanto por su costo de inversión como por su utilidad.

Para medir el envejecimiento del banco de baterías, en esta memoria se utiliza un modelo de pesaje efectivo de consumo. Si suponemos que una batería puede entregar cierta cantidad definida de carga a lo largo de su vida útil, entonces se puede medir su estado de salud a través de un contador acumulativo de esta. El pesaje penaliza la utilización del banco a bajos niveles de estado de carga y premia su utilización a niveles altos, sumando una carga mayor o menor a la real respectivamente al conteo acumulativo, provocando que, sujeto a una optimización, se prefiera utilizar la batería en altos niveles de estado de carga para así alargar su vida útil.

Para implementar esta curva de pesaje efectivo y el costo de pérdida de vida útil asociado en el sistema de gestión de energía se utiliza una función escalonada por tramos regulada por restricciones lineales enteras mixtas.

Se trabajan tres escenarios de los cuales se tienen datos de generación solar, eólica y demanda del pueblo de Huatacondo durante siete días pertenecientes a distintas estaciones del año. Para ellos se encontraron resultados favorables en cuanto a un balance entre una menor pérdida de vida útil del banco y un aumento del costo de operación y mantenimiento del equipo diésel de la micro red para sustentar esto de un 16% proyectando la operación a 10 años, equivalente a unos 16 millones de pesos. Se encuentra que al implementar el modelo de envejecimiento se deja de utilizar diésel para cargar el banco y se prefiere cargar solo con excedente de energías renovables, esto para no incurrir en un doble costo, el de carga de baterías con diésel y el de envejecimiento del banco por su utilización.

AGRADECIMIENTOS

¿Quién más podría llenar estas líneas si no fuera por mis padres?

Su infinito sacrificio, sin duda alguna, es el principal responsable de que haya llegado a este punto en mi vida.

Muchas cosas en la vida son pasajeras, te dejan enseñanzas, creces con ellas, pero ellos...y solo ellos, siempre estarán ahí.

Para ustedes, mis amados padres, todas las gracias,

TABLA DE CONTENIDO

1. CAPÍTULO 1: Introducción.....	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Objetivos	1
1.3. Alcances	2
1.4. Contenido	2
2. CAPÍTULO 2: Marco Teórico	3
2.1. EMS	3
2.1.1. EMS en el mercado.....	4
2.1.2. Microred y EMS de Huatacondo	6
2.2. Modelos de baterías:	9
2.2.1. Modelo de Copetti	10
2.2.2. Modelo de consumo efectivo	13
2.2.3. Modelo de penalización cuadrática	16
2.2.4. Modelo de Drouilhet.....	17
2.2.5. Otros enfoques para la optimización	19
2.3. Problema a enfrentar	21
3. CAPÍTULO 3: Metodología.....	22
3.1. Problema de Optimización	22
3.1.1. Función objetivo:.....	22
3.1.2. Modelo de batería:	23
3.1.3. Generador térmico	27
3.1.4. Volumen del estanque.....	29
3.1.5. Gestión de suministro de agua.....	29
3.1.6. Control de demanda	31
3.1.7. Balance de potencia	31
4. CAPÍTULO 4: Resultados y Análisis	33
4.1. Escenarios de estudio	34
4.1.1. Casos base	35
4.1.2. Escenario 1: Verano.....	38
4.1.3. Escenario 2: Invierno	39

4.1.4.	Escenario 3: Media estación.....	41
4.2.	Resumen y análisis.....	43
4.2.1.	Costo de inversión del banco de baterías	46
4.2.2.	Costo de partida del equipo térmico	47
4.2.3.	Eficiencia de carga.....	49
4.2.4.	Proyección de costos.....	50
5.	CAPÍTULO 5: Conclusiones y trabajo futuro.....	52
5.1.	Conclusiones.....	52
5.2.	Trabajo futuro	53
6.	Bibliografía.....	54

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Representación de una microred	3
Figura 2.2 Ubicación geográfica de Huatacondo	6
Figura 2.3. Esquema unilineal de Huatacondo [5]	7
Figura 2.4. Esquema simplificado de control EMS [5].....	8
Figura 2.5. Circuito equivalente de Copetti	10
Figura 2.6. Zonas de trabajo de la batería	12
Figura 2.7. Circuito equivalente modificado	12
Figura 2.8. Peso efectivo de descarga según SOC.....	13
Figura 2.9. Esquema de control Bo Zhao [6]	15
Figura 2.10. Esquema de control Droulihet[9]	18
Figura 2.11. Esquema leading-drafting	20
Figura 3.1. Mínima potencia admisible por el LABB vs SOC.....	24
Figura 3.2. Curva de pesaje efectivo del consumo del LABB según SOC	25
Figura 3.3. Curva de costo del diésel según potencia	28
Figura 4.1. Potencia solar casos base	35
Figura 4.2. Potencia Eólica casos base	36
Figura 4.3. Demanda casos base.....	37
Figura 4.4. Curva de consumo del generador diésel.....	38
Figura 4.5. Operación base Verano	38
Figura 4.6. Operación optimizada Verano	39
Figura 4.7. Operación base Invierno.....	40
Figura 4.8. Operación optimizada Invierno.....	41
Figura 4.9. Operación base Media estación	42
Figura 4.10. Operación Optimizada Media estación	42
Figura 4.11. Resumen Costos Media estación.....	43
Figura 4.12. Resumen Costo de uso de Batería.....	43
Figura 4.13. Resumen Costos Térmicos con mantención optimista.....	44
Figura 4.14. Resumen Costos Totales con mantención optimista	44
Figura 4.15. SOC según excedente de potencia caso base	46
Figura 4.16. SOC según excedente de potencia caso optimizado	46
Figura 4.17. Envejecimiento del banco de baterías según costo de inversión	47
Figura 4.18. SOC sin costo de partida del diésel.....	48
Figura 4.19. Costo de operación del diésel sin costo de partida.....	48
Figura 4.20. Operación invierno base con eficiencia de inversor 0.7.....	50
Figura 4.21. Operación invierno optimizada con eficiencia de inversor 0.7.....	50

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Dispositivos de Huatacondo	7
Tabla 2. Costos por Unidad	34
Tabla 3. Datos de entrada promedio	35
Tabla 4 Resumen Costos Verano.....	39
Tabla 5 Resumen Costos Invierno	41
Tabla 6. Costo de uso de batería según optimización	45
Tabla 7. Costos de partida	47
Tabla 8. Evaluación económica sin costo de partida	49
Tabla 9. Costos proyección a 10 años.....	51
Tabla 10. Energía total descargada del BESS	51

1. CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1. MOTIVACIÓN

El crecimiento de la demanda energética de la población mundial y sus industrias, en conjunto con la concentración de esta, ha llevado a la dependencia de los combustibles fósiles para mantener grandes sistemas interconectados estables y capaces de abastecer dicha demanda. Por otro lado, para las comunidades alejadas de estos sistemas interconectados, para redes utilitarias, militares o de emergencia, resulta altamente costoso unirse al sistema interconectado debido principalmente a la necesidad de la construcción de nuevas líneas, a veces demasiado largas para el poco consumo que tendrán. Como una posible solución a esto, surgen las micro redes basadas en energías renovables, con ellas se logra abastecer de energía los consumos antes mencionados, a la vez que se optimiza la operación para utilizar los recursos renovables del sector de manera económicamente eficiente.

Estas micro redes usualmente se conforman de paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas o generadores en base a biomasa, dependiendo de los recursos del sector, equipos diésel y sistemas de almacenamiento de energía, como las baterías de litio, plomo-ácido o celdas de combustible. Este conjunto se controla con tal de mantener el balance de consumos y potencia generada, minimizando los costos totales del sistema.

Sin embargo, existe un aspecto poco explorado dentro de la optimización del sistema de gestión de energía de la micro red, el cual apunta al hecho de que las baterías son el elemento más caro dentro de estas, y su uso obliga a reemplazarlas luego de terminada su vida útil. Por lo tanto, una utilización descuidada de ellas y la no consideración de su envejecimiento podría resultar en el largo plazo en un resultado falsamente óptimo.

Encontrar la mejor manera de modelar el envejecimiento de las baterías en una micro red e incluirlo en la optimización del sistema de gestión de energía podría ser uno de los aspectos clave en la evaluación económica y futuro de las micro redes.

1.2. OBJETIVOS

Los objetivos generales de esta memoria consisten en:

- Estudio del estado del arte del envejecimiento de baterías en micro redes, el cual incluye la revisión del estado de los controladores de micro redes de la industria.

- Estudio de modelos de envejecimiento de baterías.
- Estudio del impacto económico en la operación de la micro red, una vez integrado el envejecimiento de las baterías.

Por otro lado, los objetivos específicos contemplan:

- Modelación de un banco de baterías.
- Modelación del envejecimiento de un banco de baterías.
- Programación en EMS de modelos de envejecimiento.
- Simulación de operación bajo distintos escenarios.
- Concluir sobre los beneficios y desventajas de esta integración.

1.3. ALCANCES

El producto final esperado contempla recomendaciones sobre la relevancia de implementar ciertos modelos de envejecimiento y de qué manera hacerlo dentro de la optimización de la operación de la micro red. Para esto se tendrán distintos escenarios simulados en base a mediciones de campo, con y sin los modelos de envejecimiento, para poder ser comparados efectivamente y llegar a conclusiones acertadas en cuanto a los cambios en el desempeño económico de la micro red.

Esta memoria no contempla el diseño o construcción de un dispositivo controlador con las características antes mencionadas, sino un software de EMS y su estudio.

1.4. CONTENIDO

El contenido de esta memoria parte con la introducción al tema, que incluye su motivación, objetivos y alcances, para luego proceder a un marco teórico sobre el estado del arte de modelos de envejecimiento de baterías y su inclusión en sistemas de gestión de energía. Posteriormente se encuentra la metodología utilizada para los estudios, lo que implica un detalle del problema de optimización y los parámetros que se utilizarán para evaluar el desempeño del EMS, junto con los resultados y análisis de estos. Finalmente se pueden encontrar las conclusiones sobre los modelos y escenarios planteados.

2. CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

2.1. EMS

Una micro red basada en energías renovables puede entenderse como un caso particular de una Smart grid, el cual es un concepto interdisciplinario para definir las soluciones tecnológicas que gestionan sistemas eléctricos de potencia. Se puede definir como un sistema de distribución que puede operar tanto conectado como aislado de la red principal de energía, abasteciendo sus consumos en base a energías renovables, sistemas de almacenamiento de energía, y alguna fuente de potencia firme, la cual normalmente consiste en un generador diésel o el sistema interconectado (ver Figura 2.1). Actualmente las micro redes se encuentran en plena expansión en el mercado global y representan una solución para enfrentar los problemas de abastecimiento de energía de localidades remotas, data-centers, instalaciones militares, etc, de manera eficiente, y menos dependiente de los combustibles fósiles.



FIGURA 2.1. REPRESENTACIÓN DE UNA MICRORED

Para que la micro red funcione de manera eficiente, esta debe estar controlada inteligentemente, de manera de aprovechar los recursos renovables asumiendo su variabilidad y disminuyendo a la vez el costo total de la energía del sistema. Para lograr este objetivo se utiliza un *Energy Managenemt System* (EMS) o Sistema de Gestión de Energía, el cual se encarga de controlar las consignas de cada recurso energético en la micro red para poder abastecer los consumos, bajo restricciones de operación de estos, siempre apuntando a disminuir el costo de operación del sistema. El concepto de EMS puede aplicarse para todo tipo de sistemas eléctricos, de potencia, distribución, micro redes basadas en energías renovables o sistemas dentro de edificios o casas que necesiten optimizar sus consumos. A continuación se describen brevemente los EMS que se han desarrollado en el mercado y luego, más detalladamente, el que se modificará para objetivos de esta memoria.

2.1.1. EMS EN EL MERCADO

Existen hoy en día diversas y grandes compañías que desarrollan controladores para micro redes, entre las cuales se encuentran las siguientes:

- **ABB:** Con su producto Renewable Microgrid Controller MGC 600, controlan micro redes aisladas o conectadas con o sin una alta penetración de energías renovables, esto conlleva la entrega de un confiable y estable suministro de energía buscando máxima eficiencia en costos. De arquitectura modular, escalable y distribuida, ABB proporciona un equipo controlador específico para cada tipo de recurso en la micro red. Específicamente generadores diésel, gas, geotermia, hidráulicos, eólicos, solar y mareomotriz.
- **General Electric:** El Grid IQ Microgrid Control System orientado a micro redes se encarga de reducir los costos de energía de estas, integrando operadores distribuidos en la red. Se enfoca en centros mineros, bases militares, comunidades aisladas, etc. y maximiza el uso de las energías renovables para reducir las emisiones de CO_2 , tales como paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas junto a generadores fósiles convencionales.
- **SIEMENS:** Con el Spectrum Power™ TG y Siemens EcoView™ Energy Management System se encargan del control de redes utilitarias y de la eficiencia energética edificios de retail o pequeños locales comerciales respectivamente. Para el primer caso, esto incluye control de frecuencia, balance de generación y carga y una arquitectura flexible para expandir el sistema. En cuanto a EcoView, este se utiliza para disminuir los pagos por energía controlando los consumos en tiempo real y aunque está enfocado para pequeños locales comerciales, soporta cargas para climatización de ambientes.
- **Alstom:** El Alstom GridSCADA se encarga de optimizar los costos de operación del sistema, gestionando en tiempo real los recursos de la red, poniendo énfasis en la robustez del sistema de control de la Smart grid, para que opere sin interrupciones y bajo las condiciones más severas. Apto para redes de distribución, plantas eólicas, hidráulicas, térmicas, plantas industriales, aeropuertos y edificios.
- **Spirae:** BlueFin es un software que utiliza algoritmos de gestión de red, potencia y recursos para mantener la estabilidad del sistema utilizando un SCADA u otro similar. Permite configurarse para reducir costos de operación, tener límite de emisiones o límite de uso de carbón. Sus áreas de aplicación incluyen integración de energías renovables y distribuidas, vehículos eléctricos, respuesta inteligente a la demanda, gestión dinámica de la topología de la red y gestión de flujos de potencia.
- **SMA:** El producto SUN SAVES FUEL de SMA permite la integración de paneles fotovoltaicos con sistemas de almacenamiento de energía y un generador diésel,

optimizando su uso disminuyendo el costo del combustible y emisiones de CO_2 en redes aisladas tales como centros mineros, plantas de procesamiento de materias primas, compañías de agricultura, instalaciones de desalinización, etc.

- **LookHeed Martin:** Con “Intelligent Microgrid Solutions”, apunta a minimizar los costos en combustible a partir de energías renovables principalmente en micro redes de sitios industriales, campus, islas o localidades rurales. Asegura suministro sin interrupciones para cargas críticas del sistema, integrando recursos existentes en la micro red con nuevos recursos renovables.
- **ENCORP:** Ha desarrollado el “MicroGrid System Controller” cuyo objetivo es controlar la estabilidad y los flujos de potencia en una micro red con energías renovables y sistemas de almacenamiento, sincronizando desbalances de recursos de generación y sistemas de almacenamiento. De arquitectura centralizada y modular, el “Encorp Generator Power Controller” asegura suministro de energía para cargas críticas durante fallas del sistema y permite ser configurado para nuevos recursos de generación y sistemas de almacenamiento.

Otras empresas que han desarrollado micro redes en el mundo son Power Analytics, SAIC, Raytheon, Boeing, Schneider Electric, Toshiba & Hitachi e Integral Analytics, pero la información sobre productos comerciales relacionados con el control de dichas micro redes es muy escasa.

La política demostrada por las empresas mencionadas apunta al secreto industrial, por lo que no hay mayor información de cómo funcionan estos, de este modo al ninguno afirmar que hacen un manejo inteligente del banco de baterías integrando su envejecimiento, no se puede definir que ya se esté utilizando o de que tipo es, por lo tanto es más probable que esté en fase de estudio.

Por otro lado, en la academia existen estudios de desarrollo en micro redes donde se incluye el envejecimiento de las baterías siguiendo distintas estrategias los cuales son bastante recientes (entre 2011 y 2014) y serán presentados en la sección 2 de este capítulo.

2.1.2. MICRORED Y EMS DE HUATACONDO

La localidad de Huatacondo se encuentra ubicada en la comuna de Pozo Almonte, provincia del Tamarugal, Región de Tarapacá, a los 20° 55' Latitud Sur 69° 03' Longitud Oeste. Limita al norte con la comuna de Huara, al oeste con la comuna de Iquique, al este con la comuna de Pica y al sur con la comuna de María Elena, Región de Antofagasta (Figura 2.2). La superficie total de la localidad es 13.9 hás, 1,8 hás corresponden a superficie urbana y las 12.1 hás restantes corresponden a cultivos [1].



FIGURA 2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE HUATACONDO

- Dispositivos que la componen y sus características:

La localidad de Huatacondo se encuentra aislada del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y cuenta con amplios recursos renovables que la hacen ideal para instalar una micro red controlada con un EMS. Para utilizar estos recursos y asegurar una operación estable y robusta, la red se compone de los dispositivos presentados en la Tabla 1, con los que se ha logrado un 75% de integración de ERNC [2]:

Dispositivo	Atributo
Paneles Fotovoltaicos	22 kW
Turbina Eólica	2,5 kW
Acumulador	170 kWh y 40 kW de P_{max}
Grupo electrógeno	$P_{min}=10$ kW, $P_{max}=120$ kW

TABLA 1. DISPOSITIVOS DE HUATACONDO

Un esquema unilineal completo de la micro red se encuentra en la Figura 2.3.

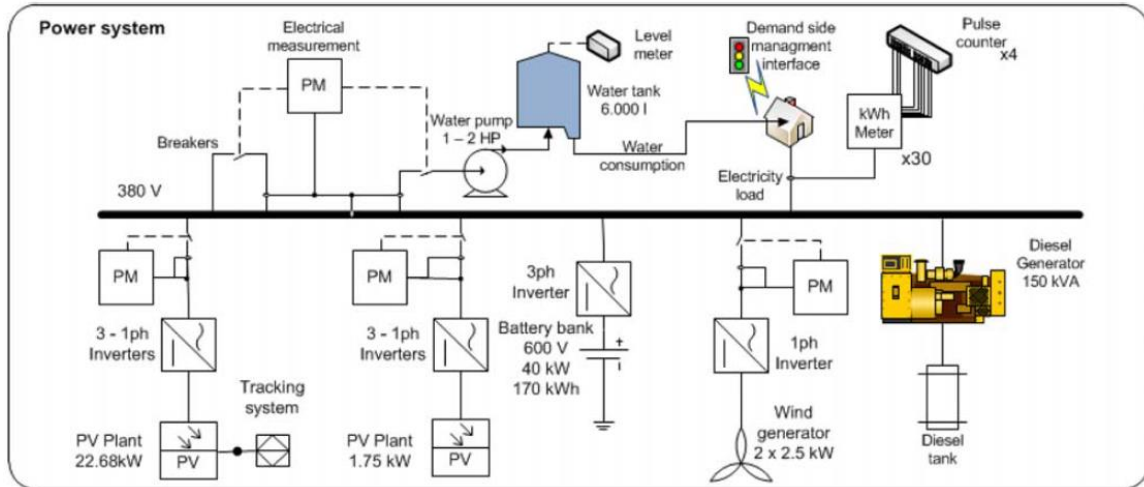


FIGURA 2.3. ESQUEMA UNILINEAL DE HUATACONDO [5]

El problema que enfrenta el EMS de Huatacondo consiste en minimizar los costos de operación mientras se proveen las demandas eléctricas y de consumo de agua del poblado, considerando un pronóstico de 2 días de estas y las condiciones climáticas. Las entradas y salidas del sistema se pueden ver en la Figura 2.4, los cuales son:

Entradas

- Predicción de la potencia solar máxima y mínima extraíble: P_{Smax} y P_{Smin} .
- Predicción de la potencia eólica: P_E .
- Demanda esperada: P_L .
- Consumo de agua: w_c .
- SOC inicial del banco de acumuladores: E_{SOC_i} .
- Tensión y corriente del banco de acumuladores: V_i y I_i
- Nivel del estanque de agua: V_{Ti} .
- Estado encendido/apagado del diésel: B_{gi} .

Salidas

- Referencia de potencia del equipo diésel: P_D .
- Referencia de potencia del sistema de acumulación: P_I .
- Señales binarias para el sistema de bombeo de agua: B_p .
- Referencia de potencia solar deseada: P_S .
- Referencia de señales para cargas: S_L .

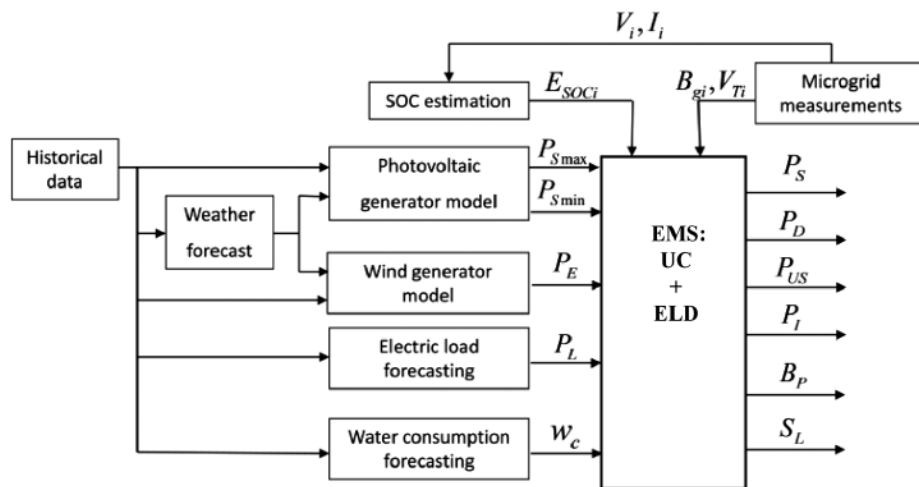


FIGURA 2.4. ESQUEMA SIMPLIFICADO DE CONTROL EMS [5]

El enfoque utilizado es del UC-RH (Unit commitment with Rolling horizon), donde Unit commitment hace referencia al despacho económico clásico, mientras que el RH disminuye el error debido al pronóstico de las variables de entrada, efectuando el despacho de las unidades cada 15 minutos para así ajustarse mejor a las condiciones actuales del sistema. Este enfoque cuenta con los siguientes pasos:

1. Obtener condición inicial para $t = t_{inicial}$
2. El EMS optimiza la operación del sistema del período $t_{inicial}$ a $t_{inicial} + T$ con (T : horizonte de predicción), utilizando el pronóstico de las variables de entrada y las condiciones iniciales de las unidades. Para este caso, el horizonte de predicción es de 2 días, con 192 pasos y un tiempo de muestreo de 15 minutos.
3. Obtención del punto de operación óptimo de las unidades para T .
4. Aplicar los puntos de operación obtenidos en el paso 2 para un período más corto que T , de t a $t + \Delta - 1$.
5. Ajustar los puntos de operación de las unidades despachables basados en la carga medida actual e inyecciones de energías renovables no controlables. Se utiliza un despacho económico de carga para considerar el costo de oportunidad de la energía almacenada en el sistema de acumulación.
6. Se actualiza $t = t_{inicial} + \Delta$.
7. Ejecutar paso 1.

2.2. MODELOS DE BATERÍAS:

Para poder estudiar y controlar los sistemas de almacenamiento en conjunto con el sistema distribuido, se deben crear modelos matemáticos de las baterías, los cuales puedan predecir su comportamiento y conforme a los objetivos de esta memoria, también su envejecimiento. La mayoría comparte conceptos en común, los cuales se describen a continuación para un mejor entendimiento:

- Resistencia interna: Corresponde al modelamiento de los procesos electroquímicos que producen pérdidas de energía dentro de los bornes de la batería, estos se deben al electrolito, el desgaste de los polos, etc.
- State of Charge (SOC): Hace referencia al estado de carga del acumulador, con este se puede indicar cuanta carga queda disponible en un ciclo determinado.
- State of Health (SOH): Estado de salud del acumulador, permite conocer en qué parte del total de su vida útil se encuentra.
- Depth of Discharge (DoD): Profundidad de una descarga del acumulador medida en un porcentaje de la carga nominal de este.
- Battery energy storage system (BESS): Sistema de acumulación de energía de baterías o banco de baterías.
- Lead-acid battery bank (LABB): Banco de baterías de plomo-ácido.

Los modelos que se presentarán corresponden al modelo de Copetti, utilizado actualmente en el EMS del proyecto ESUSCON [4] y otros encontrados en la literatura que cumplen con ser utilizados en controladores de micro redes, ya sea como objetivo de optimización o restricciones.

2.2.1. MODELO DE COPETTI

El modelo de Copetti [5] trata la batería como una serie de estados estables, despreciando transitorios y suponiendo corrientes y temperatura constante. El circuito equivalente se representa como una fuente de tensión en serie con una resistencia como se indica en la Figura 2.5.

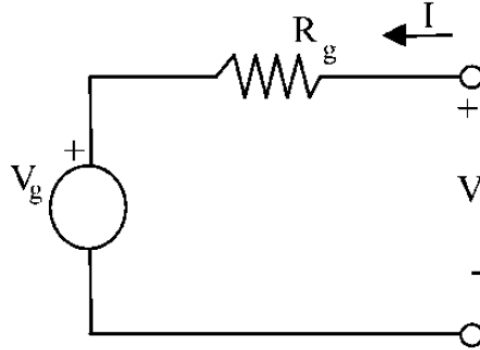


FIGURA 2.5. CIRCUITO EQUIVALENTE DE COPETTI

En la ecuación (2.1) se indica la modelación de la evolución de la tensión de la batería, en la ecuación (2.2) el SOC representado por una integración del consumo de energía sobre la capacidad nominal, y en la ecuación (2.3) la capacidad de la batería en un instante dado.

$$V_{bat} = V_g + IR_g \begin{cases} V_g = f(SOC) \\ R_g = f(I, SOC, T) \end{cases} \quad (2.1)$$

$$SOC(t_i) = \frac{1}{C(t_i)} \int_{-\infty}^{t_i} \eta_c(t) I(t) dt \quad (2.2)$$

$$C(t) = \frac{C_{nominal} C_{t\ coef}}{1 + A_{cap} \left(\frac{|I(t)|}{I_{nominal}} \right)^{B_{cap}}} (1 + \alpha_c \Delta T + \beta_c \Delta T^2) \quad (2.3)$$

R_g : Resistencia interna.

η_c : Eficiencia de carga.

$C_{nominal}$: Capacidad nominal de la batería dada por el fabricante.

$C_{t\ coef}$, A_{cap} , B_{cap} : Parámetros del modelo.

ΔT : Variación de la temperatura desde el valor de referencia.

Los parámetros son obtenidos a través del algoritmo Levenberg–Marquardt, con lo que se evita la dependencia de conocer los parámetros de solo un tipo de batería.

Para incluir el envejecimiento de la batería en este modelo se utiliza la definición de SOH en la ecuación (2.4) y la definición de los coeficientes de temperatura y zona de trabajo en (2.5) y (2.6) respectivamente. Con esto, el SOH disminuirá progresivamente en el tiempo en mayor o menor medida dependiendo en que zona se encuentren los coeficientes de temperatura y zona de trabajo.

$$SOH = 1 - \int_{-\infty}^{t_i} (\eta_T + \eta_{WZ}) \partial t \quad (2.4)$$

$$\eta_T = \alpha_T |T - T_{ref}| + \beta_T \quad (2.5)$$

$$\eta_{WZ} = \begin{cases} 5,5 \times 10^{-6} & \text{Zona de saturación y exhaustión.} \\ 5,5 \times 10^{-7} & \text{Zona de sobre carga y descarga.} \\ 2,7 \times 10^{-7} & \text{Zona de carga y descarga.} \end{cases} \quad (2.6)$$

Donde:

α_T, β_T : Coeficientes de temperatura, el offset de β_T hace referencia a la adición de anti-refrigerantes u otros.

T_{ref} : Temperatura de referencia.

Las zonas en las que se define el coeficiente η_{WZ} guardan relación con la tensión de la batería con respecto a su tensión nominal. En la Figura 2.6 se puede ver gráficamente la ubicación de estas zonas para una batería de 2 V de tensión nominal.

La manera de integrar el efecto del SOH en el modelo de la batería se ataca por dos flancos: el primero se preocupa se modificar la ecuación (2.3) para que la capacidad de la batería se vea afectada por el uso en zonas no deseables o a temperaturas lejanas a la de referencia, el segundo corresponde a modificar el circuito equivalente añadiendo una corriente de auto descarga dependiente del SOH.

La ecuación (2.7) define un nuevo coeficiente para la capacidad dependiente del SOH, cambiando la ecuación (2.3) en (2.8), y la ecuación (2.9) define el coeficiente que relaciona el SOH con la cantidad de corriente de auto descarga en (2.10).

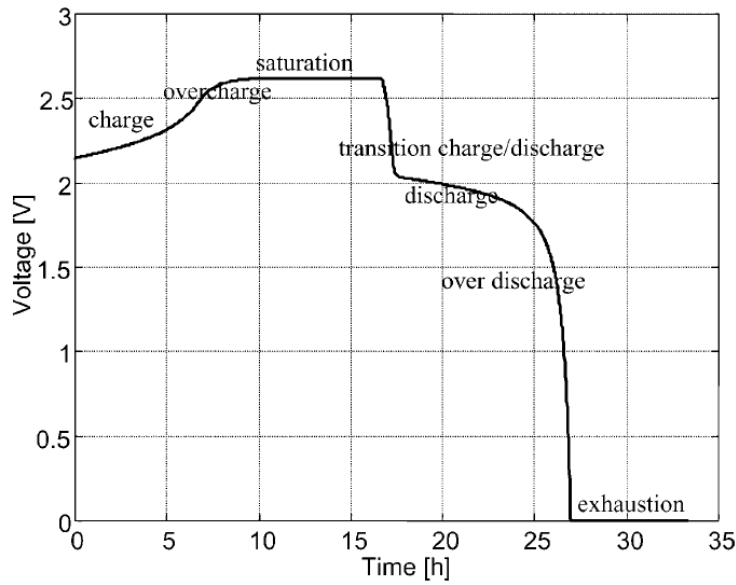


FIGURA 2.6. ZONAS DE TRABAJO DE LA BATERÍA

$$\eta_{C10} = 0,75 \times SOH + 0,25 \quad (2.7)$$

$$C(t) = \frac{C_{nominal} C_t coef \eta_{C10}}{1 + A_{cap} \left(\frac{|I(t)|}{I_{nominal}} \right)^{B_{cap}}} (1 + \alpha_c \Delta T + \beta_c \Delta T^2) \quad (2.8)$$

$$\eta_Q = 0,01 - 0,009 \times SOH \quad (2.9)$$

$$I_{adc}(t) = \frac{\eta_Q Q(t)}{24} \Delta t \quad (2.10)$$

El circuito equivalente contemplando estos efectos es por consiguiente el señalado en la Figura 2.7, con el cual se debe modificar el modelo de la ecuación (2.1):

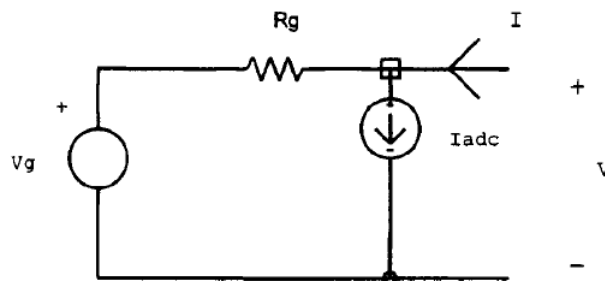


FIGURA 2.7. CIRCUITO EQUIVALENTE MODIFICADO

De esta manera, se podría incluir el envejecimiento de la batería dentro del modelo del acumulador que se utiliza para el EMS. Diferentes estrategias se han estudiado para cumplir este propósito, las cuales se indican a continuación.

2.2.2. MODELO DE CONSUMO EFECTIVO

El siguiente modelo es utilizado para optimizar la vida útil del sistema de acumulación de energía en una micro red basada en energías renovables y un generador diésel, a la vez que disminuye los costos del sistema [6]. El modelo utilizado se basa en la estimación de la pérdida de vida útil, aplicando un pesaje a la carga extraída del acumulador dependiendo de las condiciones de SOC en que fue efectuada, dicha relación se puede observar en la Figura 2.8 en donde mediante una interpolación se puede obtener la relación en todo el rango del SOC.

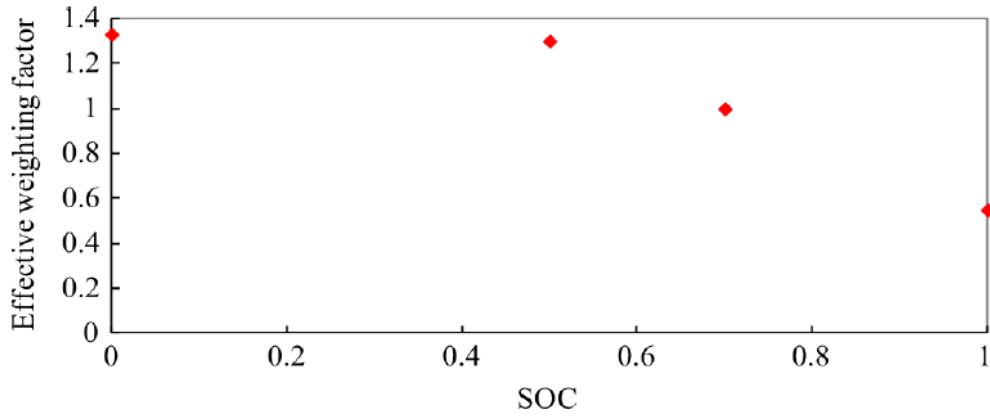


FIGURA 2.8. PESO EFECTIVO DE DESCARGA SEGÚN SOC

El modelo se basa en el SOC en (2.11) y su relación con los costos se define con el Costo de pérdida de vida útil definido en (2.12) a partir de (2.13) y (2.14). Este costo se utilizará en la función objetivo del EMS para simultáneamente optimizarlo junto con el costo de la energía del sistema.

$$SOC_{t+\Delta t} = SOC_t - P_{bat-t} \times \frac{\Delta t}{C_{bat}} \quad (2.11)$$

$$C_{b1} = L_{loss} C_{init-bat} \quad (2.12)$$

$$L_{loss} = \frac{A_c}{A_{total}} \quad (2.13)$$

$$A_c = \gamma_{SOC} A_c' \quad (2.14)$$

Donde:

P_{bat-t} : Potencia de la batería en el instante t (W).

$C_{init-bat}$: Costo de la inversión inicial de la batería (\$).

A_c : Carga acumulada corregida según pesaje (Ah).

A_c' : Carga acumulada medida (Ah).

γ_{SOC} : Coeficiente de pesaje efectivo según SOC.

A_{total} : Carga total del acumulador (Ah).

Dado que estos objetivos se contradicen, ya que al querer aumentar la vida útil de la batería se priorizaría no utilizarla, lo que produciría un aumento excesivo del uso del combustible diésel y por consiguiente un aumento del costo del sistema, es que en este estudio la optimización se realiza con un algoritmo genético que busca encontrar el equilibrio entre estas dos consignas. El algoritmo utilizado es el NSGA II (*Nondominated sorting genetic algorithm*) y consiste en los siguientes pasos:

1. Generar población P, de tamaño N. Crear nueva generación a partir de P de tamaño Q, utilizando cruzamiento y mutación. Combinar ambas para formar población R.
2. Clasificar R según calidad en un ranking de Pareto. Selección de mejores crea P' de tamaño N.
3. Crear nueva generación Q' a partir de P' a través de manipulación genética. Combinar Q' y P' para formar R'. Repetir 2 y 3 hasta cumplir condición de término.

Cada individuo tiene los siguientes cinco valores:

SOC_{STP}	P_{excess}	P_{charge}	C_{gen}	C_{bl}
-------------	--------------	--------------	-----------	----------

Los cuales se representan según el esquema en la Figura 2.9.

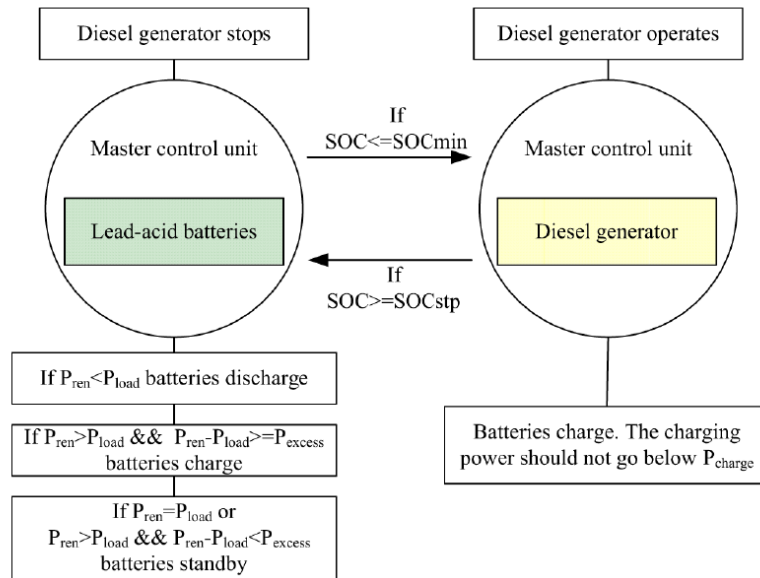


FIGURA 2.9. ESQUEMA DE CONTROL BO ZHAO [6]

Donde:

SOC_{STP} : SOC al cual la batería deja de cargarse y comienza a ser utilizada de ser necesario.

P_{excess} : Potencia máxima que puede cargarse en las baterías debido al exceso de energías renovables.

P_{charge} : Potencia máxima con que el generador diésel carga las baterías.

C_{gen} : Costo de generación, incluye depreciaciones, combustible y costos de operación & mantenimiento.

C_{bl} : Costo de pérdida de vida útil de las baterías.

Las tres primeras variables son llamadas de decisión y serán optimizadas para conseguir la combinación mínima de las últimas dos que corresponden a los costos.

2.2.3. MODELO DE PENALIZACIÓN CUADRÁTICA

Este modelo es utilizado para optimizar el uso de un sistema híbrido de almacenamiento con baterías y celdas de combustible [7] a través de un Model Predictive Control (MPC). El modelamiento del sistema de acumulación se expresa con la ecuación (2.15) basado en el SOC y diferenciando si se está cargando o descargando la batería con sus respectivas eficiencias, y el costo del uso del banco en (2.16) y (2.17) modelado, tomando en cuenta el costo de inversión y penalizado por el nivel de potencia al cual se carga o descarga.

$$SOC(t_{k+1}) = SOC(t_k) + \frac{\eta_{ch} \times P_{ch}(t_k)T}{C_{bat}} - \frac{P_{dis}(t_k)T}{\eta_{dis}C_{bat}} \quad (2.15)$$

$$Cost_{ch}(t_k) = \frac{Cost_{loan,bat}P_{ch}\eta_{ch}}{2N_{cycles}} + A_{degr,ch}P_{ch}^2(t_k) \quad (2.16)$$

$$Cost_{dis}(t_k) = \frac{Cost_{loan,bat}P_{dis}}{2N_{cycles}\eta_{dis}} + A_{degr,dis}P_{dis}^2(t_k) \quad (2.17)$$

De esta manera, el costo puede ser ingresado dentro de la función a optimizar y se toma en cuenta el modo de uso que tiene la batería al definir el deterioro sumando de manera cuadrática el nivel de potencia utilizado.

La idea principal en torno a usar MPC es utilizar el modelo de la planta para predecir la evolución futura del sistema en un horizonte de tiempo. Basado en esta predicción, en cada paso el controlador selecciona una secuencia de comandos futuros de entrada a través de una optimización, la cual apunta a la minimización de la función de costo y fuerza el cumplimiento de las restricciones. El MPC se utiliza para computar los valores óptimos de flujo de potencia en la micro red y los momentos donde deben encenderse y apagarse los sistemas de almacenamiento en un horizonte de 24 horas.

2.2.4. MODELO DE DROUILHET

El modelo presentado en [8] es utilizado en controladores de micro redes en [9] y [10]. Su principal característica recae en que se pueden obtener sus parámetros a partir de los datos básicos que cualquier hoja de características de una batería proporciona. Se basa en tres premisas:

- Cada celda tiene una vida finita. Alcanzará su final de vida útil cuando los ampere-hora acumulados efectivos de cada evento individual sean iguales a la carga total nominal de la batería. La vida útil Γ_r está dada por la ecuación (2.18):

$$\Gamma_r = L_r D_r C_r \quad (2.18)$$

Donde:

C_r : Capacidad en ampere-hora nominal dada una corriente nominal de descarga I_r .

D_r : Profundidad de descarga para la cual el número de ciclos nominales fue definido.

L_r : Ciclos de vida a una profundidad de descarga nominal D_r y una corriente de descarga I_r .

- La cantidad de ciclos de la batería depende del DoD. Por lo tanto, la descarga efectiva dada una corriente de descarga, dependerá del DoD. Dicha relación se modela por la ecuación (2.19), de la cual haciendo un reemplazo se puede obtener (2.20):

$$L = u_2 \left(\frac{D_R}{D} \right)^{u_0} e^{u_1 \left(1 - \frac{D_R}{D} \right)} \quad (2.19)$$

$$d_{eff} = \left(\frac{D_A}{D_R} \right)^{u_0} e^{u_1 \left(\frac{D_A}{D_R} - 1 \right)} d_{actual} \quad (2.20)$$

- La vida de la batería Γ , disminuye cuando la corriente de descarga es mayor a la nominal. Por lo tanto, la capacidad disminuirá a medida que se usen mayores corrientes de descarga. Esta relación se muestra con la ecuación (2.21), que explica que la descarga en ampere-hora efectiva aumenta proporcionalmente con la reducción de la capacidad utilizable mientras la corriente aumenta.

$$d_{eff} = \left(\frac{C_R}{C_A} \right) d_{act} \quad (2.21)$$

Se pueden multiplicar los efectos de la profundidad y corriente de descarga para obtener (2.22).

$$d_{eff} = \left(\frac{D_A}{D_R} \right)^{u_0} e^{u_1 \left(\frac{D_A - 1}{D_R} \right)} \left(\frac{C_R}{C_A} \right) d_{actual} \quad (2.22)$$

Finalmente, a partir de esta descarga efectiva, se puede predecir la vida de una celda sujeta a patrones irregulares de ciclos de carga y descarga, sumando las descargas efectivas de dichos eventos como se indica en la ecuación (2.23).

$$L_{time} = \frac{\Gamma_r}{\Gamma_{eff} / T} = \frac{L_r D_r C_r}{\sum_{i=1}^n d_{eff}} T \quad (2.23)$$

Posteriormente, se le adjudica una función de costo a la pérdida de vida útil en el tiempo y se añade dentro de la función a optimizar dentro del EMS de la micro red. En [9] el esquema utilizado para el control de flujos de potencia se muestra en la Figura 2.10, para un micro red conectada al sistema (coordinada), donde se definen los escenarios para los cuales se opera o no la batería y en qué modo (carga o descarga), resultando en que el único momento en que la batería se descargue sea cuando haya exceso de energías renovables y no se cargará comprando energía a la red. Esto podría ser un análogo a la situación de Huatacondo, reemplazando la red por el generador diésel.

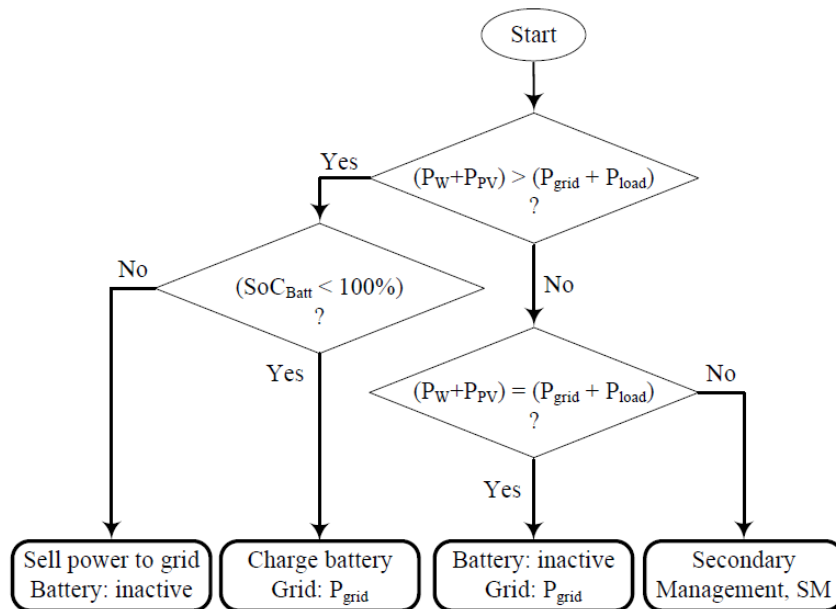


FIGURA 2.10. ESQUEMA DE CONTROL DROULIHET[9]

En [8] también se utiliza MPC como estrategia para controlar la micro red en tiempo real, la función objetivo se describe en la ecuación (2.24):

$$J = \sum_{t=0}^T C_G(t) P_G(t) + C_B (D_B^{eff}) P_B(t) \quad (2.24)$$

En dicha función el primer término corresponde a los costos de generación según la potencia consumida y el segundo al costo del uso de las baterías en función de la descarga efectiva estudiada en este modelo.

2.2.5. OTROS ENFOQUES PARA LA OPTIMIZACIÓN

En la literatura se encontraron enfoques diferentes a los nombrados anteriormente para optimizar la vida útil de las baterías en una micro red. En [11] se desarrolla el control de una Smart Grid en Nuevo México, con la particularidad de poseer dos sistemas de almacenamiento con diferentes características, uno es una batería de alta capacitancia para aplicaciones de descargas rápidas y el otro una batería con un ciclo de vida significativamente mayor. Con la combinación de ambas se logra suavizar la generación de los paneles fotovoltaicos de la micro red sujetos al paso de nubes y ser capaz de responder a bloques grandes de demanda a la vez.

Por otro lado, en [12] se trabaja una idea novedosa en el tratamiento de conjuntos de baterías de litio acompañadas de celdas de combustible que demuestra aumentar la vida útil de estas, llamada Flexible Distribution of Energy and Storage Resources, FDERS. Este está inspirado en la formación en V de bandadas de aves y los pelotones de equipos de ciclistas (ver Figura 2.11). El liderazgo está definido por la fuerza relativa entre ellos en cada momento, mientras que en las aves esta formación puede teóricamente incrementar un 70% de la distancia recorrida, análogamente en las baterías se podría incrementar la vida útil de estas. Para definir qué batería lidera en cada instante, se debe estimar el estado de envejecimiento de estas.

El modelo de envejecimiento de baterías de litio utilizado en este esquema para definir cuál es la batería líder, se compone de las siguientes ecuaciones.

En la primera etapa, se calcula L_1 (2.25) que cuantifica las variaciones en el SOC (desviación estándar) de la batería, luego L_2 (2.26) toma en cuenta el SOC promedio y L_3 (2.27) la temperatura de operación. Finalmente, el cambio acumulativo en la vida útil de la batería, después de M intervalos de tiempo se muestra en (2.28).

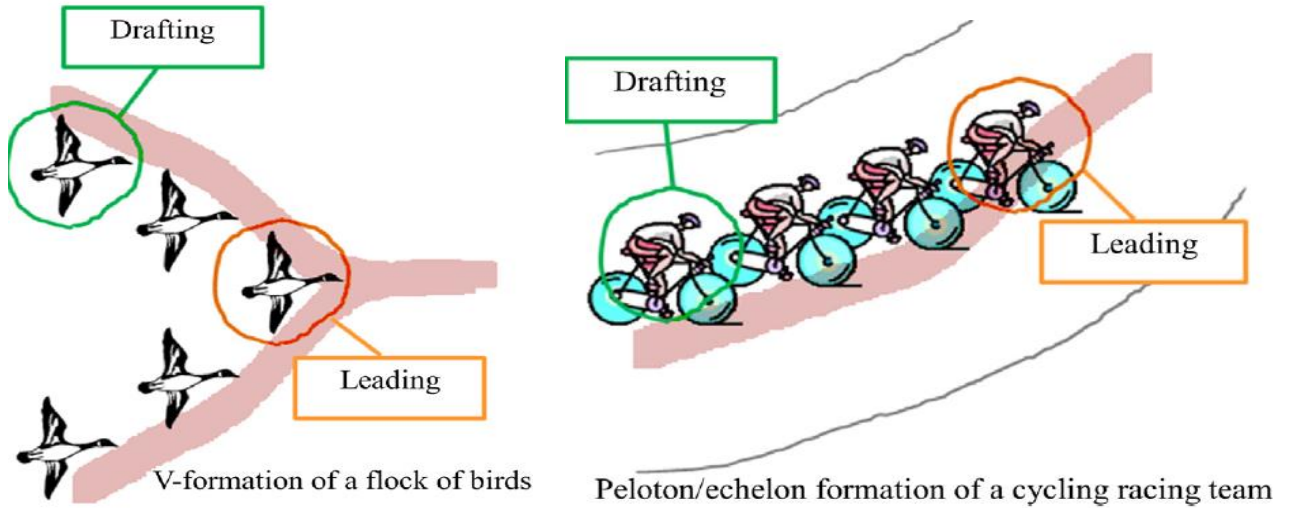


FIGURA 2.11. ESQUEMA LEADING-DRAFTING

$$L_1 = K_{CO} \cdot N \cdot e^{(SOC_{dev} - 1) \cdot \frac{T_{ref} \cdot T_B}{K_{ex}}} \quad (2.25)$$

$$L_2 = L_1 \cdot e^{K_{SOC}(SOC_{avg} - 0.5)} \cdot (1 - L_i) \quad (2.26)$$

$$L_3 = L_2 \cdot e^{K_T(T_B - T_{ref})} \cdot \frac{T_B}{T_{ref}} \quad (2.27)$$

$$L(M) = \sum_{m=1}^M L_3(m) \quad (2.28)$$

Donde:

$K_{CO}, K_{ex}, K_{SOC}, K_T$: Constantes empíricas de la batería, las cuales se deben obtener de datos de prueba.

Asumiendo que una batería se da por perdida cuando se ha agotado un 80% de su capacidad (SOH=0), es decir cuando $L=0,2$, se puede cuantificar el SOH en (2.29):

$$SOH = 1 - \frac{L}{0,2} \quad (2.29)$$

2.3. PROBLEMA A ENFRENTAR

Dado que las baterías tienden a ser el elemento más caro dentro de la micro red en términos de inversión, y debido a la necesidad constante de reemplazarlas una vez terminada su vida útil, surge la necesidad de integrar el envejecimiento de estas dentro del problema de optimización del EMS de Huatacondo. De este modo, se pretende demostrar que teniendo en cuenta este aspecto, se mejora la eficiencia del sistema al reducir los costos relacionados con el reemplazo del banco de baterías a la vez que no se incurre en un costo total mayor al aumentar la cantidad de diésel necesario para sustentarlo.

Dentro del planteamiento del problema de optimización, el costo asociado al envejecimiento de las baterías puede integrarse dentro de la función objetivo, como también estableciendo restricciones de operación para estas o añadiendo penalizaciones en el modelo de la batería. Del modelamiento de la degradación del banco y su costo respectivo, dependerá de qué manera se incluye en el problema de optimización.

3. CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA

En este capítulo se describe el desarrollo efectuado para integrar un modelo de envejecimiento en el EMS de Hautacondo, representado en la formulación del problema de optimización. El modelo seleccionado de los presentados en el capítulo 2.2.2 corresponde al de Bo Zhao, por lo que el principal desafío corresponde a obtener todas las variables necesarias del actual EMS y crear funciones acordes al diseño de este.

3.1. PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN

En los siguientes apartados se detalla la función objetivo del problema y la modelación de los principales dispositivos de la micro red con sus restricciones respectivas y un listado de sus variables y constantes.

3.1.1. FUNCIÓN OBJETIVO:

El objetivo del EMS es minimizar el costo operacional de la micro red con un alcance de tiempo T y se formula con la ecuación (3.1). Los primeros dos términos corresponden al costo del utilizar el generador diésel junto con sus costo de partida, los siguientes penalizan la energía y agua no servida y el último corresponde a la penalización del uso del sistema de acumulación. Este último término no está implementado actualmente en el EMS y es el que se pretende implementar en esta memoria.

$$J = \delta_t \sum_{t=1}^T C(t) + \sum_{t=1}^T C_s(t) + C_{US} \delta_t \sum_{t=1}^T P_{US}(t) + C_{Tf} \sum_{t=1}^T V_{Tf}(t) + \sum_{t=1}^T C_H(t) \quad (3.1)$$

Variables y constantes:

δ_t : Duración del periodo de tiempo, 0,25 h.

C : Función de costo del generador diésel.

C_s : Función de costo de partida del generador diésel.

C_{US} : Costo de la energía no servida.

P_{US} : Potencia no servida en el sistema.

C_{Tf} : Costo del agua no servida.

V_{Tf} : Volumen de agua no servida.

C_H : Costo de utilización del sistema de acumulación.

3.1.2. MODELO DE BATERÍA:

El modelo simplificado del banco de baterías se presenta a continuación. La energía en (3.2) se modela considerando la potencia de descarga P_B^+ y la de carga del banco P_B^- , ambas con sus respectivas eficiencias η_B^+ y η_B^- . La potencia de descarga se considera positiva ya que inyecta energía a la red y la potencia de carga se establece negativa, ambas con las restricciones de (3.3) y (3.4). Los términos B_B^+ y B_B^- son variables binarias que toman valor uno cuando el banco se está descargando y cargando respectivamente, para asegurar que solo exista una de estos estados a la vez se añade la restricción (3.5).

$$E(t) = E(t-1) - \delta_t \eta_B^+ P_B^+(t) + \delta_t \eta_B^- P_B^-(t) \quad (3.2)$$

$$0 \leq P_B^+(t) \leq P_{max}^B B_B^+(t) \quad (3.3)$$

$$MB_B^-(t) \leq P_B^-(t) \leq 0 \quad (3.4)$$

$$B_B^+(t) + B_B^-(t) \leq 1 \quad (3.5)$$

La energía del banco se acota según el mínimo y máximo SOC diseñado, E_{soc}^{min} y E_{soc}^{max} en (3.6). Además, se define un mínimo de energía en el BESS para el final del periodo de optimización E_f en (3.7).

$$E_{soc}^{min} E_{max} \leq E(t) \leq E_{soc}^{max} E_{max} \quad (3.6)$$

$$E(T) \geq E_f \quad (3.7)$$

Para optimizar el uso del banco, se define una potencia mínima de carga dependiente del SOC, la cual sigue la curva presentada en la Figura 3.1. Para la formulación MIP de la restricción (3.8) se utilizan n_s tramos lineales representativos de una función no convexa.

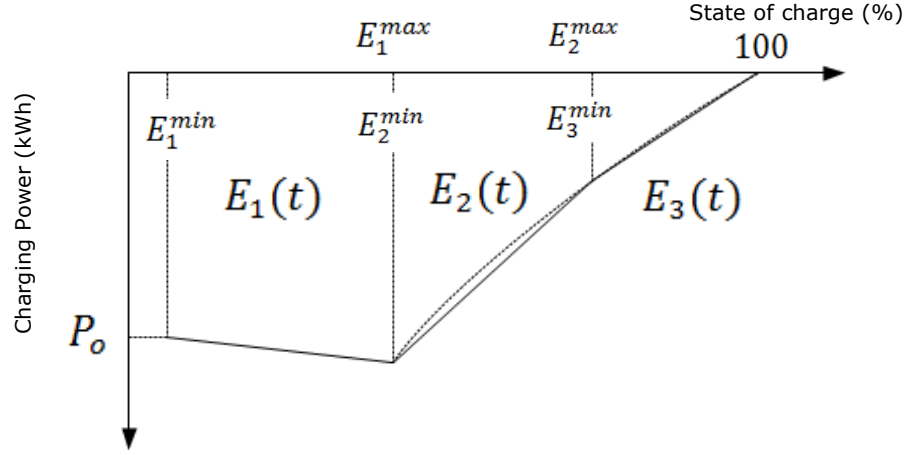


FIGURA 3.1. MÍNIMA POTENCIA ADMISIBLE POR EL LABB VS SOC.

$$P_{Bmin}(E(t-1)) \leq P_B(t) \leq P_{Bmax}(E(t-1)) \quad (3.8)$$

La potencia entonces, resulta de una suma de todos los tramos donde en cada período solo se activa una de las energías E_s , dada la restricción de rangos (3.10), en la cual la variable binaria B_s toma valor 1 cuando la energía del banco corresponde al tramo de E_s . La máxima potencia de carga se define en (3.11) y la energía del BESS se representa por (3.12).

$$P_{min}^B(t) = P_o + \sum_{s=1}^{n_s} \alpha_s^B E_s(t-1) \quad (3.9)$$

$$(E_s^{max} - E_s^{min}) B_{s+1}(t) \leq E_s(t) \leq (E_s^{max} - E_s^{min}) B_s(t) \quad (3.10)$$

$$P_B^-(t) \geq P_{min}^B(t) \quad (3.11)$$

$$E(t) = E_{soc}^{min} + \sum_{s=1}^{n_s} E_s(t) \quad (3.12)$$

Para implementar el modelo de Bo Zhao en el EMS se utiliza un escalonamiento por tramos de la curva que relaciona el SOC del acumulador con un factor de pesaje efectivo del consumo del banco, el cual premia la utilización de este con altos niveles de SOC y castiga su uso en niveles bajos. Por ejemplo, consumir 1 Ah a SOC=1 equivale a extraer 0,55 Ah efectivos del total de la carga del BESS y, de modo contrario, si se utilizara el banco con un SOC=0,5, se castigaría el consumo a 1,3 Ah.

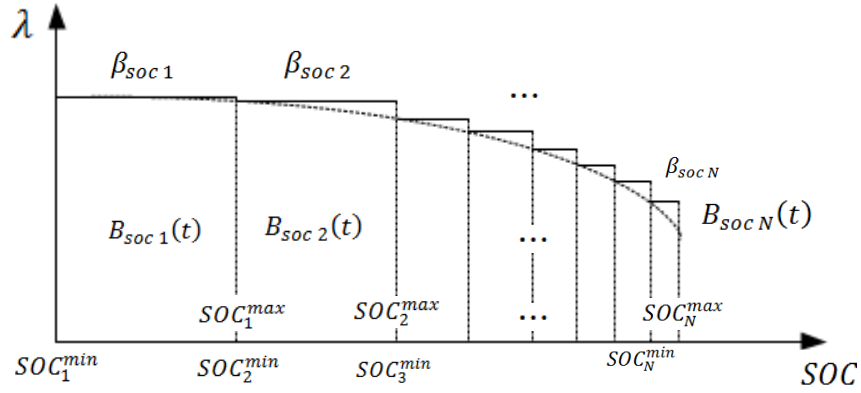


FIGURA 3.2. CURVA DE PESAJE EFECTIVO DEL CONSUMO DEL LABB SEGÚN SOC

Para elegir el tramo correspondiente, se utiliza una variable binaria B_{SOC_v} la cual tomará valor uno cuando el SOC se encuentre entre los límites de este, para asegurar que solo un tramo se active se utiliza la restricción (3.13). Esta relación queda modelada por la restricción (3.14) con SOC_v^{min} y SOC_v^{max} las cotas inferiores y superiores de cada escalón.

El pesaje efectivo del consumo del banco λ en (3.15), resulta de la suma de todos los escalones linealizados con β_{soc_v} el nivel de cada tramo multiplicado por la potencia de descarga del banco. Como solo debe activarse un tramo se crea la variable auxiliar $P_{B_v}^+$ definida por la ecuación (3.16). Esta potencia auxiliar por tramos se acota para que solo tenga un valor distinto de cero en el tramo que está activado en cada período, esto mediante la restricción (3.17) cuyo límite inferior es cero para todos los tramos y el superior se representa por la multiplicación de M, una constante que representa un número muy grande, y la variable binaria B_{SOC_v} , quedando de esta manera asegurada la asignación del valor P_B^+ al único tramo correspondiente.

$$\sum_{v=1}^{n_{soc}} B_{soc_v}(t) \leq 1 \quad (3.13)$$

$$SOC_v^{min} B_{soc_v}(t) \leq SOC(t) \leq SOC_v^{max} B_{soc_v}(t) \quad v = 1, \dots, n_{soc_v} \quad (3.14)$$

$$\lambda(t) = \sum_{v=1}^{n_{soc}} (\beta_{soc_v} \cdot P_{B_v}^+) \quad (3.15)$$

$$P_B^+ = \sum_{v=1}^{n_{soc}} P_{B_v}^+ \quad (3.16)$$

$$0 \leq P_{B_v}^+ \leq B_{soc_v} \cdot M \quad (3.17)$$

Dado que el modelo del EMS contempla la energía del banco, para obtener el SOC se añade una restricción de igualdad (3.18) en la que la energía se divide por la constante C_b que representa la capacidad del banco de baterías. Para transmitir este valor a los tramos, se añade una restricción que los suma, la cual en conjunto con (3.13) y (3.14), sólo permite que un tramo tome el valor del SOC.

$$SOC(t) = \frac{E(t)}{C_b} \quad (3.18)$$

Finalmente, el costo asociado al envejecimiento del acumulador debido a la utilización de este a bajo SOC se presenta en (3.19), en donde se utiliza la variable de potencia de descarga $P_B^+(t)$ dividida por la tensión nominal del banco y multiplicada por el factor de tiempo para obtener un equivalente de consumo de corriente, el cual es corregido con el factor de pesaje efectivo $\lambda(t)$ calculado en (3.15). Al dividir este consumo efectivo por los ampere-hora totales que puede entregar el BESS durante su vida útil, se crea una razón que al sumarla en el tiempo, implicará un costo mayor o menor dependiendo del SOC en que se utilice la batería. Cuando los ampere-hora efectivos alcancen el mismo valor que los ampere-hora totales Ah_{total} , el costo será igual al costo de inversión del banco C_{inv_b} , lo que representa una sustitución de este por término de vida útil. Al reemplazar el término del consumo luego del pesaje se obtiene la ecuación (3.20).

$$C_H(t) = \lambda(t) \delta_t \frac{P_B^+(t)}{U_b} \frac{C_{inv_b}}{Ah_{total}} \quad (3.19)$$

$$C_H(t) = Ah_{efectivos}(t) \frac{C_{inv_b}}{Ah_{total}} \quad (3.20)$$

Al utilizar esta formulación se mantiene el diseño del EMS del tipo MILP, es decir un problema lineal entero-mixto.

Variables y constantes:

C_{inv_b} : Costo de la inversión en el BESS de baterías, 10 MMCLP\$.

λ : Factor de pesaje efectivo de la corriente de descarga.

U_b : Tensión nominal del BESS (600 V).

$Ah_{\text{efectivos}}$: Carga extraída del BESS corregida según SOC.

Ah_{total} : Carga total extraíble del BESS durante su vida útil, resultado de multiplicar la carga nominal de 170 kWh por los 850 ciclos de vida de la batería.

n_{soc_v} : Número de tramos lineales de la curva de pesaje efectivo de consumo vs SOC.

E: Energía acumulada en la batería.

P_B^+ : Potencia de descarga del BESS.

P_B^- : Potencia de carga del BESS.

P_I : Potencia del inversor.

P_{I_0} : Consumo interno del inversor.

P_{max}^B : Potencia máxima de carga.

P_{Bmin} : Potencia mínima permitida para el BESS.

η_B^+ : Eficiencia de descarga.

η_B^- : Eficiencia de carga.

$\text{SOC}_v^{\text{min}}$: Límite inferior del SOC para el tramo v.

$\text{SOC}_v^{\text{max}}$: Límite superior del SOC para el tramo v.

B_{soc_v} : Variable binaria asociada a cada tramo de la curva de pesaje efectivo.

β_{soc_v} : Constante asociada a cada tramo de la curva de pesaje efectivo.

3.1.3. GENERADOR TÉRMICO

Para modelar el costo del generador térmico se utiliza una linealización por tramos de una función no convexa que representa el consumo de combustible según nivel de potencia. Cada tramo introduce una variable continua de potencia P_v , su variable binaria asociada B_v y la pendiente y coeficiente constante de la curva α_v y β_v como se indica en la ecuación (3.21).

$$q(t) = \sum_{v=1}^{n_v} (\alpha_v P_v(t) + \beta_v B_v(t)) \quad (3.21)$$

Para asegurar que solo se active un tramo se añade la restricción (3.22) y (3.23), la cual establece los límites inferiores y superiores de cada tramo (P_v^{min} y P_v^{max}). Finalmente, la variable utilizada

será la potencia del diésel P_D en (3.24), resultado de sumar la potencia P_v en cada tramo, recordando que solo uno de estos tramos tomará un valor distinto de 0 cuando el generador esté encendido. El costo del diésel resulta de multiplicar el consumo de combustible por el precio por litro de este C_c en (3.25).

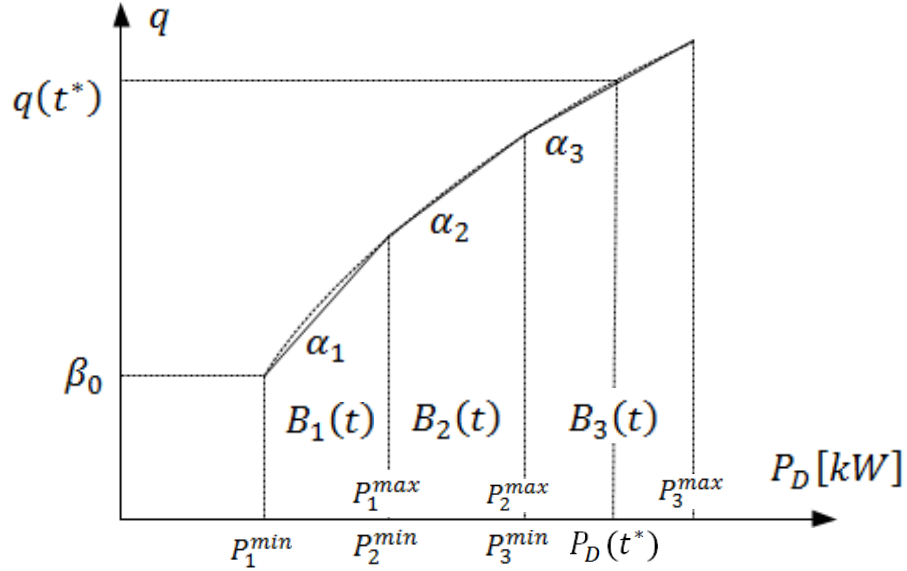


FIGURA 3.3. CURVA DE COSTO DEL DIÉSEL SEGÚN POTENCIA

$$\sum_{v=1}^{n_v} B_v(t) \leq 1 \quad (3.22)$$

$$P_v^{\min} B_v(t) \leq P_v(t) \leq P_v^{\max} B_v(t) \quad v = 1, \dots, n_v \quad (3.23)$$

$$P_D(t) = \sum_{v=1}^{n_v} P_v(t) \quad (3.24)$$

$$C(t) = C_c \sum_{v=1}^{n_v} (\alpha_v P_v(t) + \beta_v B_v(t)) \quad (3.25)$$

Variables y constantes:

P_D : Potencia del generador diésel.

P_v^{\min} : Límite inferior de la potencia en el tramo v de la curva de costo.

P_v^{\max} : Límite superior de la potencia en el tramo v de la curva de costo.

B_v : Variable binaria asociada a cada tramo de la curva de costo.

q : Consumo de diésel.

C_c : Costo del diésel por litro.

α_v : Pendiente asociada a cada tramo de la curva de costo.

3.1.4. VOLUMEN DEL ESTANQUE

En (3.26) se modela el volumen del estanque de combustible para asegurar su operación. Este se limita por las restricciones técnicas de volumen máximo y mínimo en (3.27). Además, se establece un volumen mínimo V_D^T de combustible para el final del período de optimización.

$$V_D(t) = V_D(t-1) - \sum_{v=1}^{n_v} (\alpha_v P_v(t) + \beta_v B_v(t)) \quad (3.26)$$

$$V_{Dmin} \leq V_D(t) \leq V_{Dmax} \quad (3.27)$$

$$V_D(T) \geq V_D^T \quad (3.28)$$

Variables y constantes:

V_D : Volumen del estanque de diésel.

V_{Dmin} : Límite inferior de volumen de diésel en el estanque.

V_{Dmax} : Límite superior de volumen de diésel en el estanque.

V_D^T : Volumen mínimo del estanque de diésel al final del periodo de optimización.

3.1.5. GESTIÓN DE SUMINISTRO DE AGUA

Como recurso vital de la localidad, el agua también es controlada por el EMS. Para esto, el volumen de agua del estanque se modela en (3.29). En dicha ecuación ω_f representa el flujo de agua y ω_c el consumo de esta. El último término corresponde al volumen de agua no servida.

$$V_t(t) = V_t(t-1) - \delta_t \omega_f(t) - \delta_t \omega_c(t) + V_{Tf}(t) \quad (3.29)$$

El flujo de agua en (3.30) se calcula a través de la potencia promedio de la bomba \overline{P}_P , multiplicado por la eficiencia de esta η_P , un coeficiente constante de conversión de potencia a flujo k_t y, finalmente, una variable binaria B_P que representa el encendido de la bomba.

$$\omega_f(t) = k_t \eta_P \overline{P}_P B_P(t) \quad (3.30)$$

Para asegurar el suministro de agua, se limita el volumen del estanque con las restricciones técnicas mínimas y máximas de este en (3.31). Además, se establece un volumen mínimo de agua V_f para el final del periodo de optimización en (3.32). El volumen de agua no suministrado (ficticio) se restringe para ser siempre positivo en (3.33).

$$V_{Tmin} \leq V_t(t) \leq V_{Tmax} \quad (3.31)$$

$$V_t(T) \geq V_f \quad (3.32)$$

$$V_{Tf}(t) \geq 0 \quad (3.33)$$

Variables y constantes:

V_t : Volumen del estanque de agua.

ω_f : Flujo de agua al estanque.

ω_c : Consumo de agua.

V_{Tf} : Volumen de agua no servido.

k_t : Coeficiente constante de la bomba.

η_P : Eficiencia de la bomba de agua.

\overline{P}_P : Potencia promedio de la bomba.

B_P : Variable binaria asociada a la utilización de la bomba.

V_{Tmin} : Volumen de agua mínimo.

V_{Tmax} : Volumen de agua máximo.

V_f : Volumen del estanque al final del periodo de optimización.

3.1.6. CONTROL DE DEMANDA

En la micro red de Huatacondo se gestiona la demanda de los consumidores a través de señales que pretenden guiar el consumo de estos, manteniendo la energía diaria constante. Para esto se modela un factor de desplazamiento S_L que multiplica la carga estimada \tilde{P}_L y con esto se obtiene la demanda esperada en (3.34). Dicho desplazamiento se acota en (3.35) para establecer la máxima diferencia esperada entre el consumo real de los consumidores y el consumo estimado. Además, en (3.36) se supone que el consumo de energía podría ser mayor a la demanda esperada para el período de optimización. Los tiempos $T1$ y $T2$, se utilizan para poder optimizar subperíodos dentro de los 2 días de horizonte.

$$P_L(t) = S_L(t) \tilde{P}_L(t) \quad (3.34)$$

$$S_{Lmin} \leq S_L(t) \leq S_{Lmax} \quad (3.35)$$

$$\sum_{t=T1}^{T2} \tilde{P}_L(t) \leq \sum_{t=T1}^{T2} P_L(t) \quad (3.36)$$

Variables y constantes:

P_L : Potencia demandada.

S_L : Coeficiente de deslizamiento de la demanda.

\tilde{P}_L : Potencia demandada esperada.

S_{Lmin} : Límite mínimo de deslizamiento esperado.

S_{Lmax} : Límite máximo de deslizamiento esperado.

3.1.7. BALANCE DE POTENCIA

El balance de potencia de la red queda dado por la entrada de potencia de los dispositivos y fuentes como: el generador diésel, el inversor del BESS de baterías, la potencia no servida, las pérdidas, la potencia eólica y la solar, mientras que las salidas de potencia corresponden a la demanda y la potencia de la bomba de agua.

$$P_D(t) + P_I(t) + P_{US}(t) = P_L(t) + B_P(t) \overline{P_P} - P_{Lost}(t) - P_S(t) - P_E(t) \quad (3.37)$$

Balance de energía:

P_D : Potencia generador diésel.

P_I : Potencia inversor del BESS de baterías.

P_{US} : Potencia no servida.

P_L : Potencia demandada.

B_P : Variable binaria de activación de la bomba de agua.

$\overline{P_P}$: Potencia promedio de la bomba de agua.

P_{Lost} : Potencia no utilizada de las fuentes de energía.

P_E : Potencia eólica.

P_S : Potencia solar esperada.

4. CAPÍTULO 4: RESULTADOS Y ANÁLISIS

Los resultados a analizar corresponden al costo térmico del sistema, el costo del envejecimiento del banco de baterías y su proyección de reemplazo, es decir, cuando se deberá instalar un sistema nuevo si se proyecta el consumo de los siete días del horizonte de optimización al futuro. En todos los casos se restringió la energía no servida para que siempre se abasteciera la demanda del pueblo.

Con estos datos se calculan los costos totales del sistema proyectados a 10 años, permitiendo esto que se puedan comparar efectivamente los distintos escenarios.

Para efectuar dichos cálculos se utilizan las siguientes fórmulas:

Costo térmico: Se toma directamente el resultado de la formulación del problema.

$$C_{\text{térmico}} = \delta_t \sum_{t=1}^T C(t) \quad (4.1)$$

Costo de uso de batería: Corresponde a la suma de la pérdida de vida útil del banco en cada período.

$$C_{\text{loss}} = \sum_{t=1}^T C_H(t) \quad (4.2)$$

Porcentaje de envejecimiento: Razón entre el costo de la pérdida de vida útil y el costo de inversión del banco.

$$C_{\%} = \frac{C_{\text{loss}}}{C_{\text{inv}}} \cdot 100\% \quad (4.3)$$

Proyección de reemplazo: Los días proyectados de reemplazo se calculan haciendo una razón entre los n días que dure la optimización y el porcentaje de pérdida de vida útil encontrado.

$$Dias_{\text{reemp}} = \frac{100 \% \cdot n}{C_{\%}} \quad (4.4)$$

Costos proyectados: Se consideran los costos térmicos por día y el costo del banco de baterías en el período en el cual debiera ser reemplazado en un horizonte de 10 años, con: $B_{\text{reemp}}(s)$ un arreglo binario que toma valor 1 es los días “s” que termina la vida útil del banco y 0 en el resto; N_{meses} es número de meses proyectados; s_a un índice que indica el año actual; y k la tasa de interés del proyecto equivalente al 10%. Se considera que el banco está nuevo al inicio de la

optimización y se suma también el costo del envejecimiento de los días entre el último reemplazo y el final del horizonte de 10 años $C_{inv\ fin}$. Mismo tratamiento se le da a la mantención del equipo térmico, la cual debe ejecutarse cada 5.000 horas de operación y para el cual se utiliza un valor optimista de \$500.000 CLP y otro pesimista de \$1.000.000 CLP el cual considera todos los costos relacionados a las piezas a reemplazar, costos de personal y ejecución de la tarea.

$$C_{10\text{años}} = \frac{\sum_{s=1}^{N_{\text{meses}} \cdot 30} (C_{\text{térmico}}(s) + C_{\text{inv}} \cdot B_{\text{reemp}}(s) + C_{\text{mant}} \cdot B_{\text{mant}}(s))}{(1+k)^{s_a}} + C_{\text{inv}} + C_{\text{inv}\ \text{fin}} + C_{\text{mant}\ \text{fin}} \quad (4.5)$$

4.1. ESCENARIOS DE ESTUDIO

Para analizar la efectividad del modelo programado, se realizan simulaciones del EMS a partir de datos reales obtenidos de la localidad de Huatacondo. Dichos datos conforman los casos base que permiten comparar la operación de la micro red existente contemplando o no el envejecimiento de las baterías. Además, se estudia la operación de la micro red ante variaciones de algunos parámetros relevantes. Los casos de estudio contemplan:

- Pronóstico de generación solar.
- Pronóstico de generación eólica.
- Demanda.

Los costos de cada componente de la función objetivo son los presentados en la Tabla 2.

Ítem	Costo [CLP]
Partida del Diésel	1.000
Energía no servida	1.000
Unidad de kWh de referencia	90
Unidad de kWh ocupado de batería	69,2
Unidad de kWh de diésel (dependiendo del nivel de potencia de 5kW a 30kW)	233,47 a 167,5

TABLA 2. COSTOS POR UNIDAD

Para tener un espectro representativo del año, se eligen datos pertenecientes a las épocas de verano, invierno y un período de media estación, siendo las seleccionadas una semana de febrero, julio y septiembre, respectivamente.

4.1.1. CASOS BASE

Para el caso de generación solar, se puede observar en la Figura 4.1 el perfil obtenido, en el cual se encuentra la potencia de los siete días del horizonte de tiempo con máximos alrededor de los 15 kW. Se puede observar que independiente de la época del año existen días donde las nubes coartan la recolección de energía solar por parte de los paneles y es de hecho en verano donde se encuentra el promedio más bajo de potencia solar extraíble de 2,99 kW, esto debido, a la acción del invierno boliviano.

Promedio	Verano	Invierno	Media estación
Potencia Solar kW	2,99	3,87	4,11
Potencia Eólica kW	0,001	0,076	0,074
Demanda kW	8,94	10,84	9,36
Potencia a abastecer con baterías y diésel kW	5,95	6,9	5,17

TABLA 3. DATOS DE ENTRADA PROMEDIO

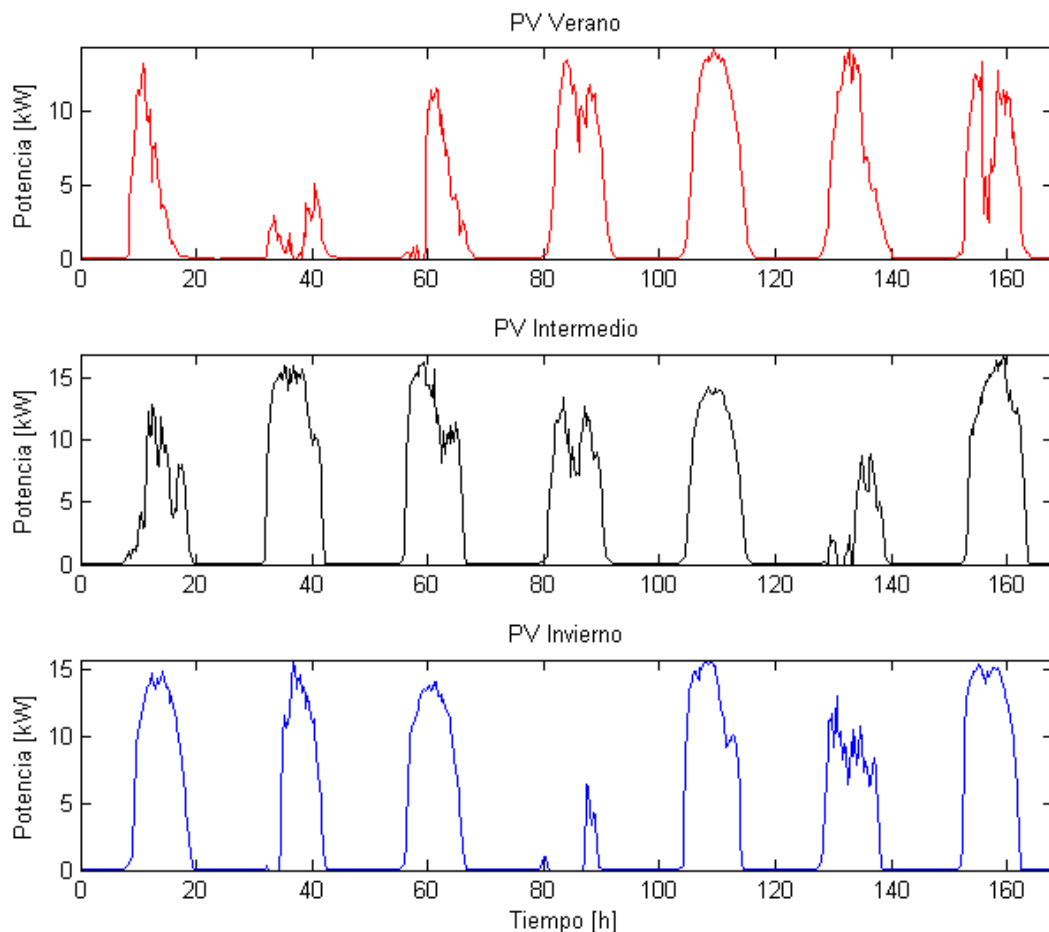


FIGURA 4.1. POTENCIA SOLAR CASOS BASE

La generación eólica presenta la conocida condición de intermitencia y en este caso particular es un pequeño aporte comparada con la solar. La periodicidad mostrada por las curvas podría llevar a la conclusión de que esta no es del todo intermitente, dado que en efecto se produce una regularidad en el viento debido al movimiento de masas de aire causado por el cambio de temperatura de un ciclo diario. Las curvas de potencia eólica se presentan en la Figura 4.2 de las cuales, junto con la Tabla 3 se puede inferir el poco aporte en la temporada de verano mientras que tanto en invierno como en la estación media promedia aproximadamente 75 W.

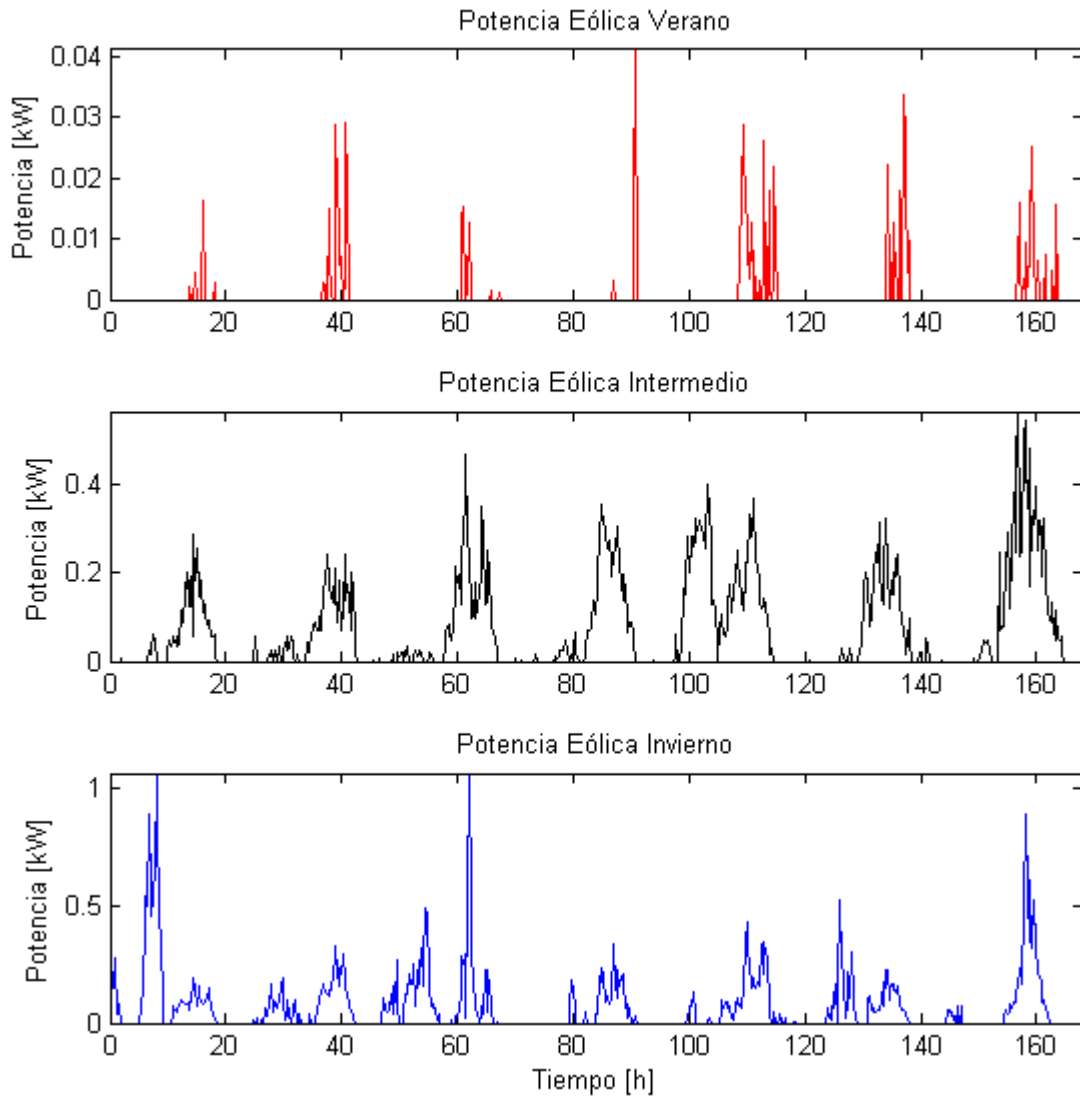


FIGURA 4.2. POTENCIA EÓLICA CASOS BASE

Para la demanda se presentan los perfiles de consumo de la Figura 4.3 donde se observa el comportamiento periódico diario del aumento de esta en las horas de la tarde, teniendo su mínimo alrededor del medio día, promediando entre 9 y 11 kW de potencia demandada, según se puede corroborar en la Tabla 3. Estos valores están por sobre lo que aporta la generación solar y eólica

combinada, por lo que la carga del banco de baterías se dará con energías renovables en menor medida que con la utilización del equipo térmico.

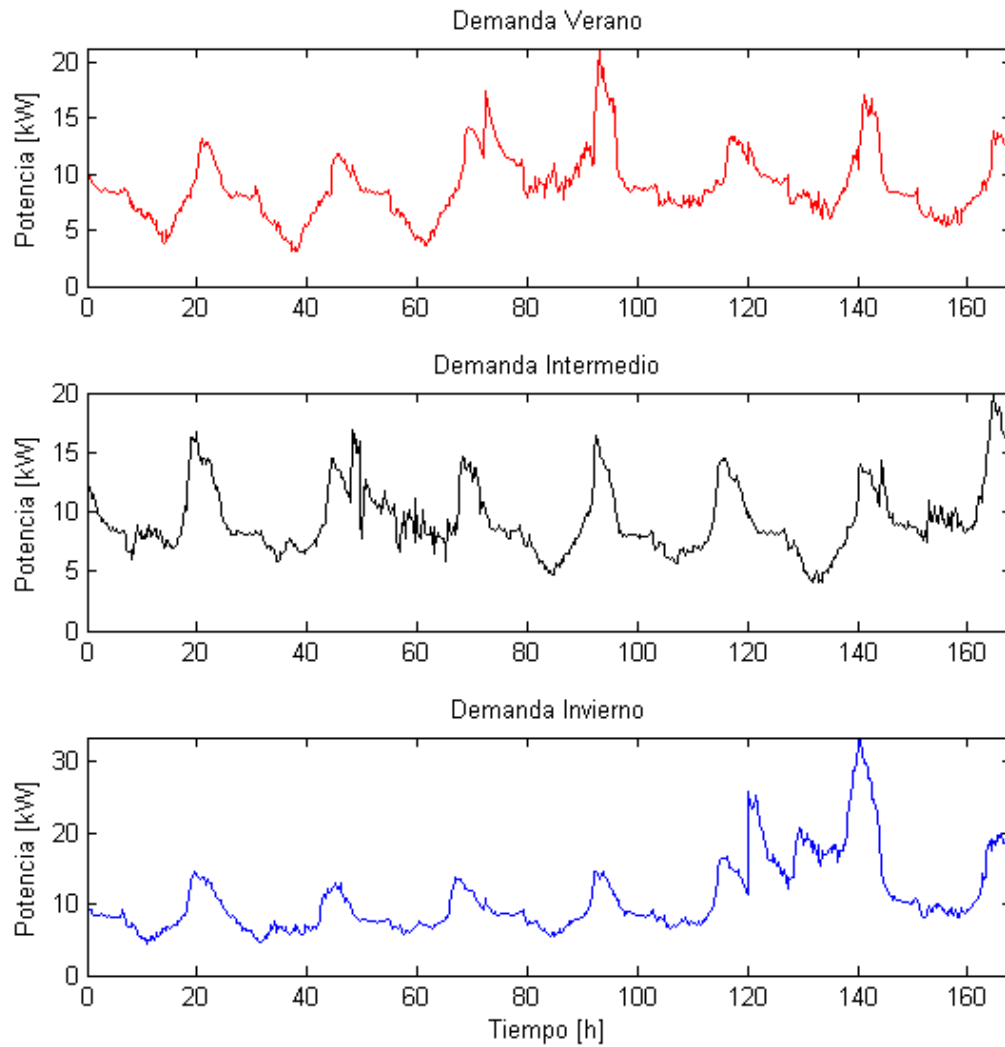


FIGURA 4.3. DEMANDA CASOS BASE

Por su parte, el generador térmico posee una curva que determina la cantidad de litros de diésel consumidos por hora dependiendo de la potencia extraída de este. Dichas curva se presenta en la Figura 4.4.

Curva de consumo del generador diésel

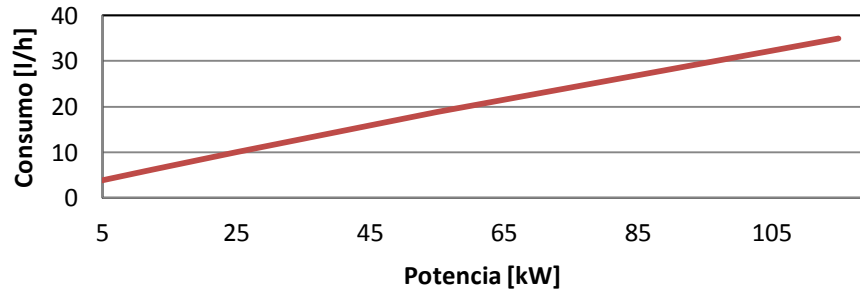


FIGURA 4.4. CURVA DE CONSUMO DEL GENERADOR DIÉSEL

4.1.2. ESCENARIO 1: VERANO

A continuación se presentan los resultados para el caso de los datos recogidos en verano. Los gráficos presentados en las siguientes secciones corresponden a dos días seguidos para permitir una mejor comprensión del comportamiento de la micro red, mientras que los cálculos de envejecimiento y costos térmicos se obtienen con la operación semanal (esto es válido tanto para la estación de verano, como para invierno y media estación). Al ser penalizados los niveles bajos de SOC aumentando su costo en la función objetivo, este sube de un promedio de 0,59 a 0,75, lo que se traduce en un menor gasto de su vida útil de 0,95% a 0,16% en el período de los 7 días del horizonte de optimización, resultando en un ahorro del 82% en este concepto.

Verano base

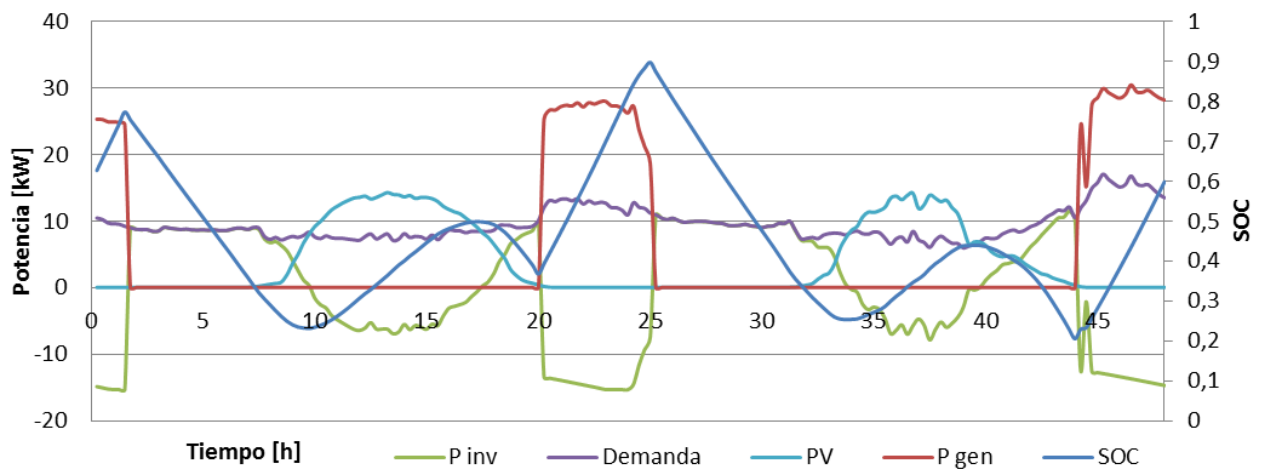


FIGURA 4.5. OPERACIÓN BASE VERANO

Por el lado de la operación del equipo térmico se pueden observar las diferencias en el perfil de consumo entre la Figura 4.5 y Figura 4.6, donde si bien se repite la periodicidad de su uso, este aumenta al optimizar la vida útil de la batería, aumentando sus costos en un 5%. Se puede notar que el optimizador da preferencia a la utilización por más horas del equipo por sobre a una utilización a mayor potencia, aumentando de 48,5 a 99,5 horas, conllevando esto en un aumento de 105% en el costo de mantención del equipo. Sin embargo al considerar este aumento, y sopesarlo con la ganancia en vida útil de la batería, se encuentra un ahorro total de entre 8% y 15% como se puede constatar en la Tabla 4.

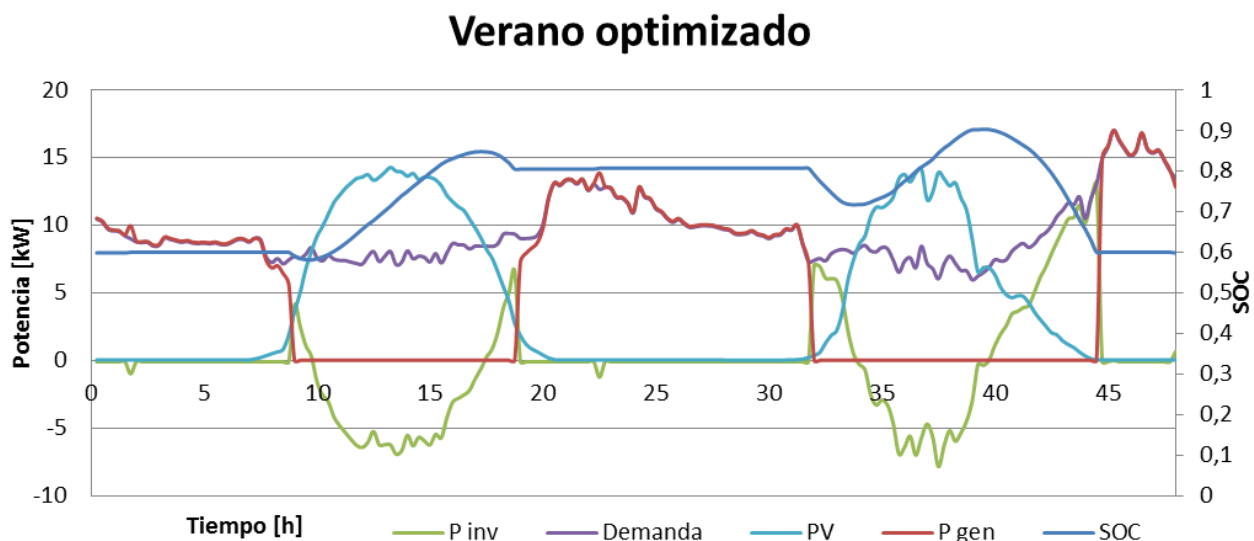


FIGURA 4.6 OPERACIÓN OPTIMIZADA VERANO

	Caso base	Caso optimizado	Diferencia [%]
Costo de uso de batería [\$CLP]	95.584	17.595	-82
Costo de Operación del Diésel [\$CLP]	197.866	207.239	+5
Costo mantención optimista/pesimista [\$CLP]	19.400/38.800	39.800/79.600	+105
Costo total optimista/pesimista [\$CLP]	312.815/332.251	264.635/304.435	-15/-8

TABLA 4 RESUMEN COSTOS VERANO

4.1.3. ESCENARIO 2: INVIERNO

En el escenario de invierno se esperaría un mayor estrés de los componentes de la micro red, ya que aunque existe mayor generación solar y eólica que en verano, la demanda crece en mayor medida. En este caso el SOC aumenta de un promedio de 0,52 a 0,79, resultando un ahorro de la vida útil menor que en el escenario previo. Se puede observar como en la Figura 4.7, una notable diferencia entre los perfiles de SOC radica en los períodos donde la batería no se carga ni

descarga, a diferencia del caso base donde esta no deja de utilizarse. Las razones para este comportamiento serán analizadas en la sección 4.2.

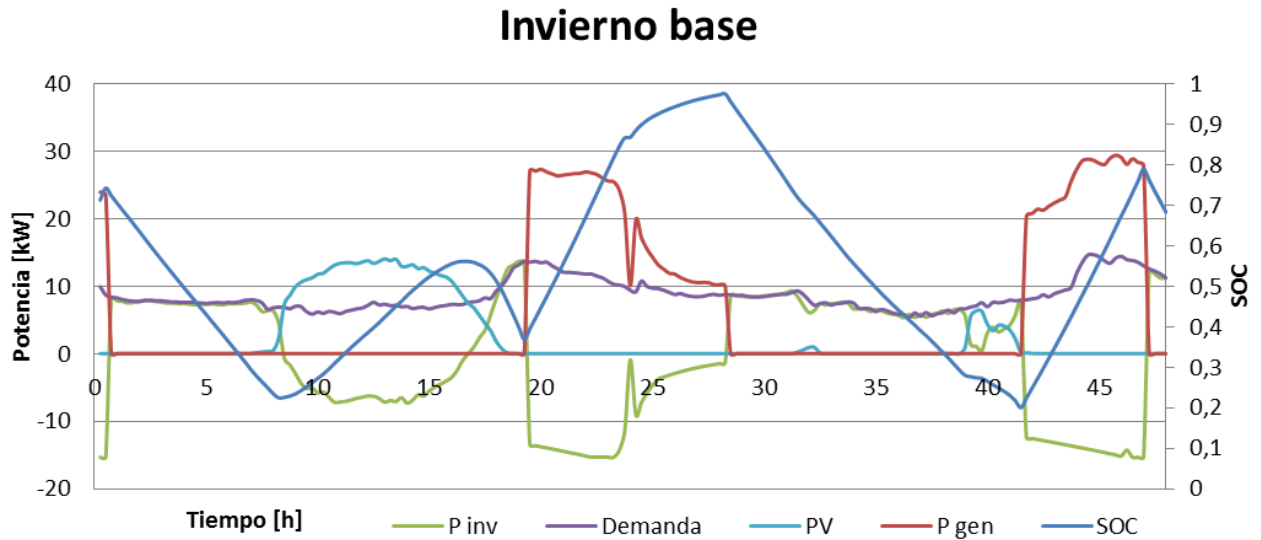


FIGURA 4.7 OPERACIÓN BASE INVIERNO

El comportamiento del diésel se asemeja al caso de verano, donde la periodicidad del actuar de este se repite, con períodos más prolongados y a un menor nivel de potencia. Existe una menor disponibilidad de energía para satisfacer los objetivos dispares de cargar la batería y ocupar menos diésel en comparación con el escenario de verano, con lo que se produce de todas maneras un ahorro en el costo combinado de estos dos factores entre 9% y 14%, debido a un muy pequeño aumento del costo de operación del equipo diésel en comparación con la vida útil ganada para el BESS, como se puede ver en la Tabla 5.

Invierno optimizado

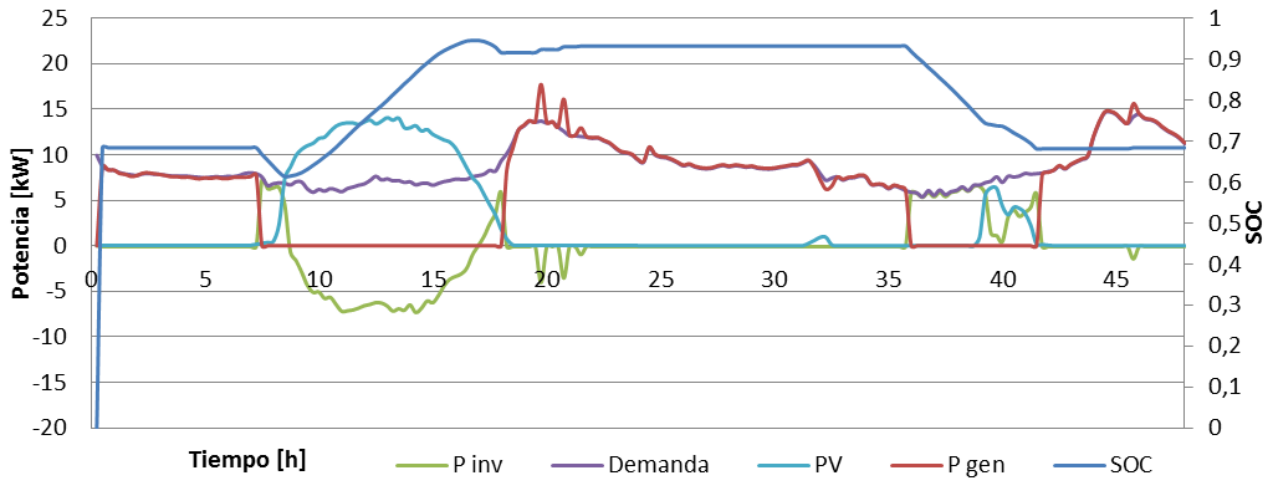


FIGURA 4.8 OPERACIÓN OPTIMIZADA INVIERNO

	Caso Base	Caso Optimizado	Diferencia [%]
Costo de uso de batería [\$CLP]	108.931	31.453	-71
Costo de Operación del Diésel [\$CLP]	223.792	234.010	+5
Costo mantención optimista/pesimista [\$CLP]	20.800/41.600	38.200/76.400	+84
Costo total optimista/pesimista [\$CLP]	353.523/374.323	303.663/341.863	-14/9

TABLA 5 RESUMEN COSTOS INVIERNO

4.1.4. ESCENARIO 3: MEDIA ESTACIÓN

Para el caso de la media estación del año, se presentan las curvas obtenidas durante una semana de septiembre. Se puede observar en la Figura 4.9 como el SOC se aumenta notablemente de 0,52 a 0,69 en promedio, lo que provoca un ahorro de un 68% en el costo de utilización de la batería.

Media estación base

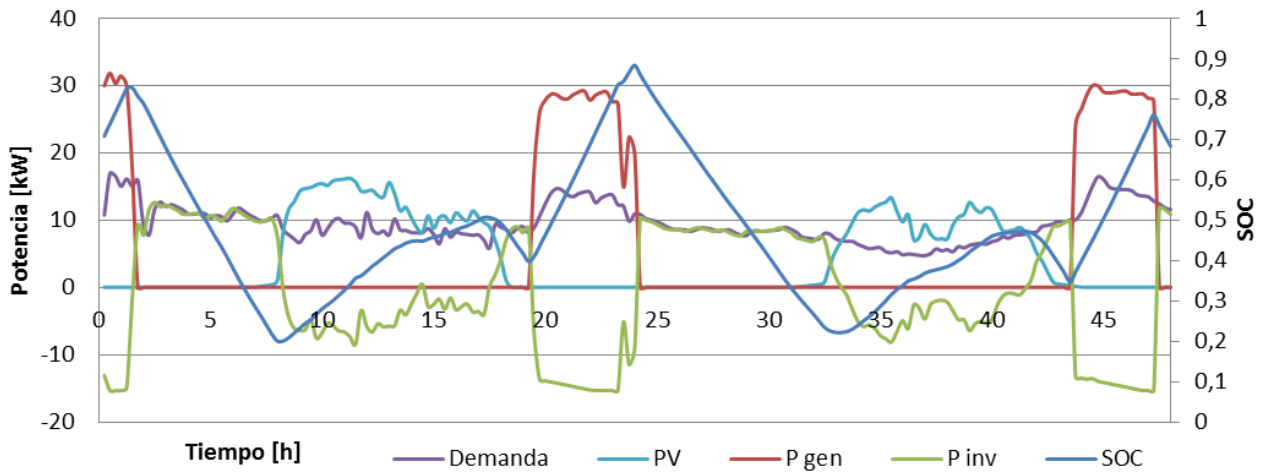


FIGURA 4.9 OPERACIÓN BASE MEDIA ESTACIÓN

Al observar la dinámica del funcionamiento del equipo térmico optimizando la vida de las baterías, se replica la utilización de este por periodos más largos en contraposición a la utilización de mayores potencias, pasando de operar 32 horas, a 82 en la semana. Como en los casos anteriores, aumentar el nivel del SOC implica una mayor utilización de combustible, el cual en este caso aumenta sus costos en un 5%, obteniendo un ahorro total de entre 9% y 15%.

Media estación optimizada

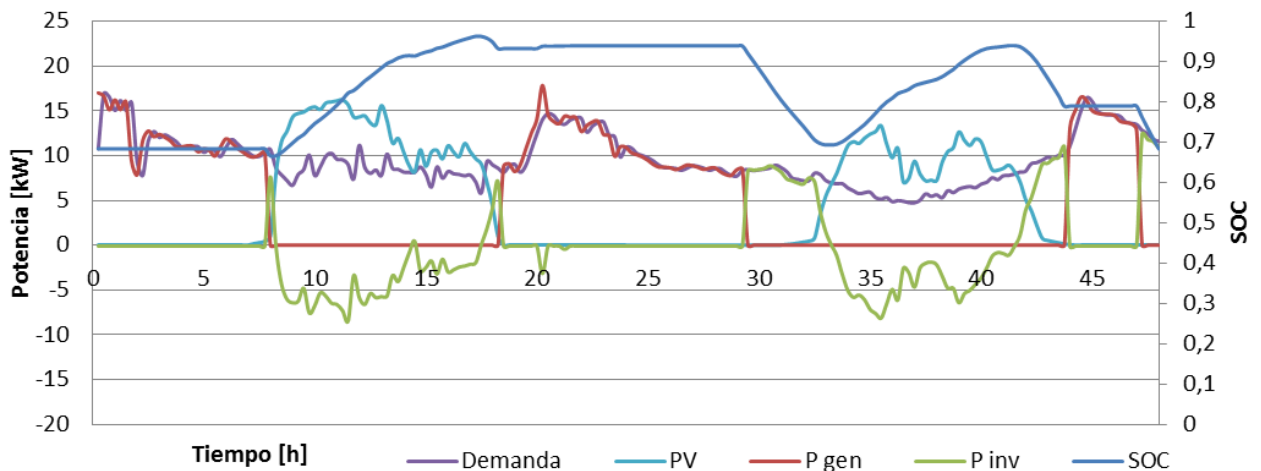


FIGURA 4.10 OPERACIÓN OPTIMIZADA MEDIA ESTACIÓN

	Caso Base	Caso Optimizado	Diferencia [%]
Costo de uso de batería [\$CLP]	102.714	33.356	-68
Costo de Operación del Diésel [\$CLP]	174.997	184.003	+5
Costo mantención optimista/pesimista [\$CLP]	15.600/31.200	38.200/65.600	+110
Costo total optimista/pesimista [\$CLP]	353.523/374.323	303.663/341.863	-15/9

FIGURA 4.11 RESUMEN COSTOS MEDIA ESTACIÓN

4.2. RESUMEN Y ANÁLISIS

En esta sección se conglomeran los principales resultados del estudio de los casos, para luego analizar los cambios en la operación del banco de baterías y equipo térmico, el efecto de variar el costo de inversión del banco de baterías, el costo de partida del equipo térmico, la eficiencia de conversión del inversor del BESS y una proyección a 10 años de los valores encontrados.

En la Figura 4.12 se resumen los costos asociados a la utilización del banco de baterías en las tres estaciones estudiadas junto con sus casos optimizados, apreciándose que el ahorro varía entre un 68% y 82%. Por su parte, los costos relativos a la operación y mantención del equipo térmico se muestran en el gráfico de la Figura 4.13. Los primeros aumentan en un 5% en todos los casos, mientras que los costos de mantención optimistas y pesimistas aumentan en un 50% aproximadamente. Luego en la Figura 4.14 se muestra un gráfico combinado de los tres valores para representar el costo total del sistema.

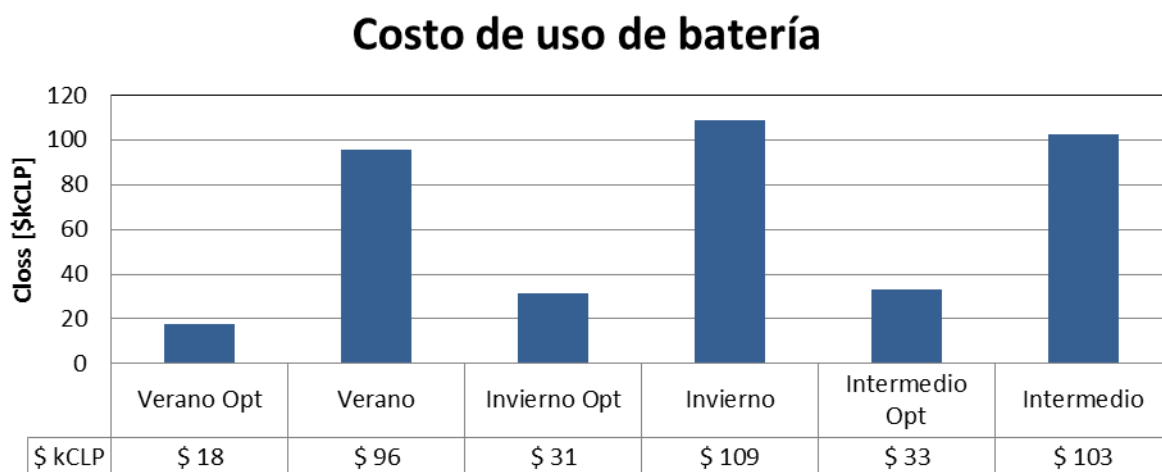


FIGURA 4.12 RESUMEN COSTO DE USO DE BATERÍA

Costo de operación y mantención del generador diésel

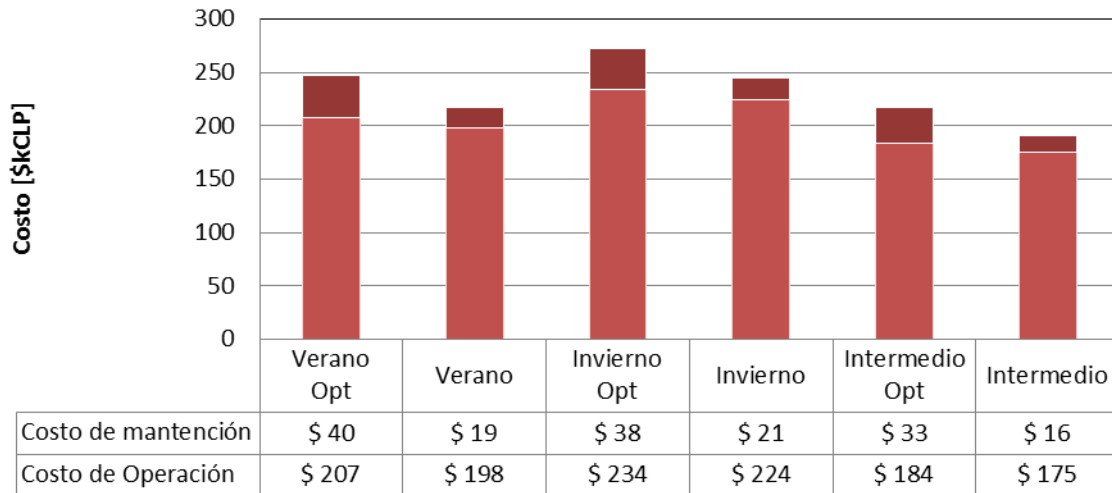


FIGURA 4.13 RESUMEN COSTOS TÉRMICOS CON MANTENCIÓN OPTIMISTA

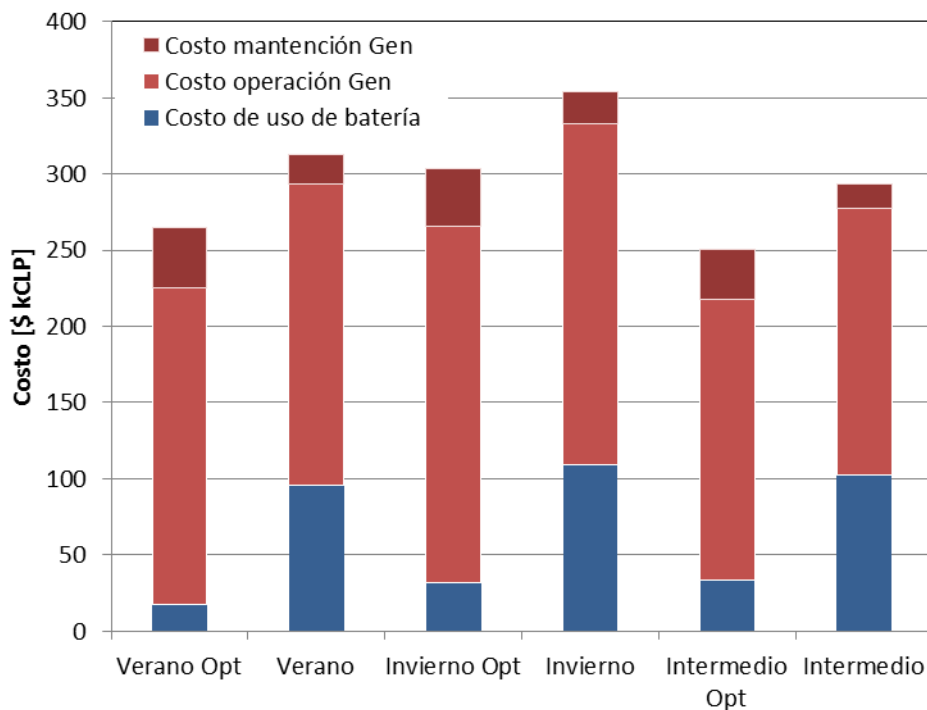


FIGURA 4.14 RESUMEN COSTOS TOTALES CON MANTENCIÓN OPTIMISTA

En cualquier caso, se disminuye el costo de la utilización del BESS por optimizar su envejecimiento, mientras que el costo de la operación y mantención del equipo térmico aumentan aunque en menor medida. Al combinar estos resultados se obtiene un ahorro neto en las tres estaciones, asumiendo una mantención optimista el ahorro total es del 15% (entre 40 y 50 mil peses según la estación) y para la mantención pesimista este ahorro baja al 8%.

Para entender cómo se constituye esta nueva operación de la micro red se utilizará de ejemplo el caso de la estación media. En la Figura 4.15 se muestra la potencia excedente y faltante en la micro red (azul y rojo respectivamente), siendo esta el resultado de restar el aporte de generación solar y eólica a la demanda del pueblo, mientras que en verde se encuentra el estado de carga del BESS. Se puede observar que siempre que hay excedente de potencia, este se utiliza para cargar la batería, pero también se carga cuando falta potencia, por lo tanto como se puede ver en la Figura 4.10, el diésel opera a una alta potencia para poder abastecer la demanda y a la vez cargar el banco. Esto implica que la potencia descargada de la batería cuesta lo que se consumió de diésel para cargarla, de esta manera la batería funciona como una extensión del equipo térmico sin tomar en cuenta que a diferencia de este, el banco tiene una vida útil definida por su capacidad. Ahora, en la Figura 4.16 se muestra el mismo caso esta vez con el SOH optimizado, en el cual se puede ver claramente que la batería solo se carga cuando existe exceso de potencia en la red, y se utiliza en mínima medida el diésel para cargarla, esto ya que es más barato que asumir conjuntamente el costo de envejecimiento y el del diésel para su carga. En la Tabla 6 se muestran las posibilidades para cargar el banco, a partir de potencia excedente o diésel, y el costo que implica en la micro red según su optimización.

	Costo de uso de batería en Caso Base	Costo de uso de batería en Caso Optimizado
Carga batería con excedente de potencia	Gratis	Costo de pérdida de vida útil
Carga batería con diésel	Costo diésel	Costo diésel + Costo de pérdida de vida útil

TABLA 6. COSTO DE USO DE BATERÍA SEGÚN OPTIMIZACIÓN

Con esto es fácil ver el por qué al optimizar la vida útil del banco, el equipo diésel baja su potencia, así abastece únicamente a la demanda del pueblo y el costo de utilización de la batería no se ve aumentado

SOC según excedente de potencia

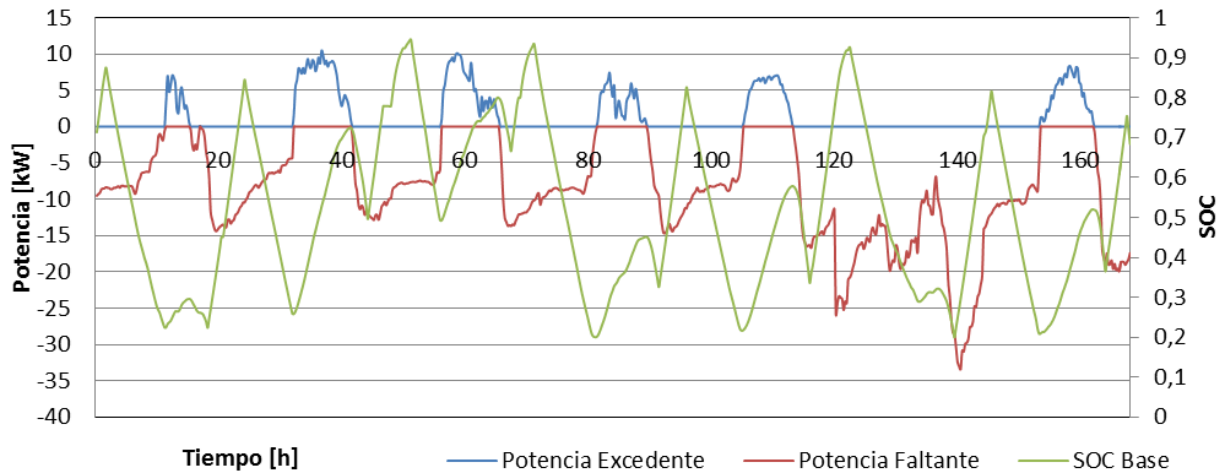


FIGURA 4.15. SOC SEGÚN EXCEDENTE DE POTENCIA CASO BASE

SOC según excedente de potencia

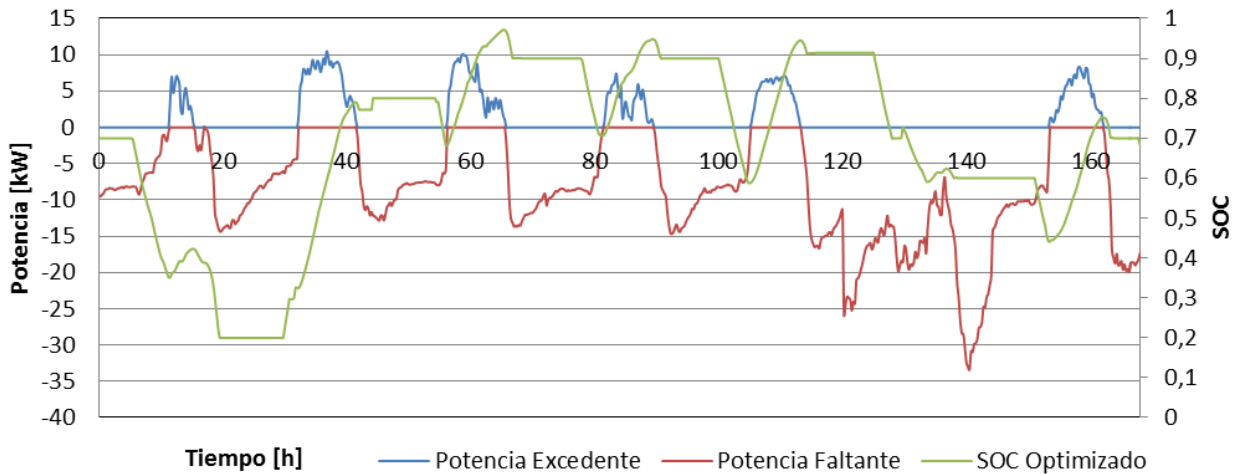


FIGURA 4.16. SOC SEGÚN EXCEDENTE DE POTENCIA CASO OPTIMIZADO

4.2.1. COSTO DE INVERSIÓN DEL BANCO DE BATERÍAS

Resulta de interés conocer el efecto del valor de inversión del banco de baterías sobre la operación de la micro red, sin modificar su capacidad nominal ni curva de pesaje. Para esto se utilizaron distintos costos de inversión del banco de baterías en el caso del verano (dada la similitud en los resultados de las distintas estaciones) y se observó la operación de la micro red y los distintos ahorros obtenidos. Como se puede observar en la Figura 4.17, el costo total de la

operación de la micro red contemplando costos térmicos y de envejecimiento de baterías tiende a estabilizarse debido a que al aumentar el costo de inversión del banco, se aumenta el costo del kWh utilizado de este, y se alcanza un punto donde es más barato consumir solamente diésel directamente para suplir la demanda y no cargar ni utilizar el banco de baterías, a partir de este punto el costo del banco es irrelevante y el costo total corresponde únicamente al consumo del equipo térmico.

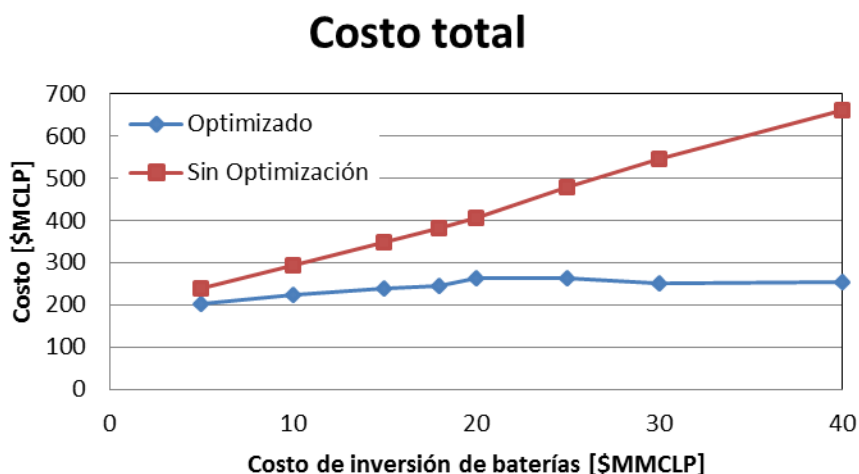


FIGURA 4.17. ENVEJECIMIENTO DEL BANCO DE BATERÍAS SEGÚN COSTO DE INVERSIÓN

4.2.2. COSTO DE PARTIDA DEL EQUIPO TÉRMICO

Por parte de la operación del diésel, existe un valor optimizable que refiere al costo de partida del equipo. Este valor, de 1.000 \$CLP por partida, pretende favorecer operaciones continuas por sobre activaciones del estado de encendido del equipo de corta duración. Este factor podría ser importante para disminuir el costo de la operación del equipo diésel, por lo que se calculó la relevancia sobre el costo total térmico de este. En la Tabla 7 se indican los costos de partida y el porcentaje del costo térmico total que implican, de estos se desprende que aunque no en todos los casos el número de partidas aumenta, el incremento en la participación global es menor a un 1% por lo que no sería un factor relevante en comparación con el total. Sin embargo, sería interesante estudiar distintas estrategias de adjudicación de costos de partida para estudiar distintos comportamientos que podrían resultar económicamente mejores.

Costo de partida del Diésel	Caso Base	Porcentaje del costo térmico total [%]	Caso Optimizado	Porcentaje del costo térmico total
Verano [\$CLP]	7.000	3.5	7.000	3.4
Invierno [\$CLP]	7.000	3.1	8.000	3.4
Media estación [\$CLP]	7.000	4	8.000	4.3

TABLA 7. COSTOS DE PARTIDA

Se estudió el comportamiento de la micro red en verano al adjudicar un valor nulo al costo de partida del equipo térmico, con tal de verificar su relevancia en cuanto la operación de esta. El resultado, en comparación con el caso optimizado muestra una operación del diésel utilizando los mismos períodos diarios (Figura 4.19), pero aumentando el número de partidas de 7 a 28. De alguna manera estos costos de partida y otros parámetros del equipo diésel representan también un modelo para medir su vida útil. Por el lado de la operación de la batería (Figura 4.18), esta muestra más micro ciclos de carga y descarga los cuales son propiciados por la operación del diésel anteriormente mencionada y, al igual que este, siempre se preferirá una operación más constante que rápidos cambios en la dirección de la potencia, ya que esto equivale a peaks de energía disipada que producen desgaste en los elementos electrónicos y mecánicos del equipo.

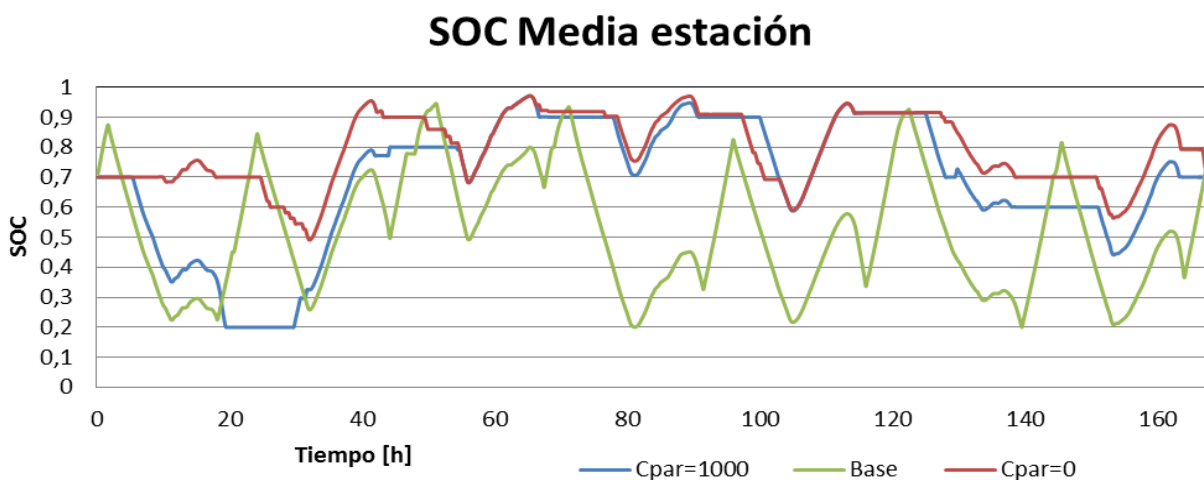


FIGURA 4.18. SOC SIN COSTO DE PARTIDA DEL DIÉSEL

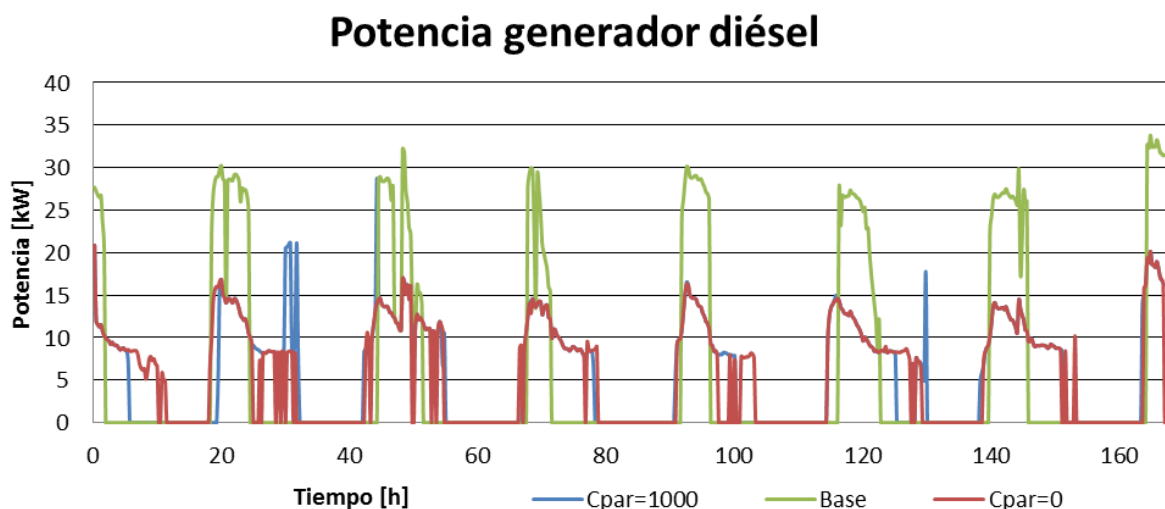


FIGURA 4.19. COSTO DE OPERACIÓN DEL DIÉSEL SIN COSTO DE PARTIDA

En cuanto a los costos térmicos y de vida útil del banco, los primeros deben compararse sin el costo de partida, ya que este es solo un desincentivo y no un valor real. En la Tabla 8 se indican

los valores que, de hecho, muestran una disminución total del costo de un 2,6% con respecto al caso optimizado, debido principalmente a que se logra aumentar la vida útil del banco en un 21% con respecto al caso optimizado. Sin embargo este resultado podría variar para distintos casos y no refleja el impacto negativo de aumentar de 7 a 28 partidas del equipo diésel (de una diaria a cuatro aproximadamente) ni de los microciclos en la operación del BESS.

	Caso Optimizado	Caso Optimizado Sin costo de partida	Diferencia [%]
Costo de uso de batería [\$CLP]	33.356	26.283	-21
Costo de Operación del Diésel [\$CLP]	176.004	177.531	+0.8
Costo total [\$CLP]	209.360	203.815	-2.6

TABLA 8. EVALUACIÓN ECONÓMICA SIN COSTO DE PARTIDA

4.2.3. EFICIENCIA DE CARGA

Las pruebas efectuadas en este documento se realizan con eficiencias de carga y descarga del inversor del BESS de 0,95, resulta de interés observar el comportamiento de la micro red utilizando una eficiencia menor para representar un estado deteriorado de dicho inversor, para esto, se utilizó el caso de invierno con una eficiencia de 0,7. Los resultados en la Figura 4.20 y Figura 4.21 muestran una semejanza con los casos optimizados anteriormente, la cual radica en los períodos inactivos del banco pero esta vez, también en el caso base. Esto se debe a que la ineficiencia del inversor para convertir la energía implicaría un mayor gasto de diesel para cargar el banco, particularmente se tiene un caso con el segundo día nublado por lo que el primer día sería más representativo de un día normal, en este, la batería solo se descarga para apoyar los momentos de transición del equipo térmico de apagado a encendido y viceversa, mientras que en el caso optimizado se prefiere cargar el máximo de batería con la energía solar. Si bien este cambio de parámetro muestra una operación similar al de la optimización de la vida útil de la batería, el fenómeno que representa es distinto y sus implicancias radican en la carga de esta con diesel, ya que la ineficiencia del inversor no diferencia entre carga proveniente del equipo electrógeno o del excedente de energías renovables afectando a ambos por igual, siendo este último de costo cero.

Invierno base eficiencia del inversor 0.7

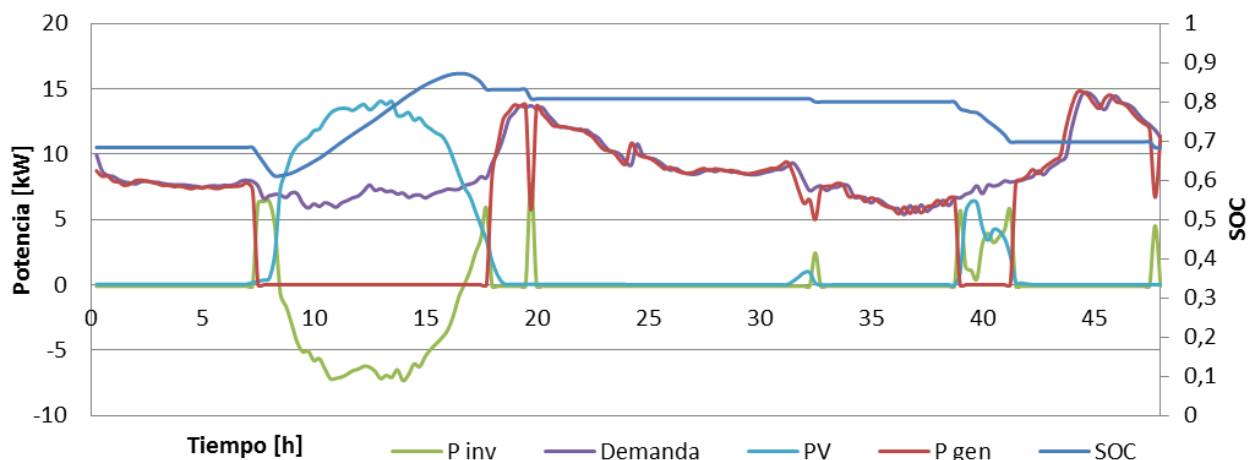


FIGURA 4.20. OPERACIÓN INVIERNO BASE CON EFICIENCIA DE INVERSOR 0.7

Invierno optimizado eficiencia del inversor 0.7

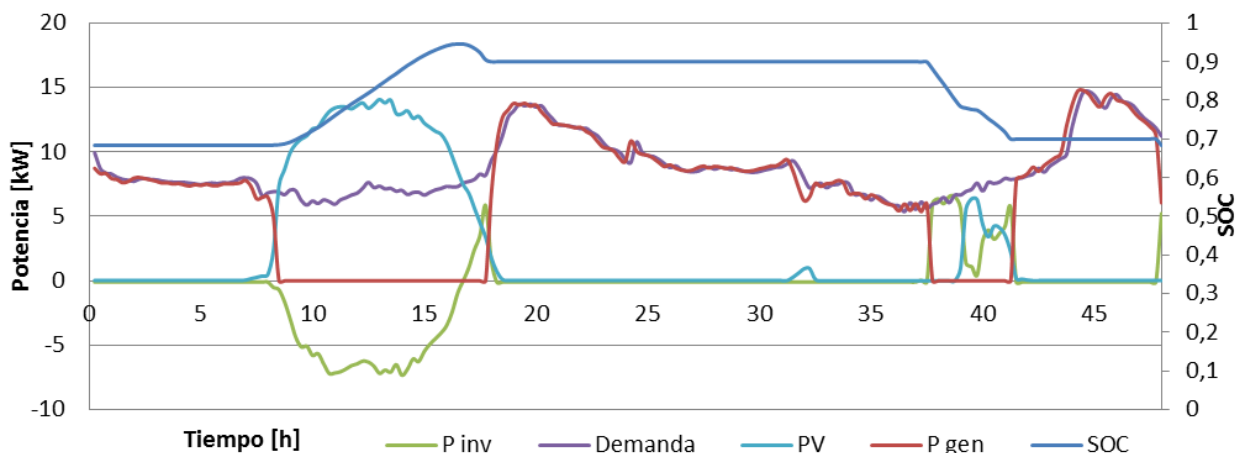


FIGURA 4.21. OPERACIÓN INVIERNO OPTIMIZADA CON EFICIENCIA DE INVERSOR 0.7

4.2.4. PROYECCIÓN DE COSTOS

Para finalizar este análisis se recreó la operación de Huatacondo en un año completo, concatenando los resultados de las distintas estaciones (Verano – Media estación – Invierno – Media estación). Este año se proyecta a diez con tal de tener una estimación del costo del proyecto a mediano plazo.

En la Tabla 9 se presentan los resultados de proyectar la operación anual a 10 años, utilizando la ecuación (4.5) que trae a valor presente los costos térmicos, de reemplazo del banco de baterías y de mantenimiento del equipo electrógeno en este periodo. Estas cifras no consideran una variación

del precio del combustible en el tiempo, así como del valor del banco de baterías, el cual podría abarataarse debido a el avance de la tecnología o encarecerse por una decisión de aumento de tamaño de este, por lo que los resultados presentados en esta tabla sirven como comparación entre el caso base y el caso con optimización de la vida del banco y no como análisis económico de la red a futuro.

Proyectado a 10 años	Caso Base	Caso Optimizado	Diferencia [%]
Años de vida útil de la batería	2,02	6,7	+232
Costo reemplazos de baterías [\$CLP]	36.781.770	16.178.079	-56
Costo de operación del Diésel [\$CLP]	56.952.818	59.852.307	+5
Costo de mantención del Diésel optimista/pesimista [\$CLP]	1.135.468/2.270.937	2.384.484/4.768.968	+110
Costo total optimista/pesimista [\$CLP]	94.870.057/96.060.603	78.414.871/80.919.356	-17/-16

TABLA 9. COSTOS PROYECCIÓN A 10 AÑOS

A primera vista el aumento de la vida útil de la batería en un 255%, de 2 a 7 años aproximadamente parece poco realista. Para corroborar esto se tomó en cuenta la sumatoria total de potencia en el tiempo descargada del banco de baterías, antes de pasar por el pesaje de la curva de envejecimiento. Resultando para todo el año una descarga en el caso base de 30.533 kWh (ver Tabla 10), y de 9.962 kWh en el caso optimizado, lo que representa una disminución del 67% del consumo, por lo tanto, suponiendo (tal como fue la hipótesis bajo la que se sustenta este estudio) que la vida de la batería puede medirse por la cantidad de energía descargada de ella, puede estimarse que la batería durará aproximadamente tres veces más. La fracción faltante entre la ganancia en envejecimiento de la batería (-72%) y la energía total extraída del banco (-67%) corresponde a alargue de la vida útil de la batería debido a la curva de pesaje efectivo.

Proyectado a 10 años	Caso Base	Caso Optimizado	Diferencia [%]
Años de vida útil de la batería	2,02	6,7	+232
Porcentaje de envejecimiento en un año [%]	49,58	13,92	-72
Energía total descargada del BESS [kWh]	30.535	9.962	-67

TABLA 10. ENERGÍA TOTAL DESCARGADA DEL BESS

5. CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

5.1. CONCLUSIONES

En esta memoria se presenta el estado del arte de los modelos de envejecimiento de baterías enfocados a la optimización de micro redes. Entre ellos varía la complejidad y necesidad de datos para lograr una fidelidad del modelo con respecto al comportamiento real. El modelo elegido corresponde a uno de relativa simpleza y cuyas constantes son fácilmente obtenibles a partir de un set de pruebas del banco a distintas profundidades de descarga. Aún más, destaca el hecho de no necesitar hardware extra para la micro red tales como sensores de temperatura, los cuales complican su aplicación e introducen nuevas fuentes de error.

La factibilidad de programar un modelo en un código existente como es el EMS trabajado radica en entender cómo fue diseñado este. Para el caso era necesario convertir la curva de pesaje efectivo en una función escalonada por tramos y aplicar las restricciones del enfoque MIP. Con esto, cualquier banco puede ser estudiado en el EMS, eligiendo el número de tramos que mejor se adapte a la curva de pesaje que proporcione e introduciendo las constantes de esta en la base de datos.

El no considerar el envejecimiento del banco de baterías en el problema de optimización implica una mala gestión de este y de la micro red en general. Esto queda demostrado al obtener ahorros entre 9% y 15% cuando se considera tanto el costo de la operación y mantenimiento del generador térmico y el desgaste de la vida útil de las baterías. Al tener un modelo de envejecimiento, la batería tiende a cargarse con el excedente de energías renovables presentes en la red, para con esto adjudicarse solo el costo que su envejecimiento tiene, mientras que al no tenerlo, esta se carga utilizando diésel y asumiendo este costo, sin llevar una cuenta del valor de utilización que tiene el banco al tener una vida definida por su capacidad y modo de utilización.

El aumento del costo de operación del equipo térmico ronda en el 5% el cual se ve expresado en operaciones más prolongadas del equipo, asociadas solo a suplir la demanda del pueblo, y no a cargar el banco, lo que por su parte aumenta la frecuencia de la necesidad de efectuar mantenimientos en la máquina. El costo asociado a las partidas del generador diésel no es relevante en comparación al consumo mismo de combustible, pues estos costos aumentan menos de un 1% al optimizar la vida del banco y su eliminación produce una operación con periodos breves que deterioran físicamente al mismo equipo y al resto de la red. Por su parte, la vida útil del banco de baterías se logra aumentar entre un 68% y 82% dependiendo la estación del año y al estimar una operación de mediano plazo de 10 años el ahorro llega al 72% en uso de baterías, mientras que el costo de operación y mantenimiento del equipo diésel aumenta solo en un 8%, resultando un ahorro final de 17% equivalente a unos 16 millones de pesos aproximadamente.

Se puede concluir que la evidencia arroja la necesidad de incluir modelos de envejecimiento en la optimización de la operación de micro redes debido al alto impacto económico que significa y

encontrar el modelo que mejor se adapte a la operación real del banco es de gran importancia para que los resultados sean fidedignos.

5.2. TRABAJO FUTURO

Entre los aspectos que esta memoria propicia continuar destacan:

- Mejoras en la malla escalonada para mejorar tiempos de solución, fiabilidad y recursos computacionales o encontrar otras formulaciones que también permitan mantener el problema lineal.
- Implementación de otros modelos de envejecimiento para comparar resultados.
- Implementación de curvas de pesaje para distintos tipos de bancos para estudiar la conveniencia de su utilización en la micro red.
- Estudio del comportamiento del envejecimiento de la batería al utilizar costos extra al uso del diésel del tipo sociales/medioambientales.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Garrido Echeverría, Natalia. Análisis y evaluación ambiental proyecto sistema de energización sustentable para Huatacondo, comuna Pozo al Monte, Región de Tarapacá. (Memoria para optar al título de Geógrafa) . Santiago, Chile, Universidad de Chile, 2010.
- [2] Centro de energía Universidad de Chile, Proyecto ESUSCON en Huatacondo. Available <http://www.centroenergia.cl/ce-fcfm/?page_id=1004>.
- [3] Lanás Montecinos, Fernando. Desarrollo y validación de un modelo de optimización energética para una microred. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista). Santiago, Chile, Universidad de Chile, 2011.
- [4] R. Palma-Behnke, C. Benavides, F. Lanás, B. Severino, L. Reyes, J. Llanos, D. Sáez, “A Microgrid Energy Management System Based on the Rolling Horizon Strategy”. IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, VOL. 4, NO. 2, JUNE 2013.
- [5] D. Guasch, S. Silvestre, “Dynamic battery Model for Photovoltaic Applications”. Prog. Photovolt: Res. Appl. 2003; 11:193–206 (DOI: 10.1002/pip.480).
- [6] B. Zhao, X. Zhang, J. Chen, C. Wang, L. Guo, “Operation Optimization of Standalone Microgrids Considering Lifetime Characteristics of Battery Energy Storage System”. IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY, 2013. (Volume:4 , Issue: 4). Page(s): 934 – 943.
- [7] F. García, C. Bordons, “Optimal Economic Dispatch for Renewable Energy Microgrids with Hybrid Storage using Model Predictive Control”. Industrial Electronics Society, IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE. Page(s):7932 – 7937.
- [8] S. Drouilhet, B.L. Johnson, “A Battery Life Prediction Method for Hybrid Power Applications”. 35th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit Reno, Nevada January 6-9, 1997.
- [9] S.A. Pourmousavi, R. Sharma, B. Asghari, “A Framework for Real-Time Power Management of a Grid-Tied Microgrid to Extend Battery Lifetime and Reduce Cost of Energy”. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES. Page(s):1 – 8.
- [10] A. Hooshmand, B. Asghari, R. Sharma, “Novel Cost-Aware Multi-Objective Energy Management Method for Microgrids”. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2013 IEEE PES. Page(s):1 – 6.
- [11] O. Lavrova, F. Cheng, Sh. Abdollahy, H. Barsun, A. Mammoli, D. Dreisigmayer, S. Willard, B. Arellano, C. van Zeyl, “Analysis of Battery Storage Utilization for Load Shifting and Peak Smoothing on a Distribution Feeder in New Mexico”. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES. Page(s):1- 6.

[12] H. Khasawneh, M. Illindala, “Battery cycle life balancing in a microgrid through flexible distribution of energy and storage resources”. *Journal of Power Sources* 261 (2014) 378e388. Industrial & Commercial Power Systems Tehcnical Conference (I&CPS), 2014 IEEE/IAS 50th. Page(s):1 – 9.