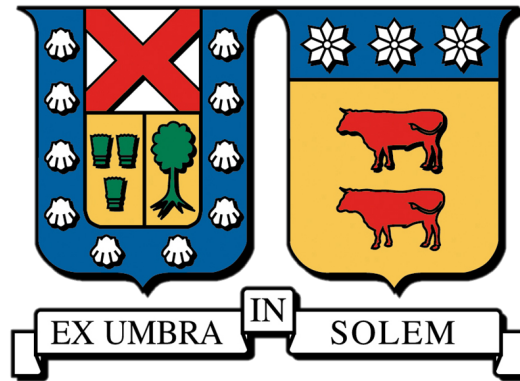


**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA
MARÍA**
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Desarrollo de un *Energy Management System* considerando la modelación del *Unit Commitment*, el flujo óptimo de potencia AC, y modelos de carga de procesos productivos de pequeña escala para microrredes aisladas.

Sebastián Vicente Olivares Ortega

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

Profesor Guía: Danny Alexander Espín Sarzosa
Profesor Co-referente: Felipe Valencia Arroyave

Este trabajo ha sido apoyado por SERC Chile FONDAP/CONICYT número
1523A0006.

FEBRERO-2025

Agradecimientos

En primer lugar, quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mis padres, quienes me han apoyado incondicionalmente a lo largo de mi vida y, en especial, durante esta desafiante etapa universitaria. Su esfuerzo y dedicación han sido fundamentales para mi desarrollo, tanto académico como personal, además de inculcarme valores esenciales que me han guiado a lo largo de toda mi vida.

A mi familia —tíos, tías, abuelos, abuelas, primos y primas—, por su constante aliento, por motivarme a superar mis propios límites y por brindarme su apoyo incondicional en cada etapa de este proceso que ha sido mi vida universitaria.

A mis amigos y compañeros dentro y fuera de la universidad, quienes han hecho de estos años una experiencia invaluable, llena de aprendizaje y momentos significativos, que recordaré a lo largo de toda mi vida.

A mi pareja, por acompañarme y alentarme durante el desarrollo de este trabajo, por ayudarme a seguir adelante en los momentos difíciles, además de brindarme su apoyo incondicional en estos últimos meses.

Tabla de Contenidos

1	Introducción	1
1.1	Justificación del tema	1
1.2	Objetivos	3
1.2.1	Objetivo General	3
1.2.2	Objetivos específicos	3
1.2.3	Estructuración del trabajo	4
2	Marco Teórico	5
2.1	Microrredes	5
2.2	Arquitecturas de Control de MGs	8
2.3	Energy Management System	11
2.4	Incertidumbres y Desafíos del EMS en las MGs	13
2.5	Unit Commitment	15
2.6	Flujo de Potencia Óptimo en AC	16
2.7	Procesos Productivos De Pequeña Escala	20
3	Formulación	23
3.1	Horizonte de tiempo variable	23
3.2	Formulación del EMS	29
4	Caso de Estudio	38
4.1	Introducción	38
4.2	Contexto	38
4.3	Caso de estudio implementado	40
4.4	Implementación del EMS	43
4.4.1	Aspectos técnicos	43
4.4.2	Aspectos económicos	49
4.4.3	Aspectos computacionales	51

5	Resultados y Análisis	52
5.1	Resultados del experimento 1	52
5.2	Resultados del experimento 2	63
5.3	Comparación experimento 1 y experimento 2	75
6	Conclusiones y trabajo futuro	77

Lista de Tablas

3.1	Representación de las primeras horas del horizonte de tiempo variable	24
3.2	Representación del equivalente a 3 horas en un horizonte de tiempo variable.	24
4.1	Parámetros técnicos de la planta fotovoltaica del sistema de 9 barras, obtenidos de [1] y experiencia práctica.	43
4.2	Parámetros de la unidad térmica G1, obtenidos de [2].	46
4.3	Parámetros de la batería B1	47
4.4	Demandas constantes del sistema de 9 barras, obtenidas de [3].	48
4.5	Intervalos de duración variable a utilizar en el caso de estudio.	49
5.1	Estadísticas de tiempo y costos de las 144 resoluciones realizadas por el EMS a lo largo del día de operación del experimento 2.	62
5.2	Estadísticas de tiempo y costos de las 144 resoluciones realizadas por el EMS a lo largo del día de operación del experimento 2.	74
5.3	Comparación de tiempos y costos entre experimentos	75

Lista de Figuras

2.1	Estructura general de una MG en AC.	6
2.2	Pronóstico del aumento en el mercado de las MGs en el año 2029, extraído de [4]. . .	7
2.3	Estructura del control jerárquico de las MGs.	8
2.4	Comparación de la estructura del control secundario en el caso centralizado v/s descentralizado, extraída de [5] y modificada.	9
2.5	Diagrama de bloque de una estrategia de control PQ, extraída de [6] y modificada. .	10
2.6	Diagrama de bloque de una estrategia de control V/f, extraída de [6] y modificada. .	10
2.7	Diagrama de bloque de una estrategia de control <i>droop</i> , extraída de [6].	10
2.8	Diagrama básico del sistema de gestión de energía de una MG, extraída de [7]. . . .	12
2.9	Modelo equivalente de línea de transmisión de la MG.	18
3.1	Representación de la potencia de la unidad térmica de alta potencia durante su encendido, incluyendo la fase de sincronización y <i>soak</i> , extraída de [8].	27
3.2	Representación de la potencia de la unidad térmica de alta potencia durante su apagado, incluyendo la fase de desincronización, extraída de [8].	27
4.1	Ubicación geográfica de Huatacondo.	39
4.2	Esquema de un pequeño proceso productivo de secado solar, implementado en Caleta Vítor y en Valle de Chaca, extraído de [9].	40
4.3	Sistema de 9 barras basado en las características de la MG de Huatacondo y en las simulaciones realizadas en [3].	41
4.4	Planta fotovoltaica de la MG a utilizar, extraída de [1].	42
4.5	Banco de baterías de la MG a utilizar, extraída de [1].	42
4.6	Generador térmico a utilizar en la MG de 9 barras, extraído de [10].	42
4.7	Irradiancia para los días 12/02/2016 y 13/02/2016, obtenidos de [11]	45
4.8	Irradiancia para los días 07/05/2016 y 08/05/2016, obtenidos de [11]	45
4.9	Evolución de la componente flexible del SPP para 24 horas, considerando adaptación a intervalos de tiempo variables para su implementación en el EMS.	47

4.10	Evolución del SPP para 24 horas, considerando adaptación a intervalos de tiempo variables para su implementación en el EMS.	48
5.1	Despacho económico del sistema para el experimento 1. Hora de inicio: 00:00 del 12/02/2016, Hora de fin: 00:00 del 13/02/2016.	53
5.2	Estado de carga de la batería, junto con su carga y descarga, para el experimento 1. Hora de inicio: 00:00 del 12/02/2016, Hora de fin: 00:00 del 13/02/2016.	55
5.3	Despacho económico para una resolución del EMS con Hora de inicio a las 08:00 del 12/02/2016 y Hora de fin a las 08:00 del 13/02/2016.	56
5.4	Estado de carga de la batería, junto con su carga y descarga, para una resolución del EMS con Hora de inicio a las 08:00 del 12/02/2016, Hora de fin: 08:00 del 13/02/2016.	56
5.5	Reserva del sistema del tipo primaria en subida y en bajada, con participación de la unidad térmica $(r_g^{1,up}, r_g^{1,dn})$ y de la batería (R_b^{DN}, R_b^{UP}) para el experimento 1. Hora de inicio: 00:00 del 12/02/2016, Hora de fin: 00:00 del 13/02/2016.	57
5.6	Reserva del sistema del tipo secundaria en subida y en bajada, con participación de la unidad térmica $(r_g^{2,up}, r_g^{2,dn})$ para el experimento 1. Hora de inicio: 00:00 del 12/02/2016, Hora de fin: 00:00 del 13/02/2016.	58
5.7	Balance de generación y demanda reactiva, para el experimento 1. Hora de inicio: 00:00 del 12/02/2016, Hora de fin: 00:00 del 13/02/2016.	59
5.8	Potencia vertida y no suministrada del sistema, para el experimento 1. Hora de inicio: 00:00 del 12/02/2016, Hora de fin: 00:00 del 13/02/2016.	60
5.9	Valor de la función objetivo del EMS para cada instante del día de operación, para el experimento 1. Hora de inicio: 00:00 del 12/02/2016, Hora de fin: 00:00 del 13/02/2016.	61
5.10	Valor acumulado de la función objetivo del EMS a lo largo de día de operación, para el experimento 1. Hora de inicio: 00:00 del 12/02/2016, Hora de fin: 00:00 del 13/02/2016.	62
5.11	Despacho económico del sistema para el experimento 2. Hora de inicio: 00:00 del 07/05/2016, Hora de fin: 00:00 del 08/05/2016.	63
5.12	Estado de carga de la batería, junto con sus potencias de carga y descarga, del experimento 2. Hora de inicio: 00:00 del 07/05/2016, Hora de fin: 00:00 del 08/05/2016.	65
5.13	Balance de generación y demanda reactiva del experimento 2. Hora de inicio: 00:00 del 07/05/2016, Hora de fin: 00:00 del 08/05/2016.	67
5.14	Potencia vertida y no suministrada del sistema, para el experimento 2. Hora de inicio: 00:00 del 07/05/2016, Hora de fin: 00:00 del 08/05/2016.	67

5.15	Estado de carga de la batería, junto con sus potencias de carga y descarga, para una resolución del EMS con hora de inicio a las 23:00 del 07/05/2016 y hora de fin a las 23:00 del 08/05/2016.	69
5.16	Reserva del sistema del tipo primaria en subida y en bajada, con participación de la unidad térmica $(r_g^{1,up}, r_g^{1,dn})$ y de la batería (R_b^{DN}, R_b^{UP}) para el experimento 2. Hora de inicio: 00:00 del 07/05/2016, Hora de fin: 00:00 del 08/05/2016.	70
5.17	Reserva del sistema del tipo secundaria en subida y en bajada, con participación de la unidad térmica $(r_g^{2,up}, r_g^{2,dn})$ para el experimento 2. Hora de inicio: 00:00 del 07/05/2016, Hora de fin: 00:00 del 08/05/2016.	71
5.18	Valor de la función objetivo del EMS para cada instante del día de operación, para el experimento 2. Hora de inicio: 00:00 del 07/05/2016, Hora de fin: 00:00 del 08/05/2016.	72
5.19	Valor de la función objetivo del EMS para cada instante del día de operación para el experimento 2, acercamiento. Hora de inicio: 00:00 del 07/05/2016, Hora de fin: 00:00 del 08/05/2016.	73
5.20	Valor acumulado de la función objetivo del EMS a lo largo de día de operación, para el experimento 2. Hora de inicio: 00:00 del 07/05/2016, Hora de fin: 00:00 del 08/05/2016.	74

Nomenclatura

Índices y Sets

- g : Índice de la unidad generadora.
- k : Índice del intervalo de tiempo.
- b : Índice de la unidad de almacenamiento de energía.
- r, s : Índice de las barras del sistema.
- ω : Índice del dispositivo activo del proceso productivo de pequeña escala.
- j : Índice de los tipos de encendido de unidad térmica.
- n : Índice del centro de carga.
- m : Índice de las unidades de generación renovable.
- w : Índice del tipo de reserva.
- K : Conjunto de periodos de tiempo a lo largo del horizonte de tiempo.
- G : Conjunto de unidades generadoras térmicas del sistema.
- B : Conjunto de unidades de almacenamiento de energía del sistema.
- Ω : Conjunto de dispositivos activos de procesos productivos de pequeña escala.
- ψ : Conjunto de zonas de tiempo.
- W : Conjunto de tipos de reservas del sistema.
- $K-$: Conjunto de periodos de tiempo extendido al pasado, incluye el horizonte de análisis.
- $K+$: Conjunto de periodos de tiempo extendido al futuro, incluye el horizonte de análisis.

- K^{ext-} : Conjunto de periodos de tiempo extendido al pasado, no incluye el horizonte de análisis.
- K^{ext+} : Conjunto de periodos de tiempo extendido al futuro, no incluye el horizonte de análisis.

Variables

- $P_g(k)$: Potencia generada por la g -ésima unidad en el periodo k .
- $y_g(k)$: Variable binaria de encendido de la g -ésima unidad. (1 cuando la unidad se enciende durante el k -ésimo periodo, 0 en otros casos.)
- $y_g^j(k)$: Variable binaria de encendido de la g -ésima unidad, para el j -ésimo tipo de encendido.
- $z_g(k)$: Variable binaria de apagado de la g -ésima unidad. (1 cuando la unidad se apaga durante el k -ésimo periodo, 0 en otros casos.)
- $P_b^{ch}(k)$: Potencia consumida por la b -ésima batería, en el k -ésimo periodo, para la carga de la unidad de almacenamiento de energía.
- $P_b^{dis}(k)$: Potencia inyectada por la b -ésima batería, en el k -ésimo periodo, para la descarga de la unidad de almacenamiento de energía.
- $P_{US}(k)$: Potencia no servida en el k -ésimo periodo.
- $P_{curt}(k)$: Potencia vertida por en el k -ésimo periodo.
- $\delta_g(k)$: Variable binaria de operación de la g -ésima unidad, en el k -ésimo periodo. (1 cuando la unidad está encendida, 0 cuando esta apagada.)
- $\delta_g^{sync}(k)$: Variable binaria de operación, en estado de sincronización, de la g -ésima unidad, en el k -ésimo periodo.
- $\delta_g^{soak}(k)$: Variable binaria de operación, en estado de *soaking* o calentamiento, de la g -ésima unidad, en el k -ésimo periodo.
- $\delta_g^{dis}(t)$: Variable binaria de operación, en estado de despachable, de la g -ésima unidad, en el k -ésimo periodo.
- $\delta_g^{R2}(k)$: Variable binaria de aporte a la reserva secundaria, la cuál sólo puede tener valor igual a 1 cuando la g -ésima unidad se encuentra en el estado despachable en el k -ésimo periodo.

- $\delta_g^{des}(k)$: Variable binaria de operación, en estado de desincronización, de la g -ésima unidad, en el k -ésimo periodo.
- $y_b^{ch}(k)$: Variable binaria de carga de b -ésima batería. (1 cuando la batería se encuentra cargando, 0 en cualquier otro caso.)
- $y_b^{dis}(k)$: Variable binaria de descarga de b -ésima batería. (1 cuando la batería se encuentra descargando, 0 en cualquier otro caso.)
- $E_b(k)$: Energía almacenada en la batería en el k -ésimo periodo.
- E_b^{final} : Valor de referencia final de energía para la b -ésima batería.
- $p_g^{soak}(k)$: Variable de la potencia generada por la g -ésima unidad, en el estado de *soaking* o calentamiento, en el k -ésimo periodo.
- $p_g^{des}(k)$: Variable de la potencia generada por la g -ésima unidad, en el estado de desincronización, en el k -ésimo periodo.
- $r_g^w(k)$: Variable que representa la potencia activa destinada a el tipo de reserva w , de la g -ésima unidad, en el k -ésimo periodo.
- $R_b^{UP}(k)$: Aporte a la reserva primaria de la b -ésima batería, al estar en estado de descarga, para el k -ésimo periodo.
- $R_b^{DN}(k)$: Aporte a la reserva primaria de la b -ésima batería, al estar en estado de carga, para el k -ésimo periodo.
- $\ell_{r,s}(k)$: Cuadrado de la corriente fluyendo por la línea entre la r -ésima barra y la s -ésima barra, en el k -ésimo periodo.
- $P_{r,s}(k)$: Potencia activa que fluye de la r -ésima barra hacia la s -ésima barra, en el k -ésimo periodo.
- $Q_{r,s}(k)$: Potencia reactiva que fluye de la r -ésima barra hacia la s -ésima barra, en el k -ésimo periodo.
- $u_r(k)$: Variable auxiliar para la tensión al cuadrado en la r -ésima barra, en el k -ésimo periodo.
- $I_{r,s}(k)$: Variable auxiliar para la convexificación de la representación de la red de distribución.
- $T_{r,s}(k)$: Variable auxiliar para la convexificación de la representación de la red de distribución.
- $P_{r,s}^{loss}(k)$: Pérdidas de potencia activa en la línea entre la r -ésima barra y la s -ésima barra.

- $Q_{r,s}^{loss}(k)$: Pérdidas de potencia reactiva en la línea entre la r -ésima barra y la s -ésima barra.
- $P_{DG,m}(k)$: Potencia suministrada por el m -ésimo generador distribuido, para el k -ésimo periodo.
- $Q_g(k)$: Potencia reactiva de la g -ésima unidad.
- $P_r(k)$: Diferencia entre potencia activa generada y demandada en r -ésima barra, en el k -ésimo periodo.
- $Q_r(k)$: Diferencia entre potencia reactiva generada y demandada en r -ésima barra, en el k -ésimo periodo.

Parámetros

- $\Delta_t(k)$: Duración del k -ésimo periodo, varía a lo largo del horizonte de tiempo.
- $\bar{T}^-$: Intervalo límite de la extensión de tiempo al pasado.
- $\bar{T}^+$: Intervalo límite de la extensión de tiempo al futuro.
- $\bar{T}$: Número de intervalos del horizonte de análisis.
- $C_g(P_g(k))$: Costo de generación de la g -ésima unidad, dependiente de la potencia generada, para el k -ésimo periodo.
- SUC_g^j : Costo de encendido de la g -ésima unidad, para el tipo de encendido j .
- SDC_g : Costo de apagado de la g -ésima unidad.
- C_b : Costo de operación de la b -ésima batería, aplicable solo en la descarga de energía.
- C_{US} : Costo de potencia no servida.
- NLC_g : Costo de operación sin carga del g -ésimo generador, utilizado en la fase de *soaking* o calentamiento.
- $C_{b,g}$: Coeficiente de costo de generación proporcional a la potencia de la g -ésima unidad.
- η_b^{dis} : Eficiencia de descarga de la b -ésima batería.
- η_b^{ch} : Eficiencia de carga de la b -ésima batería.
- $P_{b,ch}^{max}$: Potencia máxima de carga de la b -ésima batería.

- $P_{b,dis}^{max}$: Potencia máxima de descarga de la b -ésima batería.
- E_b^{init} : Valor de referencia inicial de energía para la b -ésima batería.
- E_b^{max} : Energía máxima almacenada de la b -ésima batería.
- E_b^{min} : Energía mínima almacenada de la b -ésima batería.
- P_g^{min} : Límite inferior de generación de g -ésima unidad.
- P_g^{max} : Límite superior de generación de g -ésima unidad.
- $T_g^{hc}(k)$: Tiempo fuera de servicio de la g -ésima unidad, antes de pasar de caliente a frío.
- $T_g^{up}(k)$: Tiempo mínimo de encendido de la g -ésima unidad, este varía con el tiempo debido al horizonte de tiempo variable.
- $T_g^{dn}(k)$: Tiempo mínimo de apagado de la g -ésima unidad, este varía con el tiempo debido al horizonte de tiempo variable.
- ZIP_{flex} : Componente flexible del modelo de carga ZIP extendido multi-zona.
- $\delta_\omega(k)$: Contribución del dispositivo activo ω , al consumo total del proceso productivo de pequeña escala.
- $\tilde{\alpha}_1$: Característica de impedancia constante de la componente flexible.
- $\tilde{\alpha}_2$: Característica de corriente constante de la componente flexible.
- $\tilde{\alpha}_3$: Característica de potencia constante de la componente flexible.
- DR_g : Límite de rampa de bajada de la generación de la g -ésima unidad.
- UR_g : Límite de rampa de subida de la generación de la g -ésima unidad.
- $T_{g,\tau}^{sync,j}$: Tiempo de sincronización del g -ésimo generador, para el j -ésimo tipo de encendido, en el periodo de tiempo τ .
- $T_{g,\tau}^{soak,j}$: Tiempo de fase de *soaking* del g -ésimo generador, para el j -ésimo tipo de encendido, en el periodo de tiempo τ .
- $T_{g,\tau}^{sync*,j}$: Tiempo de sincronización del g -ésimo generador, para el j -ésimo tipo de encendido, en el periodo de tiempo τ , mirando hacia el futuro.

- $T_{g,\tau}^{soak*,j}$: Tiempo de fase de *soaking* del g -ésimo generador, para el j -ésimo tipo de encendido, en el periodo de tiempo τ , mirando hacia el futuro.
- $P_{g,\tau,k}^{soak,j}$: Potencia generada por la g -ésima unidad, en la fase de *soaking* o calentamiento, en el k -ésimo periodo, al haber iniciado un encendido en el τ -ésimo intervalo.
- $T_{g,\tau}^{des}$: Tiempo de fase de des-sincronización del g -ésimo generador, para el j -ésimo tipo de encendido, en el periodo de tiempo τ .
- $P_{g,\tau,k}^{des,j}$: Potencia generada por la g -ésima unidad, en la fase de desincronización, en el k -ésimo periodo, al haber iniciado un encendido en el τ -ésimo intervalo.
- V_r^{min} : Límite inferior de la tensión en la r -ésima barra.
- V_r^{max} : Límite superior de la tensión en la r -ésima barra.
- $Y_{r,s}$: Valor de la fila r , columna s , de la matriz de admitancia del sistema.
- $S_{r,s}^{max}$: Potencia aparente máxima de la línea entre la r -ésima barra y la s -ésima barra.
- $\Re(Z_{r,s})$: Parte real de la matriz de impedancias del sistema.
- $\Im(Z_{r,s})$: Parte imaginaria de la matriz de impedancias del sistema.
- P_{SPP} : Potencia activa consumida por el proceso productivo de pequeña escala.
- ZIP_ω : Modelo de carga ZIP del ω -ésimo dispositivo activo del proceso productivo de pequeña escala.
- $\alpha_{1,\omega}$: Característica de impedancia constante del ω -ésimo dispositivo activo.
- $\alpha_{2,\omega}$: Característica de corriente constante del ω -ésimo dispositivo activo.
- $\alpha_{3,\omega}$: Característica de potencia constante del ω -ésimo dispositivo activo.
- $P_{L,n}$: Potencia consumida por el n -ésimo centro de carga del sistema.
- $Q_{L,n}$: Potencia reactiva consumida por el n -ésimo centro de carga del sistema.
- G : Susceptancia de línea.
- B : Conductancia de línea.
- $P_g^{min,AGC}$: Límite mínimo de potencia generada para la g -ésima unidad, en el caso de que esta este aportando a la reserva secundaria.

- $P_g^{max,R2}$: Límite máximo de potencia generada para la g -ésima unidad, en el caso de que esta este aportando a la reserva secundaria.
- $R_g^{max,2}$: Valor máximo de aporte de potencia activa que la g -ésima unidad térmica puede realizar al tipo de reserva 2.
- $R^{sys,w}(k)$: Valor máximo total de la suma de las reservas que se debe considerar para el sistema completo, para el w -ésimo tipo de reserva, en el k -ésimo periodo.
- A_{DG} : Área de la planta fotovoltaica.
- η_{DG} : Eficiencia de la planta fotovoltaica.
- $\Phi(k)$: Irradiancia para el k -ésimo periodo.

Capítulo 1

Introducción

1.1 Justificación del tema

La crisis climática que afecta al planeta en la actualidad ha tenido como consecuencia grandes cambios en distintos ámbitos y sectores de la sociedad. En el ámbito energético se ha impulsado la producción de energía con menos emisiones de carbono a la atmósfera mediante el uso de energías renovables, electro-movilidad y una mayor eficiencia energética. En el contexto de Chile, se ha establecido como uno de los principales objetivos la transición energética junto con el desarrollo sustentable e inclusivo de los territorios y comunidades del país, esto mediante la promoción del desarrollo local y la descentralización energética, buscando lograr generar un impacto positivo en el bienestar de las comunidades [12].

La descentralización energética cuenta con los beneficios de acercar la generación a los puntos de consumo, logrando aumentar la independencia energética y la reducción de escala de las instalaciones, disminuyendo el tiempo de construcción y simplificando su operación. En este contexto las microrredes (MGs, del inglés *Microgrids*) han sido uno de los grandes focos de investigación para ayudar al objetivo de la descentralización [13][14]. Las MGs se definen como un grupo de recursos de energía distribuidos, incluyendo fuentes de energía renovables y sistemas de almacenamiento de energía, y cargas que se operan de manera local como un solo ente controlable [15], [16]. Debido a las posibles configuraciones y funcionalidades con las que cuenta una MG, esta debe contar con un sistema de control que sea capaz de mantener tensiones, corrientes y frecuencia dentro de los límites designados, mantener un balance de generación y demanda, realizar despachos económicos y administrar las cargas, y la transición entre modos de operación [16].

La capacidad de las MGs de trabajar en modo aislado a una red de transmisión principal logra facilitar el acceso a electricidad sostenible a zonas rurales y aisladas [17], cuya conexión convencional al sistema eléctrico nacional podría conllevar un gran desafío [18], [19]. El acceso a electricidad permite un desarrollo sustentable y promoviendo la creación de procesos productivos

en comunidades rurales [3] [20].

El sistema de control de las MGs puede dividirse en una jerarquía de 3 niveles (es decir, primario, secundario y terciario), en donde el enfoque principal de este trabajo será el secundario, que corresponde al Sistema de gestión de energía ó, en inglés, *Energy Management System* (EMS). El EMS es el responsable de la operación económica, confiable y segura de la MG, permitiendo la optimización de los recursos energéticos disponibles utilizando estrategias centralizadas o descentralizadas, dependiendo de las características que se deseen [21]. Dentro de este nivel de control se encuentra el proceso de despacho económico (DE), el cual corresponde a un proceso que se realiza en intervalos que van típicamente desde 5 minutos a 1 hora [22] y determina las consignas de operación de todas las unidades despachables para el siguiente intervalo. Por otro lado, el *Unit Commitment* (UC o predespacho) corresponde a un proceso realizado el día anterior el cual determina, con una resolución horaria, el estado de todas las unidades para las 24 horas del día objetivo, tomando en cuenta distintas restricciones operacionales y pronósticos de la disponibilidad de los recursos energéticos. Ambos procesos son de gran importancia en el uso eficiente y económico de la energía, además de asegurar la confiabilidad y robustez de la red [21]. Con la introducción de incertidumbre debido a la generación renovable variable, como la solar y la eólica, surgen desafíos adicionales en la operación de las MGs. Esta variabilidad puede generar desbalances entre la generación y la demanda, dificultando la planificación y el despacho eficiente de los recursos energéticos. En particular, las desviaciones entre la generación pronosticada y la real pueden aumentar los costos operativos debido al uso de reservas operacionales, afectar la estabilidad del sistema y elevar el riesgo de cortes de suministro. Por ello, los supuestos tradicionales del UC, como la predicción perfecta de las condiciones del sistema y la disponibilidad de recursos, se vuelven inadecuados en sistemas con alta penetración de energías renovables intermitentes. Para abordar estos desafíos, en las últimas décadas se han desarrollado diversos modelos de UC que incorporan técnicas de modelado estocástico, escenarios múltiples y métodos de optimización robusta, con el objetivo de gestionar de manera eficiente la incertidumbre de las energías renovables [23] [24].

Teniendo en cuenta los puntos anteriores, este trabajo propone el desarrollo de un modelo de EMS unificado que integre el DE y las restricciones operacionales típicas de un UC, además de considerar la modelación de demanda de un proceso productivo de pequeña escala (SPPs, del inglés *Small Productive Processes*). Este enfoque se realizará en base a la modelación presentada en [8], donde se propone un modelo unificado de UC y despacho económico con capacidad de realizar despacho con hasta 24 horas de adelanto, utilizando intervalos de tiempo y complejidad del modelo variable para reducir requisitos computacionales. La modelación de SPPs se basa en la propuesta de modelación de demanda y el modelo matemático realizados en [3], en donde se las cargas de los SPPs se modelan mediante cargas de impedancia, corriente y potencia constante (ZIP) y un

modelo de zona extendido considerando la sensibilidad a la tensión de las cargas. Las restricciones que se considerarán del UC son rampas de encendido y apagado, las rampas de generación de subida y bajada, tiempos mínimos de generación y apagado de unidades térmicas, además de la inclusión de energías renovables variables y sistemas de almacenamiento de energía. El modelo será implementado mediante el uso de python y la librería de optimización Pyomo [25], el cual luego será validado en un caso de estudio que represente una MG aislada con SPPs real, analizando los resultados y comparándolos con la operación típica de una MG.

1.2 Objetivos

Considerando lo presentado anteriormente, se realiza la definición de los objetivos generales y específicos de este trabajo, a partir de los cuales se establecen los alcances y la estructuración de este documento.

1.2.1 Objetivo General

- Desarrollar un *Energy Management System* que incluya la modelación del *Unit Commitment* y el flujo óptimo de potencia AC, considerando modelos de carga de procesos productivos de pequeña escala para una microrred aislada.

1.2.2 Objetivos específicos

- Identificar en la literatura especializada las metodologías que aborden la modelación simultánea del despacho económico y *Unit Commitment* y la modelación de procesos productivos de pequeña escala.
- Formular un modelo de optimización que considere el flujo óptimo de potencia AC, la modelación del *Unit Commitment*, y modelos de carga de procesos productivos de pequeña escala en el contexto de microrredes aisladas.
- Implementar el flujo óptimo de potencia AC, y el *Unit Commitment*, considerando un horizonte de tiempo variable a lo largo de un periodo de análisis, en el contexto de un *Energy Managment System* de una microrred aislada.
- Validar el modelo de *Energy Managment System* resultante en un caso de estudio que represente una microrred aislada incluyendo procesos productivos de pequeña escala, considerando aspectos técnicos y económicos.

1.2.3 Estructuración del trabajo

El resto del trabajo se estructura de la siguiente manera: En el capítulo 2 se presenta el marco teórico donde se realiza una revisión bibliográfica sobre los conceptos y modelos importantes para el desarrollo del *Energy Management System* propuesto. En el capítulo 3 se desarrolla la formulación matemática del *Energy Managment System*, lo que incluye la modelación del *Unit Commitment* y el flujo de potencia óptimo en AC, considerando modelos de pequeños procesos productivos para una microrred aislada. En el capítulo 4 se presenta el caso de estudio, correspondiente a una microrred aislada basada en un sistema real, que se utiliza para la verificación de la formulación desarrollada. En el capítulo 5 se realiza un análisis técnico y económico de los resultados obtenidos al aplicar el modelo desarrollado al caso de estudio. En el capítulo 6 se desarrollan las principales conclusiones resultantes del análisis, además de presentar recomendaciones para futuros trabajos.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1 Microrredes

Las MGs corresponden a un concepto introducido a comienzos de los años 2000 [21] [15] [26] como una solución a la integración de recursos energéticos distribuidos (DERs, del inglés *Distributed Energy Resources*), que consisten en unidades de generación las cuales pueden ser categorizadas según su capacidad de ser despachadas, en donde las unidades despachables pueden ser controladas y las unidades no despachables, como lo son las energías renovables cuya generación depende de factores como la irradiancia y la velocidad del viento, son intermitentes y difíciles de controlar en comparación [27].

Las principales características que definen una MG son, en primer lugar, que es un sistema de pequeña escala, con una red distribuida controlable de baja o media tensión, lo que se refiere a que los diferentes recursos (como generadores, sistemas de almacenamiento y cargas) se encuentran distribuidos de forma descentralizada, pero a la vez están coordinados y gestionados por un sistema de control. Las MG cuentan con los siguientes modos de operación [21]:

1. Modo aislado: El primer modo de conexión de una MG es el modo aislado, en el cual el punto de acoplamiento común se encuentra desconectado, aislando la MG de la red principal y causando que esta deba utilizar sus recursos energéticos distribuidos y sus sistemas de almacenamiento de energía para suplir las demandas locales.
2. Modo conectado a la red principal: El segundo modo de operación corresponde al modo conectado a la red principal, en donde su integración a esta se realiza por medio de un solo punto de conexión, el cual es conocido como el punto de acoplamiento común[27]. Una MG en este modo de operación puede suplir su demanda mediante el uso de recursos energéticos de la red principal, ó, aportar al balance de esta mediante el uso de recursos propios.

3. Modo híbrido: El tercer modo de operación corresponde al modo híbrido, en este la conexión por el punto de acoplamiento común puede ser desconectada mediante el uso de un interruptor mecánico. Este modo de operación requiere que la MG tenga la capacidad de funcionar en ambos modos y, además, de soportar las transiciones entre modos.

En la Figura 2.1 se presenta la estructura general de una MG en AC, la cual contiene una combinación de generación renovable y térmica, además de almacenamiento de energía y conjuntos de cargas.

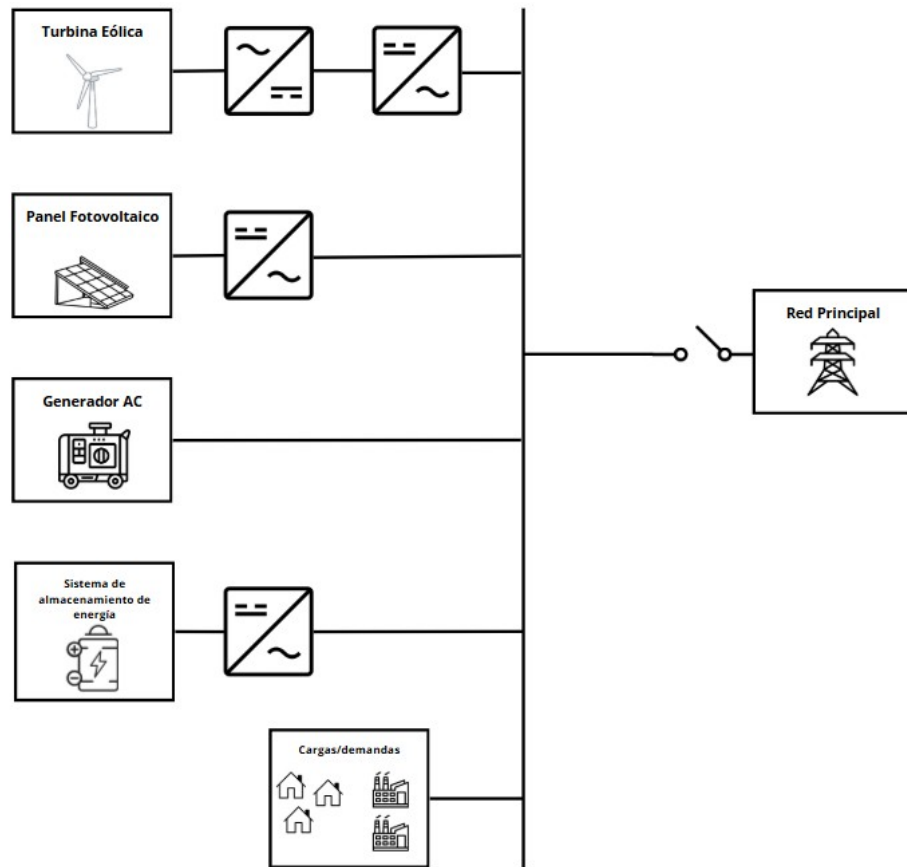


Figura 2.1: Estructura general de una MG en AC.

Para la implementación del concepto de MG en un sistema, se tienen conjuntos de componentes como generadores distribuidos, sistemas de almacenamiento de energía, cargas, equipos de control e interfaces de electrónica de potencia, para la generación variable, agrupados en lugares geográficos de una escala usualmente menor a los sistemas eléctricos tradicionales [21]. Esta implementación ha visto un aumento en las últimas décadas en los sistemas eléctricos en distintos países, y se pronostica que seguirá en aumento, logrando aumentar el tamaño de su mercado desde 37,6 billones de dólares en 2023 a 87,8 billones de dólares en 2029 [4]. Una de las razones principales de este aumento es

el incremento en la penetración de energías renovables en los sistemas energéticos, además de un aumento en el interés de la descentralización de la energía. Adicionalmente, las MGs presentan la ventaja de que, vistas desde la red principal, se consideran como un único elemento controlable, impulsando su importancia en la descentralización. En la Figura 2.2 se presenta el resumen de un estudio de mercado, donde se presenta el pronóstico del aumento del tamaño de mercado, en billones de dólares, hasta el año 2029 en Europa, Asia, Estados Unidos y el resto del mundo.

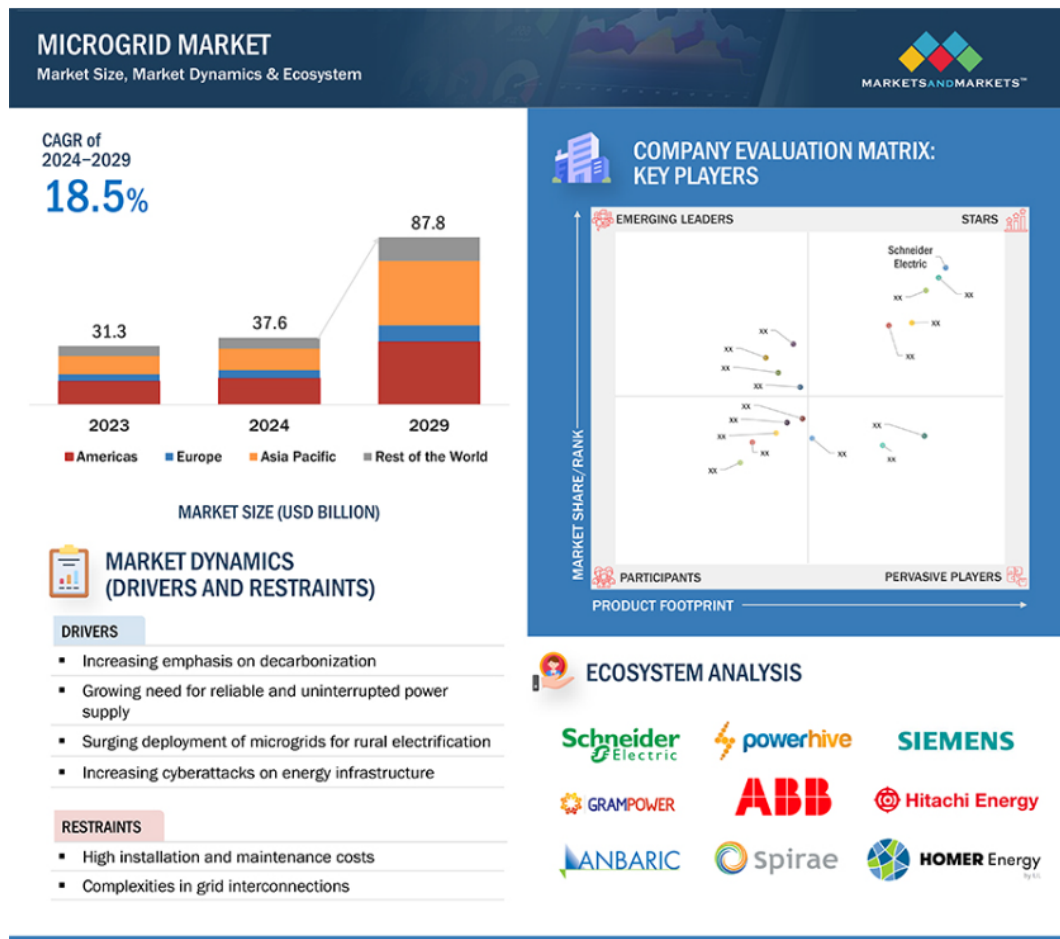


Figura 2.2: Pronóstico del aumento en el mercado de las MGs en el año 2029, extraído de [4].

En resumen, las MGs se posicionan como una solución clave para la integración de recursos energéticos distribuidos y la descentralización de los sistemas eléctricos, ofreciendo ventajas tanto en términos de resiliencia como de flexibilidad operativa. A continuación, se revisarán los principales desafíos técnicos y económicos asociados a las MGs, así como las incertidumbres inherentes a su operación y planificación.

2.2 Arquitecturas de Control de MGs

El esquema de control jerárquico es el enfoque predominante en las MGs, destacándose por su capacidad de coordinar de manera efectiva todos los elementos que las componen, asegurando la estabilidad, confiabilidad y operación económica del sistema. Este esquema organiza el control en tres niveles jerárquicos: primario, secundario y terciario, cada uno de los cuales se encuentra diseñado para abordar diferentes objetivos y escalas de tiempo. La estructura general del control jerárquico se presenta en la Figura 2.3, donde se observa la interacción entre los distintos niveles para garantizar la operación óptima de la MG.

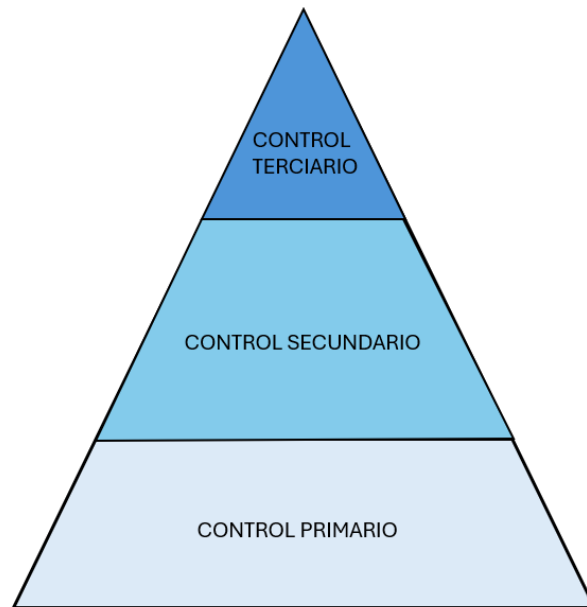


Figura 2.3: Estructura del control jerárquico de las MGs.

A continuación se describen los niveles del control jerárquico:

- Control primario: Es el primer nivel de la estructura jerárquica y se caracteriza por tener el tiempo de respuesta más rápido. Este nivel no requiere comunicación entre los componentes del sistema, ya que sus acciones se basan exclusivamente en las mediciones locales realizadas por cada unidad. El control primario tiene como responsabilidad principal mantener la estabilidad de tensión y corriente en los nodos de la red, además de realizar ajustes inmediatos en la frecuencia mediante el uso de convertidores electrónicos.
- Control secundario: Este nivel, también conocido como el *Energy Management System* (EMS), es responsable de garantizar la operación segura, confiable y económica de la MG, ya sea en modo conectado a la red principal o en modo aislado. En el modo aislado, el control

secundario adquiere una relevancia particular, ya que se convierte en el nivel más alto del esquema jerárquico, encargado de la coordinación de los recursos distribuidos. La Figura 2.4 presenta una comparación entre la estructura del control centralizado y descentralizado, resaltando las diferencias en sus capacidades y requerimientos de infraestructura.

- **Control terciario:** El control terciario corresponde al nivel jerárquico más alto y con la mayor escala de tiempo, al trabajar en un modo conectado a la red principal. Busca definir los estados y puntos de operación de las unidades que componen la MG de manera que cumplan con los requisitos y objetivos a largo plazo de la red principal, requiriendo una red de comunicación con el operador de la red de manera de coordinar de manera exitosa con otros componentes del sistema principal.

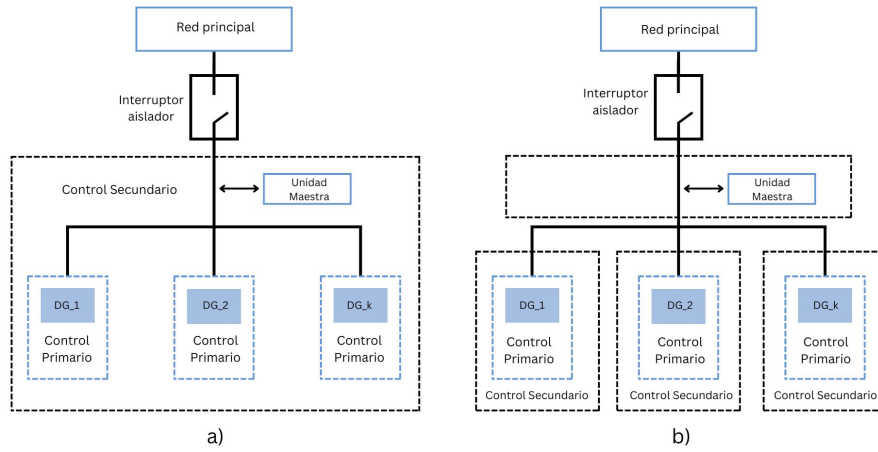


Figura 2.4: Comparación de la estructura del control secundario en el caso centralizado v/s descentralizado, extraída de [5] y modificada.

Además de las estrategias mencionadas, las MGs utilizan diferentes tipos de controladores en los convertidores electrónicos para garantizar una operación eficiente y una buena implementación del control primario. Entre las principales estrategias de control primario se encuentran:

- **Control PQ:** Se utiliza para regular la generación mediante referencias de potencia activa y reactiva, ajustando el flujo de potencia en el sistema de acuerdo con las demandas específicas. Un ejemplo de diagrama de control PQ se presenta en la Figura 2.5.
- **Control V/f:** Este tipo de control se basa en la regulación de la frecuencia y la tensión del sistema, permitiendo mantener valores nominales mediante ajustes en la generación. Un ejemplo de diagrama de control V/f se presenta en la Figura 2.6.

- Control *Droop*: Se implementa en sistemas con generadores térmicos y se basa en las características de estatismo, estableciendo relaciones entre potencia activa y frecuencia, así como entre potencia reactiva y tensión. Un ejemplo de diagrama bloque de un control *Droop* se presenta en la Figura 2.7.

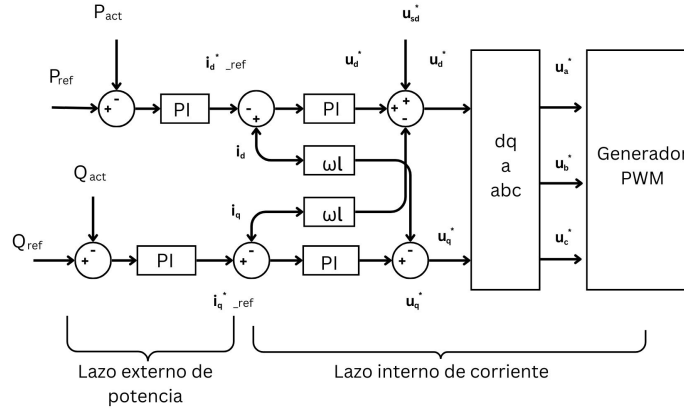


Figura 2.5: Diagrama de bloque de una estrategia de control PQ, extraída de [6] y modificada.

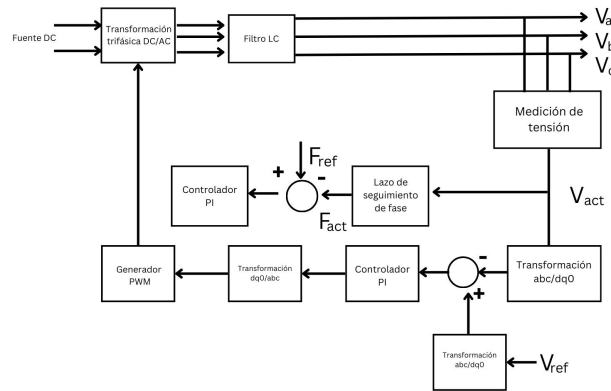


Figura 2.6: Diagrama de bloque de una estrategia de control V/f, extraída de [6] y modificada.

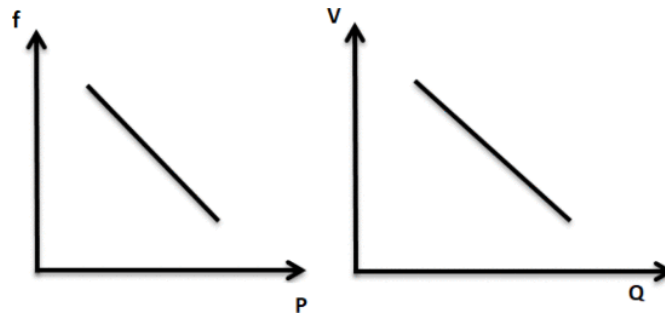


Figura 2.7: Diagrama de bloque de una estrategia de control *droop*, extraída de [6].

El control secundario puede implementarse de las siguientes formas:

- Centralizado: En este enfoque, las decisiones de control son tomadas por un controlador principal, que distribuye órdenes y referencias a los controladores locales de cada componente mediante una red de comunicación confiable. Este modelo es eficiente en términos de coordinación global, aunque depende significativamente de la infraestructura de comunicaciones.
- Descentralizado: Aquí, cada componente del sistema cuenta con su propio controlador local, el cual toma decisiones basadas exclusivamente en sus mediciones locales. Este enfoque es menos dependiente de la infraestructura de comunicación, pero su capacidad para coordinar acciones entre las distintas unidades del sistema es limitada.
- Distribuido: Este enfoque combina elementos de las estrategias centralizada y descentralizada, utilizando agentes autónomos que interactúan entre sí para alcanzar objetivos globales. Esta estrategia ofrece una mayor flexibilidad y robustez frente a cambios dinámicos en el sistema.

El control secundario, como nivel intermedio de la estructura jerárquica, juega un rol fundamental en la operación de las MGs, ya que asegura una gestión segura, confiable y económica del sistema, tanto en modo aislado como conectado. Dentro de este nivel, el EMS se establece como el componente central encargado de la optimización y coordinación de los recursos energéticos disponibles, permitiendo la implementación de estrategias de DE y control operativo en tiempo real. En la siguiente sección, se explorará en detalle el funcionamiento del EMS, destacando su importancia en el control secundario y su capacidad para abordar los desafíos técnicos y económicos que enfrentan las MGs modernas.

2.3 Energy Management System

El sistema de gestión de energía (EMS, del inglés *Energy Management System*) es un sistema clave para el monitoreo, control y optimización del uso de energía dentro de una MG [28]. Su objetivo principal es determinar el punto óptimo de operación para todas las unidades de generación y almacenamiento de energía que componen la MG, mediante la implementación de modelos matemáticos que permiten el ED y el UC [3]. En MGs con control jerárquico, el EMS desempeña un papel crucial como controlador de nivel secundario, asegurando una operación confiable, segura y económica tanto en conexión a la red principal como en modo aislado [21].

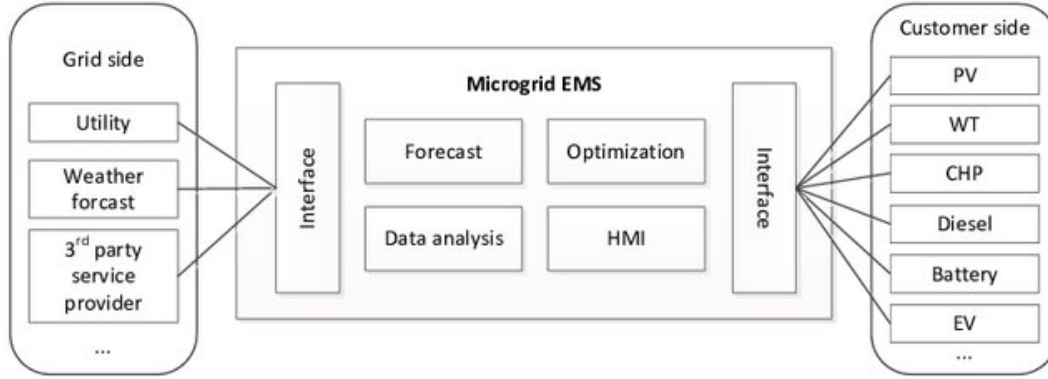


Figura 2.8: Diagrama básico del sistema de gestión de energía de una MG, extraída de [7].

La importancia del EMS radica en la diversidad de recursos energéticos distribuidos utilizados por las Microredes, como turbinas eólicas, unidades fotovoltaicas, sistemas de almacenamiento de energía y unidades térmicas, además de la integración con sistemas externos que proporcionan pronósticos de clima y demanda [29]. Debido a la naturaleza variable de las energías renovables, las cuales están sujetas a la velocidad del viento y la irradiación solar, se introduce incertidumbre en la operación del sistema. Estas incertidumbres pueden impactar negativamente el desempeño del EMS, aumentando los costos operacionales. Para mitigar estos efectos, es fundamental implementar estrategias de gestión de la incertidumbre, como métodos de optimización estocástica, programación robusta y modelos predictivos basados en aprendizaje automático. Estas técnicas permiten que el EMS anticipe escenarios adversos y ajuste su estrategia de control, garantizando una operación segura y eficiente de la MG tanto en modo aislado como conectado a la red. Por lo tanto, para lograr una asignación de recursos energéticos óptima, los EMS deben coordinar todos estos elementos de manera que aseguren una operación confiable y eficiente.

Para poder coordinar de manera efectiva los diversos recursos energéticos distribuidos que conforman una MG, el EMS requiere información precisa y actualizada sobre las condiciones del sistema. Esto incluye datos como pronósticos de demanda, disponibilidad de recursos energéticos, condiciones climáticas, y estados operativos de las unidades. Esta información es esencial para que el EMS pueda tomar decisiones informadas que permitan alcanzar los objetivos definidos, como la minimización de costos operativos, la maximización del uso de energías renovables, o la estabilidad del sistema.

La capacidad del EMS para utilizar esta información se ejemplifica en varios estudios de la literatura. En particular, [7] presenta un EMS diseñado para una MG residencial, donde se optimiza el intercambio de energía con la red principal mediante el uso de pronósticos de demanda, destacando la importancia de los datos precisos en la toma de decisiones. Otro ejemplo corresponde a [30], donde se propone un sistema que utiliza prioridad de demandas, energías renovables y sistemas de almacenamiento de energía para lograr la reducción de costos operacionales de una

MG. Por otro lado, [3] aborda un EMS que integra la modelación de SPPs, resaltando su capacidad para adaptarse a escenarios de MGs aisladas, un aspecto central para este trabajo. Es importante destacar que en [3], el UC no es modelado dentro de su EMS. El UC es una herramienta clave en el diseño de EMS para MGs, ya que permite determinar la programación óptima de las unidades de generación, considerando tanto restricciones técnicas como económicas. Esta técnica resulta especialmente relevante para MGs aisladas, donde la gestión eficiente de los recursos energéticos es crucial para garantizar la estabilidad y sostenibilidad del sistema. Los ejemplos previamente presentados demuestran los distintos desafíos que se deben abordar para la formulación y diseño de un EMS, entre ellos, la capacidad de entregar información precisa y actualizada del estado de la red, la capacidad que debe tener para adaptarse a operaciones de alta dificultad para el caso de una MG aislada, y la importancia de las energías renovables y la correcta gestión de los sistemas de almacenamiento de energía en la optimización de costos operacionales.

El avance tecnológico también ha jugado un papel crucial en la evolución de los EMS, permitiendo la integración de tecnologías avanzadas como la inteligencia artificial (IA) y el aprendizaje automático, que ofrecen un enfoque más adaptativo y eficiente para la gestión de la energía en MGs. Según lo revisado en [31], las técnicas de IA han demostrado su capacidad para optimizar la operación de las MGs al integrarse en sistemas de control jerárquico, abordando múltiples objetivos como la estabilidad de la red y la maximización del uso de energías renovables. Por ejemplo, [32] destaca el uso de métodos híbridos de aprendizaje automático, como ANFIS y redes neuronales, para realizar pronósticos precisos de carga y clima, mejorando significativamente la programación y operación de MGs. Sin embargo, la implementación de estas tecnologías requiere una infraestructura computacional avanzada, acceso a grandes volúmenes de datos históricos y en tiempo real, y una red de comunicación robusta, recursos que pueden ser limitados en MGs aisladas o con restricciones económicas. En este trabajo, se priorizó el desarrollo de un EMS basado en programación matemática, como el DE y el UC, debido a su robustez y menor dependencia de recursos avanzados.

2.4 Incertidumbres y Desafíos del EMS en las MGs

El desarrollo e implementación de un EMS en MGs enfrenta múltiples incertidumbres y desafíos técnicos y económicos. Estas dificultades son particularmente evidentes debido a la naturaleza dinámica y descentralizada de las MGs, refiriéndose a su comportamiento variable y cambiante en el tiempo debido a la interacción de múltiples componentes, fuentes de energía y cargas. A continuación, se discuten los principales aspectos que inciden en el diseño y operación de los EMS en este contexto.

1. Incertidumbre en la generación renovable: La variabilidad inherente a las fuentes de en-

energía renovable, como la solar y la eólica, genera incertidumbre en la capacidad de cubrir la demanda del sistema de manera consistente. Factores como los cambios en la irradiación solar y la presencia de nubes o sombras dificultan la planificación precisa de la generación, especialmente en horizontes de tiempo cortos. Para abordar esta incertidumbre, se requiere la incorporación de modelos predictivos avanzados que consideren datos meteorológicos, patrones históricos o formulación estocástica. En [33] se presenta un modelo de operación de una MG que utiliza el método de Monte Carlo para afrontar la incertidumbre introducida por la generación renovable. En [34] la incertidumbre es abordada mediante el uso de distintos escenarios probabilísticos y el uso de programación estocástica. En [35] se presenta un método de pre-procesamiento de un sistema robusto de optimización, buscando obtener el peor caso de operación del sistema sin la necesidad de resolver el problema robusto en sí, ahorrando recursos computacionales y afrontando la incertidumbre. En [8], la incertidumbre se aborda mediante el uso de intervalos de tiempo variables que tienen como objetivo adaptarse de manera más precisa a la recolección de datos climáticos de la MG, considerando intervalos de duración menor cercanos al tiempo de inicio de la solución del EMS.

2. Optimización de recursos energéticos distribuidos: La gestión eficiente de los recursos distribuidos es un aspecto crítico en el diseño de un EMS para MGs. Dicha gestión implica la optimización conjunta de diversas fuentes de energía, como generadores renovables, unidades térmicas, sistemas de almacenamiento de energía y cargas variables. Debido a la naturaleza intermitente de las fuentes renovables y la presencia de restricciones técnicas y económicas, el EMS debe garantizar un despacho óptimo de la energía disponible, maximizando el uso de renovables y reduciendo costos operacionales. Para abordar este problema, es común recurrir a la optimización matemática, donde se deben resolver problemas DE y UC, buscando minimizar el costo operativo del sistema ajustando la generación de cada recurso en función de la demanda y la disponibilidad. Trabajos como [8] y [3] han explorado modelos de optimización que combinan técnicas avanzadas como la programación lineal entera mixta (MILP) y enfoques de programación dinámica. Estas metodologías permiten capturar con mayor precisión la operación de los recursos distribuidos, integrando restricciones no lineales y parámetros estocásticos que representan la variabilidad de la generación renovable y la demanda.
3. Implementación de reservas para la incertidumbre y su impacto económico: Dada la variabilidad inherente de la generación renovable y la incertidumbre asociada, es fundamental contar con reservas operacionales que permitan mantener el balance entre generación y demanda ante fluctuaciones inesperadas en los recursos disponibles. Estas reservas pueden ser proporcionadas por unidades térmicas, operando a su mínimo técnico para garantizar una respuesta rápida, o mediante la gestión del estado de carga (SOC) de los sistemas de al-

macenamiento, destinando una fracción de su capacidad a cubrir dichas contingencias. Sin embargo, la implementación de reservas operacionales incrementa los costos de operación del sistema. Mantener unidades térmicas en espera genera mayores costos por combustible y mantenimiento, mientras que reservar capacidad en los sistemas de almacenamiento reduce su disponibilidad para otros usos, afectando la flexibilidad del EMS. Por lo tanto, es crucial diseñar estrategias de optimización que minimicen este impacto económico, equilibrando la confiabilidad del sistema con la eficiencia operativa.

A partir de estos puntos se observa que los EMS en MGs enfrentan una diversidad de desafíos que abarcan aspectos técnicos y económicos. Superar estas barreras será fundamental para maximizar el potencial de las MGs en la transición energética, por lo que diversos autores de la literatura han propuesto diversos modelos que utilizan diversos principios para afrontar la incertidumbre de la operación de una MG.

2.5 Unit Commitment

El *Unit Commitment* (UC) es un problema de optimización esencial en la operación eficiente de un sistema eléctrico. Este se encarga de definir el plan de operación de las unidades despachables durante un horizonte de planificación de operación, como por ejemplo las 24 horas de un día, buscando minimizar los costos de operación total del sistema [36]. Para esto se define la función objetivo del problema, la cual de manera tradicional consiste en los costos de combustible de las unidades y los costos de encendido y apagado. Adicionalmente, este problema incluye restricciones que representan limitaciones físicas de las unidades térmicas participantes y restricciones del sistema completo [37], las cuales se explican a continuación:

- Potencias máximas y mínimas: Representan los límites de potencia activa y reactiva que una unidad térmica puede generar para un instante específico.
- Rampas de subida y bajada de generación: Representan los límites de aumento y disminución de la potencia activa de una unidad térmica, estas tradicionalmente se modelan mediante una rampa lineal, ajustando los límites según la duración de los intervalos de solución del UC.
- Reserva en giro: Mediante la suma de la generación de todas las unidades para un periodo de operación dado, se busca que la potencia activa total generada no solo cubra la demanda correspondiente, sino que tenga la capacidad de brindar reserva al sistema.
- Tiempos mínimos de apagado y encendido: Representan limitaciones en el tiempo que una unidad debe permanecer fuera de servicio tras un apagado para que sea posible encenderla

nuevamente, y, el tiempo mínimo que una unidad debe permanecer en operación tras un encendido antes de que pueda ser apagada nuevamente.

A lo largo de los años, el UC ha evolucionado, utilizando nuevas formas de optimización o representación de variables, como es la solución del problema en la forma de un problema lineal (LP), problema lineal entero mixto (MILP) [37], programación dinámica (DP) [38], entre otros.

La introducción de incertidumbre en los sistemas de potencia, resultante de la penetración de energías renovables en la última década, ha dado base a la investigación de nuevas formas de enfrentar el problema de UC, esto de manera de considerar la dependencia y posibles errores de los pronósticos de generación renovable, y otros efectos que esto conlleva como la consideración de reservas operacionales. En [39] se presenta UC estocástico, basado en *Model – based predictive control* (MPC), que busca considerar la naturaleza variable de la demanda y generación en una MG con unidades renovables, resultando en que el uso de MPC permite ajustar el despacho de generación de manera óptima en función de predicciones, asegurando una mayor eficiencia y confiabilidad en la operación de la MG. En [40] se presenta el impacto que tiene el UC al ser implementado en una MG híbrida, es decir, que puede contar con conexión a una red principal, además de considerar sistemas de almacenamiento, generadores distribuidos y renovables, demostrando cómo el UC puede mejorar al incluir estos en temas de eficiencia operativa y reducción de costos. En [41] se presenta un UC que considera reservas operacionales para el control de frecuencia de una MG aislada, la cual cuenta con generación térmica y renovable, además de almacenamiento de energía. Los resultados muestran que una adecuada planificación del UC puede mejorar la confiabilidad y estabilidad de MG aisladas.

2.6 Flujo de Potencia Óptimo en AC

El OPF-AC corresponde a un problema de optimización que busca minimizar o maximizar una función objetivo, mientras satisface restricciones de igualdad y desigualdad [42] y es una de las principales bases para la operación eficiente de un sistema eléctrico por parte de su operador.

Algunas de las posibles funciones objetivo corresponden a la minimización del costo de operación de un sistema, la minimización de pérdidas de transmisión, operación segura mediante minimización de la desviación de tensión en un sistema, minimización o maximización de la transferencia de potencia, control del flujo de potencia de aparatos de un sistema [43]. Por otro lado, las principales igualdades a las que está sujeto un OPF son las ecuaciones potencia-ángulo del flujo de potencia del sistema, mientras que las desigualdades pueden corresponder a límites operacionales de variables, como la tensión o la generación de potencia activa. Considerando lo anterior, en las ecuaciones se presenta la forma general de un OPF.

$$\text{Min } J(x, u) \quad (2.1)$$

$$f_{eq}(x, u) = 0 \quad (2.2)$$

$$f_{ineq}(x, u) \leq 0 \quad (2.3)$$

Donde, en (2.5), J corresponde a la función objetivo, (2.6) corresponde a las igualdades del sistema y (2.7) a las desigualdades, donde f_{eq} y f_{ineq} corresponden a las restricciones del problema, x son las variables de estado y u las variables de control. Las igualdades corresponden a las ecuaciones de flujo de potencia, las cuales se expresan en (2.8) y (2.9) [44].

$$P_r = V_r^2 G_{r,r} + \sum_{s \neq r} [V_r V_s G_{r,s} \cos(\theta_r - \theta_s) + V_r V_s B_{r,s} \sin(\theta_r - \theta_s)] \quad (2.4)$$

$$Q_r = -V_r^2 B_{r,r} - \sum_{s \neq r} [V_r V_s G_{r,s} \sin(\theta_r - \theta_s) + V_r V_s B_{r,s} \cos(\theta_r - \theta_s)] \quad (2.5)$$

Uno de los principales desafíos que hace que el OPF sea un problema complejo de resolver es la no linealidad y no convexidad introducida por el coseno y seno de las ecuaciones del flujo de potencia. De manera de afrontar esto, en la literatura, se han desarrollado distintas aproximaciones para el OPF, unos ejemplos de estos se presentan en la literatura como: [45] y [46], que realizan una revisión de los distintos métodos de convexificación y de programación disyuntiva, [47], que utiliza programación cónica para la convexificación de las ecuaciones no convexas del OPF, y [48], que presenta una aproximación de programación lineal al problema del OPF. En este trabajo, nuestro enfoque será la convexificación utilizada en [3], la cual es basada en la convexificación desarrollada por [47], debido a que este enfoque permite la introducción de restricciones cuadráticas en el problema de optimización, las cuales han tomado la forma de restricciones cónicas de segundo orden, permitiendo resolverlas en un nivel de eficiencia similar a la programación lineal [49]. Considerando lo anterior, es posible representar las restricciones no lineales y no convexas del OPF-AC en restricciones cuadráticas, las cuales mediante el enfoque mencionado, podrán ser introducidas en el problema de optimización sin afectar la convexidad de este.

Convexificación de las ecuaciones del OPF

Para la representación del modelo de red y su posterior convexificación, es necesario definir el modelo de línea de la MG utilizado, el cual se presenta en la Figura 2.9.

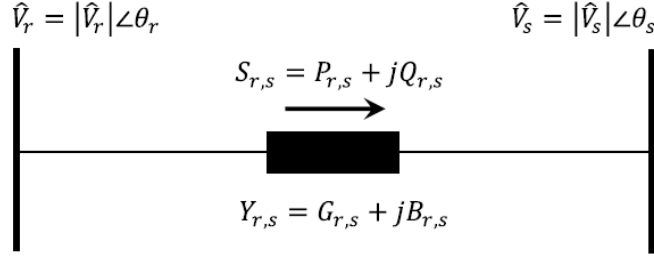


Figura 2.9: Modelo equivalente de línea de transmisión de la MG.

Considerando un flujo de potencia desde la barra r a la barra s , es posible definir las potencias activas, reactivas y aparente, que están fluyendo a través de la línea. Pero, para esto, es necesario definir la matriz de admitancia, la cual está definida como:

$$Y_{bus} = G + jB$$

Además, al expresar, por simplicidad, la tensión de manera que:

$$\begin{aligned}\hat{V}_r &= |\hat{V}_r| \angle \theta_r \\ V_r &= |\hat{V}_r|\end{aligned}$$

Es posible expresar las ecuaciones del flujo de potencia, para un instante k dado, como se presenta en (2.10) y (2.11).

$$P_r(k) = V_r^2(k)G_{r,r} + \sum_{s=1, s \neq r}^Y [V_r(k)V_s(k)G_{r,s}\cos(\theta_r(k) - \theta_s(k)) + V_r(k)V_s(k)B_{r,s}\sin(\theta_r(k) - \theta_s(k))] \quad (2.6)$$

$$Q_r(k) = -V_r^2(k)B_{r,r} - \sum_{s=1, s \neq r}^Y [V_r(k)V_s(k)G_{r,s}\sin(\theta_r(k) - \theta_s(k)) - V_r(k)V_s(k)B_{r,s}\cos(\theta_r(k) - \theta_s(k))] \quad (2.7)$$

Donde Y es el número de barras de la MG, $P_r(k)$ y $Q_r(k)$ representan las diferencias entre la potencia activa y reactiva generada y demandada en la barra " r ", $V_r(k)$ es la tensión en la barra " r " y $\theta_r(k)$ es el ángulo de la tensión de la barra " r ". Como ha sido previamente mencionado,

la existencia de funciones trigonométricas en estas ecuaciones causan que sean no convexas, por lo que para una correcta integración de estas en la formulación del EMS, será necesario aplicar la aproximación convexa presentada en [47] y [50].

Considerando lo anterior, se puede definir la corriente que pasa por las líneas como $\xi_{r,s}$ y, de manera de simplificar las notaciones, se define el término $\ell_{r,s}$ en la ecuación (2.12).

$$\ell_{r,s} = |\xi_{r,s}|^2 \quad (2.8)$$

Y, de manera de considerar los efectos de las pérdidas en las líneas de transmisión, esta definición puede ser utilizada para expresar las pérdidas mediante las ecuaciones (2.13), (2.14) y (2.15), según [51].

$$\ell_{r,s}(k) = \frac{P_{r,s}^2(k) + Q_{r,s}^2(k)}{V_r^2(k)} \quad (2.9)$$

$$P_{r,s}^{loss} = \ell_{r,s}(k) \Re(Z_{r,s}) \quad (2.10)$$

$$Q_{r,s}^{loss}(k) = \ell_{r,s}(k) \Im(Z_{r,s}) \quad (2.11)$$

Ahora, siguiendo el procedimiento realizado en [47], es posible definir las expresiones (2.16), (2.17) y (2.18) que representan variables auxiliares para la convexificación dependientes de la diferencia de ángulos en la tensión de dos barras y de la tensión.

$$R_{r,s}(k) = V_r(k)V_s(k)\cos(\theta_r(k) - \theta_s(k)) \quad (2.12)$$

$$T_{r,s}(k) = V_r(k)V_s(k)\sen(\theta_r(k) - \theta_s(k)) \quad (2.13)$$

$$u_r(k) = \frac{V_r^2(k)}{\sqrt{2}} \quad (2.14)$$

Al reemplazar estas expresiones en (2.10) y (2.11) y agregar el efecto de las pérdidas de transmisión, se obtienen las expresiones (2.19) y (2.20), que representan el balance nodal en la barra r .

$$P_r(k) = \sqrt{2}G_{r,r}u_r(k) + \sum_{s=1, s \neq r}^Y [G_{r,s}R_{r,s}(k) + B_{r,s}T_{r,s}] + \sum_{s=1, s \neq r}^Y P_{r,s}^{loss} \quad (2.15)$$

$$Q_r(k) = -\sqrt{2}B_{r,r}u_r(k) + \sum_{s=1, s \neq r}^Y [B_{r,s}R_{r,s}(k) - G_{r,s}T_{r,s}(k)] + \sum_{s=1, s \neq r}^Y Q_{r,s}^{loss}(k) \quad (2.16)$$

Luego, considerando las propiedades trigonométricas del seno y coseno, es posible derivar relaciones entre las variables auxiliares R y T las cuales se presentan en (2.21), (2.22) y (2.23).

$$R_{s,r}(k) = R_{r,s}(k) \quad (2.17)$$

$$T_{r,s}(k) = -T_{s,r}(k) \quad (2.18)$$

$$2u_r(k)u_s(k) = R_{r,s}^2(k) + T_{r,s}^2(k) \quad (2.19)$$

Siguiendo el procedimiento presentado en [52] es posible transformar las expresiones (2.13) y (2.23) en su formato de programación cónica, obteniendo las expresiones (2.24) y (2.25).

$$\ell_{r,s}(k)u_r(k) \geq P_{r,s}^2(k) + Q_{r,s}^2(k) \quad (2.20)$$

$$2u_r(k)u_s(k) \geq R_{r,s}^2(k) + T_{r,s}^2(k) \quad (2.21)$$

Con esta convexificación, será posible la integración del modelo de red de transmisión en las restricciones de balance de potencia en la formulación del EMS, además permitirán expresar las restricciones de límites de tensión en las barras, y de potencia fluyendo por líneas, según las ecuaciones (2.26) y (2.27).

$$\frac{(V_r^{min})^2}{\sqrt{2}} \leq u_r(k) \leq \frac{(V_r^{max})^2}{\sqrt{2}} \quad (2.22)$$

$$|Y_{r,s}(u_r(k) - u_s(k))| \leq S_{r,s}^{max}(k) \quad (2.23)$$

2.7 Procesos Productivos De Pequeña Escala

Los procesos productivos de pequeña escala (SPPs, del inglés *Small Productive Processes*) son sistemas o procesos de producción adaptados para comunidades de pequeña escala, que les permite generar valor agregado mediante el uso de la generación de energía y recursos locales [3]. Estos procesos ofrecen una oportunidad clave en el desarrollo socioeconómico de la misma comunidad, promoviendo la autosuficiencia y mejorando la calidad de vida mediante la creación de trabajos y la generación de ingresos.

Para comprender el impacto de estos procesos es necesario definir el Uso Productivo de la Electricidad (PUE, del inglés *Productive Use of Electricity*). El PUE se refiere a actividades que

involucran el uso de la energía para crear bienes o servicios que, de manera directa o indirecta, generan ingresos o ganancias, o mejoran la calidad de vida [53]. En el contexto de áreas rurales, el PUE corresponde a uno de los elementos claves en el desarrollo socio-económico de estas comunidades, debido a que permite la diversificación de la economía local, la generación o modernización de procesos productivos locales, y el aumento de la eficiencia en actividades de estas comunidades, como puede ser la agricultura, carpintería, procesamiento de alimentos, entre otros.

Las MGs, por su capacidad para operar tanto de forma aislada a la red como conectada a la red principal, resultan una herramienta de alto valor para maximizar el potencial de los SPPs. Al permitir la inclusión de generación renovable, las MGs pueden asegurar una fuente de electricidad para el funcionamiento de los SPPs, permitiendo aumentar la productividad de las comunidades. Además, debido a la estructura de las MGs, permiten un crecimiento escalable que se ajuste a las necesidades y recursos de cada comunidad rural.

El PUE, las MGs y la energía renovable resultan en una estrategia poderosa para el desarrollo económico y un impulso a la producción local de las comunidades rurales, sino que también contribuye al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas [54], en específico, aquellos que buscan dar acceso a la energía, promover el crecimiento económico y combatir el cambio climático, debido al uso de renovables. Algunos ejemplos de la aplicación de esto se presentan en [55] y [56]. En el caso Chileno, existen SPPs que han sido instaladas en el norte del país, como los presentados en [57] y [9], los cuales se basan en la iniciativa Ayllu Solar, que busca potenciar el capital humano mediante el uso de la energía solar en comunidades rurales en Arica y Parinacota [58].

Una particularidad importante que se debe considerar sobre los SPPs es la complejidad de su comportamiento debido a la interacción de los distintos tipos de cargas que los componen, incluyendo cargas dependientes de la tensión, cuya modelación inadecuada causa que la incertidumbre de la operación de una MG aumente, esto debido a que los perfiles de tensión de las MGs tienen variaciones considerables debido a su baja relación X/R [3], impactando la seguridad y calidad de la operación. De manera de lograr una operación adecuada, se han desarrollado modelos para la representación del comportamiento de SPPs, considerando las distintas componentes y dependencias de tensión que contienen. Un ejemplo de esto se presenta en [59], donde se desarrolla un modelo de carga ZIP extendido que caracteriza las demandas de los SPPs y su sensibilidad a la tensión mediante el uso de data recolectada de SPPs instalados en el norte de Chile. La expansión del modelo ZIP considera adicionalmente la incorporación de una componente flexible que logre, mediante una modelación variante en el tiempo, representar las incertidumbres del comportamiento del modelo que puedan existir incluso tras la modelación de la dependencia de la tensión. La representación del modelo ZIP, para un intervalo de tiempo k , se presenta en las

ecuaciones (2.28), (2.29), (2.30) y (2.31).

$$P(k) = P_0(\alpha_1(\frac{V(k)}{V_0})^2 + \alpha_2(\frac{V(k)}{V_0}) + \alpha_3) \quad (2.24)$$

$$Q(k) = Q_0(\beta_1(\frac{V(k)}{V_0})^2 + \beta_2(\frac{V(k)}{V_0}) + \beta_3) \quad (2.25)$$

$$\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 = 1 \quad (2.26)$$

$$\beta_1 + \beta_2 + \beta_3 = 1 \quad (2.27)$$

donde $P(k)$ y $Q(k)$ representan la potencia activa y reactiva total que consume el SPP para un intervalo k , considerando que la tensión en ese intervalo de tiempo es $V(k)$. Por otro lado, P_0 y Q_0 son las potencias activas y reactivas que consume el proceso para las condiciones nominales, es decir, tensión nominal V_0 . Los factores α y β representan los coeficientes del modelo ZIP para la potencia activa y reactiva, los cuales cumplen la condición presentada en (2.30) y (2.31).

La representación de la extensión del modelo ZIP, dada por la adición de la componente flexible, se presenta en las ecuaciones (2.32), (2.33), (2.34) y (2.35).

$$P(k) = ZIP_{flex}(\hat{V}(k)) + \sum_{\omega=1}^{\Omega} \delta_{\omega}(k) ZIP_{\omega}(\hat{V}(k)) \quad (2.28)$$

$$\sum_{\omega=1}^{\Omega} \delta_{\omega}(k) \leq 1 \quad (2.29)$$

$$ZIP_{flex}(\hat{V}(k)) = P_{flex}(k)(\hat{\alpha}_1(k)\hat{V}^2(k) + \hat{\alpha}_2(k)\hat{V}(k) + \hat{\alpha}_3) \quad (2.30)$$

$$ZIP_{\omega}(\hat{V}(k)) = P_{0,\omega}(\alpha_{1,\omega}\hat{V}^2(k) + \alpha_{2,\omega}\hat{V}(k) + \alpha_{3,\omega}) \quad (2.31)$$

Donde $P(k)$ es el consumo total para intervalo de tiempo k , $ZIP_{flex}(\hat{V}(k))$ representa la componente flexible del modelo extendido ZIP variable en el tiempo; Para la representación de esta componente es necesario identificar todos sus parámetros, los cuales son $P_{flex}(k)$, $\hat{\alpha}_1(k)$, $\hat{\alpha}_2(k)$, $\hat{\alpha}_3(k)$. El termino $ZIP_{\omega}(\hat{V}(k))$ representa los distintos equipos o componentes que forman parte del SPP, cuyos respectivos coeficientes dependen de la naturaleza y comportamiento de cada uno de ellos, requiriendo identificar los valores de δ_{ω} , que representa la contribución de cada uno de ellos en la demanda del SPP.

Capítulo 3

Formulación

En esta sección se presenta la formulación del EMS, incluyendo la modelación del UC, el OPF AC, los horizontes de tiempo variables y los modelos de carga de SPPs. En primer lugar, se presenta la formulación y justificación del horizonte de tiempo variable:

3.1 Horizonte de tiempo variable

En la actualidad, las energías renovables han aumentado su penetración de manera significativa durante la última década, como se observa en los datos entregados en [60], transformando la dinámica de los sistemas eléctricos a nivel global y local. En el caso de las MGs, esta tendencia es aún más relevante debido a su alta dependencia de recursos energéticos distribuidos como la energía solar y eólica, los cuales presentan una variabilidad intrínseca. Este contexto hace que la solución horaria tradicional del UC resulte inadecuada para satisfacer las necesidades operativas de las MGs, ya que no permite una planificación suficientemente flexible para manejar las fluctuaciones rápidas y frecuentes de las energías renovables. Por lo tanto, es necesario adaptar el UC a las características únicas de las MGs, enfocándose en horizontes temporales más cortos y estrategias que consideren su escala y naturaleza descentralizada.

En [8], se propone un modelo de UC para operaciones de corto plazo en el que se introducen intervalos de tiempo variables, esto de manera de representar la incertidumbre que introducen las energías renovables al tener una alta penetración en un sistema. Considerando las características antes mencionadas de las MGs, incluyendo el alto interés en la actualidad por utilizar recursos energéticos renovables y tecnologías de almacenamiento de energía, el modelo propuesto resulta una buena opción para afrontar la incertidumbre, considerando que la tasa de actualización de pronósticos meteorológicos está en el rango de minutos a una hora [61]. Para lograr esto, el horizonte de operación se divide en una mayor cantidad de intervalos, siguiendo la idea de que la primera hora del horizonte tiene que tener una resolución de 5 minutos, la segunda hora del

horizonte una resolución de 15 minutos, la tercera una resolución de 30 minutos y, finalmente, el resto del horizonte con una resolución horaria. En la Tabla 3.1 se presenta una representación de las primeras horas de este horizonte de tiempo variable.

Tabla 3.1: Representación de las primeras horas del horizonte de tiempo variable

Hora	1												2				3		4	5	...
N° de intervalo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	...
Duración intervalo	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	15	15	15	15	30	30	60	60	60

Considerando que cada intervalo tiene valores no constantes, se hace necesario realizar una adaptación de los parámetros, utilizados de manera horaria en un UC tradicional al UC que utiliza un horizonte de tiempo variable. Para esto, cada parámetro que represente una cantidad temporal debe considerar una dimensión adicional, relacionada con el número de intervalos del horizonte a trabajar, de manera de definir los posibles valores para cada intervalo.

Como manera de ejemplo se toma el siguiente parámetro, T_g^{up} , con valor de 3 horas. En un problema de UC con un horizonte de tiempo donde cada intervalo tiene un valor constante de minutos, este parámetro tendría un valor constante para todo el problema. Por otro lado, debido a la variación en duración de intervalos a lo largo del horizonte del modelo que se propone, es necesario definir este parámetro como un vector de, para el caso de 24 horas siguiendo lo establecido en la Tabla 3.1, 39 valores, y representa la cantidad de intervalos variables equivalente a 3 horas. En la Figura 3.2 se presenta una representación gráfica del equivalente en número de intervalos del parámetro de ejemplo, donde $T_g^{up}(1)=18$, $T_g^{up}(13)=7$ y $T_g^{up}(17) = 4$.

Tabla 3.2: Representación del equivalente a 3 horas en un horizonte de tiempo variable.

Hora	1												2				3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Nº de Intervalo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
Duración Intervalo	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	15	15	15	15	30	30	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	

Adicionalmente, se debe considerar que la definición relacionada con la Figura 3.2 considera variables temporales que representan tiempos vistos a futuro, es decir, considerando como intervalo inicial el t correspondiente. Con esto, es posible definir un segundo tipo de parámetro relacionado con el tiempo, aquellos que representen tiempos vistos a pasado; estos serán representados de la forma $T_g^{up*}(k)$, y su representación gráfica se puede obtener de la Figura 3.2, donde $T_g^{up*}(18)=18$, $T_g^{up*}(19)=7$ y $T_g^{up*}(20)=4$.

Extensión de los intervalos de tiempo

Debido a la naturaleza de las restricciones asociadas al UC y el horizonte de tiempo variable a utilizar en la formulación del modelo, existen casos especiales en donde se incluyen parámetros en la formulación que contienen valores para intervalos de tiempo fuera del horizonte de estudio. En manera de ejemplo, se entrega la definición de la restricción de tiempo mínimo de encendido de una unidad térmica.

$$\delta_g(k) \geq \sum_{\tau=k-T_g^{up}(k)+1}^k y_g(\tau)$$

La cual significa que una unidad debe mantenerse encendida, es decir $\delta_g(k)=1$, si se ha realizado un encendido, es decir $y_g(k)=1$, durante los últimos $T_g^{up}(k)$ intervalos de tiempo. Debido a que el parámetro $T_g^{up}(k)$ puede ser mayor al intervalo de tiempo actual k , es necesario tener la definición de la variable $y_g(k)$ para tiempos previos al período de análisis. Para realizar esto, en [8] y [62], se definen los conjuntos K^+ y K^- , que representan el conjunto de períodos de tiempo extendido al pasado y al futuro, respectivamente, donde:

$$\begin{aligned} K^- &= K^{ext-} \cup K = \{-\bar{K}^-, \dots, 0\} \cup \{1, \dots, \bar{K}\} \\ K^+ &= K \cup K^{ext+} = \{1, \dots, \bar{K}\} \cup \{K^- + 1, \dots, \bar{K} + \bar{K}^+\} \end{aligned}$$

Considerando estos conjuntos de tiempos extendidos, se debe definir los valores límite para el conjunto extendido al pasado y futuro. En el caso de [62], se define el límite al pasado como el tiempo de encendido en frío más grande de todas las unidades térmicas, es decir:

$$\bar{K}^- = \max_g \{T_g^{hc}\}$$

Con esto se busca asegurar de que se conozca el posible tipo de encendido (frío, tibio y caliente) para cualquier unidad que comience un encendido en el intervalo $t = 1$. De manera similar, se define el límite al futuro como el tiempo de desincronización más grande de todas las unidades térmicas, es decir:

$$\bar{K}^+ = \max_g \{T_g^{des}\}$$

Con esto se logra que las restricciones de desincronización, las cuales se basan en tiempos vistos

a futuro, funcionen correctamente en intervalos cercanos a $\bar{K}$.

Como consecuencia de la implementación de esta extensión, se debe inicializar aquellas variables que pertenecen a restricciones que incluyan estos conjuntos extendidos al pasado, como por ejemplo la variable binaria de encendido $y_g(k)$, que indica si una unidad estaba encendida previo al horizonte de análisis establecido o es necesario encenderla una vez dentro de éste. Por otro lado, para las restricciones con conjuntos extendidos al futuro, los valores de las variables relacionadas son determinados por la solución del modelo.

Modelación de encendidos y apagados de unidades térmicas

Las unidades generadoras térmicas y sus encendidos y apagados son modelados mediante la existencia de 4 fases distintas, como es realizado en [8] y [63], las cuales se definen a continuación:

- Fase de sincronización: Es el tiempo que requiere la unidad para poder sincronizarse con el sistema. Durante este periodo se puede considerar que la unidad térmica no esta inyectando potencia al sistema.
- Fase de *soak* o calentamiento: Es una fase en donde la unidad comienza a aumentar su potencia generada hasta alcanzar el valor de potencia mínima de la unidad al terminar la fase, para este modelo se considera que el límite de potencia aumenta de manera lineal, por lo que puede ser modelada por una rampa de pendiente constante.
- Fase despachable: Es una fase donde la unidad se encuentra preparada para ajustar su generación, limitada por sus rampas de subida y bajada, a valores que se encuentren entre la potencia mínima y máxima de la unidad.
- Fase de desincronización: Es el tiempo que requiere la unidad para poder disminuir su generación hasta cero. Al igual que la fase de *soak*, la modelación de los límites de potencia para esta fase se realizan con un decrecimiento lineal, es decir un rampa de pendiente negativa constante.

Estas fases y sus tiempos de duración son representadas de manera gráfica para una unidad térmica de alta potencia en las Figuras 3.1 y 3.2.

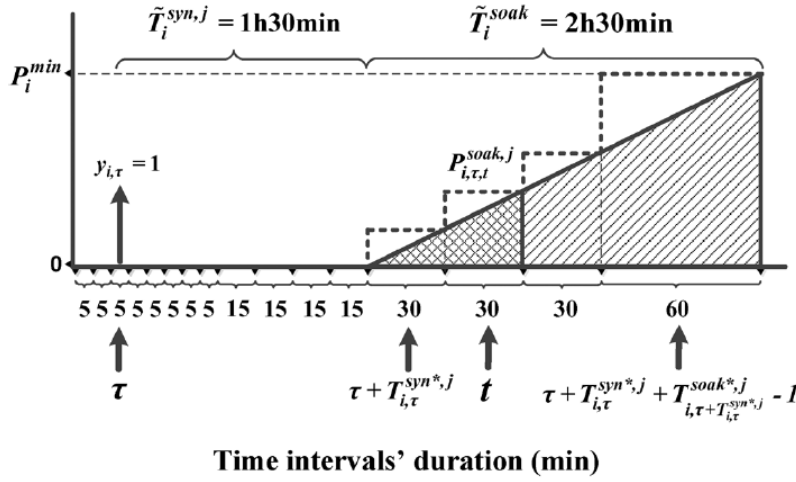


Figura 3.1: Representación de la potencia de la unidad térmica de alta potencia durante su encendido, incluyendo la fase de sincronización y *soak*, extraída de [8].

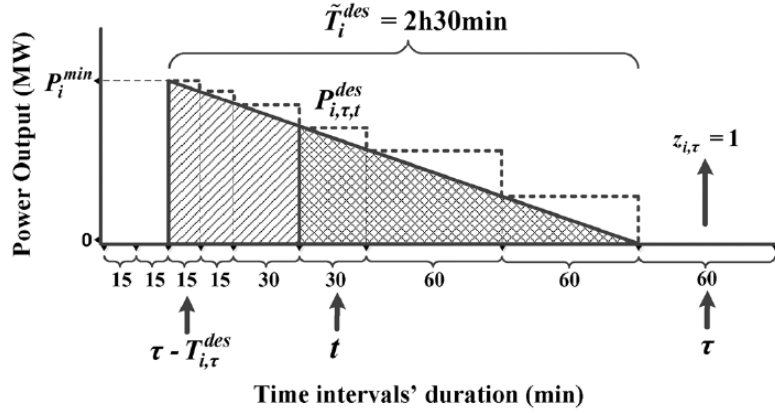


Figura 3.2: Representación de la potencia de la unidad térmica de alta potencia durante su apagado, incluyendo la fase de desincronización, extraída de [8].

Como consideración adicional, se tiene que los tiempos de duración de las fases de sincronización y *soak* pueden variar según el tipo de encendido. A continuación se definen 2 tipos de encendido:

- Encendido en frío: Se considera un encendido frío cuando la unidad térmica ha estado apagada durante un tiempo mayor a $T_g^{hc}(t)$.
- Encendido en caliente: Se considera un encendido en caliente cuando la unidad térmica ha estado apagada durante un tiempo menor a T_g^{hc} .

Según el tipo de encendido que realice una unidad generadora térmica, también se tiene que los costos asociados a la maniobra de encendido varían según el tipo de este, lo que hace nece-

sario definir variables de encendido, que en el modelo a desarrollar vienen dadas por variables binarias, asociadas con el tipo de encendido, las cuales permiten agregar sus costos de encendido correspondientes a los costos totales de operación.

Tomando en cuenta el comportamiento de tipo rampa lineal que tiene la generación de la unidad durante las etapas de *soak* y desincronización, es necesario definir la relación entre la potencia de cada intervalo que compone estas etapas con la potencia mínima de la unidad. Esta relación se presenta en (3.1) y (3.3) para la fase de *soak* y en (3.2) y (3.4) para la fase de desincronización. La ecuación (3.1) representa una proporción entre la cantidad de intervalos de tiempos que han transcurrido desde que inicio la fase de *soak*, es decir, desde $\tau + T_{g,\tau}^{sync*,j}$, hasta el intervalo actual, esto sobre la duración total de la fase, cuyo final es $\tau + T_{g,\tau}^{sync*,j} + T_{g,\tau+T_{g,\tau}^{sync*,j}}^{soak*,j} - 1$. Por otro lado la ecuación (3.2) presenta una proporción de los intervalos de tiempos restantes de la fase de desincronización, esto es desde el intervalo actual k hasta el intervalo $\tau - 1$, esto sobre la duración total de la fase de desincronización, cuyo inicio es $\tau - T_{g,\tau}^{des}$. Se debe considerar que para esta representación en intervalos de duración variable, la duración de las fases depende del intervalo de inicio, esta es la razón de porque el final de la fase de *soak* contiene el parámetro $T_{g,\tau+T_{g,\tau}^{sync*,j}}^{soak*,j}$. Finalmente, el objetivo de estas dos ecuaciones es poder representar el encendido y apagado de la unidad mediante una rampa de pendiente constante que se adapte a la variabilidad de los intervalos temporales.

$$P_{g,\tau,k}^{soak,j} = P_g^{min} \frac{\sum_{k=\tau+T_{g,\tau}^{sync*,j}}^k \Delta_k}{\frac{\tau+T_{g,\tau}^{sync*,j}+T_{g,\tau+T_{g,\tau}^{sync*,j}}^{soak*,j}-1}{\sum_{k=\tau+T_{g,\tau}^{sync*,j}} \Delta_k}} \quad (3.1)$$

$$\forall g \in G, \tau \in K^-, \tau + T_{g,\tau}^{sync*,j} \leq k \leq \tau + T_{g,\tau}^{sync*,j} + T_{g,\tau+T_{g,\tau}^{sync*,j}}^{soak*,j} - 1$$

$$P_{g,\tau,k}^{des,j} = P_g^{min} \frac{\sum_{k=k}^{\tau-1} \Delta_k}{\sum_{k=\tau-T_{g,\tau}^{des}}^{\tau-1} \Delta_k} \quad (3.2)$$

$$\forall g \in G, \tau \in T^+, \tau - T_{g,\tau}^{des} \leq k \leq \tau - 1$$

Para los demás casos:

$$P_{g,\tau,k}^{soak,j} = 0 \quad (3.3)$$

$$P_{g,\tau,k}^{des,j} = 0 \quad (3.4)$$

3.2 Formulación del EMS

En primer lugar, se define la función objetivo del EMS, presentada en la ecuación (3.5), que consiste en los costos totales de operación de la MG aislada. Los costos totales se pueden descomponer en tres componentes principales:

- Costo de operación de unidades térmicas, considerando los costos variables de operación para los distintos estados de la unidad, esto es, costos de generación sin carga, NLC_g , para la etapa de sincronización y un costo de operación, $C_{b,g}$, que depende linealmente de la generación, $P_g(k)$, para la etapa despachada. Adicionalmente, se consideran costos de encendido y apagado de la unidad, SUC_g^j y SDC_g , esto considerando los dos tipos de encendido, j , posibles: frío y caliente. Adicionalmente, se considera un factor de un 5% adicional al costo de participación en las reservas primarias y secundarias, dadas por $r_{g,1+}(k)$, $r_{g,1-}(k)$, $r_{g,2+}(k)$, $r_{g,2-}(k)$ y $r_{g,3S}(k)$, de manera de fomentar la participación de la unidad en estos servicios complementarios.
- Costos asociados a la operación de las unidades de almacenamiento de energía, C_b , el cuál depende linealmente de la potencia de descarga de la batería, $P_{b,dis}(k)$. Adicionalmente, se considera un factor de 10% adicional al costo de participación en la reserva primaria, $R_{b,UP}$, de manera de fomentar la participación de la unidad en estos servicios complementarios.
- Costos asociados a la energía no servida, $P_{US}(k)$, que vienen dado por la multiplicación de una constante de costo, C_{US} , de valor lo suficientemente alto para que esta componente solo sirva en casos extremos, y la potencia no servida en el sistema. La utilidad de esta componente es poder entregar una resolución al problema para casos en que las unidades del sistema no pueden suplir la demanda, por ende esta modelada como una sola unidad térmica imaginaria de costo mucho mayor a las demás.

Es importante notar que tanto la componente de almacenamiento de energía y sus reservas, la componente lineal de generación térmica y sus reservas, y la componente de la potencia no servida dependen de la duración del intervalo $\Delta_k(k)$.

$$\begin{aligned}
 \underset{P,Q,y,z,\delta}{\text{Minimize}} \quad & \text{Cost} = \sum_{k \in K} \left(\sum_{g \in G} \left(\sum_{j \in J} SUC_g^j y_g^j(k) + SDC_g z_g(k) + NLC_g (\delta_g(k) - \delta_g^{sync}(k)) \right) \right. \\
 & + \Delta_k(k) \left(\sum_{g \in G} (C_{b,g} (P_g(k) + 1,05 * (r_g^{1+}(k) + r_g^{1-}(k) + r_g^{2+}(k) + r_g^{2-}(k) + r_g^{3S}(k))) \right. \\
 & \left. \left. + \sum_{b \in B} C_b (P_b^{dis}(k) + 1,1(R_{b,UP})) + C_{US} P_{US}(k) \right) \right) \quad (3.5)
 \end{aligned}$$

A continuación se definen las restricciones del EMS, en primer lugar se tiene (3.6), el balance de potencia activa del sistema, compuesto por la suma de la generación de unidades térmicas, $P_g(k)$, la inyección o consumo de las unidades almacenadoras de energía, $P_b^{dis}(k)$ y $P_b^{ch}(k)$, las pérdidas por distribución, $P_{r,s}^{loss}(k)$, la generación distribuida del sistema, $P_{DG,m}(k)$, la demanda, compuesta por centros de carga, $P_{L,n}(k)$ y los SPPs, $P_{SPP}(u_r(k))$, la energía no servida, $P_{US}(k)$, para casos en que no se tenga capacidad de suplir la demanda, y la energía vertida, $P_{curt}(k)$, para casos con exceso de generación, usualmente dados por exceso de generación renovable.

$$\begin{aligned} \sum_{g \in G} P_g(k) + \sum_{b \in B} P_b^{dis}(k) + P_{US}(k) &= \sum_{b \in B} P_b^{ch}(k) + \sum_{n \in N} [P_{L,n}(k) + P_{SPP}(u_r(k))] \\ &+ \sum_{s \in B, s \neq r} P_{r,s}^{loss}(k) - \sum_{m \in M} (P_{DG,m}(k)) + P_{curt}(k) \end{aligned} \quad (3.6)$$

De manera paralela se define (3.7), el balance de potencia reactiva del sistema, considerando el aporte de unidades térmicas, $Q_g(k)$, el consumo de los centros de carga, $Q_{L,n}(k)$, SPPs, $Q_{SPP}(u_r(k))$ y las pérdidas reactivas en las líneas del sistema de distribución de la MG, $Q_{r,s}^{loss}$.

$$\sum_{g \in G} Q_g(k) = \sum_{n \in N} [Q_{L,n}(k) + Q_{SPP}(u_r(k))] + \sum_{s \in B, s \neq r} Q_{r,s}^{loss}(k) \quad (3.7)$$

En (3.8) y (3.9) se define las ecuaciones de balance nodal de potencia activa y reactiva del sistema, $P_r(k)$ y $Q_r(k)$, considerando pérdidas del sistema de distribución de la MG, $P_{r,s}^{loss}(k)$ y $Q_{r,s}^{loss}(k)$. Mediante la convexificación de las ecuaciones del OPF en AC se representan los flujos de potencia entre líneas mediante la interacción de las variables auxiliares, $u_r(k)$, $I_{r,s}(k)$ y $T_{r,s}(k)$, y los parámetros de las líneas del sistema, $G_{r,s}$ y $B_{r,s}$.

$$P_r(k) = \sqrt{2}G_{r,r}u_r(k) + \sum_{s \in B, s \neq r} [G_{r,s}I_{r,s}(k) + B_{r,s}T_{r,s}(k)] + \sum_{s \in B, s \neq r} P_{r,s}^{loss}(k) \quad (3.8)$$

$$Q_r(k) = -\sqrt{2}B_{r,r}u_r(k) - \sum_{s \in B, s \neq r} [B_{r,s}I_{r,s}(k) - G_{r,s}T_{r,s}(k)] + \sum_{s \in B, s \neq r} Q_{r,s}^{loss}(k) \quad (3.9)$$

De igual manera se definen las ecuaciones (3.10) y (3.11), las cuales representan la restricción de forma cónica de las corrientes de línea, donde $\ell_{r,s}(k)$ es el cuadrado de la corriente de línea, y las tensiones de una barra, $u_r(k)$, tras aplicar la convexificación desarrollada. $P_{r,s}(k)$ y $Q_{r,s}(k)$ representan las potencias activas y reactivas fluyendo desde la barra r a la barra s , en el intervalo k .

$$\ell_{r,s}(k)u_r(k) \geq P_{r,s}^2(k) + Q_{r,s}^2(k) \quad (3.10)$$

$$2u_r(k)u_s(k) \geq I_{r,s}^2(k) + T_{r,s}^2(k) \quad (3.11)$$

Posteriormente, se define la restricción (3.12) que, utilizando la definición del término u_r resultante del procedimiento de convexificación, permite limitar las tensiones de las barras del sistema a sus límites superiores, V_r^{max} , e inferiores, V_r^{min} .

$$\frac{(V_r^{min})^2}{\sqrt{2}} \leq u_r(k) \leq \frac{(V_r^{max})^2}{\sqrt{2}} \quad (3.12)$$

Mediante la matriz de admitancia del sistema, $Y_{R,S}$, y la diferencia de tensión al cuadrado, $u_r(k)$, entre dos barras del sistema, se define en (3.13) la restricción de potencia aparente máxima entre las líneas del sistema, $S_{r,s}^{max}$.

$$|Y_{r,s}(u_r(k) - u_s(k))| \leq S_{r,s}^{max} \quad (3.13)$$

Resultante de la convexificación de las ecuaciones del flujo de potencia del sistema, se definen las relaciones (3.14) y (3.15), las cuales tienen su origen en la dependencia en el coseno y seno de las variables auxiliares, $I_{r,s}(k)$ y $T_{r,s}(k)$.

$$I_{r,s}(k) = I_{s,r}(k) \quad (3.14)$$

$$T_{r,s}(k) = -T_{r,s}(k) \quad (3.15)$$

Las restricciones (3.16) y (3.17) definen, a partir de la corrientes al cuadrado de las líneas del sistema, $\ell_{r,s}(k)$, las resistencias y admitancias del sistema, $\Re(Z_{r,s})$ y $\Im(Z_{r,s})$, Y las pérdidas de potencia activa y reactiva resultantes en cada una de las líneas de distribución, $P_{r,s}^{loss}(k)$ y $Q_{r,s}^{loss}(k)$.

$$P_{r,s}^{loss}(k) = \ell_{r,s}(k)\Re(Z_{r,s}) \quad (3.16)$$

$$Q_{r,s}^{loss}(k) = \ell_{r,s}(k)\Im(Z_{r,s}) \quad (3.17)$$

En (3.18), se define la variable de encendido de una unidad térmica, $y_g(k)$, la cual, considerando la modelación de encendidos en frío y caliente, $y_g^j(k)$, solo puede corresponder a un tipo de encen-

dido j .

$$y_g(k) = \sum_{j \in J} y_g^j(k) \quad (3.18)$$

Las restricciones (3.19) y (3.20) definen los criterios de activación de las variables binarias relacionadas a cada uno de los tipos de encendido, y_g^h y y_g^c , a partir de la variable z_g de apagado. Cómo se explicó en el Capítulo 2, el tipo de encendido se considerará del tipo frío si la unidad térmica lleva apagada un tiempo mayor a $T_g^{hc}(k)$ y del tipo caliente si la unidad lleva apagada un tiempo menor a $T_g^{hc}(k)$. Es importante considerar que, debido a el término inferior de la sumatoria del encendido en estado caliente, estas restricciones se definen para el horizonte de tiempo extendido, definido en el Capítulo 2.

$$y_g^h(k) = \sum_{\tau=k-T_g^{hc}(k)+1}^k z_g(\tau) \quad \forall k \in K^+ \quad (3.19)$$

$$y_g^c(k) = \sum_{\tau=1}^{k-T_g^{hc}(k)} z_g(\tau) \quad \forall k \in K^+ \quad (3.20)$$

A continuación, se define la lógica de las variables binarias de encendido y apagado, $y_g(k)$ y $z_g(k)$. Mediante la restricción (3.21), la unidad térmica activará el estado de encendido o apagado según el cambio en la variable binaria de operación, $\delta_g(k)$. En (3.22) se establece una restricción a las variables de encendido y apagado de la unidad, sólo permitiendo que una de estas tenga valor distinto a 0 para un intervalo de tiempo.

$$y_g(k) - z_g(k) = \delta_g(k) - \delta_g(k-1) \quad (3.21)$$

$$y_g(k) + z_g(k) \leq 1 \quad (3.22)$$

La restricción (3.23) define la lógica de estado para los distintos estados de operación que puede tener una unidad térmica, los cuales son: Sincronización ($\delta_g^{sync}(k)$), "soak" o calentamiento ($\delta_g^{soak}(k)$), despachable ($\delta_g^{disp}(k)$) y desincronización ($\delta_g^{des}(k)$). Si la unidad se encuentra en operación, solo uno de estos estados es posible.

$$\delta_g(k) = \delta_g^{sync}(k) + \delta_g^{soak}(k) + \delta_g^{disp}(k) + \delta_g^{des}(k) \quad (3.23)$$

Las restricciones (3.24) y (3.25) definen las condiciones de los estados de operación de sincronización y de "soak", $\delta_g^{sync}(k)$ y $\delta_g^{soak}(k)$, donde, para el caso de sincronización, se requiere que un encendido ($y_g^j = 1$) haya ocurrido en los últimos $T_g^{sync,j}(k)$ intervalos, mientras que, para el caso de "soak", se requiere que el encendido haya ocurrido entre un rango de intervalos anteriores que considera los tiempos de "soak" de las unidades, $T_g^{soak,j}(k)$, y los tiempos de sincronización, $T_g^{sync,j}(k)$.

$$\delta_g^{sync}(k) = \sum_{j \in J} \left(\sum_{\tau=k-T_g^{sync,j}(k)}^k y_g^j(\tau) \right) \quad \forall k \in K^+ \quad (3.24)$$

$$\delta_g^{soak}(k) = \sum_{j \in J} \left(\sum_{\tau=k-T_g^{soak,j}(k)-T_g^{sync,j}(k)}^{(k-T_g^{soak,j}(k))+1} y_g^j(\tau) \right) \quad \forall k \in K^+ \quad (3.25)$$

La restricción (3.26) se encarga de limitar la generación de la unidad térmica según el aumento lineal de potencia, $P_{g,k}^{soak,j}(\tau)$, explicado en el Capítulo 2, donde se utiliza la variable binaria de encendido $y_g^j(k)$ para asegurar que la restricción sólo aplique en intervalos donde la unidad se encuentra en el estado de "soak".

$$p_g^{soak}(k) = \sum_{j \in J} \left(\sum_{\tau=k-T_g^{soak,j}(k)-T_g^{sync,j}(k)}^{(k-T_g^{soak,j}(k))+1} y_g^j(\tau) P_{g,k}^{soak,j}(\tau) \right) \quad \forall k \in K^+ \quad (3.26)$$

De manera similar a los casos de sincronización y de "soak", la restricción (3.27) define la condición para el estado de desincronización, $\delta_g^{des}(k)$, el cuál ocurre si la unidad térmica ha realizado un apagado ($z_g(k) = 1$) en los últimos $T_g^{des}(k+1)$ intervalos.

$$\delta_g^{des}(k) = \sum_{\tau=k+1}^{k+T_g^{des}(k+1)} z_g(\tau) \quad (3.27)$$

De manera similar a la restricción (3.26), la restricción (3.28) define la potencia de la unidad térmica en cada intervalo correspondiente al estado de desincronización, p_g^{des} , el cuál, como fue modelado en el Capítulo 3, corresponde a una disminución lineal de potencia, $P_{g,k}^{des}(\tau)$ luego de que la unidad haya comenzado un apagado ($z_g(k) = 1$).

$$p_g^{des}(k) = \sum_{\tau=k+1}^{k+T_g^{des}(k+1)} z_g(\tau) P_{g,k}^{des}(\tau) \quad \forall k \in K^+ \quad (3.28)$$

Las restricciones (3.29) y (3.30) definen los tiempos mínimos de apagado y de encendido de las unidades térmicas, causando que solamente puedan entrar en operación si han pasado $T_g^{dn}(k)$ intervalos desde el último apagado de la unidad ($z_g(k) = 1$), o solamente pueda salir de operación si han pasado $T_g^{up}(k)$ intervalos desde el último encendido de la unidad ($y_g(k) = 1$).

$$\delta_g(k) \geq \sum_{\tau=k-T_g^{up}(k)+1}^k y_g(\tau) \quad (3.29)$$

$$1 - \delta_g(k) \geq \sum_{\tau=k-T_g^{dm}(k)+1}^k z_g(\tau) \quad (3.30)$$

La restricción (3.31) corresponde a los límites de rampa de subida y bajada de generación de una unidad térmica, DR_g y UR_g , esta cuenta con términos adicionales que hacen que la restricción se vuelva redundante al estar en un estado de operación distinto al despachable ($\delta_g^{des} \neq 1$), mientras que, al estar en estado despachable, la diferencia de generación de la unidad entre un intervalo y el siguiente debe ser mayor a $-DR_g\Delta_t$, que corresponde a un valor de rampa dado en kW/min multiplicado por la duración del intervalo, y menor a $UR_g\Delta_g$, que, de igual manera, corresponde a un valor de rampa dado en kW/min multiplicado por la duración del intervalo.

$$-DR_g\Delta_t - P_g^{max}(z_g(k) + \delta_g^{des}) \leq P_g(k+1) - P_g(k) \leq UR_g\Delta_t + P_g^{max}(y_g(k) + \delta_g^{syn}(k) + \delta_g^{soak}(k)) \quad (3.31)$$

La restricción (3.32) corresponde a la definición de la potencia activa mínima generada por una unidad térmica, P_g^{min} , donde se incluyen términos adicionales cuya función es: Para el caso en que la unidad se encuentre en estado "soak" o de-sincronización, la potencia mínima generada en el intervalo actual se reemplaza por la definida en las restricciones (3.26) y (3.28), $p_g^{soak}(k)$ y $p_g^{des}(k)$, y, debido a que los términos de reserva valen 0 para estados que no sean el despachable, causa la igualdad de la potencia generada a la potencia de estado correspondiente; En el caso de que la unidad se encuentre en estado despachable, los términos adicionales r_g^{1-} y r_g^{2-} tendrán valores distintos de 0 y deberán ser considerados en el total de la generación de la unidad, la cuál será limitada por el parámetro P_g^{min} .

$$P_g^{min} \delta_g^{disp}(k) + p_g^{soak}(k) + p_g^{des}(k) \leq P_g(k) - r_g^{1-}(k) - r_g^{2-}(k) \quad (3.32)$$

La restricción (3.33) corresponde a la definición de potencia activa máxima generada por una unidad térmica, P_g^{max} , donde, de manera similar a la restricción (3.32), se incluyen términos que reemplazan el valor de P_g^{max} para estados de "soak" y de-sincronización, forzando que la generación sea igual a los valores definidos en las restricciones (3.26) y (3.28), $p_g^{soak}(k)$ y $p_g^{des}(k)$. De manera similar, se incluyen términos relacionados a las reservas, en este caso primaria y secundaria en subida y en giro, r_g^{1+} , r_g^{2+} y r_g^{3S} , las cuales deben ser consideradas dentro de la generación total de la unidad.

$$P_g(k) + r_g^{1+}(k) + r_g^{2+}(k) + r_g^{3S}(k) \leq P_g^{max} \delta_g^{disp}(k) + p_g^{soak}(k) + p_g^{des}(k) \quad (3.33)$$

Las restricciones (3.34) y (3.35) corresponden a límites de potencia activa máxima y mínima que aplican para el caso en que una unidad que pueda participar en la reserva secundaria. Si la unidad se encuentra en estado despachable, estas restricciones resultan redundantes al tener menor cantidad de términos que las restricciones (3.32) y (3.33). En el caso de que la unidad este participando en la reserva secundaria, se tiene que la potencia generada por la unidad y la destinada a la reserva secundaria en subida (o bajada) no pueden ser mayor (o menor) a un límite superior (o inferior) de potencia modificado, $P_g^{max,R2}$ ($P_g^{min,R2}$).

$$P_g(k) + r_g^{2+}(k) \leq P_g^{max}(\delta_g^{disp}(k) - \delta_g^{R2}(k)) + P_g^{max,R2} \delta_g^{R2}(k) + p_g^{soak}(k) + p_g^{des}(k) \quad (3.34)$$

$$P_g^{min}(\delta_g^{disp}(k) - \delta_g^{R2}(k)) + P_g^{min,R2} \delta_g^{R2}(k) + p_g^{soak}(k) + p_g^{des}(k) \leq P_g(k) - r_g^{2-}(k) \quad (3.35)$$

La restricción (3.36) corresponde a un límite superior, Q_g^{max} , e inferior, Q_g^{min} de la potencia reactiva generada, $Q_g(k)$, por una unidad térmica cuando se encuentra en el estado despachable.

$$Q_g^{min} \delta_g^{disp}(k) \leq Q_g(k) \leq Q_g^{max} \delta_g^{disp}(k) \quad (3.36)$$

La restricción (3.37) define la lógica de variables binarias referente a la participación de la reserva secundaria de una unidad térmica (δ_g^{R2}), permitiendo que esto ocurra solo cuando la unidad se encuentra en estado despachable ($\delta_g^{disp}(k) = 1$).

$$\delta_g^{R2}(k) \leq \delta_g^{disp}(k) \quad (3.37)$$

La restricción (3.38) modela la generación distribuida del sistema, en este caso generación fotovoltaica, $P_{DG,m}$, utilizando los parámetros de área, A_{PV} , eficiencia, η_{DG} , e irradiancia, $\Phi(k)$, para calcular el aporte de potencia activa de los paneles fotovoltaicos.

$$P_{DG,m} = \eta_{DG} A_{PV} \Phi(k) \quad (3.38)$$

Las restricciones (3.39) - (3.43) corresponden a la definición de las potencias destinadas a los distintos tipos de reserva. En primer lugar, la restricción (3.39) corresponde a los límites superiores, $R_g^{max,w}$, del aporte de las reservas secundaria en subida o bajada, dadas por $r_g^w(k)$, para cuando el generador se encuentra aportando a la reserva secundaria ($\delta_g^R(k) = 1$). La restricción (3.40) se define con la misma lógica que la restricción (3.39), pero esta vez depende solo de que la unidad esté en su estado despachable ($\delta_g^{disp} = 1$). La restricción (3.41) corresponde a los requerimientos de sistema para las reservas secundarias y en giro, que corresponden a $R^{sys,w}(k)$, los cuáles son cubiertos solo por los aportes de unidades térmicas, $r_g^w(k)$. La restricción (3.42) y (3.43) se definen con la misma lógica de la restricción (3.41), pero considerando los aportes de las baterías del sistema, dados por los términos $R_b^{DN}(k)$ y $R_b^{UP}(k)$.

$$0 \leq r_g^w(k) \leq R_g^{max,w} \delta_g^R(k) \quad \forall g \in G, \forall k \in K, w \in [2^+, 2^-] \quad (3.39)$$

$$0 \leq r_g^w(k) \leq R_g^{max,w} \delta_g^{disp}(k) \quad \forall g \in G, \forall k \in K, w \in [1^+, 1^-, 3S] \quad (3.40)$$

$$\sum_{g \in G} r_g^w(k) \geq R^{sys,w}(k) \quad \forall g \in G, \forall k \in K, \forall w \in [2^+, 2^-, 3S] \quad (3.41)$$

$$\sum_{g \in G} r_g^{1+}(k) + \sum_{b \in B} R_b^{DN} \geq R^{sys,1+}(k) \quad \forall g \in G, \forall k \in K \quad (3.42)$$

$$\sum_{g \in G} r_g^{1-}(k) + \sum_{b \in B} R_b^{UP} \geq R^{sys,1-}(k) \quad \forall g \in G, \forall k \in K, \forall k \in [1^+, 1^-, 2^+, 2^-, 3S] \quad (3.43)$$

Las restricciones (3.44), (3.45), (3.46)v y (3.47) representan los valores máximos de potencia de carga y descarga de una unidad de almacenamiento de energía, P_b^{ch} y P_b^{dis} , considerando la posible participación de estas en las reservas operacionales, R_b^{UP} y R_b^{DN} , y el efecto de esto en la energía almacenada de la batería, $E_b(k)$. Además, se establecen los límites superiores e inferiores, E_b^{max} y E_b^{min} , del almacenamiento de energía. Estas restricciones dependen del estado actual de la unidad, dado por la variable binaria $y_b^{ch}(k)$.

$$P_b^{ch}(k) + R_b^{DN}(k) \leq P_{b,ch}^{max} y_b^{ch}(k) \quad (3.44)$$

$$E_b(k) + \frac{P_b^{ch}(k)}{\eta_b^{ch}} \delta_k \leq E_b^{max} \quad (3.45)$$

$$P_b^{dis}(k) + R_b^{UP}(k) \leq P_{b,dis}^{max} (1 - y_b^{ch}(k)) \quad (3.46)$$

$$E_b(k) - P_b^{dis} \eta_b^{dis} \delta_k \geq E_b^{min} \quad (3.47)$$

Las restricciones (3.49) y (3.50) están relacionadas con la energía almacenada en una unidad de almacenamiento, $E_b(k)$. En primer lugar se define la forma en que se calcula, intervalo a intervalo, la energía almacenada por la unidad, la cual depende de las potencias de carga y descarga, P_b^{ch} y P_b^{dis} , y las eficiencias correspondientes, η_b^{dis} y η_b^{ch} , además de la energía almacenada en el intervalo anterior. Finalmente, se definen la variación para la energía almacenada en todas las unidades de almacenamiento, considerando su participación en las reservas operacionales, R_b^{UP} y R_b^{DN} .

$$Eb(k) = E_b(k-1) + \Delta_t(k) \frac{P_b^{ch}(k)}{\eta_b^{ch}} - \Delta_t(k) \eta_b^{dis} P_b^{dis}(k) \quad (3.48)$$

$$E_b^{min} \leq E_b(k) + \Delta_k(k) R_b^{DN}(k) \eta_b^{ch} - \Delta_k(k) \frac{R_b^{UP}(k)}{\eta_b^{dis}} \leq E_b^{max} \quad (3.49)$$

Las restricciones (3.50)-(3.55) establecen las naturalezas de las variables del modelo, estableciendo el límite inferior como 0 para las potencias generadas, $P_g(k)$, la potencia no suministrada, $P_{US}(k)$, la potencia vertida, $P_{curt}(k)$, y los posibles valores para las variables binarias.

$$P_{US}(k) \geq 0 \quad \forall k \in K \quad (3.50)$$

$$P_{curt}(k) \geq 0 \quad \forall k \in K \quad (3.51)$$

$$P_g(k) \geq 0 \quad \forall g \in G, \forall k \in K \quad (3.52)$$

$$y_g^j(k), z_g(k) \in \{0, 1\} \quad \forall g \in G, \forall j \in J, \forall k \in K \quad (3.53)$$

$$\delta_g(k), \delta_g^{sync}(k), \delta_g^{soak}(k), \delta_g^{disp}(k), \delta_g^{des}(k), \delta_g^{AGC}(k) \in \{0, 1\} \quad \forall g \in G, \forall k \in K \quad (3.54)$$

$$y_b^{ch}(k) \in \{0, 1\} \quad \forall b \in B, \forall k \in K \quad (3.55)$$

Capítulo 4

Caso de Estudio

4.1 Introducción

Para evaluar el desempeño del EMS desarrollado en el Capítulo 3, en este capítulo se realiza la aplicación de éste a un caso de estudio, presentando el contexto del sistema, las unidades que lo componen y los parámetros técnicos y económicos a utilizar. Posteriormente se presentan los días de operación para los cuales se realiza la evaluación del EMS, las principales características que los definen y sus condiciones de operación.

4.2 Contexto

El EMS desarrollado será evaluado en un modelo de sistema eléctrico de 9 barras, basado en las características de una MG aislada real ubicada en el norte de Chile, específicamente en la localidad de Huatacondo. Huatacondo es una pequeña comunidad situada a 230 kilómetros al sureste de Iquique, en la comuna de Pozo Almonte. La MG desarrollada en esta localidad, conocida como ESUSCON (Energía Sustentable Cóndor), marcó un hito en el país al ser la primera MG aislada de Chile basada en Energías Renovables No Convencionales. Este avance representó un logro significativo para mejorar el acceso a la energía en comunidades remotas, fomentando el uso de recursos renovables y sustentables.

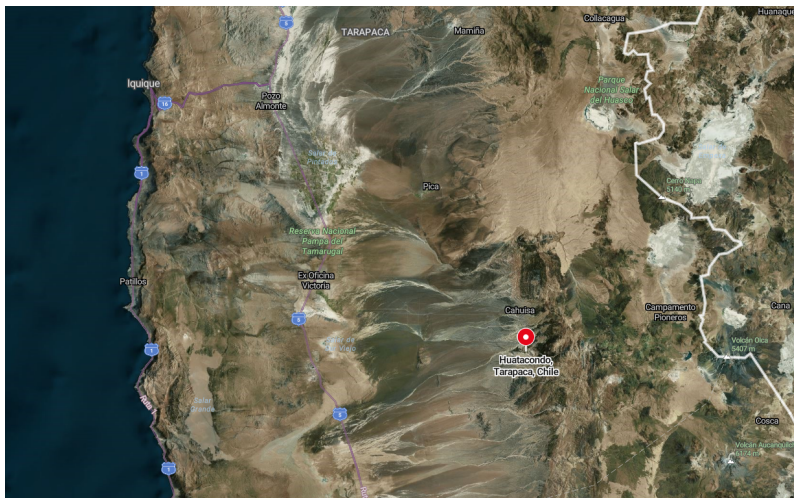


Figura 4.1: Ubicación geográfica de Huatacondo.

Previo a la instalación de ESUSCON, la situación energética de Huatacondo era crítica. Los aproximadamente 80 habitantes de la comunidad dependían de un sistema limitado que solo proporcionaba electricidad durante 10 horas al día de lunes a viernes y 8 horas los fines de semana. Esta restricción afectaba significativamente su calidad de vida, limitando actividades cotidianas y dificultando el acceso a servicios esenciales, como el suministro de agua potable mediante sistemas de bombeo.

La instalación de la MG en Huatacondo ha abierto las posibilidades para fomentar el desarrollo económico y social de la comunidad, una forma de lograr esto sería la instalación de SPPs que aprovechen la luz solar de la localidad para fomentar la producción local de bienes.

Entre los posibles SPP que podrían ser desarrollados, se destaca el secado solar de alimentos, el cual es un proceso que aprovecha la abundante irradiancia solar de la región mediante el uso de colectores solares, complementados por equipos eléctricos como ventiladores y calentadores. Estos dispositivos aseguran condiciones óptimas de temperatura y humedad, permitiendo un secado más eficiente y controlado en comparación con los métodos tradicionales, lo que resulta en productos de mayor calidad.

El secado solar puede clasificarse en dos tipos principales: secado solar pasivo y secado solar activo. En el primero, los alimentos se exponen directamente a la radiación solar, sin intervención mecánica, lo que lo hace más económico pero menos eficiente debido a la falta de control sobre la temperatura y la humedad. En cambio, en el secado solar activo, se utilizan colectores solares térmicos que calientan el aire antes de introducirlo en una cámara de secado, donde ventiladores forzados distribuyen el flujo de aire caliente de manera uniforme, acelerando el proceso y mejorando la calidad del producto final. Este método es especialmente beneficioso en regiones con alta disponibilidad de irradiancia solar, como Huatacondo, ya que permite mejorar la conservación de

productos agrícolas, su almacenamiento y transporte, y, además, permite el acceso a mercados más competitivos [9]. Además, el secado solar controlado previene la proliferación de microorganismos y la oxidación de los alimentos.

Más información de este tipo de proceso productivo se presenta en [64]. Un esquema de secado solar implementado en el norte de Chile, específicamente en Caleta Vítor y en Valle de Chaca se presenta en la Figura 4.2.

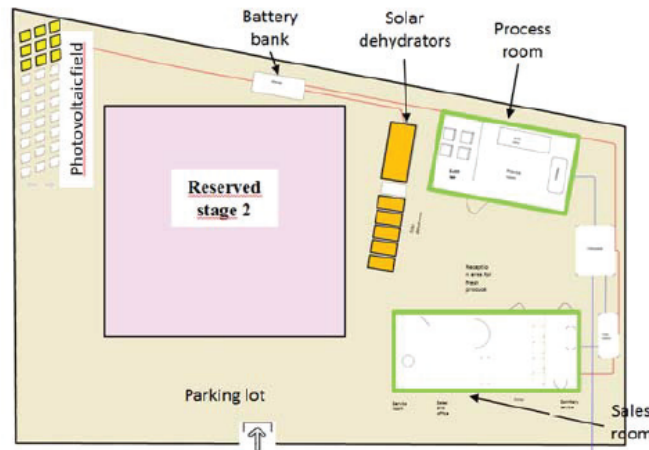


Figura 4.2: Esquema de un pequeño proceso productivo de secado solar, implementado en Caleta Vítor y en Valle de Chaca, extraído de [9].

4.3 Caso de estudio implementado

En esta sección se introducirá el sistema que servirá como caso de estudio para la implementación del EMS. En la Figura 4.3 se presenta un esquema del sistema de 9 barras a utilizar, el cuál está basado en la MG de Huatacondo previamente introducida, además considera un SPP de secado de alimentos solar, considerando el contexto introducido en la sección anterior, cuya modelación se presentará en esta sección.

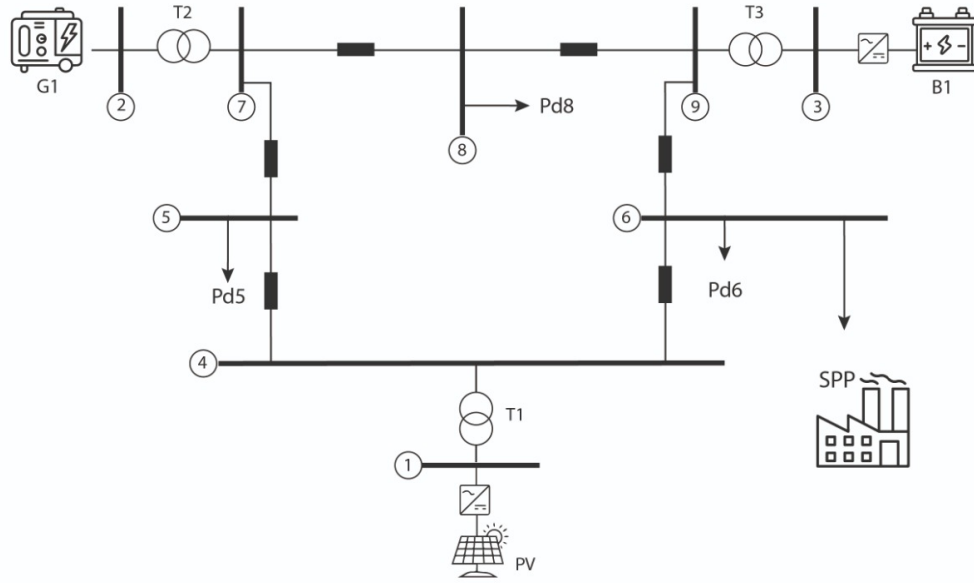


Figura 4.3: Sistema de 9 barras basado en las características de la MG de Huatacondo y en las simulaciones realizadas en [3].

El sistema de 9 barras del caso de estudio cuenta con una unidad térmica de operación continua con carga variable de potencia nominal de $24 [kW] / 30 [kVA]$, una planta fotovoltaica de $45 [kW]$ de potencia nominal, y, un sistema de almacenamiento de energía compuesto por un banco de 96 baterías del tipo plomo-ácido, con una capacidad de hasta $170 [kWh]$. Todos estos elementos serán basados en aquellos utilizados en la MG de Huatacondo.



Figura 4.4: Planta fotovoltaica de la MG a utilizar, extraída de [1].



Figura 4.5: Banco de baterías de la MG a utilizar, extraída de [1].



Figura 4.6: Generador térmico a utilizar en la MG de 9 barras, extraído de [10].

La MG presentada también contará con un SPP de secado de alimentos solar que será integrado a la red. No obstante, la integración eficiente de éste plantea importantes desafíos. Entre los principales se encuentra la necesidad de modelar con precisión el comportamiento eléctrico de los SPPs, que varía en función de factores externos como la irradiancia solar y las condiciones

climáticas. Además, las cargas eléctricas asociadas a estos procesos, como ventiladores y calentadores, presentan un comportamiento no lineal que introduce complejidad adicional en la operación del sistema. Estos desafíos exigen que la definición de restricciones del EMS sean de la mayor calidad posible, de manera de gestionar correctamente los recursos energéticos y lograr minimizar los costos operacionales en el espacio factible definido.

De manera de abordar estos desafíos, en [3] se realiza un estudio sobre la integración de los SPPs en un modelo de EMS mediante un análisis de la data histórica de operación, identificando de los parámetros que definen el perfil de demanda del SPP mediante el uso de una red neuronal que define las distintas zonas de operación. El modelo ZIP-EMS resultante cuenta con 3 zonas identificadas, correspondiente a aquellos periodos del día donde se utiliza solo el calentador para controlar el secado de alimentos, y donde se utiliza solo el ventilador y bomba para enfriar. La componente flexible varía a lo largo del día, representando aquellas componentes cuyos parámetros son desconocidos. Considerando lo anterior y, además, el contexto previamente presentado, se utilizará el modelo desarrollado en [3] para la implementación de los SPPs en el EMS formulado en este trabajo.

4.4 Implementación del EMS

4.4.1 Aspectos técnicos

En esta sección se presentan los principales parámetros técnicos, perfiles de demanda, y perfiles de irradiación a utilizar en la evaluación del EMS en el Caso de estudio, considerando el sistema descrito en la sección anterior.

En primer lugar, la planta fotovoltaica presentada en la Figura 4.4 cuenta con los parámetros técnicos presentados en la Tabla 4.1. Es importante considerar que la planta fotovoltaica se ha considerado sin costos asociados a la generación.

Tabla 4.1: Parámetros técnicos de la planta fotovoltaica del sistema de 9 barras, obtenidos de [1] y experiencia práctica.

Parámetro	Valor
Capacidad total de la planta fotovoltaica	45 kW
Área total cubierta por los paneles	258 m ²
Irradiancia máxima	1.200 W/m ²
Eficiencia	14,5

De manera de poder modelar el comportamiento y generación de la planta fotovoltaica a lo largo de 24 horas, se utilizan datos del explorador solar del Ministerio de Energía [11] y las coordenadas

de Huatacondo (-20,927, -69,056). Para ello, se seleccionan datos de irradiancia correspondientes a dos pares de días: 12/02/2016 - 13/02/2016 y 07/05/2016 - 08/05/2016, los cuales serán utilizados para evaluar el EMS en un día de operación de 24 horas.

Estos pares de días se agrupan en dos experimentos, definidos de la siguiente manera:

1. Experimento 1: Se considera el par de días de febrero (12/02/2016 - 13/02/2016), en el cual los datos de irradiancia presentan valores cercanos a los utilizados para el cálculo de la potencia nominal de la planta fotovoltaica. En particular, la irradiancia teórica es de 1.200 W/m , con un valor máximo registrado de $1.113,38 \text{ W/m}$ a las 12:00 del día 12/02/2016. Este experimento representa condiciones favorables de generación fotovoltaica y sirve como referencia para evaluar el desempeño del EMS en un escenario óptimo.
2. Experimento 2: Se analiza el par de días de mayo (07/05/2016 - 08/05/2016), donde la irradiancia máxima es menor en comparación con la de febrero, alcanzando aproximadamente 880 W/m . Este escenario permite evaluar el impacto de una menor disponibilidad de irradiancia en la operación de la MG. Además, el día 07/05/2016 presenta una disminución abrupta de irradiancia entre las 12:00 y 15:00 horas, lo que representa una condición anómala de operación. Este experimento es clave para estudiar la respuesta del EMS ante condiciones no ideales, como la presencia de nubosidad o variabilidad en la generación solar.

La selección de pares de días en lugar de días individuales responde al hecho de que el EMS opera con una ventana móvil de 24 horas, lo que requiere disponer de 48 horas de datos para evaluar completamente su desempeño en el horizonte de planificación.

Los perfiles de irradiancia para los dos casos de estudio se presentan en las Figuras 4.7 y 4.8.

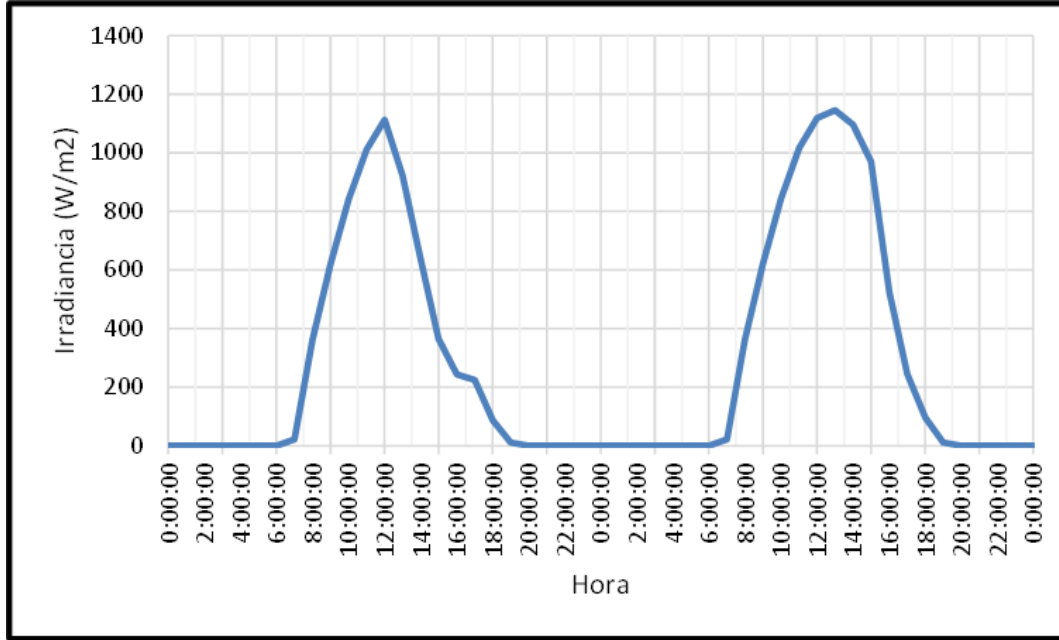


Figura 4.7: Irradiancia para los días 12/02/2016 y 13/02/2016, obtenidos de [11]

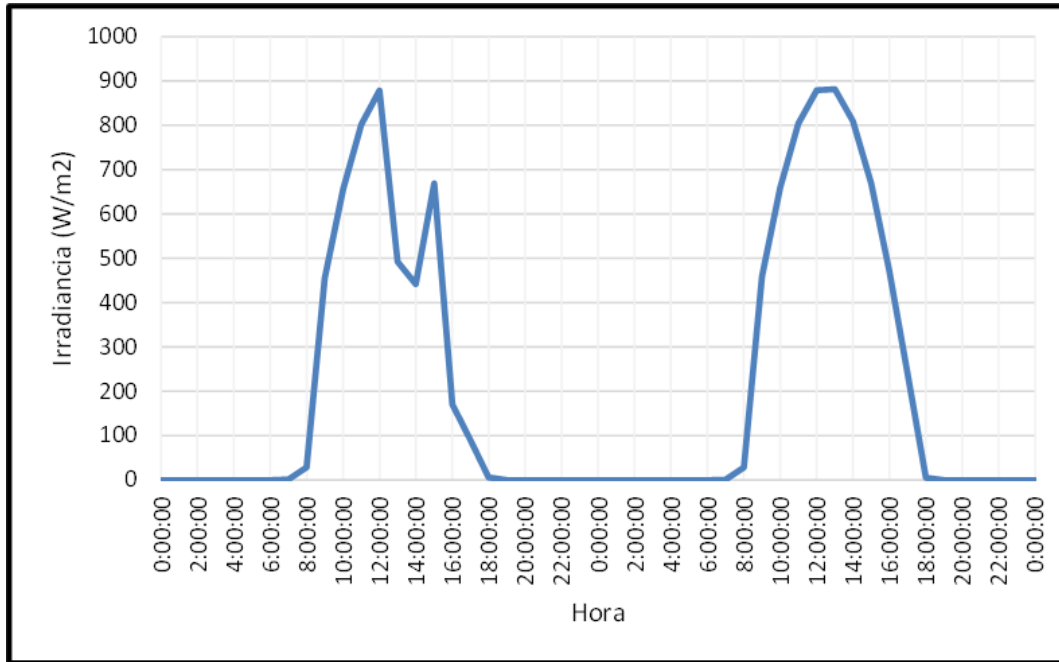


Figura 4.8: Irradiancia para los días 07/05/2016 y 08/05/2016, obtenidos de [11]

Por otro lado, la unidad térmica considerada en el sistema de 9 barras corresponde a una unidad de 24 [kW] / 30 [kVA], cuyos parámetros operacionales han sido obtenidos del datasheet del generador, disponible en [2], y de experiencia práctica en la operación y mantenimiento de generadores en la MG, la cuál fue utilizada principalmente para definir los parámetros temporales,

como tiempos de encendido y apagado, de la unidad. La Tabla 4.2 resume los parámetros más importantes para la implementación del EMS.

Tabla 4.2: Parámetros de la unidad térmica G1, obtenidos de [2].

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
P_{max}	24	kW	Potencia activa máxima
P_{min}	3,6	kW	Potencia activa mínima
Q_{max}	18	kVAr	Potencia reactiva máxima
Q_{min}	-18	kVAr	Potencia reactiva mínima
$R^{max,1+}$	0,6	kW	Aporte máximo a reserva primaria en subida
$R^{max,1-}$	0,6	kW	Aporte máximo a reserva primaria en bajada
$R^{max,2+}$	0,6	kW	Aporte máximo a reserva secundaria en subida
$R^{max,2-}$	0,6	kW	Aporte máximo a reserva secundaria en bajada
$R^{max,3S}$	0	kW	Aporte máximo a reserva en giro
T_{hc}	10	min	Tiempo para pasar de encendido en caliente a encendido en frío
T_{up}	4	min	Tiempo mínimo de encendido
T_{dn}	4	min	Tiempo mínimo de apagado
UR	1,2	kW/min	Rampa de subida de generación
DR	1,2	kW/min	Rampa de bajada de generación
T_{soak}	20	min	Tiempo de calentamiento (soak)
T_{sync}	10	min	Tiempo de sincronización
T_{des}	10	min	Tiempo de des-sincronización

Los parámetros operacionales del sistema de almacenamiento se obtienen de experiencia práctica en la MG. Estos parámetros se presentan en la Tabla 4.3 La profundidad de descarga de la batería se considera de un 60%, por lo que su capacidad mínima de operación es de $68[kWh]$. También es importante destacar que se supondrá que al inicio del día de operación la batería se encuentra con su estado de carga al 100%.

Tabla 4.3: Parámetros de la batería B1

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
η_{ch}	85	%	Eficiencia de carga
η_{dis}	85	%	Eficiencia de descarga
P_{ch}^{max}	24	kW	Potencia máxima de carga
P_{dis}^{max}	24	kW	Potencia máxima de descarga
E_{min}	68	kWh	Límite inferior de energía almacenada
E_{max}	170	kWh	Límite superior de energía almacenada
E_{init}	30	kWh	Energía inicial
E_{final}	30	kWh	Energía final
R_{UP}^{mx}	0,6	kW	Potencia máxima de descarga para reserva primaria de bajada
R_{DN}^{mx}	0,6	kW	Potencia máxima de carga para reserva primaria de subida

La evaluación de la componente flexible del SPP, junto con la modelación completa de éste, se presentan en las Figuras 4.9 y 4.10.

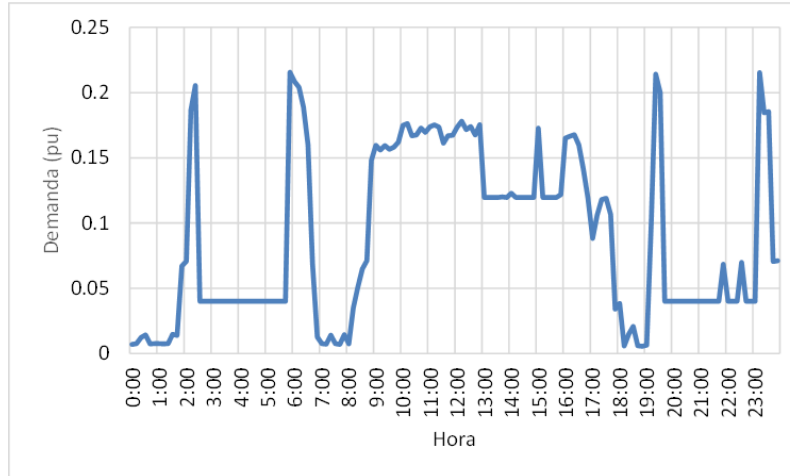


Figura 4.9: Evolución de la componente flexible del SPP para 24 horas, considerando adaptación a intervalos de tiempo variables para su implementación en el EMS.

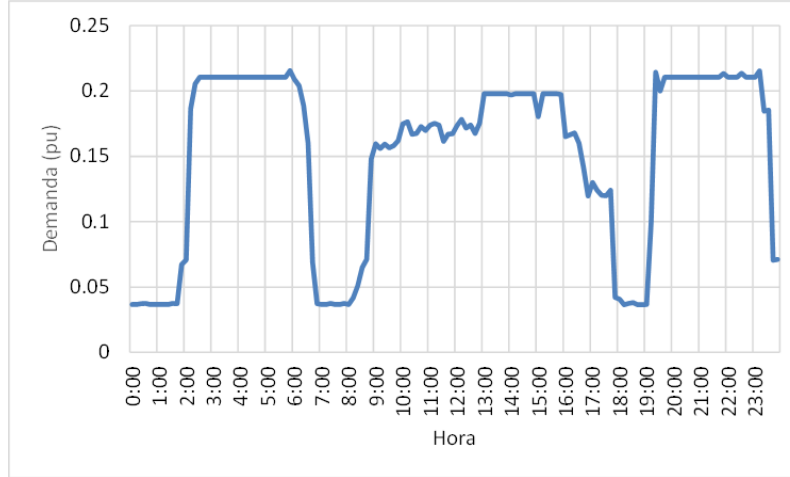


Figura 4.10: Evolución del SPP para 24 horas, considerando adaptación a intervalos de tiempo variables para su implementación en el EMS.

Las demandas constantes del sistema se presentan en la Figura 4.4, las cuales corresponden demandas constantes separadas en 3 centros de carga, los valores corresponden a los utilizadas en [3].

Tabla 4.4: Demandas constantes del sistema de 9 barras, obtenidas de [3].

Barra	Pot. Activa [kW]	Pot. Reactiva [kVar]
8	8,33	2,92
5	9,8	3,82
6	6,86	2,4

Para la implementación del EMS se considera que la MG tendrá requerimientos de reserva de 4 tipos, estos son: primaria en subida, primaria en bajada, secundaria en subida y secundaria en bajada. La razón detrás de la selección de estos cuatro tipos de reserva radica en la necesidad de garantizar estabilidad y seguridad operativa en la MG, cubriendo los posibles desbalances entre generación y demanda en períodos cortos. En la MG, las reservas primarias se activan automáticamente en respuesta a variaciones instantáneas en la frecuencia, mientras que las reservas secundarias permiten restablecer el balance de generación-demanda y liberar la capacidad de respuesta primaria. En este trabajo, se permite que tanto la unidad térmica como la batería aporten a la reserva primaria, con la batería limitada a un 2,5% de su potencia de carga/descarga, dado que su rápida respuesta la hace ideal para este tipo de servicio. El objetivo de incluir estos cuatro tipos de reserva en el EMS es garantizar que la MG pueda responder a variaciones inesperadas de carga y generación dentro de los períodos entre muestras del EMS (10 minutos), asegurando una operación confiable y estable. Por otro lado, la reserva en giro se considera fuera del alcance de este

trabajo debido a que, considerando el tamaño de la MG y la cantidad de elementos disponibles, no se justifica su implementación dentro del esquema de control.

Adicionalmente, se considera en la implementación un horizonte de operación de intervalos de duración variable de 1, 5, 15 y 30 minutos. En la Tabla 4.5 se presenta la cantidad de cada uno de los intervalos, junto a sus tiempos acumulados de manera de completar el horizonte de 24 horas.

Tabla 4.5: Intervalos de duración variable a utilizar en el caso de estudio.

Duración de intervalo [min]	Cantidad de intervalos	Cantidad acumulada [min]	Cantidad acumulada [horas]
1	10	10	0,167
5	22	120	2
15	16	360	6
30	36	1440	24

4.4.2 Aspectos económicos

En esta sección se presentan los principales parámetros económicos, como costos de generación de las unidades térmicas, costos de descarga de las baterías, y costos de la energía no servida para el sistema del caso de estudio.

En primer lugar, es importante destacar que para el caso de estudio se considera que la generación renovable no tiene costos asociados, ni por mantenimientos u operación.

Para el caso de la unidad térmica del sistema, cuyos parámetros técnicos fueron presentados en la Tabla 4.2 de la sección anterior, se realiza la estimación de costos mediante el siguiente procedimiento: A partir del datasheet del generador, obtenido de [10], se tiene que el consumo de combustible para la unidad, al trabajar al 100% o plena carga, corresponde a 7,45 [L/hr]. Considerando que para el mes de Diciembre, 2024, el precio del Diésel corresponde a 986,3 [CLP/L], información obtenida de [65], es posible estimar el costo por hora y por kW del generador térmico.

$$\begin{aligned}
Fuel_{consumption}[L/h] * Fuel_{cost}[CLP/L] &= Costo[CLP/h] \\
7,45[L/h] * 986,3[CLP/L] &= 7.347,935[CLP/h] \\
Costo[CLP/h]/Energia[kWh/h] &= Costo[CLP/kWh] \\
7.347,935[CLP/h]/24[kWh/h] &= 306,164[CLP/kWh]
\end{aligned}$$

Considerando el costo de 306.164 [CLP/kWh] obtenido, es posible calcular los costos de encendido y apagado mediante la experiencia obtenida en la operación de una MG real, en la cuál se han hecho los siguientes supuestos:

- Encendido en caliente: Se considerará un 10% del costo por kWh , y será aplicado a la potencia mínima del generador durante un tiempo igual a la duración del encendido en caliente.
- Encendido en frío: Se considerará un 20% del costo por kWh , y será aplicado a la potencia mínima del generador durante un tiempo igual a la duración del encendido en frío.
- Apagado: Se considerará un 50% del costo por kWh , y será aplicado a la potencia mínima de generador durante un tiempo igual a la duración del apagado.

Los cálculos resultantes se presentan a continuación:

$$\begin{aligned}
 SUC^h &= 0,1 * 306,164[CLP/kWh] * 3,6[kW] * \frac{15[min]}{60[min/h]} = 27,55[CLP] \\
 SUC^c &= 0,2 * 306,164[CLP/kWh] * 3,6[kW] * \frac{25[min]}{60[min/h]} = 91,85[CLP] \\
 SDC &= 0,5 * 306,164[CLP/kWh] * 3,6[kW] * \frac{10[min]}{60[min/h]} = 91,85[CLP]
 \end{aligned}$$

Por otro lado, para el sistema de almacenamiento de energía, se considera que el costo de operación sólo aplica al estar en modo de descarga de la batería. El costos asociado se calcula considerando los costos capitales y de operación y mantenimiento para las baterías de Plomo-ácido, información obtenida de [66]. Para esto se deberá, en primer lugar, calcular la energía descargada durante la vida útil de las baterías, considerando 1500 ciclos de uso y 8 años de vida.

$$Energia = Capacidad * DoD * Ciclos * \eta_b$$

Donde DoD corresponde a la profundidad de descarga (del inglés, *Depth of Discharge*) que, considerando los límites superiores e inferiores de energía presentados en 4.3, corresponde al 60%.

$$Energia = 170[kWh] * 60[\%] * 1500[ciclos] * 85[\%] = 130.050[kWh]$$

Considerando lo anterior, es posible realizar una estimación de costos, considerando una tasa de cambio de 951,78 [CLP/USD], de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 Costo[CLP/kWh] &= \frac{Costo_{Capital} * Costo_{OM}}{Energia} \\
 &= \frac{34.000[USD] * 2.720[USD] * 951,78[CLP/USD]}{130.050[kWh]} \\
 &= 268,74[CLP/kWh]
 \end{aligned}$$

Adicionalmente a los costos calculados, se aplicaran un recargo del 10% al aporte de la unidad térmica y del sistema de almacenamiento de energía para las reservas operacionales del sistema, esto de manera de fomentar la participación de estas en estos servicios complementarios.

Finalmente, y de manera de evitar el uso innecesario de la variable de energía no suministrada, ésta será valorizada a 5 veces el costo de generación de la unidad térmica, es decir, $1.530,82[CLP/kWh]$

4.4.3 Aspectos computacionales

El EMS se implemento mediante el uso de la librería de optimización Pyomo [25], en su versión kernel de manera de implementar las restricciones cónicas del EMS, y resuelto en un equipo con un procesador AMD Ryzen 5 7600X, 4701 Mhz, con 12 procesadores lógicos.

Los experimentos son simulados para las primeras 24 horas del los pares de días que componen los casos de estudio presentados, para esto, el EMS tendrá una resolución de 10 minutos, resultando en 144 ejecuciones a lo largo del día de operación. Entre cada una de estas ejecuciones se busca mantener la continuidad de los resultados a lo largo del día de operación de manera de emular la operación real de la MG, esto se logra mediante el uso de los resultados para la ejecución t como condiciones iniciales para la ejecución $t + 1$.

Debido a que a medida que se va ejecutando el EMS a lo largo del día de operación, parámetros como la irradiancia y los parámetros del perfil de los SPP varían entre ejecuciones. Considerando que cada experimento tiene datos para 48 horas, la variación por la ventana móvil de la irradiancia no presenta inconvenientes. Por otro lado, para la variación de los parámetros del perfil de los SPP no se cuentan con datos para 48 horas, por lo que se realiza el supuesto de que los parámetros identificados son iguales para ambos días.

Capítulo 5

Resultados y Análisis

En esta sección se presentan los resultados de las simulaciones de un día de operación (es decir, 24 horas) utilizando el EMS formulado, para los dos experimentos presentados en la sección correspondiente del Capítulo 4. Se realiza un análisis del desempeño de la MG, considerando diversos indicadores de desempeño como: penetración de energía renovable, porcentaje de uso de fuentes renovables, costos operacionales y tiempos de simulación.

5.1 Resultados del experimento 1

A continuación se presentan los resultados para el primer experimento, cuyo perfil de irradiancia corresponde a los días 12 y 13 de febrero de 2016. En primer lugar se analiza el resultado del despacho económico del sistema. En la Figura 5.1 se presenta el despacho para las 24 horas del día de operación.

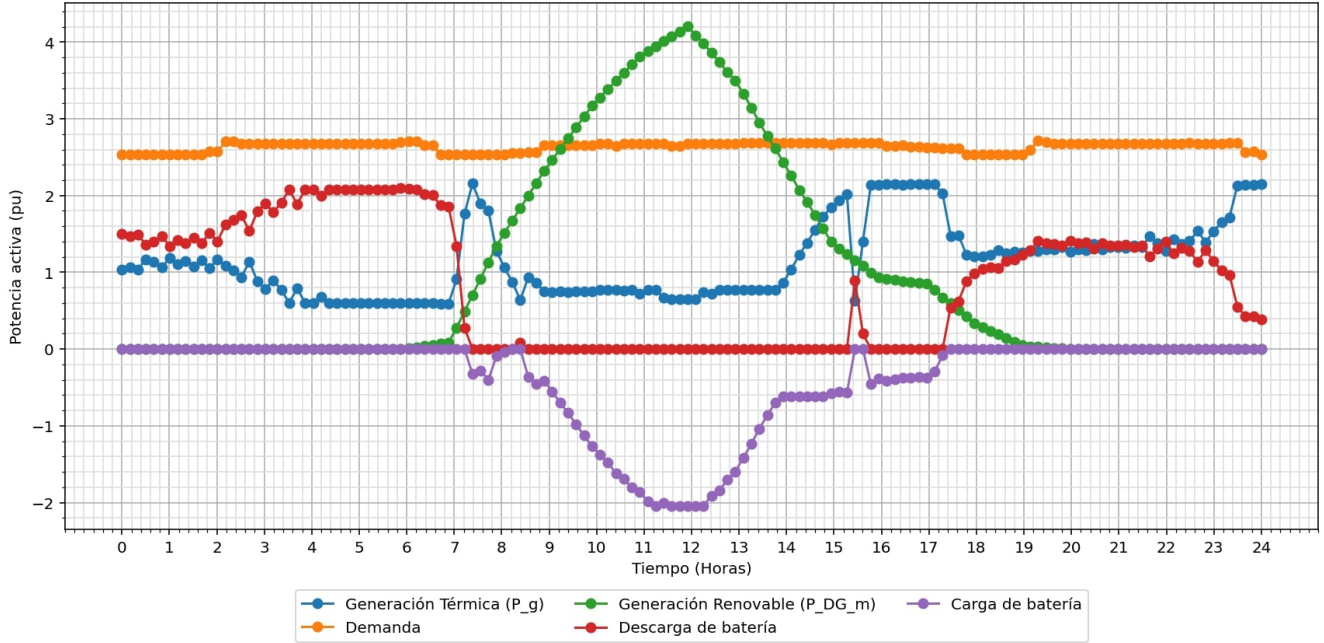


Figura 5.1: Despacho económico del sistema para el experimento 1. Hora de inicio: 00:00 del 12/02/2016, Hora de fin: 00:00 del 13/02/2016.

Se identifican tres zonas clave en el despacho del sistema, cada una caracterizada por diferentes condiciones de generación y almacenamiento:

1. Zona 1: Corresponde al periodo entre las 00:00 y las 07:00 horas. Durante este período, la irradiancia es nula, lo que implica una ausencia total de generación renovable. La batería parte con un SOC del 100%, por lo que opera principalmente en estado de descarga para suplir la demanda del sistema.
2. Zona 2: Corresponde al periodo entre las 07:00 y las 18:00, en este la irradiancia del sistema comienza a aumentar, llegando a su máximo alrededor de las 12:00 horas, y luego comienza a disminuir hasta el final del periodo de la zona. El aumento progresivo de la irradiancia permite una mayor generación fotovoltaica, lo que posibilita la carga de la batería a lo largo de este período.
3. Zona 3: Corresponde al periodo entre las 18:00 y 00:00 horas. La irradiancia cae rápidamente a cero, eliminando la generación renovable del sistema. Ante la ausencia de generación renovable, la batería vuelve a operar en modo de descarga para suplir la demanda nocturna.

En la zona 1 se observa que la batería se encuentra en un estado de descarga hacia la MG, lo que significa que el generador térmico puede disminuir su aporte e incluso, llegar a operar a mínimo técnico entre las 04:00 y 07:00 horas.

Una vez se llega a la zona de transición entre la zona 1 y la zona 2, la irradiancia del experimento comienza a aumentar. Esto lleva a que la batería pase de su estado de descarga a un estado de carga, lo que aumenta el aporte del generador térmico en esta zona de transición mientras la generación renovable comienza a aumentar. Sin embargo, este comportamiento no es inmediato ni lineal, ya que aunque la generación renovable comienza a aportar más energía, la demanda del sistema sumada a la capacidad de carga del almacenamiento es considerablemente alta. Esto significa que la energía renovable disponible aún no es suficiente para cubrir toda la carga y el almacenamiento simultáneamente. Por las razones anteriores, es necesario que el generador térmico mantenga un nivel de operación que permita una transición estable entre las fuentes de generación.

Una vez que, en la zona 2, la generación renovable aumenta, la batería comienza a aumentar su potencia de carga y el generador comienza a disminuir su aporte, llegando a estar cerca de su mínimo técnico. Es importante notar que, entre las 11:00 y las 12:00, la potencia de carga de la batería llega a un valor constante y ocurre vertimiento de energía. Profundizando en este punto, el vertimiento de energía se produce porque la capacidad de almacenamiento ha alcanzado su límite y la generación fotovoltaica sigue produciendo a su máxima capacidad.

En la zona de transición entre la zona 2 y la zona 3 se observa cómo la potencia de carga, en general, disminuye y se pasa a un estado de descarga, mientras que la generación térmica, que había aumentado para compensar la disminución de generación renovable, comienza a disminuir.

En la zona 3 se observa un balance entre el aporte de la batería y de la generación térmica más equitativo que aquel en la zona 1, lo cual está relacionado con las condiciones iniciales del experimento explicadas en el Capítulo previo, y que serán analizadas más adelante en esta sección.

En las últimas horas de la zona 3, entre las 23:00 y 00:00 horas, se observa una disminución del aporte de la batería y un aumento del aporte del generador térmico, esto se debe principalmente al SOC de la unidad de almacenamiento de energía, donde se realiza una disminución de la descarga para prolongar el aporte de la batería al sistema durante la noche.

De manera de profundizar más el análisis del despacho, en la Figura 5.2 se presenta el estado de carga, junto con las potencias de carga y descarga de la batería.

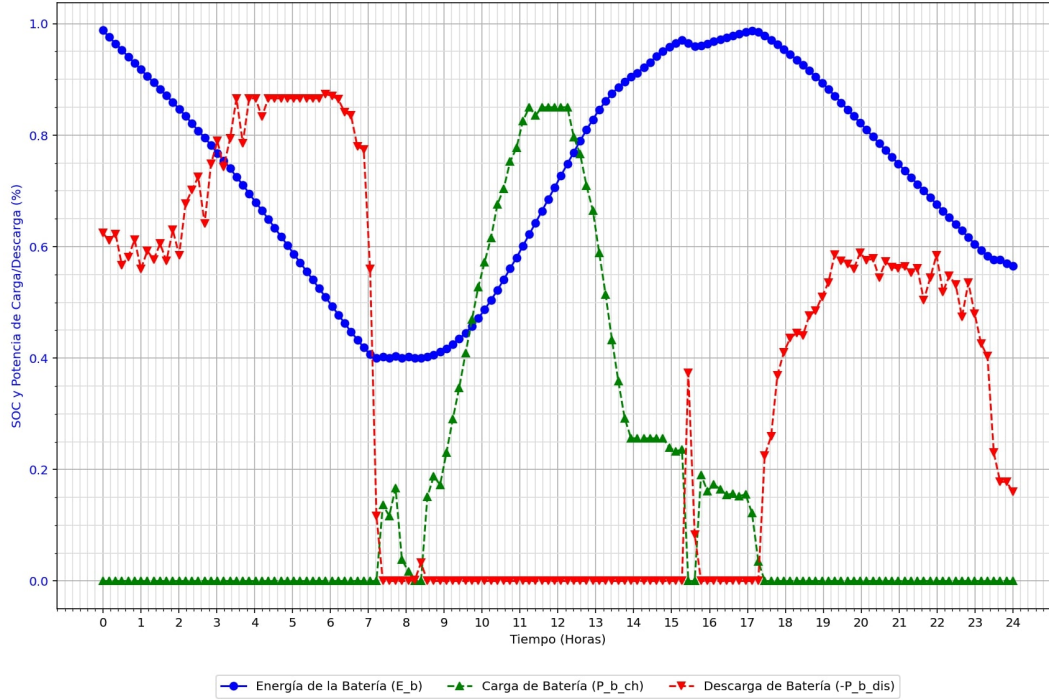


Figura 5.2: Estado de carga de la batería, junto con su carga y descarga, para el experimento 1. Hora de inicio: 00:00 del 12/02/2016, Hora de fin: 00:00 del 13/02/2016.

El gráfico permite identificar las 3 zonas definidas previamente según el estado de la batería, en la zona 1 ocurre una descarga de energía, en la zona 2 una carga y finalmente, en la zona 3, una descarga de menor intensidad. Cabe destacar que los valores se expresan en porcentajes normalizados en una escala de 0 a 1, en referencia a la capacidad nominal de la batería y las potencias máximas de carga y descarga.

Durante la zona 1, la potencia de descarga se mantiene sobre el 50%, alcanzando valores cercanos al 90% entre las 04:00 y las 07:00 horas, cuando el generador térmico opera en su mínimo técnico. En este periodo, el estado de carga de la batería disminuye hasta alcanzar el DoD permitido, que corresponde a 60%.

En la zona 2, la potencia de carga sigue una tendencia progresiva, relacionada con el perfil de irradiancia y la generación fotovoltaica, alcanzando un máximo del 85%, lo que concuerda con la eficiencia de conversión de la batería. A lo largo de este periodo, el almacenamiento alcanza una carga completa, permitiendo su disponibilidad para la noche.

En la zona 3, la batería inicia con una carga cercana al 100%, pero a diferencia de la zona 1, la potencia de descarga es menor, aproximadamente del 60%. Este comportamiento responde a la estrategia del EMS, que prioriza la conservación de carga para asegurar el suministro nocturno. Cada resolución del EMS realiza una predicción a 24 horas, lo que influye en la administración del estado de carga y el uso eficiente de la energía almacenada. Esto se puede ejemplificar al observar

la gráfica del DE y del SOC de una resolución del EMS, presentadas en la Figuras 5.3 y 5.4.

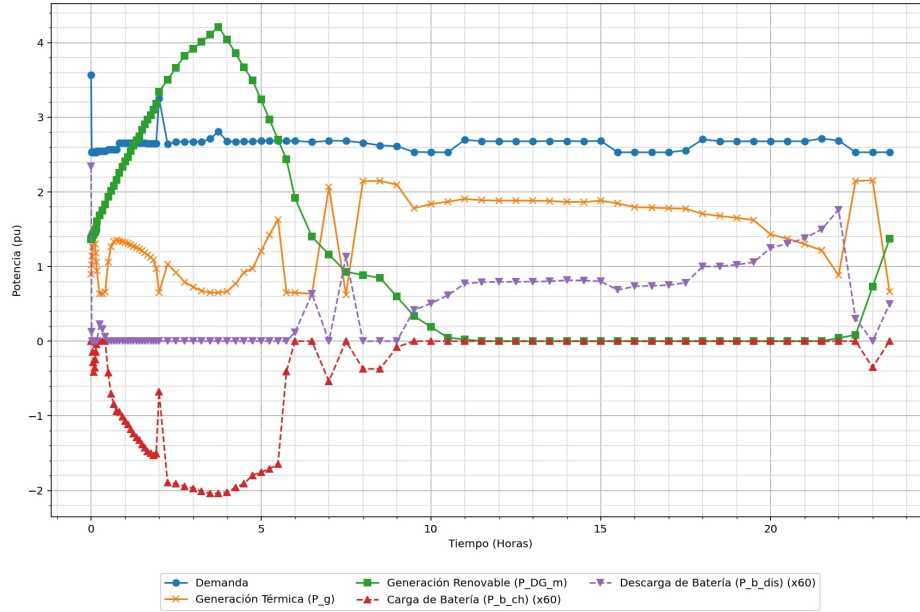


Figura 5.3: Despacho económico para una resolución del EMS con Hora de inicio a las 08:00 del 12/02/2016 y Hora de fin a las 08:00 del 13/02/2016.

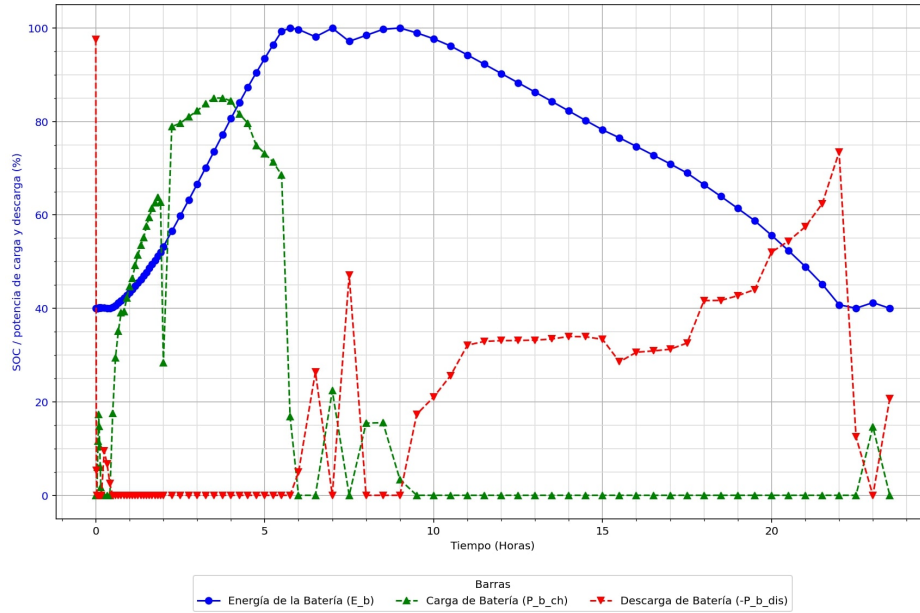


Figura 5.4: Estado de carga de la batería, junto con su carga y descarga, para una resolución del EMS con Hora de inicio a las 08:00 del 12/02/2016, Hora de fin: 08:00 del 13/02/2016.

De los resultados anteriores, se identifica que el EMS realiza el despacho de almacenamiento de energía priorizando que este cuente con disponibilidad para toda la noche, logrando una descarga

completa a lo largo de las 12 horas con poca luz. La razón por la que se prioriza el aporte al sistema durante las horas en que no hay irradiación radica en que la capacidad de generación de la unidad térmica es de hasta 24 [kW], mientras que las demandas de los centros de carga suman un total de 25 [kW], junto con la carga del SPP que varía entre 0,5 y 2 [kW], y las reservas operacionales del sistema que representan un 20% adicional de la demanda. Considerando lo anterior, se observa que el sistema cuenta con un balance muy dependiente en la continuidad del aporte de la batería para evitar condiciones extremas como la energía no suministrada, cuyo costo es significativamente elevado.

Por último, el SOC en la zona 3 de la Figura 5.2 presenta una descarga que deja aproximadamente un 20% disponible para su uso durante las horas nocturnas del siguiente día de operación. Se observa que la pendiente de descenso del SOC disminuye significativamente durante la última hora, permitiendo mantener el aporte continuo previamente analizado

Otro aspecto clave en el análisis es la reserva operacional del sistema en todos sus tipos, es decir, reservas primarias y secundarias, tanto en subida como en bajada. Estas reservas impactan directamente en la gestión del despacho del EMS, ya que requieren que las unidades dediquen parte de su capacidad al suministro de dichas reservas. En las Figuras 5.5 y 5.6 se presenta la participación de los distintos elementos en cada una de estas reservas.

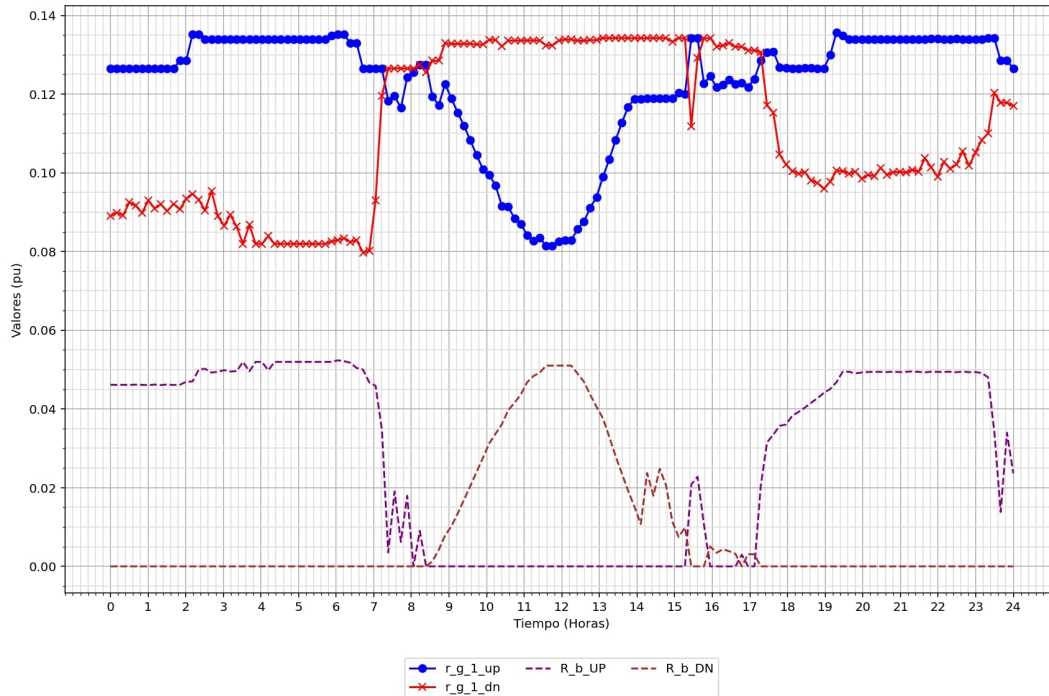


Figura 5.5: Reserva del sistema del tipo primaria en subida y en bajada, con participación de la unidad térmica ($r_g^{1,up}$, $r_g^{1,dn}$) y de la batería (R_b^{DN} , R_b^{UP}) para el experimento 1. Hora de inicio: 00:00 del 12/02/2016, Hora de fin: 00:00 del 13/02/2016.

El análisis del comportamiento de la reserva primaria a lo largo del día permite identificar nuevamente las tres zonas definidas en el despacho económico.

Durante la Zona 1, la batería, al encontrarse en descarga, contribuye a la reserva primaria en subida. Esto implica que una fracción de su potencia de carga se mantiene reservada para mitigar desbalances entre generación y demanda en los periodos entre resoluciones del EMS.

En la Zona 2, la participación de la batería en la reserva primaria en bajada aumenta gradualmente, ya que en este periodo se encuentra en estado de carga. Este aumento gradual sigue la tendencia de la irradiancia, dado que el aporte de la batería a las reservas está limitado a un 2.5% de su potencia de carga o descarga para cada tipo de reserva.

En la Zona 3, el comportamiento es similar al de la Zona 1, aunque con una mayor participación de la unidad térmica. Dado el límite del aporte de la batería mencionado previamente, este comportamiento es coherente con la Figura 5.1, que muestra el despacho en la Zona 3. En este periodo, la contribución de la batería mediante su potencia de descarga es menor que en la Zona 1, lo que explica la mayor dependencia del generador térmico.

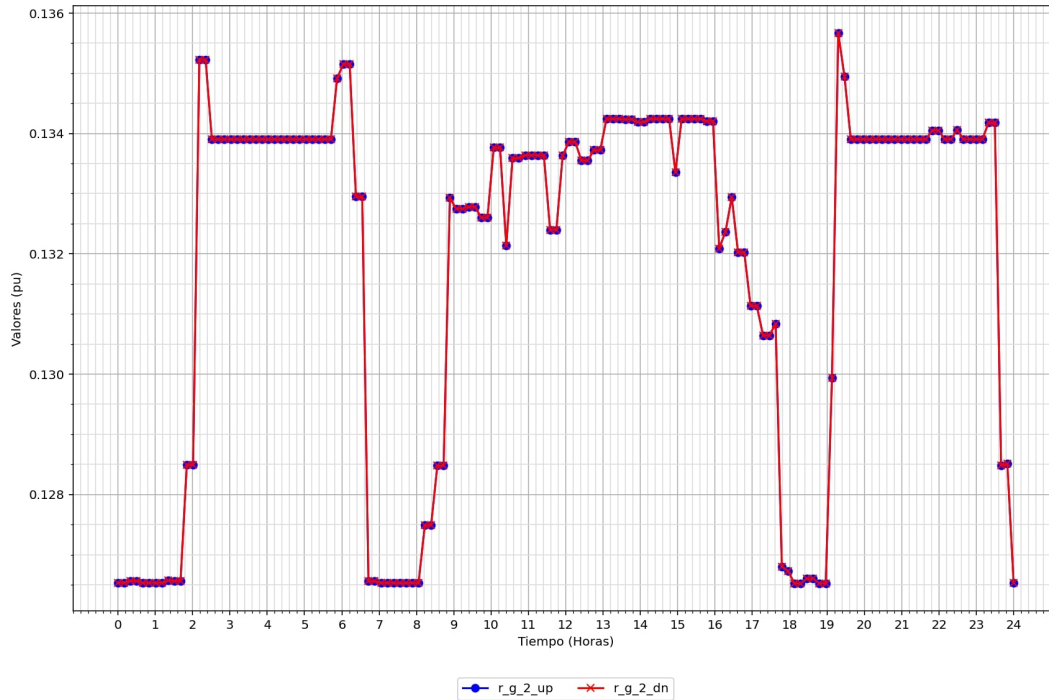


Figura 5.6: Reserva del sistema del tipo secundaria en subida y en bajada, con participación de la unidad térmica ($r_g^{2,up}$, $r_g^{2,dn}$) para el experimento 1. Hora de inicio: 00:00 del 12/02/2016, Hora de fin: 00:00 del 13/02/2016.

Considerando ahora la reserva secundaria de subida y bajada, presentada en la Figura 5.6, la cual es cubierta únicamente por el generador térmico. Dado que la reserva secundaria requerida por el sistema equivale al 5% de la demanda para cada tipo, su comportamiento en la Figura 5.6

refleja la forma de la demanda de potencia activa, pero en una escala reducida. Esto permite identificar las variaciones en la demanda del SPP, ya que es el elemento del sistema con mayor fluctuación de carga.

A partir de esta información, es posible identificar tres zonas de operación en el SPP. En la Zona 1 (02:00 - 07:00), el calefactor opera para el proceso de secado de alimentos. En la Zona 2 (08:00 - 18:00), entra en funcionamiento el ventilador del proceso. Finalmente, en la Zona 3 (19:00 - 00:00), el calefactor se reactiva para continuar el secado.

Para complementar el análisis del despacho, se examinan dos componentes adicionales: el balance de potencia reactiva (Figura 5.7) y la potencia vertida y no suministrada (Figura 5.8).

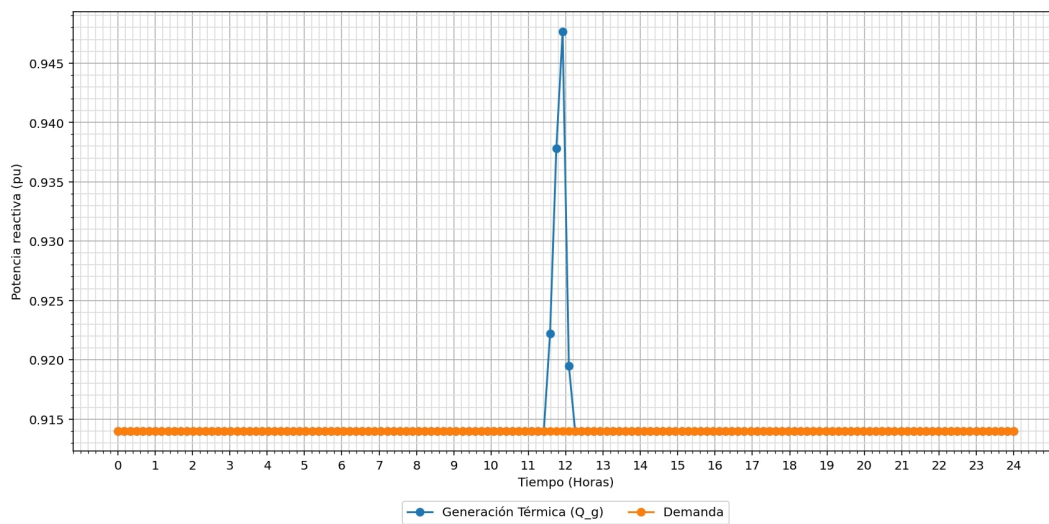


Figura 5.7: Balance de generación y demanda reactiva, para el experimento 1. Hora de inicio: 00:00 del 12/02/2016, Hora de fin: 00:00 del 13/02/2016.

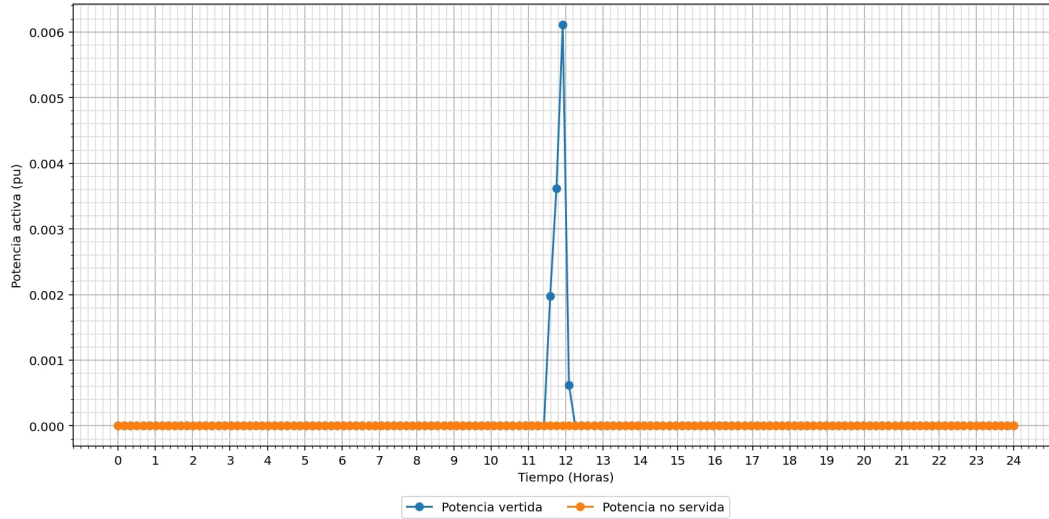


Figura 5.8: Potencia vertida y no suministrada del sistema, para el experimento 1. Hora de inicio: 00:00 del 12/02/2016, Hora de fin: 00:00 del 13/02/2016.

El análisis del balance reactivo y de las potencias vertidas y no suministradas es fundamental, ya que, junto con el despacho y las baterías, conforman el proceso completo de gestión energética del EMS. En otras palabras, reflejan todas las decisiones tomadas en la operación del sistema.

En la Figura 5.7, se observa un comportamiento generalmente constante, coherente con las demandas reactivas del sistema descritas en la sección anterior. Sin embargo, entre las 11:30 y las 12:30, se detecta un desbalance. Este desbalance se origina, como se muestra en la Figura 5.8, en un pico de potencia vertida que coincide con el mismo intervalo de tiempo.

Como se observa en la Figura 5.1, durante las horas de mayor irradiancia, la potencia de carga de la batería alcanza su límite máximo. Dado que la planta fotovoltaica opera a su máxima capacidad, el excedente de energía renovable no puede ser almacenado y, por lo tanto, debe ser vertido, lo que provoca el desbalance registrado.

De manera de entender a mayor detalle el comportamiento del EMS para el experimento 1, es necesario complementar el análisis del despacho realizado con uno económico, observando como la función objetiva evoluciona a lo largo del día, y observando los costos acumulados asociados. Esta información se presenta en las Figuras 5.9 y 5.10.

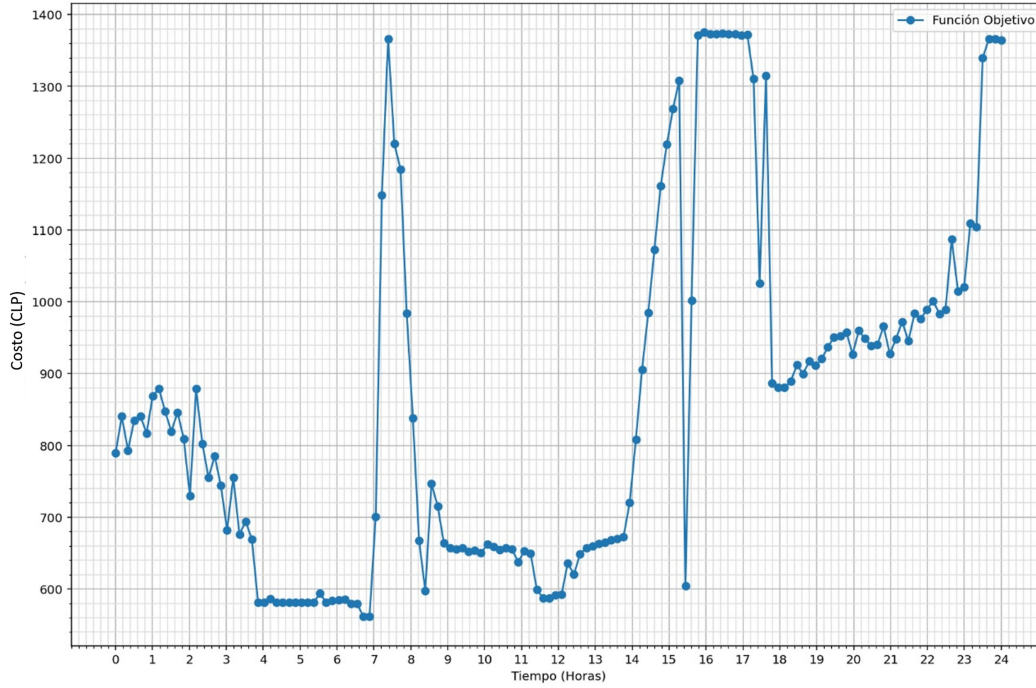


Figura 5.9: Valor de la función objetivo del EMS para cada instante del día de operación, para el experimento 1. Hora de inicio: 00:00 del 12/02/2016, Hora de fin: 00:00 del 13/02/2016.

La Figura 5.9 presenta los costos asociados a cada resolución del EMS. A partir de esto, y en relación con el análisis previo del despacho, es posible evaluar el impacto económico en las tres zonas identificadas a lo largo del día de operación.

En la Zona 1 (00:00 - 07:00), los costos oscilan entre 590 y 850 CLP por intervalo de resolución, correspondientes a los 10 minutos previos a cada nueva resolución del EMS. Cuando la descarga de la batería alcanza su valor máximo y el generador térmico reduce su operación al mínimo técnico, el costo en esta zona se minimiza, situándose en torno a los 590 CLP.

En la Zona 2, el aumento inicial del aporte del generador térmico durante la transición (Figura 5.1) eleva los costos hasta 1.350 CLP. Sin embargo, a medida que la generación renovable incrementa su participación, el costo desciende nuevamente a aproximadamente 650 CLP. Cabe destacar que el costo en esta zona no alcanza niveles tan bajos como en la Zona 1. Esto se debe a que el generador térmico, aunque cercano a su mínimo técnico, continúa operando para respaldar la carga de la batería y satisfacer la demanda, como se muestra en la Figura 5.1.

En la Zona 3, los costos tienden a ser más elevados. Esto se debe a que, como se analizó en la Figura 5.1, la batería reduce su potencia de descarga para mantener su participación en el balance generación demanda durante toda la noche. Como resultado, se incrementa el uso del generador térmico, lo que eleva los costos por encima de los 900 CLP en esta zona. Los costos más altos del día se registran al inicio y final de esta zona, específicamente entre las 16:00-17:00 y 23:00-00:00

horas (Figura 5.1), cuando el generador térmico opera cerca de su máximo técnico

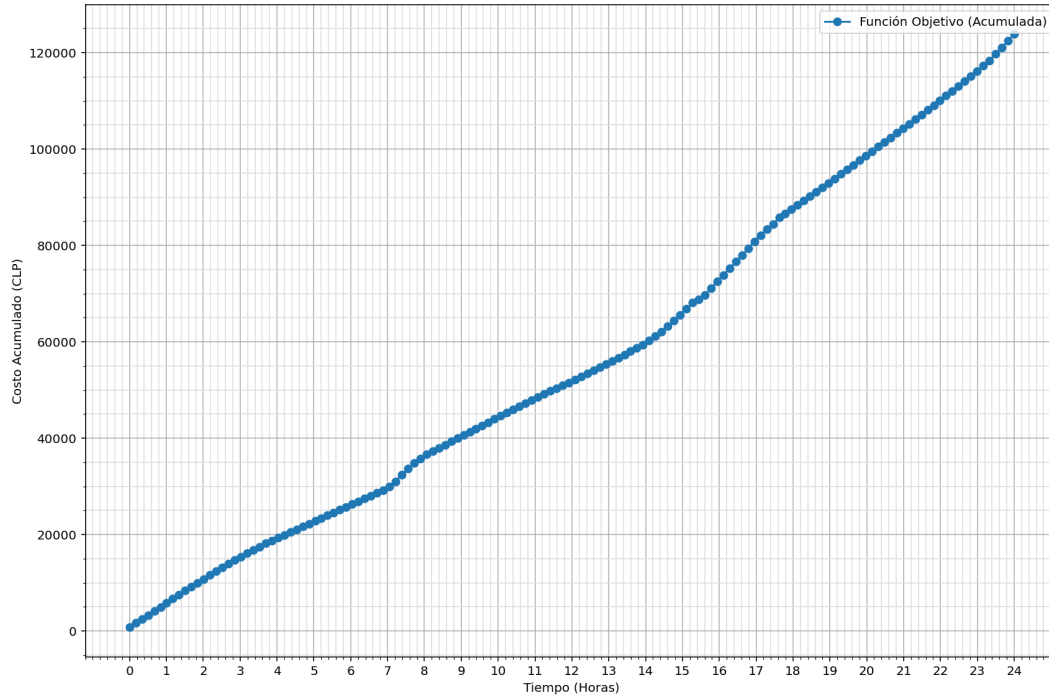


Figura 5.10: Valor acumulado de la función objetivo del EMS a lo largo de día de operación, para el experimento 1. Hora de inicio: 00:00 del 12/02/2016, Hora de fin: 00:00 del 13/02/2016.

El análisis de la función objetivo acumulada del día revela que los períodos de costos elevados generan variaciones notorias en la pendiente de crecimiento del costo total, especialmente en las transiciones entre la Zona 1 y 2, y entre la Zona 2 y 3. Como resultado, el costo total del día de operación resulta en 123.821 CLP.

De manera de evaluar las predicciones hechas por el EMS, se presentan las estadísticas en la Tabla 5.1. Estas corresponden a los promedios de tiempos de resolución y costos de cada una de las 144 resoluciones realizadas por el EMS.

Tabla 5.1: Estadísticas de tiempo y costos de las 144 resoluciones realizadas por el EMS a lo largo del día de operación del experimento 2.

Parámetro	Unidad	Promedio	Máximo	Mínimo
Tiempo	Segundos	8,159	73,615	3,377
Costo Total	CLP	135.860	149.065	110.372

Los tiempos de solución de cada resolución del EMS a lo largo del día de operación son inferiores a 10 minutos, coincidiendo con el tiempo de muestreo del EMS. Esto confirma la viabilidad de su implementación en una MG.

Asimismo, se presentan los costos de cada resolución para analizar su variación en función de la ventana móvil de 24 horas. El costo total de operación de 123.821 CLP, se encuentra dentro del rango de valores previstos por las resoluciones del EMS. Esto indica que las predicciones de cada resolución reflejan con precisión la operación real del sistema durante las 24 horas.

5.2 Resultados del experimento 2

A continuación, se presentan los resultados del segundo experimento, cuyo perfil de irradiancia corresponde a los días 7 y 8 de mayo de 2016. En primer lugar, se analiza el despacho económico del sistema de manera similar a como se hizo en el experimento 1. La Figura 5.11 muestra el despacho para las 24 horas del día de operación.

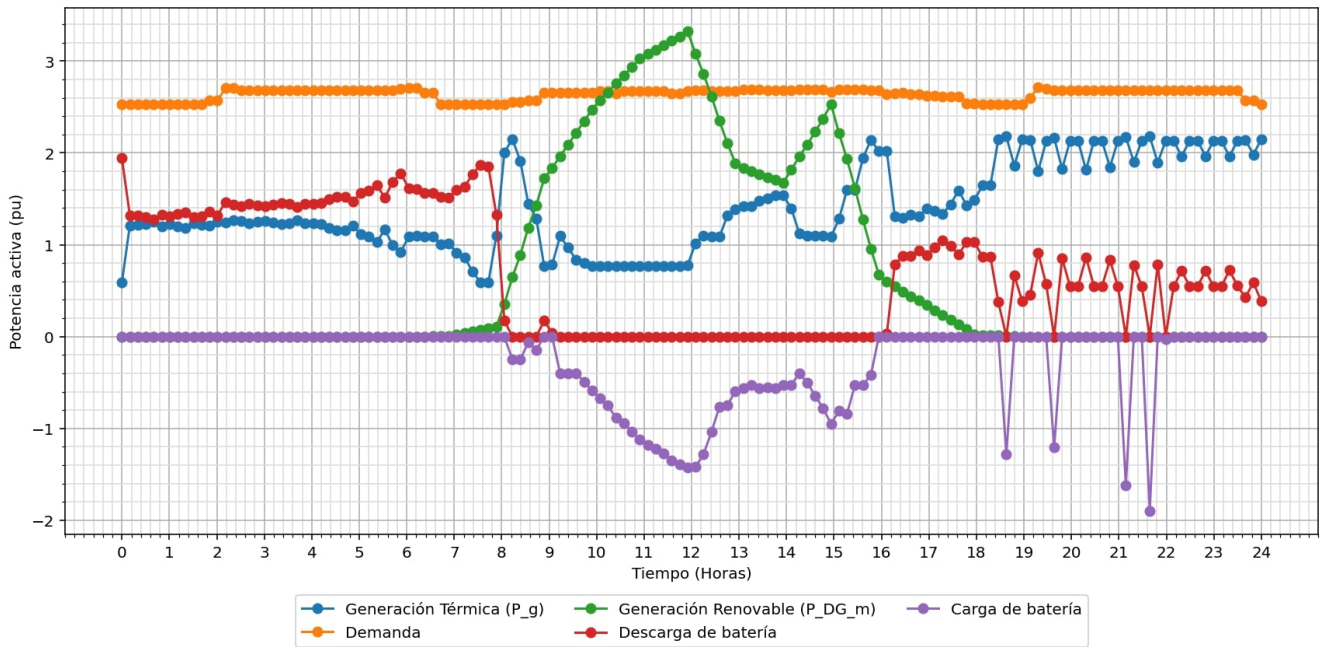


Figura 5.11: Despacho económico del sistema para el experimento 2. Hora de inicio: 00:00 del 07/05/2016, Hora de fin: 00:00 del 08/05/2016.

Al igual que en el experimento 1, se identifican cuatro zonas clave en el despacho del sistema, cada una caracterizada por diferentes condiciones de generación y almacenamiento:

1. Zona 1 (00:00 - 07:00): Durante este período, la irradiancia es nula, lo que implica una ausencia total de generación renovable. La batería parte con un SOC del 100%, por lo que opera principalmente en estado de descarga para suplir la demanda del sistema.
2. Zona 2 (07:00 - 12:00): La irradiancia del sistema comienza a aumentar, alcanzando su

máximo alrededor de las 12:00 horas. Este incremento progresivo permite una mayor generación fotovoltaica, facilitando la carga de la batería a lo largo de este período.

3. Zona 3 (12:00 - 18:00): La irradiancia disminuye rápidamente debido a la nubosidad, lo que reduce la capacidad de carga de la batería y requiere una mayor participación del generador térmico para cubrir la demanda. A partir de las 15:00 horas, el perfil de irradiancia se estabiliza momentáneamente, pero luego decae completamente a las 18:00 horas.
4. Zona 4 (18:00 - 00:00): La irradiancia se reduce a cero, eliminando la generación renovable del sistema. Ante esta condición, la batería vuelve a operar en modo de descarga para suplir la demanda nocturna. Sin embargo, debido a la carga insuficiente ocurrida en la Zona 3, la batería presenta un comportamiento anómalo.

En la Zona 1, se observa que la batería se encuentra en estado de descarga hacia la MG, lo que permite que el generador térmico reduzca su aporte. Sin embargo, a diferencia del experimento 1, el generador no alcanza su mínimo técnico, a pesar de que las condiciones iniciales son las mismas.

Un aspecto relevante al comparar con el despacho presentado en la Figura 5.1 es que, en el experimento 1, la irradiancia comienza a aumentar a las 6:00 horas, mientras que en el experimento 2 este incremento se retrasa hasta las 7:00 horas. Esta diferencia de una hora implica que, en el experimento 2, la descarga de la batería no puede ser tan agresiva, lo que se traduce en un mayor aporte del generador térmico en la Zona 1 en comparación con el experimento 1.

Al llegar a la transición entre la Zona 1 y la Zona 2, la irradiancia comienza a aumentar. Como en el experimento 1, esto provoca que la batería pase de su estado de descarga a un estado de carga, lo que conlleva un incremento en el aporte del generador térmico mientras la generación renovable empieza a participar en el suministro energético. No obstante, la energía renovable disponible durante esta transición sigue siendo insuficiente para cubrir simultáneamente toda la demanda del sistema y la carga del almacenamiento. Por esta razón, el generador térmico mantiene una alta participación, asegurando una transición estable entre las fuentes de generación.

Al igual que en el experimento 1, en la Zona 2, la generación renovable aumenta, lo que permite que la batería incremente su potencia de carga mientras el generador térmico reduce su aporte, acercándose a su mínimo técnico conforme se alcanza el pico de irradiancia. Es importante notar que, entre las 11:00 y las 12:00, si bien se llega a este pico, su magnitud es menor en comparación con el experimento 1. Como resultado, la carga de la batería no se ve limitada y, por lo tanto, no se produce vertimiento de energía.

En la Zona 3, la disminución de irradiancia afecta directamente el proceso de carga de la batería, reduciendo su potencia de carga. Para compensar la menor generación renovable, el generador térmico incrementa su participación. Este comportamiento se mantiene hasta que el

perfil de irradiancia se normaliza, lo que ocurre alrededor de las 15:00 horas. Sin embargo, para ese momento, la irradiancia ya se encuentra en descenso debido al avance de la tarde.

La transición entre la Zona 3 y la Zona 4 sigue un patrón similar al observado entre la Zona 1 y la Zona 2. En este período, el generador térmico debe aumentar su participación para compensar la disminución de la generación renovable y la transición de la batería de estado de carga a descarga.

La Zona 4 presenta comportamientos inusuales por parte de la batería, los cuales impactan directamente en el desempeño del generador térmico. Se observa que, aunque la batería se encuentra en un estado general de descarga, muestra oscilaciones en la magnitud de su potencia de descarga. Para mantener el balance entre generación y demanda, el generador térmico responde a estas oscilaciones dentro de sus limitaciones técnicas.

Es importante destacar que, en cuatro resoluciones del EMS, se registran peaks de carga en la batería, a pesar de que en este período lo esperable es que debería estar descargando. Para analizar este fenómeno con mayor detalle, es necesario examinar el comportamiento del SOC y las potencias de carga y descarga, los cuales se presentan en la Figura 5.12.

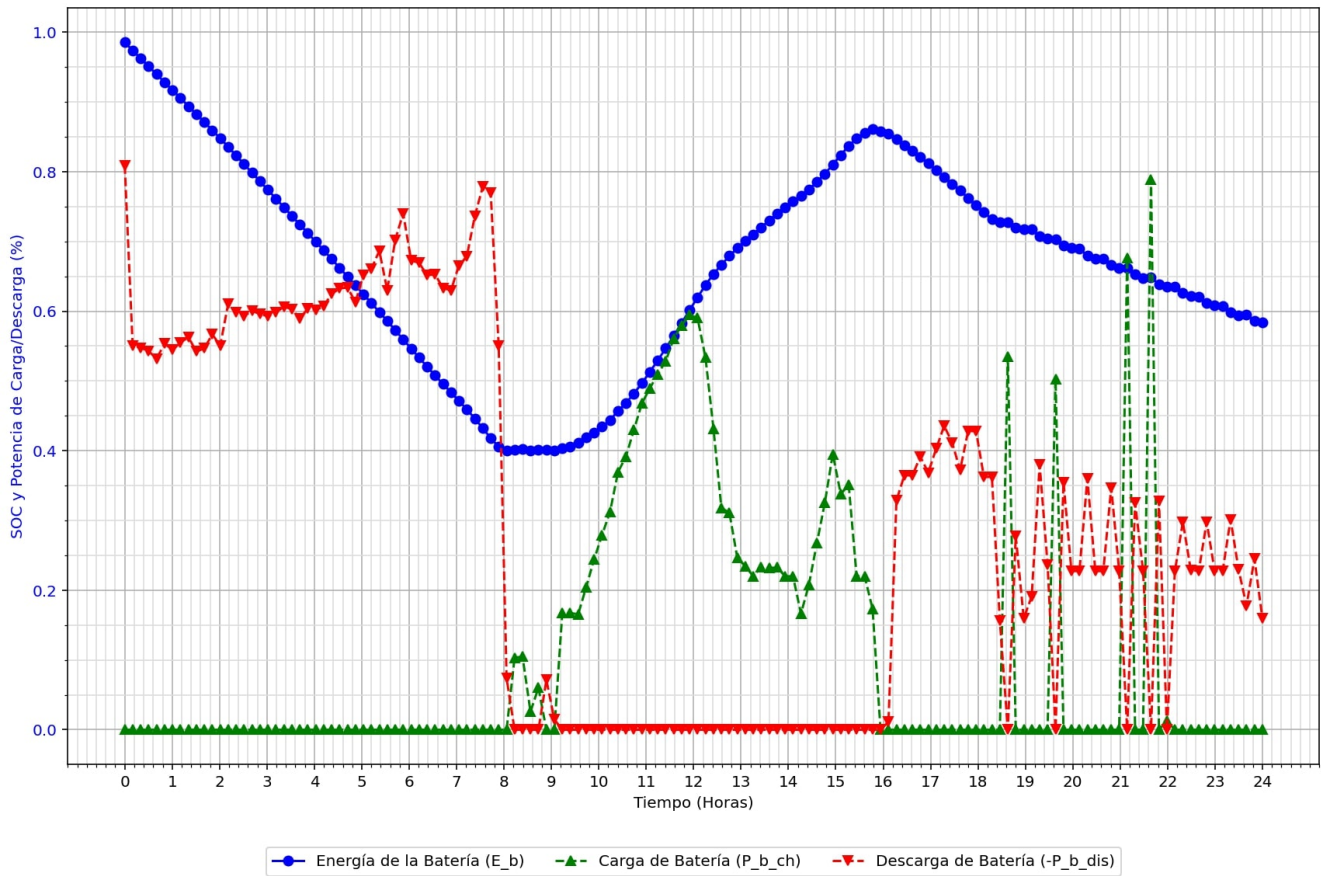


Figura 5.12: Estado de carga de la batería, junto con sus potencias de carga y descarga, del experimento 2. Hora de inicio: 00:00 del 07/05/2016, Hora de fin: 00:00 del 08/05/2016.

El gráfico de la Figura 5.12 permite identificar las cuatro zonas previamente definidas según el estado de la batería. En la Zona 1, la batería se encuentra en un estado de descarga; en la Zona 2, la carga aumenta progresivamente en intensidad; en la Zona 3, se observa una reducción en la potencia de carga; y, finalmente, en la Zona 4, la batería presenta una descarga de menor intensidad con un comportamiento oscilatorio y algunos episodios de carga, como se mencionó anteriormente.

Cabe destacar que los valores se expresan en porcentajes normalizados en una escala de 0 a 1, en referencia a la capacidad nominal de la batería y a sus potencias máximas de carga y descarga.

Durante la Zona 1, la potencia de descarga se mantiene por encima del 50%, con un límite de aproximadamente el 80%. En este período, el estado de carga de la batería disminuye hasta alcanzar el DoD permitido, que corresponde al 60%, a las 8:00 de la mañana, coincidiendo con el inicio de la irradiación en el sistema.

En la Zona 2, la potencia de carga sigue una tendencia progresiva, en concordancia con el perfil de irradiancia y la generación fotovoltaica, alcanzando un máximo del 60% antes de la transición a la Zona 3. Se observa que, previo a este cambio de estado, la batería alcanza un SOC del 60%.

En la Zona 3, la potencia de carga disminuye a valores cercanos al rango del 20%-30%, lo que provoca una reducción notable en la pendiente de carga. Posteriormente, la potencia de carga vuelve a aumentar hasta alcanzar el 40% a las 15:00 horas, pero comienza a disminuir progresivamente debido al perfil de irradiación. Se observa que esta irregularidad, causada por la nubosidad durante el día de operación, impide que la batería alcance una carga completa, limitando su SOC al 85% antes de iniciar su aporte para el balance nocturno en la Zona 4.

En la Zona 4, se evidencia el comportamiento oscilatorio de la potencia de descarga, además de cuatro episodios de carga de la batería. Estos dos fenómenos afectan el SOC, reduciendo significativamente la pendiente de descarga, es decir, prolongando la entrega de energía almacenada con el fin de mantener su aporte a lo largo de la noche.

Dado que, en condiciones normales, la batería solo debería descargar durante la noche, resulta fundamental analizar por qué se producen estos peaks de carga. Para comprender este fenómeno en profundidad, es necesario examinar otras variables del despacho económico, comenzando por el balance reactivo y las potencias vertidas y no suministradas, presentadas en las Figuras 5.13 y 5.14.

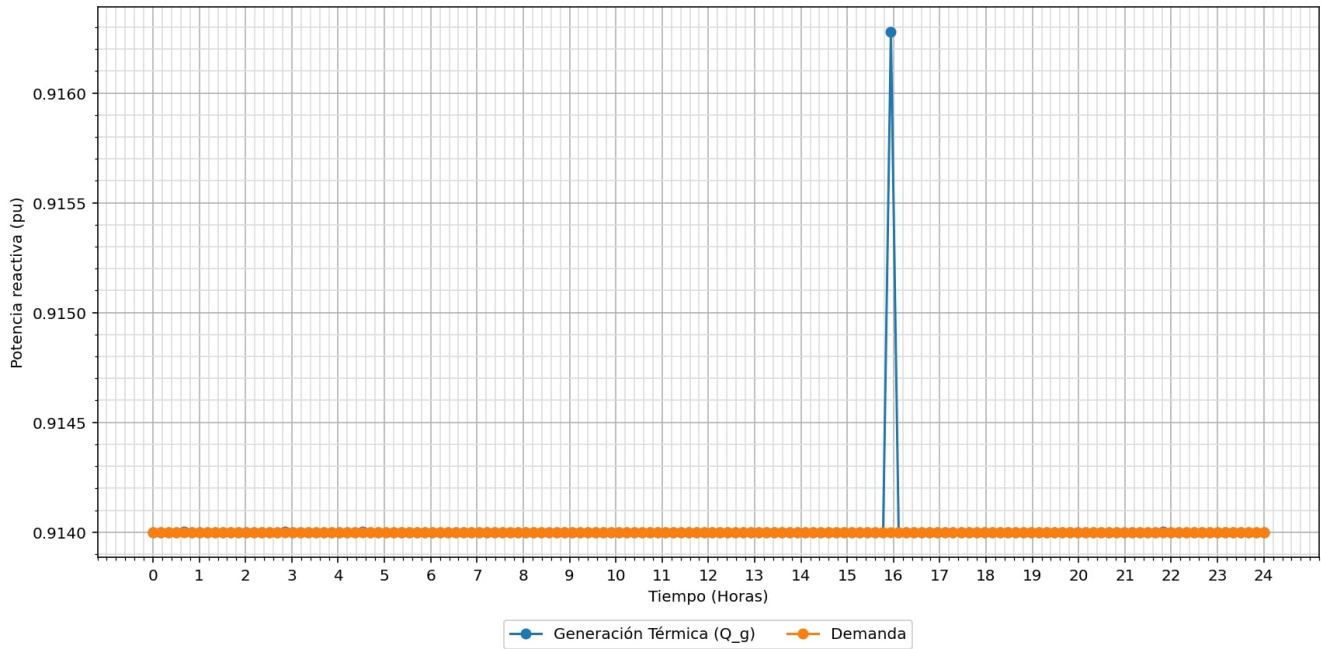


Figura 5.13: Balance de generación y demanda reactiva del experimento 2. Hora de inicio: 00:00 del 07/05/2016, Hora de fin: 00:00 del 08/05/2016.

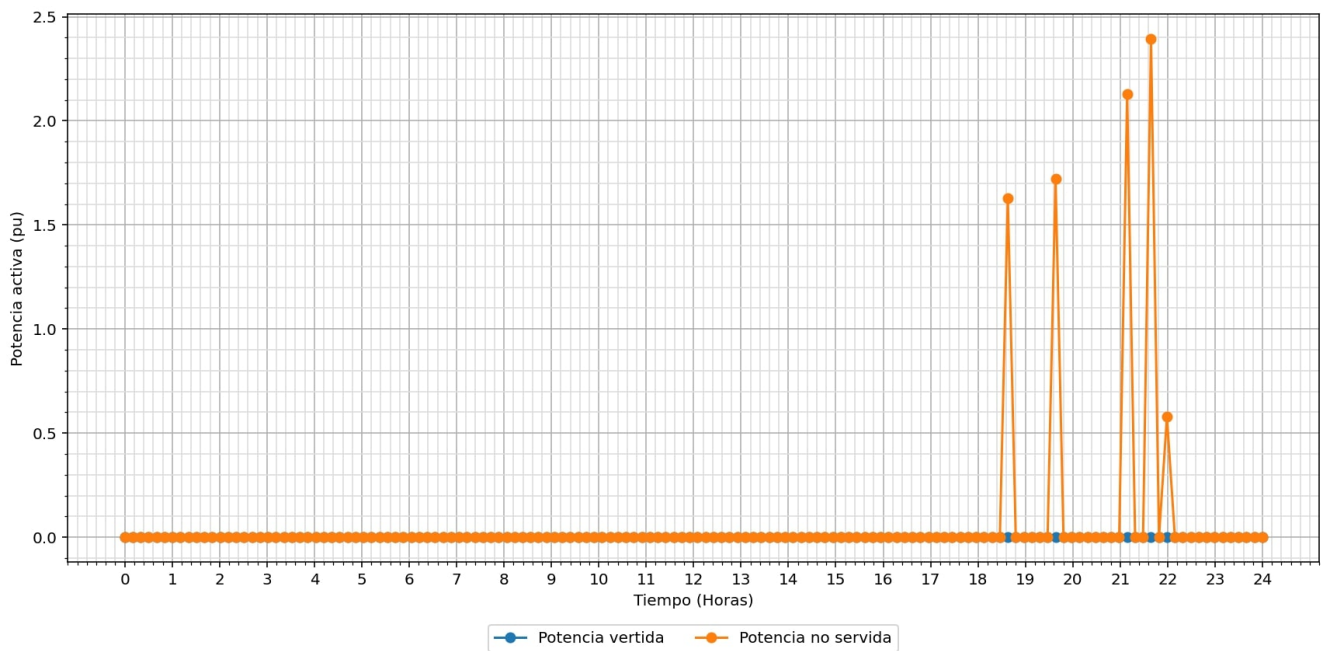


Figura 5.14: Potencia vertida y no suministrada del sistema, para el experimento 2. Hora de inicio: 00:00 del 07/05/2016, Hora de fin: 00:00 del 08/05/2016.

En la Figura 5.13, se observa el balance reactivo, el cual, al igual que en el experimento 1, está compuesto principalmente por cargas constantes. En este caso, se presenta un desbalance en la

generación reactiva y la demanda a las 16:00 horas de manera puntual.

A diferencia del experimento 1, este desbalance es de muy baja magnitud, con valores entre 0,002 y 0,0025 pu, por lo que puede asociarse directamente a un incremento en las pérdidas del sistema durante ese periodo. Esta situación es consistente con las componentes de la restricción de balance reactivo del EMS, establecidas en la sección de Formulación.

Cabe destacar que este fenómeno ocurre exactamente en la transición entre la Zona 3 y la Zona 4, lo que sugiere que las limitaciones técnicas del generador térmico y el cambio de estado de la batería son los principales factores responsables de este aumento en las pérdidas.

Al analizar la Figura 5.14, se identifican cinco instancias de potencia no suministrada, cuatro de las cuales coinciden con los picos anormales de carga observados en la Zona 4 en la Figura 5.11, correspondiente al despacho económico.

Considerando lo anterior, junto con el análisis del despacho y los costos asociados a la potencia no servida, es posible interpretar estos eventos como intentos del EMS por minimizar los efectos de la variabilidad anómala en la irradiancia.

En primer lugar, el análisis del SOC en la Figura 5.12 muestra que, debido a la carga incompleta de la batería, es necesario reducir su aporte nocturno para prolongar la descarga a lo largo de toda la noche. Esto es crucial por las mismas razones expuestas en el análisis del Experimento 1: el sistema tiene una demanda que no puede ser cubierta únicamente por el generador térmico. Por lo tanto, si la batería se descargara completamente en las primeras horas de la noche, esto resultaría en un déficit energético que no podría ser compensado, generando energía no suministrada.

Ahora bien, aunque la descarga se prolonga, siguen ocurriendo instancias de energía no suministrada. Esto sugiere que el EMS está actuando para minimizar la cantidad de energía no suministrada en el sistema. En otras palabras, considerando las limitaciones técnicas tanto del almacenamiento como de la generación térmica, la anomalía en la irradiancia hace que la incapacidad de cubrir completamente la demanda nocturna sea inevitable.

Dado que el objetivo del EMS es la optimización de costos, su estrategia consiste en minimizar la energía no suministrada dentro de las restricciones del sistema. En este contexto, se puede concluir que estas cinco instancias de energía no suministrada representan el mejor escenario posible, dadas las condiciones del día de operación.

Para evaluar el comportamiento del sistema durante el resto de la noche, se analizará una de las predicciones del EMS en una de sus resoluciones para las últimas horas del día, presentada en la Figura 5.15.

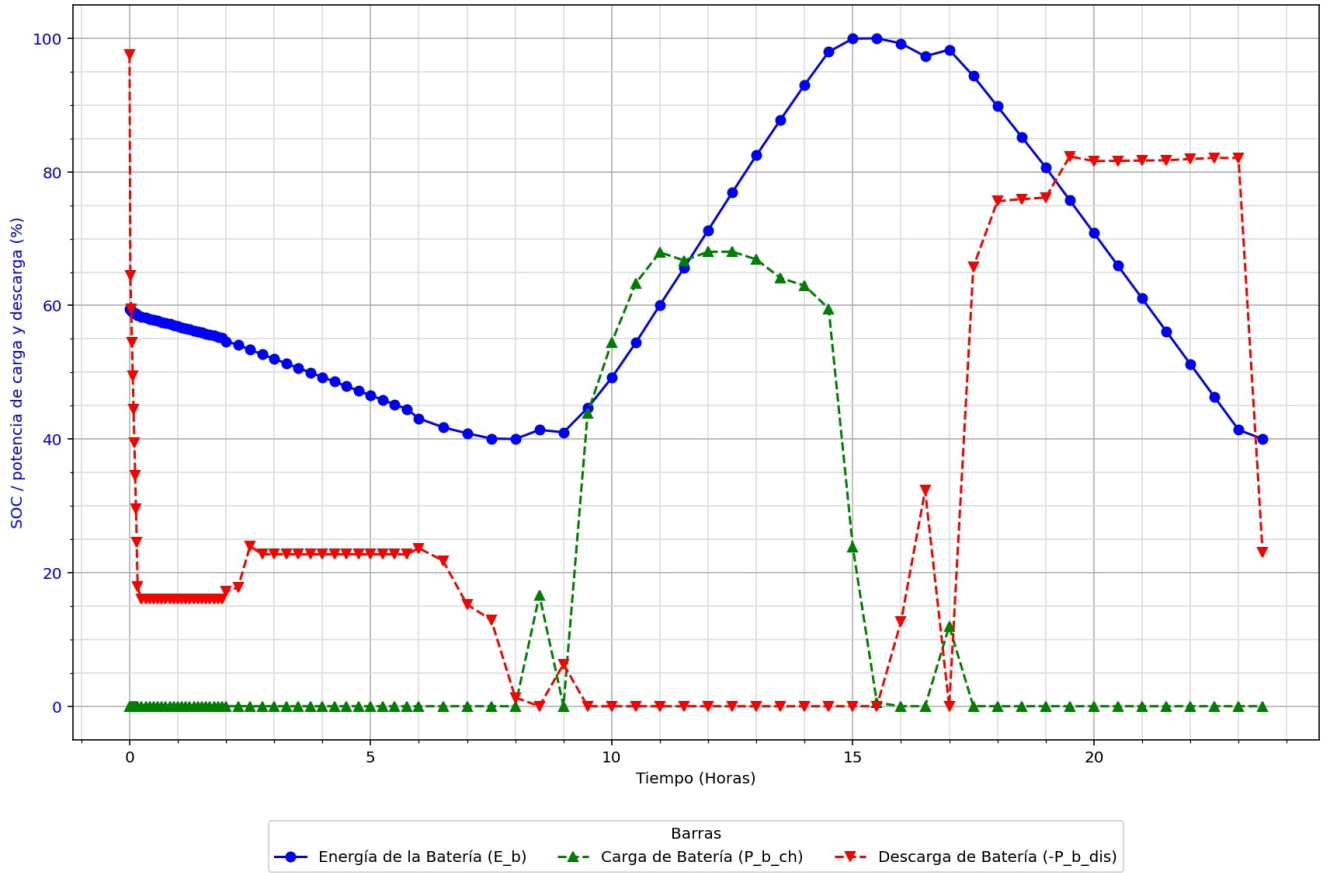


Figura 5.15: Estado de carga de la batería, junto con sus potencias de carga y descarga, para una resolución del EMS con hora de inicio a las 23:00 del 07/05/2016 y hora de fin a las 23:00 del 08/05/2016.

En la Figura 5.15, se observa que, según la predicción de la resolución del EMS, la prolongación de la descarga permite que la batería alcance el mínimo de 40% justo en el momento en que comienza a cargarse nuevamente debido a la irradiancia del día siguiente.

Este resultado confirma que los fenómenos previamente analizados ocurren como parte de una estrategia del EMS para minimizar el impacto del perfil anómalo de irradiancia, reduciendo al mínimo la cantidad de energía no suministrada.

Para continuar con el análisis del despacho, en las Figuras 5.16 y 5.17 se presenta la participación de los distintos elementos en las reservas operacionales del sistema.

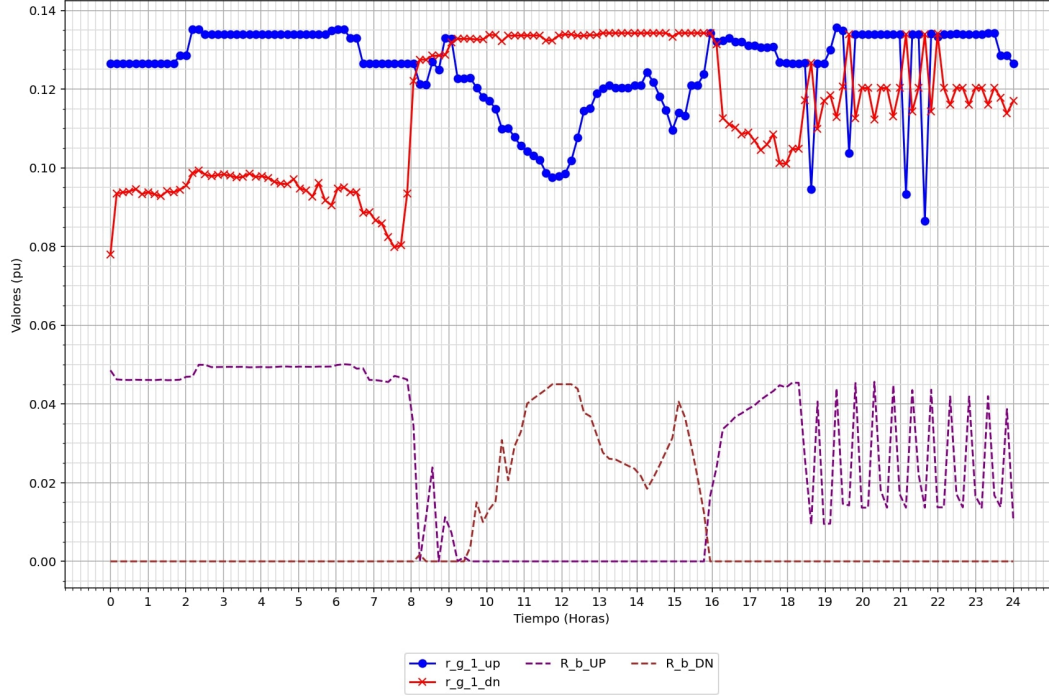


Figura 5.16: Reserva del sistema del tipo primaria en subida y en bajada, con participación de la unidad térmica ($r_g^{1,up}$, $r_g^{1,dn}$) y de la batería (R_b^{DN} , R_b^{UP}) para el experimento 2. Hora de inicio: 00:00 del 07/05/2016, Hora de fin: 00:00 del 08/05/2016.

El análisis del comportamiento de la reserva primaria a lo largo del día permite identificar nuevamente las cuatro zonas definidas en el despacho económico.

Zona 1: La batería, al encontrarse en descarga, contribuye a la reserva primaria en subida. Esto implica que una fracción de su potencia de carga se mantiene reservada para mitigar desbalances entre generación y demanda durante los periodos entre resoluciones del EMS, de manera similar a lo observado en la Zona 1 del Experimento 1.

Zona 2: La participación de la batería en la reserva primaria en bajada aumenta gradualmente, ya que en este periodo se encuentra en estado de carga. Este incremento sigue la tendencia de la irradiancia, alcanzando su máximo a las 12:00 horas.

Zona 3: La disminución de la potencia de carga impacta directamente en la participación en las reservas, reduciendo el aporte a la reserva primaria en subida.

Zona 4: Dado que el aporte de la batería a la reserva primaria en bajada depende porcentualmente de su potencia de descarga, se observan oscilaciones en su participación. Estas oscilaciones también afectan la contribución del generador térmico, que debe adaptarse para mantener los requerimientos del sistema. Es importante señalar que, si bien la reserva en subida no se ve afectada por estas oscilaciones, sí lo hace ante los instantes de energía no suministrada.

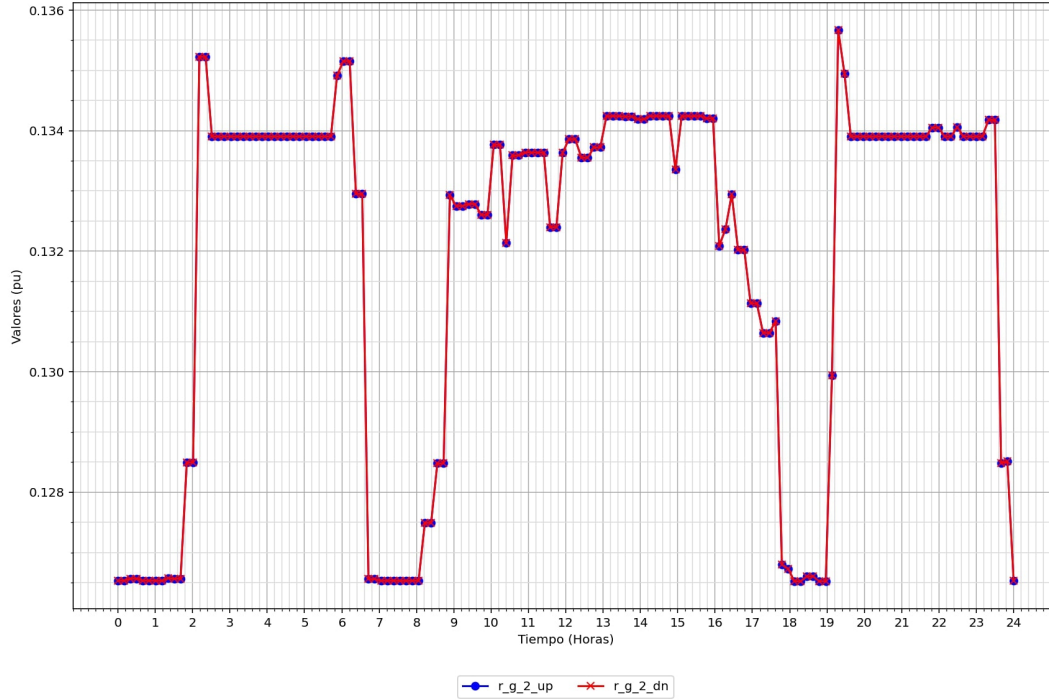


Figura 5.17: Reserva del sistema del tipo secundaria en subida y en bajada, con participación de la unidad térmica ($r_g^{2,up}$, $r_g^{2,dn}$) para el experimento 2. Hora de inicio: 00:00 del 07/05/2016, Hora de fin: 00:00 del 08/05/2016.

Considerando ahora la reserva secundaria de subida y bajada, presentada en la Figura 5.17, se observa que esta es cubierta únicamente por el generador térmico.

Al igual que en el Experimento 1, la reserva secundaria requerida por el sistema equivale al 5% de la demanda para cada tipo. Por lo tanto, su comportamiento en la Figura 5.6 refleja la forma de la demanda de potencia activa, aunque en una escala reducida.

A partir de esta información, es posible identificar las mismas tres zonas de operación en el SPP que en el Experimento 1:

Zona 1 (02:00 - 07:00): El calefactor opera para el proceso de secado de alimentos. Zona 2 (08:00 - 18:00): Se activa el ventilador del proceso. Zona 3 (19:00 - 00:00): El calefactor vuelve a entrar en funcionamiento para continuar el secado.

Para comprender con mayor detalle el comportamiento del EMS en el Experimento 2, es necesario complementar el análisis del despacho con un análisis económico, tal como se realizó en el Experimento 1.

En las Figuras 5.18 y 5.20 se presentan las valorizaciones de la función objetivo, tanto en su evolución por resolución como de manera acumulada.

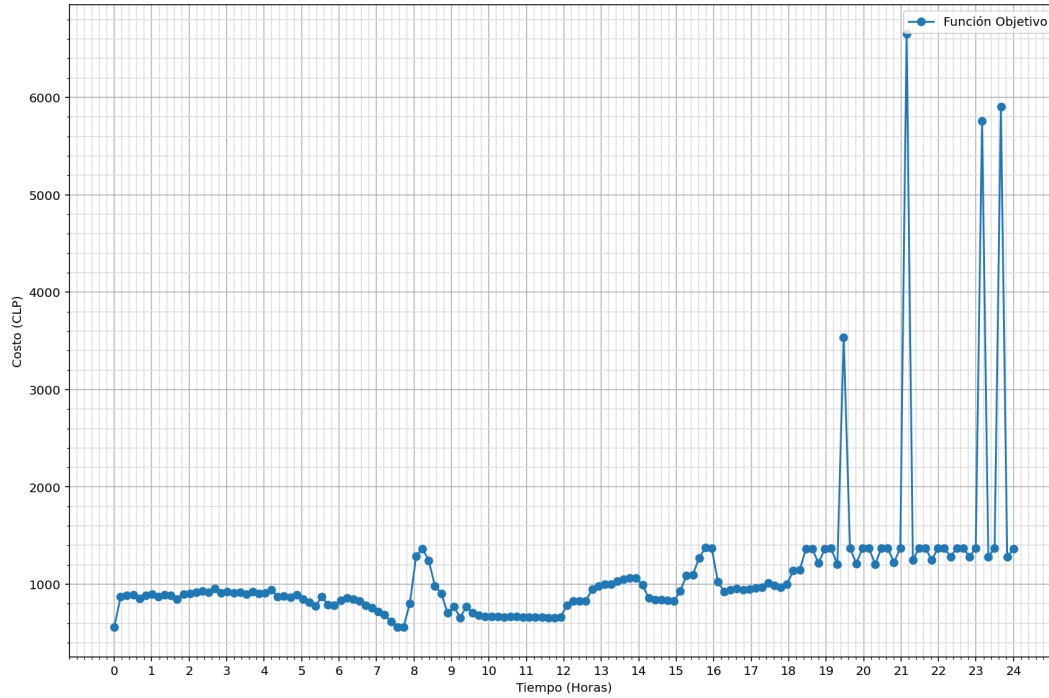


Figura 5.18: Valor de la función objetivo del EMS para cada instante del día de operación, para el experimento 2. Hora de inicio: 00:00 del 07/05/2016, Hora de fin: 00:00 del 08/05/2016.

La Figura 5.18 presenta los costos asociados a cada resolución del EMS. A partir de esta información, y en relación con el análisis previo del despacho, es posible evaluar el impacto económico en las tres zonas identificadas a lo largo del día de operación.

Para mejorar la resolución de los resultados, en la Figura 5.19 se muestra la misma gráfica, pero eliminando los puntos de alto valor de la Zona 4, permitiendo así un análisis más detallado de las tendencias en las otras zonas.

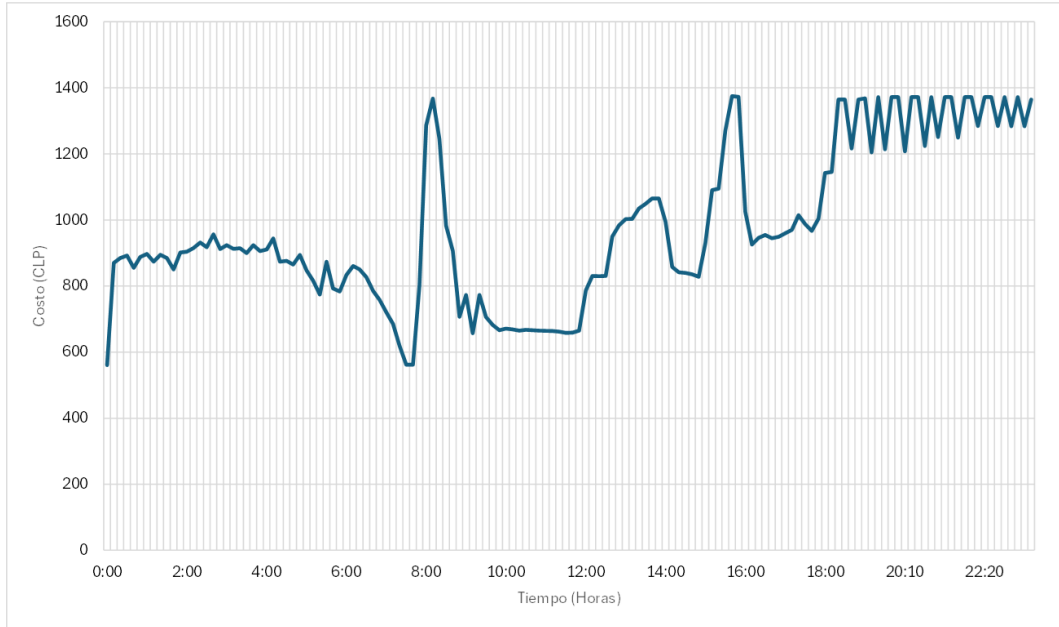


Figura 5.19: Valor de la función objetivo del EMS para cada instante del día de operación para el experimento 2, acercamiento. Hora de inicio: 00:00 del 07/05/2016, Hora de fin: 00:00 del 08/05/2016.

En la Zona 1 (00:00 - 07:00), según las Figuras 5.18 y 5.19, los costos oscilan entre 600 y 1000 CLP por intervalo de resolución, correspondientes a los 10 minutos previos a cada nueva resolución del EMS.

En la Zona 2, el aumento inicial del aporte del generador térmico durante la transición (Figura 5.11) eleva los costos hasta casi 1.400 CLP. Sin embargo, a medida que la generación renovable incrementa su participación, el costo desciende nuevamente a aproximadamente 650 CLP.

En la Zona 3, la disminución de la irradiancia, y por ende, de la participación de la energía renovable, provoca un aumento de costos entre 800 y 1100 CLP, debido al mayor aporte del generador térmico. Una vez que la irradiancia se normaliza, los costos disminuyen nuevamente a valores cercanos a 820 CLP, pero a medida que la irradiancia decrece con la llegada de la noche, estos vuelven a incrementarse, alcanzando 1400 CLP durante la transición a la Zona 4.

En la Zona 4, se observa que la disminución del aporte de la batería provoca un aumento significativo en los costos, que superan los valores de las zonas anteriores, oscilando entre 1200 y 1400 CLP. En los momentos en los que se presenta energía no suministrada, los costos se disparan a 6.650, 5.760, 5.900 y 3.540 CLP, evidenciando el impacto económico de estas situaciones.

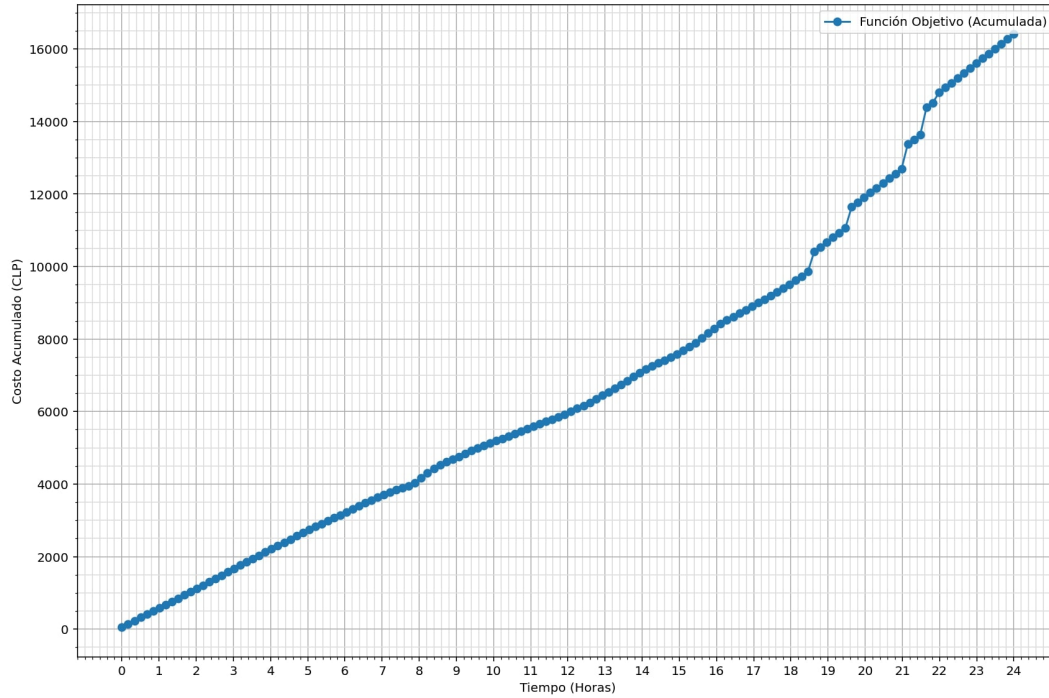


Figura 5.20: Valor acumulado de la función objetivo del EMS a lo largo de día de operación, para el experimento 2. Hora de inicio: 00:00 del 07/05/2016, Hora de fin: 00:00 del 08/05/2016.

El análisis de la función objetivo acumulada del día, presentada en la Figura 5.18, muestra que los cambios más notorios se deben a la energía no suministrada y a los altos costos en la Zona 4. Como resultado, el costo total del día de operación asciende a 158.387 CLP.

Para evaluar las predicciones realizadas por el EMS a lo largo del día de operación, de manera similar al Experimento 1, se presentan las estadísticas en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2: Estadísticas de tiempo y costos de las 144 resoluciones realizadas por el EMS a lo largo del día de operación del experimento 2.

Parámetro	Unidad	Promedio	Máximo	Mínimo
Tiempo	Segundos	4,483	16,429	2,379
Costo Total	CLP	153.690	169.512	131.130

Los tiempos de solución de cada resolución del EMS a lo largo del día de operación son inferiores a 10 minutos, lo que coincide con el tiempo de muestreo del EMS. Esto confirma la viabilidad de su implementación en una MG.

Asimismo, se presentan los costos de cada resolución para analizar su variación en función de la ventana móvil de 24 horas. El costo total de operación, de 158.387 CLP, se encuentra dentro del rango de valores previstos por las resoluciones del EMS y es incluso muy cercano al promedio.

Esto indica que las predicciones realizadas en cada resolución reflejan con precisión la operación real del sistema durante las 24 horas.

5.3 Comparación experimento 1 y experimento 2

A partir de los análisis realizados es posible comparar los resultados de ambos experimentos, presentados en las Figuras 5.1 y 5.11. La comparación de los principales resultados técnicos y económicos se presenta en la Tabla 5.3

Tabla 5.3: Comparación de tiempos y costos entre experimentos

Parámetro	Experimento 1	Experimento 2
Tiempo Promedio	8,159	4,483
Tiempo Máximo	73,615	16,429
Costo Promedio	135.860	153.690
Costo Total	123.821	158.387

A partir de los análisis realizados, se pueden establecer comparaciones detalladas entre los resultados obtenidos en ambos experimentos. La diferencia más relevante entre ambos casos es la variabilidad en la disponibilidad de irradiancia, lo que afecta directamente la capacidad de carga de la batería y el uso del generador térmico.

En el Experimento 1, la irradiancia sigue un patrón estable, alcanzando valores cercanos a 1.200 $[W/m]$ alrededor de las 12:00 horas, lo que permite una carga óptima y sostenida de la batería. Como resultado, la batería logra alcanzar su SOC máximo del 100% antes de las 18:00 horas, asegurando una descarga estable durante la Zona 3. Esto reduce significativamente la dependencia del generador térmico, limitando su operación a breves períodos de baja irradiancia.

Por otro lado, en el Experimento 2, la presencia de nubosidad provoca una reducción del 21% en la irradiancia máxima (aproximadamente 880 $[W/m]$ a las 12:00 horas), lo que afecta la capacidad de carga de la batería. En particular, entre las 12:00 y 15:00 horas, la irradiancia cae hasta 500 $[W/m]$, impidiendo que la batería alcance su SOC máximo antes de la noche.

La reducción en la generación renovable en el Experimento 2 se traduce en un incremento del 28% en los costos totales de operación, alcanzando 158.387 CLP, en comparación con los 123.821 CLP del Experimento 1. Esto refleja el mayor uso de generación térmica, cuyo consumo de combustible incrementa proporcionalmente los costos.

Otro aspecto importante es la presencia de ENS en el Experimento 2, mientras que en el Experimento 1 no se observó este fenómeno. Esto se debe a la insuficiente carga de la batería en las horas de mayor generación solar, lo que impide sostener el suministro eléctrico durante la noche. Específicamente, en el Experimento 2, la ENS comienza a manifestarse a partir de las 19:00

horas, lo que obliga al EMS a priorizar estrategias de mitigación. Como respuesta, el sistema prolonga la descarga de la batería en la tarde, pero a costa de operar el generador térmico cerca de su capacidad máxima entre las 19:00 y 00:00 horas, asegurando el abastecimiento en condiciones críticas.

Desde el punto de vista de la operación del almacenamiento, en el Experimento 1 la batería logra cargarse completamente antes de las 18:00 horas, lo que permite un suministro estable durante la Zona 3. En cambio, en el Experimento 2, la carga de la batería se interrumpe, impidiendo que acumule suficiente energía para sostener la demanda nocturna. Esto obliga al sistema a adoptar una estrategia de descarga prolongada, donde la batería opera a un nivel de potencia variable entre 4 [kW] y 9 [kW] en la tarde, en un intento de minimizar la ENS. Sin embargo, esto genera un comportamiento oscilatorio en la potencia de descarga, lo que impacta la estabilidad del sistema y requiere ajustes constantes en la operación del generador térmico.

Finalmente, en términos de tiempos de solución del EMS, ambos experimentos muestran valores menores a 10 minutos por resolución, con un promedio de 8,159 segundos en el Experimento 1 y 4,483 segundos en el Experimento 2. Como se observa en la Tabla 5.3, estas cifras confirman la factibilidad operativa del EMS para su implementación en la MG, independientemente de las condiciones de irradiancia y variabilidad de generación.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo futuro

El presente estudio ha evaluado el desempeño de un Energy Management System (EMS) aplicado a una microred aislada, considerando la optimización del despacho económico, el uso de almacenamiento de energía, la gestión de reservas operacionales y el impacto de la variabilidad de la irradiancia en la operación del sistema. A partir de los resultados obtenidos, se destacan las siguientes conclusiones principales:

1. Los tiempos de solución de cada resolución del EMS son inferiores al tiempo de muestreo de 10 minutos, lo que garantiza una implementación factible en una MG real.
2. Las predicciones de costos y operación realizadas en cada resolución reflejan con precisión la operación real del sistema en la ventana móvil de 24 horas.
3. En condiciones de alta irradiancia y estabilidad climática (Experimento 1), la batería logra una carga óptima, permitiendo una operación eficiente durante la noche sin incurrir en energía no suministrada.
4. En presencia de nubosidad y variabilidad en la irradiancia (Experimento 2), la batería no logra alcanzar una carga completa, lo que impacta la gestión energética nocturna y resulta en instantes de energía no suministrada, fenómeno que no ocurrió en el experimento 1, aumentando significativamente los costos de operación.
5. La batería cumple un rol fundamental en la regulación del balance generación-demanda, ajustando su potencia de carga y descarga en función de la disponibilidad de generación renovable y la demanda del sistema.
6. En la Zona 4 del Experimento 2, se observó un comportamiento oscilatorio en la descarga de la batería, lo que exigió una mayor participación del generador térmico para mantener la estabilidad operativa.

7. La combinación óptima entre batería, generación renovable y térmica permite minimizar los costos de operación, con valores en torno a 123.821 CLP en el Experimento 1.
8. La energía no suministrada en el Experimento 2 provocó un incremento abrupto en los costos, alcanzando un total de 158.387 CLP, lo que evidencia la importancia de una gestión eficiente del almacenamiento energético.
9. Debido a la reducción en la disponibilidad de irradiancia en el Experimento 2, los costos operacionales aumentaron en un 28% en comparación con el Experimento 1, lo que confirma la alta sensibilidad de los costos de operación a la generación renovable.

Los resultados obtenidos abren nuevas líneas de investigación y mejoras en la gestión del EMS para optimizar la operación de la MG. Se proponen los siguientes trabajos futuros:

1. Evaluar el impacto de diferentes profundidades de descarga (DoD) en la vida útil de la batería y su influencia en la estrategia de despacho energético.
2. Analizar la robustez del sistema frente a variaciones en la generación renovable y eventos inesperados (fallas en equipos, variaciones extremas en la demanda, etc.).
3. Estudiar la inclusión de otras fuentes renovables, como eólica o biomasa, para diversificar la matriz energética de la MG y reducir la dependencia de la generación térmica.
4. Desarrollar una plataforma de simulación en tiempo real que permita visualizar los efectos de las decisiones del EMS en la operación de la MG.

Referencias

- [1] Microgrid Projects, “Huatacondo Microgrid.” [En línea]. Disponible en: <https://microgridprojects.com/property/huatacondo-microgrid/>, Enero 2025.
- [2] Cummins, “CI 30D5P.” [En línea]. Disponible en: <https://www.cummins.com/generators/ci-30d5p>, Febrero 2025.
- [3] D. A. E. Sarzosa, R. E. E. P. Behnke, and F. Valencia, “Integration of small productive processes into an energy management system for microgrids,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 69010–69030, 2022. Accepted: March 13, 2023.
- [4] F. B. Insights, “Microgrid market size, share, industry report, revenue trends and growth drivers.” [En línea]. Disponible en: <https://www.fortunebusinessinsights.com/industry-reports/microgrid-market-100406>, October 2024. Accedido: 10 de septiembre de 2024.
- [5] A. Alfergani, K. A. Alfaitori, A. Khalil, and N. Buaossa, “Control strategies in AC microgrid: A brief review,” in *2018 9th International Renewable Energy Congress (IREC)*, pp. 1–6, Mar. 2018. ISSN: 2378-3451.
- [6] R. Dhir, R. Garg, and P. Mahajan, “A Review of Microgrid Control Strategies,” in *2022 IEEE Delhi Section Conference (DELCON)*, pp. 1–5, Feb. 2022.
- [7] W. Shi, E.-K. Lee, D. Yao, R. Huang, C.-C. Chu, and R. Gadh, *Evaluating Microgrid Management and Control with an Implementable Energy Management System*. Nov. 2014. Journal Abbreviation: 2014 IEEE International Conference on Smart Grid Communications, SmartGridComm 2014 Publication Title: 2014 IEEE International Conference on Smart Grid Communications, SmartGridComm 2014.
- [8] E. A. Bakirtzis, P. N. Biskas, D. P. Labridis, and A. G. Bakirtzis, “Multiple Time Resolution Unit Commitment for Short-Term Operations Scheduling Under High Renewable Penetration,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, pp. 149–159, Jan. 2014.

- [9] P. Ramírez del Barrio, P. Mendoza Araya, F. Valencia, G. León, L. Cornejo Ponce, M. Montedónico, and G. Jiménez Estévez, “Sustainable development through the use of solar energy for productive processes: The Ayllu Solar Project,” *GHTC 2017 - IEEE Global Humanitarian Technology Conference, Proceedings*, 2017. Accepted: 2019-05-29T13:41:10Z Publisher: IEEE.
- [10] “Cummins C22D5 - 22 kVA Generator - DPX-18501 - Generadores diesel - Construcción.”
- [11] Ministerio de Energía, “Explorador Solar.” [En línea]. Disponible en: <https://solar.minenergia.cl/exploracion>, Enero 2025.
- [12] Ministerio de Energía, “La transición energética de Chile: Política energética nacional,” technical report, Gobierno de Chile, 2022.
- [13] W. Ajaz and D. Bernell, “Microgrids and the transition toward decentralized energy systems in the United States: A Multi-Level Perspective,” *Energy Policy*, vol. 149, p. 112094, Feb. 2021.
- [14] A. Vasilakis, I. Zafeiratou, D. T. Lagos, and N. D. Hatziargyriou, “The Evolution of Research in Microgrids Control,” *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 7, pp. 331–343, 2020.
- [15] B. Lasseter, “Microgrids [distributed power generation],” in *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)*, vol. 1, pp. 146–149 vol.1, Jan. 2001.
- [16] M. Farrokhhabadi, C. A. Cañizares, J. W. Simpson-Porco, E. Nasr, L. Fan, P. A. Mendoza-Araya, R. Tonkoski, U. Tamrakar, N. Hatziargyriou, D. Lagos, R. W. Wies, M. Paolone, M. Liserre, L. Meegahapola, M. Kabalan, A. H. Hajimiragha, D. Peralta, M. A. Elizondo, K. P. Schneider, F. K. Tuffner, and J. Reilly, “Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, pp. 13–29, Jan. 2020.
- [17] Centro de Energía, “Micro-red de huatacondo.” Accedido: 3 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://centroenergia.cl/seleccionados/micro-red-de-huatacondo/>.
- [18] K. Hitchens, “Solar minigrids bring water to Ethiopian farms,” Oct. 2022. Accedido: 3 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.microgridknowledge.com/remote-microgrids/article/33037619/nepal-seeks-consultants-for-power-system-expansion-minigrid-development>.

- [19] K. Hitchens, “Solar microgrids to electrify 80 new communities in India,” Sept. 2022. Accedido: 4 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.microgridknowledge.com/microgrids/community/article/11427059/solar-microgrids-to-electrify-80-new-communities-in-india>.
- [20] G. Post, “Case study: How a DC microgrid helps over 10,000 Kenyan tea growers bring their product to market,” Oct. 2022. Accedido: 4 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.microgridknowledge.com/resources/microgrid-case-studies/article/11437319/alenco-systems-case-study-how-a-dc-microgrid-helps-over-10000-kenyan-tea-growers-bring-their-product-to-market>.
- [21] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Cañizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, R. Palma-Behnke, G. A. Jiménez-Estévez, and N. D. Hatziargyriou, “Trends in Microgrid Control,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, pp. 1905–1919, July 2014.
- [22] S. Córdova, C. Cañizares, Lorca, and D. E. Olivares, “An Energy Management System With Short-Term Fluctuation Reserves and Battery Degradation for Isolated Microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, pp. 4668–4680, Nov. 2021.
- [23] G. Yudhaprawira, Sarjiya, and S. P. Hadi, “Unit commitment for power generation system including PV and batteries by Mixed Integer Quadratic Programming,” in *2012 International Conference on Power Engineering and Renewable Energy (ICPERE)*, pp. 1–5, July 2012.
- [24] R. Jiang, J. Wang, and Y. Guan, “Robust Unit Commitment With Wind Power and Pumped Storage Hydro,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, pp. 800–810, May 2012. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems.
- [25] M. L. Bynum, G. A. Hackebeil, W. E. Hart, C. D. Laird, B. L. Nicholson, J. D. Sirola, J.-P. Watson, and D. L. Woodruff, *Pyomo — Optimization Modeling in Python*, vol. 67 of *Springer Optimization and Its Applications*. Cham: Springer International Publishing, 2021.
- [26] R. Lasseter and P. Paigi, “Microgrid: a conceptual solution,” in *2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No.04CH37551)*, vol. 6, pp. 4285–4290 Vol.6, June 2004. ISSN: 0275-9306.
- [27] A. Mohammed, S. S. Refaat, S. Bayhan, and H. Abu-Rub, “AC Microgrid Control and Management Strategies: Evaluation and Review,” *IEEE Power Electronics Magazine*, vol. 6, pp. 18–31, June 2019. Conference Name: IEEE Power Electronics Magazine.

- [28] H. A. Mostafa, R. E. Shatshat, and M. M. A. Salama, "A review on energy management systems," in *2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition*, pp. 1–5, Apr. 2014. ISSN: 2160-8563.
- [29] J. Pascual, J. Barricarte, P. Sanchis, and L. Marroyo, "Energy management strategy for a renewable-based residential microgrid with generation and demand forecasting," *Applied Energy*, vol. 158, pp. 12–25, Nov. 2015.
- [30] A. B. El-Fawair, K. M. Al-Aubidy, and M. A. Al-Khawaldeh, "Energy management in microgrids with renewable energy sources and energy storage system," in *2023 20th International Multi-Conference on Systems, Signals Devices (SSD)*, pp. 801–806, 2023.
- [31] M. Bilal, Imdadullah, S. Hameed, and M. S. J. Asghar, "Energy Management of Microgrids Using Artificial Intelligent Control: A Review," in *2023 Second International Conference on Trends in Electrical, Electronics, and Computer Engineering (TEECCON)*, pp. 366–371, Aug. 2023.
- [32] J. Faraji, A. Ketabi, H. Hashemi-Dezaki, M. Shafie-Khah, and J. P. S. Catalão, "Optimal Day-Ahead Self-Scheduling and Operation of Prosumer Microgrids Using Hybrid Machine Learning-Based Weather and Load Forecasting," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 157284–157305, 2020. Conference Name: IEEE Access.
- [33] B. H. Lee and J. A. Yang, "A study on optimal operation of microgrids considering the uncertainty of renewable generation and load by use of duration curves," in *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1–5, July 2015. ISSN: 1932-5517.
- [34] W. Alharbi and K. Bhattacharya, "Accommodating High Levels of Renewable Generation in Remote Microgrids under Uncertainty," in *2014 IEEE Electrical Power and Energy Conference*, pp. 60–64, Nov. 2014.
- [35] H. Lotfi and A. Khodaei, "An efficient preprocessing approach for uncertainty consideration in microgrids," in *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (TD)*, pp. 1–5, 2016.
- [36] I. Abdou and M. Tkiouat, "Unit Commitment Problem in Electrical Power System: A Literature Review," *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol. 8, pp. 1357–1372, June 2018. Number: 3.
- [37] M. Carrion and J. Arroyo, "A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, pp. 1371–1378, Aug. 2006. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems.

- [38] S. Chaudhari, S. Killekar, A. Mahadik, N. Meerakrishna, and M. Divya, “A Review of Unit Commitment Problem Using Dynamic Programming,” in *2019 International Conference on Nascent Technologies in Engineering (ICNTE)*, pp. 1–5, Jan. 2019.
- [39] L. A. Barrios, J. B. Valerino, R. d. Nozal, J. M. Escaño, J. L. Martínez-Ramos, and F. Gonzalez-Longatt, “Stochastic unit commitment in microgrids based on model predictive control,” in *2018 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, pp. 1–5, 2018.
- [40] M. K. Al-Saadi, P. C. K. Luk, and W. Fei, “Impact of unit commitment on the optimal operation of hybrid microgrids,” in *2016 UKACC 11th International Conference on Control (CONTROL)*, pp. 1–6, Aug. 2016.
- [41] L. Merkert, M. Mendros, and A. Berthold, “Optimal unit commitment in microgrids with frequency reserve constraints,” in *2017 IEEE 14th International Conference on Networking, Sensing and Control (ICNSC)*, pp. 429–434, 2017.
- [42] P. Charles, F. Mehazzem, and T. Soubdhan, “A Review on Optimal Power Flow Problems: Conventional and Metaheuristic Solutions,” in *2020 2nd International Conference on Smart Power & Internet Energy Systems (SPIES)*, pp. 577–582, Sept. 2020.
- [43] P. Pezzini, O. Gomis-Bellmunt, and A. Sudrià-Andreu, “Optimization techniques to improve energy efficiency in power systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 2028–2041, May 2011.
- [44] J. Grainger and W. D. Stevenson, *Power System Analysis*. McGraw-Hill Education, 1994. Google-Books-ID: NBIoAQAAMAAJ.
- [45] I. E. Grossmann, “Review of Nonlinear Mixed-Integer and Disjunctive Programming Techniques,” *Optimization and Engineering*, vol. 3, pp. 227–252, Sept. 2002.
- [46] Q. Li, Y. Guo, S. Quan, P. Guo, Z. Yang, and D. Wang, *Reviewing on convexification methods of AC optimal power flow*. Jan. 2015.
- [47] R. A. Jabr, “A Conic Quadratic Format for the Load Flow Equations of Meshed Networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, pp. 2285–2286, Nov. 2007. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems.
- [48] C. Coffrin and P. Van Hentenryck, “A Linear-Programming Approximation of AC Power Flows,” *INFORMS Journal on Computing*, vol. 26, pp. 718–734, Nov. 2014. Publisher: INFORMS.

- [49] E. Andersen, C. Roos, and T. Terlaky, “On implementing a primal-dual interior-point method for conic quadratic optimization,” *Mathematical Programming, Series B*, vol. 95, pp. 249–277, 2003.
- [50] M. S. Javadi, C. S. Gouveia, L. M. Carvalho, and R. Silva, “Optimal Power Flow Solution for Distribution Networks using Quadratically Constrained Programming and McCormick Relaxation Technique,” in *2021 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, pp. 1–6, Sept. 2021.
- [51] W. Z.Q, “Loss and Branch Power Flow Allocation Based on Topological Method,” *Electric Power Components and Systems*, vol. 30, pp. 1179–1193, Nov. 2002.
- [52] R. Jabr, “Radial distribution load flow using conic programming,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, pp. 1458–1459, Aug. 2006. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems.
- [53] Energypedia, “Productive Use of Electricity - energypedia.” [En línea]. Disponible en: https://energypedia.info/wiki/Productive_Use_of_Electricity, Octubre 2024.
- [54] M. J. Gamez, “Objetivos y metas de desarrollo sostenible.”
- [55] S. Booth, X. Li, E. Baring-Gould, D. Kollanyi, A. Bharadwaj, and P. Weston, “Productive Use of Energy in African Micro-Grids: Technical and Business Considerations,” 2018.
- [56] A. Bruderle, B. Attigah, and M. Bodenbender, “Productive Use of Energy produse: A manual for electrification practitioners,,” 2011.
- [57] P. Ramírez, F. Valencia, A. Marconi-Vargas, I. Polanco, and P. Mendoza-Araya, *An Alpaca Fiber Processing Solution Based on Solar Energy for an Isolated Location in Chile Following a Co-construction Approach*. Mar. 2017.
- [58] SERC Chile, “Ayllu Solar | Una iniciativa de SERC Chile.” [En línea]. Disponible en: <https://ayllusolar.cl/es/inicio/>, October 2024.
- [59] D. Espín-Sarzosa, R. Palma-Behnke, and F. Valencia, “Modeling of Small Productive Processes for the Operation of a Microgrid,” *Energies*, vol. 14, p. 4162, Jan. 2021. Number: 14 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute.
- [60] ”Generación eléctrica en Chile”, Generadoras de Chile. Accedido: 6 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>.

- [61] B. Juncklaus Martins, A. Cerentini, S. L. Mantelli, T. Z. Loureiro Chaves, N. Moreira Branco, A. von Wangenheim, R. R  ther, and J. Marian Arrais, “Systematic review of nowcasting approaches for solar energy production based upon ground-based cloud imaging,” *Solar Energy Advances*, vol. 2, p. 100019, 2022.
- [62] C. K. Simoglou, P. N. Biskas, and A. G. Bakirtzis, “Optimal Self-Scheduling of a Thermal Producer in Short-Term Electricity Markets by MILP,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, pp. 1965–1977, Nov. 2010.
- [63] P. Biskas, M. Philippou, and C. E. Zoumas, “Co-optimization of commodities in the Greek energy market,” in *Aristotle University of Thessaloniki Institutional Repository - IKEE*, Aristotle University of Thessaloniki, 2008. Number: IKEECONF-2018-293.
- [64] M. A. Aravindh and A. Sreekumar, “Solar Drying—A Sustainable Way of Food Processing,” in *Energy Sustainability Through Green Energy* (A. Sharma and S. K. Kar, eds.), pp. 27–46, New Delhi: Springer India, 2015.
- [65] Comisión Nacional de Energía, “Estadísticas de hidrocarburos,” 2025. Consultado el 20 de febrero de 2025.
- [66] C. E. Nacional, “Estudio de almacenamiento de energía en el sen,” technical report, Coordinador Eléctrico Nacional, August 2023.