

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL LITORAL



DOCTORADO EN INGENIERÍA

Diseño y aplicación de estrategias de control predictivo económico - estocástico para la gestión de microrredes eléctricas

Martín Alejandro Alarcón

FICH

FACULTAD DE INGENIERÍA Y CIENCIAS HÍDRICAS

INTEC

INSTITUTO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO PARA LA INDUSTRIA QUÍMICA

CIMEC

CENTRO DE INVESTIGACIÓN DE MÉTODOS COMPUTACIONALES

sinc(i)

INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN EN SEÑALES, SISTEMAS E INTELIGENCIA
COMPUTACIONAL



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería y Ciencias Hídricas
Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química
Centro de Investigación de Métodos Computacionales
Instituto de Investigación en Señales, Sistemas e Inteligencia Computacional

Diseño y aplicación de estrategias de control predictivo económico - estocástico para la gestión de microrredes eléctricas

Martín Alejandro Alarcón

Tesis remitida al Comité Académico del Doctorado
como parte de los requisitos para la obtención
del grado de
DOCTOR EN INGENIERÍA
Mención Inteligencia Computacional, Señales y Sistemas
de la
UNIVERSIDAD NACIONAL DEL LITORAL

2023

Secretaría de Posgrado, Facultad de Ingeniería y Ciencias Hídricas, Ciudad Universitaria,
Paraje "El Pozo", S3000, Santa Fe, Argentina



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería y Ciencias Hídricas

Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química

Centro de Investigación de Métodos Computacionales

Instituto de Investigación en Señales, Sistemas e Inteligencia Computacional

Diseño y aplicación de estrategias de control predictivo económico - estocástico para la gestión de microrredes eléctricas

Martín Alejandro Alarcón

Lugar de Trabajo:

SIGLA

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Reconquista

Director:

Dr. Antonio Ferramosca Department of Management, Information and Production Engineering,
University of Bergamo, Italy

Codirector:

Dr. Alejandro H. González CONICET - INTEC y UNL - FIQ

Jurado Evaluador:

Dr. Daniel Limón Marruedo Universidad de Sevilla, España

Dr. Diego Feroldi CONICET - CIFASIS y UNR - FCEIA

Dr. Jorge Vega CONICET - INTEC y UTN - FRSF

2023



ACTA DE EVALUACIÓN DE TESIS DE DOCTORADO

En la sede de la Facultad de Ingeniería y Ciencias Hídricas de la Universidad Nacional del Litoral, a los quince días del mes de marzo del año dos mil veinticuatro, se reúnen en forma online sincrónica los miembros del Jurado designado para la evaluación de la Tesis de Doctorado en Ingeniería, Mención Inteligencia Computacional, Señales y Sistemas, titulada *“Diseño y aplicación de estrategias de control predictivo económico – estocástico para la gestión de microrredes eléctricas”*, desarrollada por el Ing. Martín Alejandro ALARCÓN, DNI N° 28.581.284, bajo la dirección del Dr. Antonio Ferramosca y la codirección del Dr. Alejandro González. Ellos son: Dr. Daniel Limón, Dr. Diego Feroldi, y Dr. Jorge Vega.-----

La Presentación oral y defensa de la Tesis se efectúa bajo la modalidad virtual según lo establecido por Resolución CS N° 382/21.

Luego de escuchar la Defensa Pública y de evaluar la Tesis, el Jurado considera:

Que la presentación del trabajo de tesis se ha desarrollado en un tiempo de 50 minutos. La exposición ha sido completa y clara, habiendo cubierto la totalidad de los temas centrales del manuscrito.

Como jurados reafirmamos las valoraciones realizadas oportunamente en los dictámenes individuales de evaluación del documento de tesis.

El tesista ha respondido a las consultas y observaciones del jurado en forma satisfactoria y técnicamente correcta de cada uno de los capítulos del documento. Asimismo, consultado sobre trabajos futuros y de extensión de la metodología ha esbozado ideas variadas e interesantes que permitirían continuar el trabajo realizado.

Por ello, el jurado dictamina calificar la tesis con nota 10 (diez) Sobresaliente.

Sin más, se da por finalizado el Acto Académico con la firma de los miembros del Jurado al pie de la presente. -----

Dr. Daniel Limón

Dr. Diego Feroldi

Dr. Jorge Vega



Macor
Dr. JOSÉ LUIS MACOR
SECRETARIO DE POSGRADO
Facultad de Ingeniería y Cs. Hídricas

Universidad Nacional del Litoral
Facultad de Ingeniería y
Ciencias Hídricas

Secretaría de Posgrado

Ciudad Universitaria
C.C. 217
Ruta Nacional N° 168 - Km. 472,4
(3000) Santa Fe
Tel: (54) (0342) 4575 229
Fax: (54) (0342) 4575 224
E-mail: posgrado@fich.unl.edu.ar

Declaración legal del autor

Esta tesis ha sido remitida como parte de los requisitos para la obtención del grado académico de Doctor en Ingeniería, mención Inteligencia Computacional, Señales y Sistemas, ante la Universidad Nacional del Litoral y ha sido depositada en la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería y Ciencias Hídricas para que esté a disposición de sus lectores bajo las condiciones estipuladas por el reglamento de la mencionada Biblioteca.

Citaciones breves de esta tesis son permitidas sin la necesidad de un permiso especial, en la suposición de que la fuente sea correctamente citada. Solicitudes de permiso para la citación extendida o para la reproducción parcial o total de este manuscrito serán concebidos por el portador legal del derecho de propiedad intelectual de la obra.

Agradecimientos

Primero quiero agradecer a Antonio Ferramosca y Alejandro González, mi director y co-director de tesis, muchas gracias por su valioso tiempo y dedicación invertido a lo largo de todo este proceso para mi formación, sin ustedes no hubiera sido posible.

A toda mi familia, como siempre un pilar fundamental, muchas gracias por brindarme su apoyo y animo en las diferentes etapas vividas que llevaron a realizar la redacción de esta tesis, sobre todo en los momentos de dudas y toma de decisiones. Aquí quiero hacer una mención especial para mi abuela “Mola”, que hace poco tiempo nos dejó; siempre te recordaremos con mucho afecto.

Y por último, a mi facultad, por brindarme el escenario y condiciones favorables para poder realizar este estudio.

Índice general

Resumen	XV
Abstract	XIX
Listado de acrónimos	XXIII
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Preliminares	7
1.2.1. Sistema de microrredes eléctricas	7
1.2.2. Problema de Control Óptimo	9
1.2.3. Control Predictivo basado en Modelo	10
1.3. Objetivos de la investigación	15
1.4. Estructura de la tesis	17
1.5. Contribuciones realizadas	19
1.5.1. Publicaciones en revistas internacionales	19
1.5.2. Publicaciones en congresos nacionales	19
2. Modelado de las microrredes	21
2.1. Microrred eléctrica	21
2.2. Modelado general de una microrred	23
2.3. Sistemas para el almacenamiento de la energía	26
2.3.1. Baterías	27
2.3.2. Ultracapacitores	29
2.4. Variables no manipuladas o perturbaciones	31
2.4.1. Recursos renovables	31
2.4.2. Consumo de la microrred	36
2.5. Conclusiones del capítulo	40

3. Control predictivo económico basado en modelo	41
3.1. Estado del arte	42
3.2. Arquitectura y características de la microrred	43
3.2.1. Caracterización de cada elemento	44
3.2.2. Modelo en espacio de estados	48
3.3. Formulación del controlador	50
3.3.1. Formulación del costo económico	50
3.3.2. Controlador EMPCT	56
3.4. Simulaciones y resultados	60
3.5. Conclusiones del capítulo	67
4. Control predictivo económico - estocástico basado en modelo	71
4.1. Introducción	72
4.2. Estado del arte	73
4.3. Características y arquitectura de la microrred	74
4.3.1. Consideraciones sobre las perturbaciones	76
4.3.2. Consideraciones sobre el HESS	77
4.4. Estructura integral de control	78
4.4.1. Controlador EMPCT	81
4.4.2. Controlador SMPC	85
4.4.3. Algoritmo de control	92
4.5. Simulaciones y resultados	92
4.6. Conclusiones del capítulo	102
5. Control predictivo económico - coalicional basado en modelo	109
5.1. Introducción	110
5.2. Estado del arte	114
5.3. Formulación del problema	116
5.3.1. Definición del problema de control óptimo	120
5.4. Estrategia jerárquica para el control coalicional	122
5.4.1. Determinación de la estructura de coalición	123
5.4.2. Acciones de control óptimas a nivel de coalición	130
5.4.3. Algoritmo de la estrategia jerárquica del control coalicional	131
5.5. Caso de estudio	131
5.5.1. Características sobre la comunidad de microrredes	131
5.5.2. Definiciones sobre la estrategia de control coalicional	137
5.5.3. Parámetros de las simulaciones	142
5.5.4. Resultados	144

5.6. Microrredes con limitaciones para la interconexión	156
5.6.1. Ejemplo de microrredes interconectadas en cadena	161
5.7. Conclusiones del capítulo	165
6. Conclusiones y futuras líneas de investigación	167
6.1. Conclusiones	167
6.2. Futuras líneas de investigación	169
A. Definiciones sobre grafos	173
B. Juego cooperativo n-personal	175

Índice de figuras

1.1.	Matriz energética a nivel mundial (Año: 2021).	4
1.2.	Estructura jerárquica para el control de microrredes.	8
1.3.	Implementación de un MPC a través de la estrategia del horizonte deslizante.	14
2.1.	Arquitectura general de una microrred.	23
2.2.	Consideración de la eficiencia para los convertidores de potencia	26
2.3.	Circuito eléctrico equivalente para obtener un modelo de una celda solar.	32
2.4.	Simulador para obtener la potencia generada por arreglos fotovoltaicos.	34
2.5.	Potencia generada para un día por la instalación de paneles solares para una microrred residencial. P_{ideal} : potencia ideal, obtenida por el producto entre la irradiancia recibida y la superficie del arreglo. P_{pv} : potencia real generada por la instalación fotovoltaica.	35
2.6.	Potencia para un día generada por el aerogenerador Wind 25.3+Bornay.	37
2.7.	Consumo diario de energía para una microrred residencial.	38
2.8.	Consumo diario de energía para la microrred UTN-FRRQ.	39
3.1.	Arquitectura para una microrred residencial. $P_{grid(p)} / P_{grid(s)}$: potencia comprada/vendida desde la microrred hacia la red eléctrica. $P_{bat(c)} / P_{bat(d)}$: potencia para la carga/descarga del banco de baterías. P_{gen} : potencia real generada por el arreglo de paneles solares. P_{load} : demanda de potencia por parte de la microrred.	44
3.2.	Diagrama de bloques del EMS sobre la microrred residencial. Estado del sistema: $x_k = soc_k$. Perturbaciones: $w_k = \begin{pmatrix} P_{gen,k} & P_{load,k} \end{pmatrix}^T$. Variables manipuladas: $u_k = \begin{pmatrix} P_{bat(c),k} & P_{bat(d),k} & P_{grid(p),k} & P_{grid(s),k} \end{pmatrix}^T$. Costo de la energía: $c_{e,k}$. Irradiancia: i_r . Temperatura de celda: t_c	51
3.3.	Variación del costo diario de la energía $c_{e,k}$	52

<p>3.4. Variables manipuladas y perturbaciones, para días de enero, con condiciones meteorológicas cambiantes y con un tiempo para la simulación de 72 horas. P_{bat}: potencia intercambiada con el banco de baterías (carga/descarga). P_{grid}: potencia comprada/vendida desde la microrred hacia la red eléctrica. P_{load}: consumo de potencia por parte de la microrred. P_{gen}: potencia real generada por el arreglo de paneles. P_{ideal}: potencia teórica-ideal que se podría obtener del arreglo de paneles.</p>	62
<p>3.5. Evolución del estado de carga (soc), para días de enero, con condiciones meteorológicas cambiantes y con un tiempo para la simulación de 72 horas.</p>	62
<p>3.6. Variables manipuladas y perturbaciones, para días de julio, con condiciones meteorológicas cambiantes y con un tiempo para la simulación de 72 horas. P_{bat}: potencia intercambiada con el banco de baterías (carga/descarga). P_{grid}: potencia comprada/vendida desde la microrred hacia la red eléctrica. P_{load}: consumo de potencia por parte de la microrred. P_{gen}: potencia real generada por el arreglo de paneles. P_{ideal}: potencia teórica-ideal que se podría obtener del arreglo de paneles.</p>	65
<p>3.7. Evolución del estado de carga (soc), para días de julio, con condiciones meteorológicas cambiantes y con un tiempo para la simulación de 72 horas.</p>	65
<p>3.8. Variables manipuladas y perturbaciones, para días de octubre, con condiciones de demanda y meteorológicas cambiantes, para un tiempo de simulación de 72 horas. P_{bat}: potencia intercambiada con el banco de baterías (carga/descarga). P_{grid}: potencia comprada/vendida desde la microrred hacia la red eléctrica. P_{load}: consumo de potencia por parte de la microrred. P_{gen}: potencia real generada por el arreglo de paneles. P_{ideal}: potencia teórica-ideal que se podría obtener del arreglo de paneles.</p>	66
<p>3.9. Evolución del estado de carga (soc), para días de octubre, con condiciones de demanda y meteorológicas cambiantes, para un tiempo de simulación de 72 horas.</p>	66
<p>3.10. Variables manipuladas y perturbaciones, para días de abril, con condiciones meteorológicas cambiantes y con un tiempo para la simulación de 120 horas. P_{bat}: potencia intercambiada con el banco de baterías (carga/descarga). P_{grid}: potencia comprada/vendida desde la microrred hacia la red eléctrica. P_{load}: consumo de potencia por parte de la microrred. P_{gen}: potencia real generada por el arreglo de paneles. P_{ideal}: potencia teórica-ideal que se podría obtener del arreglo de paneles.</p>	68
<p>3.11. Evolución del estado de carga (soc), para días de abril, con condiciones meteorológicas cambiantes y con un tiempo para la simulación de 120 horas.</p>	68

4.1. Arquitectura y configuración de la microrred con HESS. P_{bat}/P_{sc} : potencia intercambiada con el banco de baterías/ultracapacitores. P_{pv} : potencia generada por el arreglo de paneles solares. P_w : potencia obtenida de un parque eólico. $P_{grid(p)}/P_{grid(s)}$: potencia comprada/vendida desde la microrred hacia la red eléctrica. P_{load} : demanda de potencia.	75
4.2. Estructura integral de control óptimo. (u_s, x_s) : punto de referencia o consigna generado por el EMPCT. \bar{u} : variables de control a utilizar en los controladores locales.	79
4.3. Diagrama de bloques para la estructura integral de control sobre la microrred. $w_{i k} = \begin{pmatrix} P_{pv,i k} & P_{w,i k} & P_{load,i k} \end{pmatrix}^T$: predicciones de las perturbaciones para el horizonte de control N_e con tiempo de muestreo T_e . $x_k = soc_k$: estados de carga del banco de baterías, para cada instante de tiempo T_e . (u_s, x_s) : punto de referencia generado por el EMPCT. $\bar{w}_{j \hat{k}} = \begin{pmatrix} \overline{P_{pv,j \hat{k}}} & \overline{P_{w,j \hat{k}}} & \overline{P_{load,j \hat{k}}} \end{pmatrix}^T$: posibles valores de las perturbaciones para el horizonte de control N_s con tiempo de muestreo T_s . $\bar{x}_{\hat{k}} = \begin{pmatrix} \overline{soc_{\hat{k}}} & \overline{soe_{\hat{k}}} \end{pmatrix}^T$: estados de carga del HESS, para cada instante de tiempo T_s . \bar{u} : variables de control a utilizar en los controladores locales.	80
4.4. Algoritmo de control económico - estocástico	93
4.5. Resultados de simulación del EMPCT. P_{bat} : potencia intercambiada con el banco de baterías. P_{grid} : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{pv} : potencia generada por el arreglo de paneles solares. P_w : potencia generada por el parque eólico. P_{load} : demanda de la microrred. soc : evolución del estado de carga del banco de baterías (sistema power-pack).	95
4.6. SCMPC para el tiempo de muestreo 25 a 26 en la Fig. 4.5. $\overline{P_{bat}}$: potencia gestionada por el banco de baterías. $\overline{P_{grid}}$: potencia intercambiada con la red eléctrica. $\overline{P_{pv}}$: muestras de la potencia generada por el arreglo de los paneles. $\overline{P_w}$: muestras de la potencia obtenida del parque eólico. $\overline{P_{load}}$: muestras para la demanda de potencia. \overline{soc} : evolución del estado de carga del banco de baterías. \overline{soe} : evolución del estado de energía del banco de ultracapacitores.	97
4.7. SCMPC para el tiempo de muestreo 58 a 59 en la Fig. 4.5. $\overline{P_{bat}}$: potencia gestionada por el banco de baterías. $\overline{P_{grid}}$: potencia intercambiada con la red eléctrica. $\overline{P_w}$: muestras de la potencia obtenida del parque eólico. $\overline{P_{load}}$: muestras para la demanda de potencia. \overline{soc} : evolución del estado de carga del banco de baterías. \overline{soe} : evolución del estado de energía del banco de ultracapacitores.	99

<p>4.8. SCMPC para el tiempo de muestreo 59 a 60 en la Fig. 4.5. $\overline{P_{bat}}$: potencia gestionada por el banco de baterías. $\overline{P_{grid}}$: potencia intercambiada con la red eléctrica. $\overline{P_w}$: muestras de la potencia obtenida del parque eólico. $\overline{P_{load}}$: muestras para la demanda de potencia. \overline{soc}: evolución del estado de carga del banco de baterías. \overline{soe}: evolución del estado de energía del banco de ultracapacitores.</p>	100
<p>4.9. Resultados de simulación del EMPCT. P_{bat}: potencia intercambiada con el banco de baterías. P_{grid}: potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{pv}: potencia generada por el arreglo de paneles solares. P_w: potencia generada por el parque eólico. P_{load}: demanda de la microrred. soc: evolución del estado de carga del banco de baterías (power-pack).</p>	101
<p>4.10. SCMPC para el tiempo de muestreo 10 a 11 en la Fig. 4.9. $\overline{P_{bat}}$: potencia gestionada por el banco de baterías. $\overline{P_{grid}}$: potencia intercambiada con la red eléctrica. $\overline{P_w}$: muestras de la potencia obtenida del parque eólico. $\overline{P_{load}}$: muestras para la demanda de potencia. \overline{soc}: evolución del estado de carga del banco de baterías. \overline{soe}: evolución del estado de energía del banco de ultracapacitores.</p>	103
<p>4.11. SCMPC para el tiempo de muestreo 21 a 22 en la Fig. 4.9. $\overline{P_{bat}}$: potencia gestionada por el banco de baterías. $\overline{P_{grid}}$: potencia intercambiada con la red eléctrica. $\overline{P_{pv}}$: muestras de la potencia generada por el arreglo de los paneles. $\overline{P_w}$: muestras de la potencia obtenida del parque eólico. $\overline{P_{load}}$: muestras para la demanda de potencia. \overline{soc}: evolución del estado de carga del banco de baterías. \overline{soe}: evolución del estado de energía del banco de ultracapacitores.</p>	104
<p>4.12. SCMPC para el tiempo de muestreo 22 a 23 en la Fig. 4.9. $\overline{P_{bat}}$: potencia gestionada por el banco de baterías. $\overline{P_{grid}}$: potencia intercambiada con la red eléctrica. $\overline{P_{pv}}$: muestras de la potencia generada por el arreglo de los paneles. $\overline{P_w}$: muestras de la potencia obtenida del parque eólico. $\overline{P_{load}}$: muestras para la demanda de potencia. \overline{soc}: evolución del estado de carga del banco de baterías. \overline{soe}: evolución del estado de energía del banco de ultracapacitores.</p>	105
<p>4.13. SCMPC para el tiempo de muestreo 22 a 23 en la Fig. 4.9. $\overline{P_{bat}}$: potencia gestionada por el banco de baterías. $\overline{P_{grid}}$: potencia intercambiada con la red eléctrica. $\overline{P_{pv}}$: muestras de la potencia generada por el arreglo de los paneles. $\overline{P_w}$: muestras de la potencia obtenida del parque eólico. $\overline{P_{load}}$: muestras para la demanda de potencia. \overline{soc}: evolución del estado de carga del banco de baterías. \overline{soe}: evolución del estado de energía del banco de ultracapacitores.</p>	106

4.14. SCMPC para el tiempo de muestreo 30 a 31 en la Fig. 4.9. $\overline{P_{bat}}$: potencia gestionada por el banco de baterías. $\overline{P_{grid}}$: potencia intercambiada con la red eléctrica. $\overline{P_{pv}}$: muestras de la potencia generada por el arreglo de los paneles. $\overline{P_w}$: muestras de la potencia obtenida del parque eólico. $\overline{P_{load}}$: muestras para la demanda de potencia. \overline{soc} : evolución del estado de carga del banco de baterías. \overline{soe} : evolución del estado de energía del banco de ultracapacitores.	107
5.1. Estrategias de control para un conjunto de agentes o nodos.	112
5.2. Representación de un grupo de agentes a través de un grafo no dirigido.	116
5.3. Ejemplo de coaliciones sobre el grafo no dirigido de la Fig. 5.2.	119
5.4. Estrategia jerárquica para la implementación del control coalicional.	123
5.5. Algoritmo de control económico - coalicional	132
5.6. Comunidad de microrredes interconectadas en baja tensión (380/220 V).	133
5.7. Perfiles de potencia diarios generados P_{gen}^p en las distintas microrredes.	144
5.8. Perfiles de la demanda de potencia diarios P_{load}^p en las distintas microrredes.	145
5.9. Estructuras de coalición $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda)$ a implementar.	146
5.10. Variables manipuladas y perturbaciones para la microrred 3 al formar coalición $\mathcal{C}_3 = (3, 4)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_0(\mathcal{N}, \Lambda_0)$. P_{bat}^3 : potencia gestionada por el banco de baterías. P_{grid}^3 : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{gen}^3 : potencia generada por los recursos renovables. P_{load}^3 : demanda de la microrred. z^4 : potencia intercambiada con la microrred 4	147
5.11. Variables manipuladas y perturbaciones para la microrred 4 al formar coalición $\mathcal{C}_3 = (3, 4)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_0(\mathcal{N}, \Lambda_0)$. P_{bat}^4 : potencia gestionada por el banco de baterías. P_{grid}^4 : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{gen}^4 : potencia generados por los recursos renovables. P_{load}^4 : demanda de la microrred. z^3 : potencia intercambiada con la microrred 3	148
5.12. Evolución de los estados de carga para los sistemas de almacenamiento para las microrredes 3 y 4 al formar coalición $\mathcal{C}_3 = (3, 4)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_0(\mathcal{N}, \Lambda_0)$. soc^3 : estado de carga para las baterías de la microrred 3 . soc^4 : estado de carga para las baterías de la microrred 4	149
5.13. Variables manipuladas y perturbaciones para la microrred 2 al formar coalición $\mathcal{C}_3 = (2, 4)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1)$. P_{bat}^2 : potencia gestionada por el banco de baterías. P_{grid}^2 : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{gen}^2 : potencia generada por los recursos renovables. P_{load}^2 : demanda de la microrred. z^4 : potencia intercambiada con la microrred 4	150

5.14. Variables manipuladas y perturbaciones para la microrred 4 al formar coalición $\mathcal{C}_3 = (2, 4)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1)$. P_{bat}^4 : potencia gestionada por el banco de baterías. P_{grid}^4 : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{gen}^4 : potencia generada por los recursos renovables. P_{load}^4 : demanda de la microrred. z^2 : potencia intercambiada con la microrred 2	150
5.15. Evolución de los estados de carga para los sistemas de almacenamiento para las microrredes 2 y 4 al formar coalición $\mathcal{C}_3 = (2, 4)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1)$. soc^2 : estado de carga para las baterías de la microrred 2 . soc^4 : estado de carga para las baterías de la microrred 4	151
5.16. Variables manipuladas y perturbaciones para la microrred 1 al formar coalición $\mathcal{C}_2 = (1, 3)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1)$. P_{bat}^1 : potencia gestionada por el banco de baterías. P_{grid}^1 : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{gen}^1 : potencia generada por los recursos renovables. P_{load}^1 : demanda de la microrred. z^3 : potencia intercambiada con la microrred 3	152
5.17. Variables manipuladas y perturbaciones para la microrred 3 al formar coalición $\mathcal{C}_2 = (1, 3)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1)$. P_{bat}^3 : potencia gestionada por el banco de baterías. P_{grid}^3 : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{gen}^3 : potencia generada por los recursos renovables. P_{load}^3 : demanda de la microrred. z^1 : potencia intercambiada con la microrred 1	153
5.18. Evolución de los estados de carga para los sistemas de almacenamiento para las microrredes 1 y 3 al formar coalición $\mathcal{C}_2 = (1, 3)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1)$. soc^1 : estado de carga para las baterías de la microrred 1 . soc^3 : estado de carga para las baterías de la microrred 3	153
5.19. Variables manipuladas y perturbaciones para la microrred 4 al formar coalición $\mathcal{C}_3 = (4, 5)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_2(\mathcal{N}, \Lambda_2)$. P_{bat}^4 : potencia gestionada por el banco de baterías. P_{grid}^4 : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{gen}^4 : potencia generada por los recursos renovables. P_{load}^4 : demanda de la microrred. z^5 : potencia intercambiada con la microrred 5	154
5.20. Variables manipuladas y perturbaciones para la microrred 5 al formar coalición $\mathcal{C}_3 = (4, 5)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_2(\mathcal{N}, \Lambda_2)$. P_{bat}^5 : potencia gestionada por el banco de baterías. P_{grid}^5 : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{gen}^5 : potencia generada por los recursos renovables. P_{load}^5 : demanda de la microrred. z^4 : potencia intercambiada con la microrred 4	155
5.21. Evolución de los estados de carga para los sistemas de almacenamiento para las microrredes 4 y 5 al formar coalición $\mathcal{C} = (4, 5)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_2(\mathcal{N}, \Lambda_2)$. soc^4 : estado de carga para las baterías de la microrred 4 . soc^5 : estado de carga para las baterías de la microrred 5	155
5.22. Sistema de microrredes con una arquitectura de red radial.	156

Índice de figuras

5.23. Sistema de microrredes con una arquitectura de red en cadena.	157
5.24. Grafo en cadena γ	161

Índice de tablas

2.1. Lista de electrodomésticos típicos para una vivienda residencial.	37
3.1. Inversor Ingecon Sun Storage 1 Play 3TL.	45
3.2. Panel solar policristalino TSM-330PD14.	46
3.3. Especificaciones técnicas del arreglo de paneles solares.	46
3.4. Batería de ion-litio MLI Ultra 12/5500.	47
3.5. Especificaciones técnicas del banco de baterías.	48
3.6. Constantes y matrices para el funcional de costo $V_N(x_k, c_{e,k}; u_k)$	61
3.7. Comparación económica debido a la energía intercambiada con la red.	64
4.1. Características nominales del sistema de almacenamiento híbrido (HESS).	78
4.2. Constantes y matrices para el funcional de costo del EMPCT.	85
4.3. Matrices del costo de etapa y terminal del SCMPC.	92
5.1. Características generales para cada microrred de la comunidad.	133
5.2. Valores nominales para los bancos de baterías de ion-litio.	134
5.3. Costos de reemplazo para los bancos de baterías ion-litio.	134
5.4. Potencias nominales para el arreglo de paneles solares y el parque eólico.	134
5.5. Valores de las matrices para los modelos de cada microrred.	137
5.6. Valores de resistencia eléctrica entre cada microrred y el transformador.	141
5.7. Valores de resistencia eléctrica entre microrredes.	141
5.8. Parámetros de simulación.	142
5.9. Valores para las matrices del funcional V_N^p	142
5.10. Valores del vector de pesos λ^p para cada microrred.	143
5.11. Conjunto de restricciones \mathbb{U}^p expresadas en kW para las variables manipuladas.	143
5.12. Posibles coaliciones para la comunidad de 5 microrredes en malla.	145
5.13. Posibles coaliciones para la comunidad de 5 microrredes en cadena.	162
5.14. Estructuras de coalición para la comunidad de 5 microrredes en cadena.	163

Resumen

La generación del recurso eléctrico en el mundo está fuertemente ligada a la utilización de combustibles fósiles. Hace tiempo que se intentan implementar diferentes estrategias con el objetivo de reducir el consumo de este tipo de combustibles, debido principalmente a la necesidad de tratar los siguientes ítems: (i) reducir la emisión de gases que provocan el efecto invernadero y así evitar una crisis climática, (ii) proponer medios para la generación de energía, que no solamente sean libres de contaminación, si no que también su desarrollo e implementación modifiquen lo mínimo posible el ecosistema natural, (iii) dar cuenta del inevitable agotamiento de estos recursos fósiles almacenados en la naturaleza desde hace millones de años y (iv) contemplar el continuo e intenso aumento en la demanda de energía eléctrica.

Utilizar los recursos de energía renovables (RERs) como medio principal para la generación de electricidad, surge entonces como una solución concreta y eficiente para dar alcance a los puntos indicados. Entre las características a destacar de los RERs, se debe mencionar la contaminación ambiental prácticamente nula que generan, su cualidad de abundantes e ilimitados y la gran variedad de opciones existentes. Sin embargo, también presentan algunos rasgos indeseables, como su carácter intermitente y aleatorio. Es precisamente en estas características donde se centran los mayores retos tecnológicos e ideológicos para lograr su aceptación y gestión de forma eficiente y confiable.

El concepto de microrred eléctrica representa una interesante herramienta para facilitar la inclusión de los RERs al sistema eléctrico como fuente de generación distribuida en pequeña y mediana escala. Una microrred es un sistema en el que coexisten fuentes de generación, medios para el almacenamiento de energía y un conjunto de cargas que representan diferentes perfiles de consumo. Pueden funcionar de manera aislada de una red eléctrica o conectada a ella, lo que habilita el intercambio del recurso energético de forma bidireccional.

Debido a su concepción modular, las microrredes se consideran como unidades independientes con capacidad de autocontrol, lo que plantea importantes retos para las estrategias destinadas para este fin. Los objetivos requeridos para poder controlarlas de forma eficiente son variados (debido a que contienen dinámicas muy diferentes) y

son abordados a través de estructuras jerárquicas de control, donde el nivel superior se indica como el sistema de gestión para la energía (EMS).

En esta tesis se proponen y desarrollan esquemas de control para el EMS de las microrredes basado en la estrategia de control optimizantes conocida como control predictivo basado en modelos (MPC). Se considerará con especial interés el modo de operación en el que las microrredes se encuentran conectadas a una red eléctrica, lo que habilita la posibilidad de que estos sistemas modulares participen como un agente activo dentro del mercado para el comercio de la energía.

La primera propuesta consiste en un controlador predictivo económico (EMPCT), que cuenta con la capacidad de mantener la estabilidad y factibilidad ante posibles cambios del índice de desempeño establecido, lo que genera modificaciones del punto de equilibrio óptimo hacia donde el controlador debe guiar el sistema. Estas variaciones son ocasionadas por la dinámica misma de la microrred o también por cambios en los objetivos de gestión por parte de su propietario. Los índices que se proponen como funcional de costo para el problema matemático del EMPCT, consideran tantos aspectos económicos como dinámicos del sistema.

Por otro lado, como en la mayoría de los problemas de control reales, las microrredes son afectadas por perturbaciones e incertidumbres, lo que acentúa el reto de poder gestionarlas bajo un criterio óptimo. Por ello, también se propone una estructura de control óptimo para poder controlar de forma eficiente este tipo de sistemas perturbados. Precisamente las perturbaciones o variables no manipuladas se corresponden con el comportamiento aleatorio de los RERs utilizados para generar electricidad y con la demanda de energía por parte de las cargas existentes en una microrred; siendo que para la implementación de las estrategias EMPCT se utilizan predicciones de estas variables a lo largo del horizonte de control establecido. Un enfoque de MPC estocástico basado en escenarios (SCMPC) en conjunto con el EMPCT ya indicado, forma parte de la estructura de control óptima propuesta.

Al mismo tiempo, las microrredes constituyen un eslabón crucial en el cambio de paradigma que se está experimentando para la concepción de las futuras redes eléctricas. Esta reestructuración se refiere de pasar de esquemas unidireccionales, centralizados y con centros de generación a gran escala, donde los roles de producción y consumo de electricidad están marcados, a uno descentralizado, con características bidireccionales para el comercio de energía, que permite que los usuarios pierdan su carácter pasivo de simples consumidores, y se alienta el uso de recursos renovables y sistemas en pequeña escala para la generación.

Esta nueva red eléctrica, denominada red inteligente, puede definirse como una red compuesta por nodos inteligentes que pueden operar, comunicarse e interactuar en la distribución eficiente de recursos eléctricos a sus consumidores. Precisamente estos

nodos o distritos energéticos son las microrredes.

Frente a este nuevo escenario, se requiere desarrollar estrategias de control para estas nuevas redes inteligentes, donde se considere explícitamente la interacción entre los distintos nodos que la forman. En relación a ello, se extiende el controlador EMPCT por medio de un enfoque coalicional, al caso donde el sistema esté constituido por un grupo o comunidad de microrredes, donde cada una de estas tiene su propio controlador local, lo cual nos acerca a este nuevo concepto de red eléctrica. Es interesante aclarar que una estrategia coalicional se diferencia del enfoque distribuido en que la partición del sistema (la agrupación de nodos o coaliciones) varía con el paso del tiempo, lo cual se traduce en una mejora del desempeño global para el sistema.

En el controlador predictivo económico coalicional desarrollado en este documento, se utiliza la rama correspondiente a la teoría de juegos que trata con los juegos cooperativos n -personales. Este marco conceptual teórico-matemático, brinda las bases necesarias para formular un criterio de decisión para poder determinar que coalición o agrupamiento de microrredes resulta ser la mejor opción para alcanzar un objetivo prefijado.

Para cada estrategia de control propuesta para el EMS de las microrredes, se han realizado diferentes simulaciones con el objetivo de mostrar su desempeño y poder analizarlas. En estas se muestra el comportamiento de los sistemas controlados, bajo la acción de las variables manipuladas generadas por los controladores óptimos desarrollados. Finalmente, se presentan las conclusiones y futuras líneas de investigación.

Abstract

The generation of electricity worldwide has a close link to the use of fossil fuels. For some time now, attempts have sought to implement different strategies to reduce the consumption of fossil fuels, mainly due to the need to address the following items: (i) to reduce the emission of gases that cause the greenhouse effect and thus avoid a climate crisis, (ii) to propose means for energy generation that are not only pollution-free but also that their development and implementation modify the natural ecosystem as little as possible, (iii) the inevitable depletion of these fossil resources stored in nature for millions of years and (iv) the continuous and intense increase in the demand for electrical energy.

Renewable energy resources (RERs) as the principal means of electricity generation are a concrete and efficient solution to meet those points. Among the characteristics of RERs, we should mention the practically zero environmental pollution they generate, their abundant and unlimited nature and the great variety of existing options. However, they also have some undesirable features, such as their intermittent and random nature. It is precisely on these characteristics that the main technological and ideological challenges lie in achieving their acceptance and management efficiently and reliably.

The microgrid concept represents an attractive tool to facilitate the inclusion of RERs in the electricity system as a source of distributed generation on a small and medium scale. A microgrid is a system in which generation sources, means for energy storage and a set of loads representing consumption profiles coexist. It can operate in isolation from a grid or connected to it, enabling the energy resource to exchange in a two-way manner.

Due to their modular conception, microgrids are considered independent units with the capacity for self-control, which poses significant challenges for the strategies designed for this purpose. The objectives required to control efficiently are varied and have very different dynamics; therefore, they must address them through hierarchical control structures, where the top level of this structure is indicated as the energy management system (EMS).

In this thesis, control schemes are proposed and developed for this EMS of mi-

crogrids based on the optimising control strategy known as model predictive control (MPC). Particular interest lies in the grid-connected mode of operation, which enables these modular systems to participate as active agents in the market for energy trading.

The first proposal consists of an economic model predictive controller (EMPCT), which can maintain stability and feasibility before possible changes in the established performance index, which generates modifications of the optimal equilibrium point towards which the controller must guide the system. These variations result from the dynamics of the microgrid itself or changes in the owner's management objectives. The indices proposed as cost functional for the mathematical problem of the EMPCT consider both economic and dynamic aspects of the system.

On the other hand, as in most real control problems, microgrids are affected by disturbances and uncertainties, which accentuates the challenge of being able to manage them under an optimal criterion. For this reason, an optimal control structure to efficiently control this type of disturbed system is proposed. The disturbances or non-manipulated variables correspond to the random behaviour of the RERs used to generate electricity and to the energy demand by the existing loads in a microgrid, where predictions for the established control horizon serve to implement the EMPCT strategies. A scenario-based stochastic MPC (SCMPC) approach in conjunction with the EMPCT already indicated form part of the proposed optimal control structure.

In turn, microgrids are a crucial link in the paradigm shift that is taking place in the design of future electricity grids. This restructuring refers to moving from unidirectional, centralised schemes with large-scale generation centres, where the roles of production and consumption of electricity are marked; to a decentralised one, with bidirectional characteristics for energy trading, allowing users to lose their passive character of simple consumers, highlighting the use of renewable resources and small-scale systems for a generation.

This new electrical grid, so-called the smart grid, can be defined as a grid composed of intelligent nodes that can operate, communicate and interact in the efficient distribution of electricity resources to their consumers. Precisely these nodes or energy districts are the microgrids.

Given this new scenario, it is necessary to develop control strategies for these new smart grids, where the interaction between the distinct nodes that make up the network takes place. About this, the EMPCT controller extends through a coalitional approach to the case where the system consists of a group or community of microgrids, where each of these has its local controller, which brings us closer to this new concept of the electricity grid. A coalitional strategy differs from the distributed approach in that the partitioning of the system varies over time, which translates into an improvement in the performance of the global system.

The coalitional economic predictive controller developed in this document uses the branch of game theory that deals with n-person cooperative games. This theoretical-mathematical conceptual framework provides the basis for formulating a decision criterion to decide which coalition or grouping of microgrids is the best option to achieve a pre-specified objective.

For each control strategy proposed for the EMS of the microgrids, different simulations to show their performance and to be able to analyse these have been carried out. These simulations show the behaviour of the controlled systems under the action of the manipulated variables generated by the developed optimal controllers. Finally, we present the conclusions and future research lines.

Listado de acrónimos

- **OPC:** Optimal control problem
- **MPC:** Model predictive control
- **EMS:** Energy management system
- **RERs:** Renewable energy recourses
- **DERs:** Distributed energy recourses
- **DSM:** Demand side management
- **PCC:** Point of common coupling
- *soc* : State of charge
- **ZOH:** Zero older hold
- **EDLC:** Electrochemical double layer capacitors
- *soe* : State of energy
- **ESS:** Energy storage system
- **BESS:** Battery energy storage system
- **HESS:** Hybrid energy storage system
- **MPPT:** Maximun power point tracking
- **EMPC:** Economic model predictive control
- **EMPCT:** Economic model predictive control tracking
- **PSH:** Peak solar hours
- **RNN:** Recurrent neural network

-
- **LSTM:** Long short term memory
 - **dod:** Depth of discharge
 - **RTO:** Real time optimizer
 - **SMPC:** Stochastic model predictive control
 - **ISS:** Input-to-state-stability
 - **RCP:** Random convex programs
 - **SCMPC:** Scenario-baded model predictive control
 - **TU-Games:** Transferable utility games

Capítulo 1

Introducción

Contribuciones y estructura del capítulo

Este capítulo tiene la misión de indicar los temas y directrices de la investigación desarrollada para la redacción de esta tesis, así como también presentar los principales conceptos teóricos que servirán de referencia para exponer las contribuciones realizadas a lo largo del documento.

La información que se encuentra en este capítulo, está organizada de la siguiente manera: en la Sección 1.1 se contextualiza e indica la motivación que dio inicio a la investigación presentada; la Sección 1.2 está destinada a la presentación de definiciones y conceptos teóricos iniciales que serán de utilidad para el entendimiento de los temas desarrollados, como ser el sistema de microrredes, el Problema de Control Óptimo (OPC) y el Control Predictivo basado en Modelos (MPC); en la Sección 1.3 se exponen los objetivos propuestos que serán tratados a lo largo de esta tesis; mientras que en la Sección 1.4 se brinda un resumen sobre la estructura elegida para la presentación y redacción del documento, finalizando con la Sección 1.5, donde se muestra una lista de las publicaciones realizadas en revistas y congresos en el marco de la investigación presentada.

1.1. Motivación

Desde sus inicios, la energía eléctrica se ha convertido con el transcurso del tiempo, en un recurso de vital importancia para la vida y desarrollo de la sociedad moderna. Es tal la preponderancia que ha tomado, que su existencia y disposición para su utilización, se da por seguro para cualquier emplazamiento o nuevo proyecto que se inicie, independientemente de su naturaleza y tipo.

Debido a la naturalidad con la que se asume la existencia de este recurso, se pierde

de vista la complejidad del gran sistema desarrollado y conformado para la *generación, transmisión y distribución* del servicio de energía eléctrica.

Con respecto al nivel de *generación*, la matriz energética a nivel mundial para la obtención de energía eléctrica, se conforma principalmente por tecnologías y aplicaciones basadas en el consumo de combustibles fósiles, generados y almacenados en la naturaleza desde hace millones de años.

Debido al inevitable agotamiento de los distintos combustibles fósiles, pero principalmente a la necesidad imperiosa de implementar recursos energéticos que sean más amigables con el medio ambiente (con el fin de disminuir la emisión de CO_2 y poder evitar una crisis climática), en las últimas décadas, los denominados recursos de energía renovable (RERs), han ganado gran interés en diferentes campos de la investigación, con el claro y marcado objetivo de facilitar su inserción e implementación de manera eficiente, realizable y segura.

Estos recursos renovables, donde se pueden citar al solar y eólico como los más desarrollados, pero también se debe indicar al geotérmico, de biomasa, mareomotriz y undimotriz, entre otros, tienen la destacada propiedad de ser abundantes e inagotables en distintos y variados puntos del planeta. Como contra parte, y debido a su propia naturaleza, cuentan con la característica de ser intermitentes y aleatorios, lo que los convierte en no aptos para ser gestionados directamente desde su origen, rasgo principal de los combustibles fósiles (lo que a su vez permite ajustar la arista de su generación a la demanda en el sistema eléctrico convencional, y así lograr la estabilidad del sistema en términos de las variables eléctricas). Precisamente estas características de aleatoriedad en los recursos renovables, conduce a considerar para su implementación ciertas estructuras, propuestas y/o herramientas que permitan su correcta y efectiva puesta en práctica, sin ocasionar una inestabilidad indeseada en el sistema.

Hay evidencias que muestran la mayor preponderancia en la generación de electricidad por medio de RERs a nivel mundial, sobre todo a partir de la firma del Acuerdo de París (2015), en la Convención sobre el cambio climático [Acuerdo de París, 2015]. En virtud de esto, desde entonces se generan y difunden diferentes reportes anuales donde se brinda un panorama general sobre la situación y evolución actual del sistema energético. Unos de ellos es la edición anual de "*Global Electricity Review de Ember*", que en su tercera publicación realizada en el mes de Marzo del 2022 [Jones, 2021], refleja datos recabados del año 2021. El objetivo de la tales reportes es poder disponer de información actualizada sobre las tendencias en materia de las fuentes de generación para el recurso eléctrico.

En este último reporte, se observan ciertos datos alentadores, como por ejemplo que la generación por medio de la energía solar creció un 23 % con respecto al año anterior, mientras que la eólica lo hizo en un 14 %. Ambas fuentes combinadas llegaron a cubrir

el 10,3 % del consumo eléctrico mundial, superando el 9,3 % del 2020 y duplicando su participación en comparación al año 2015, cuando se firmo el Acuerdo de París (4,6 %). Se espera que dicho crecimiento se mantenga en los próximos años, ya que ambas tecnologías son las más económicas, desarrolladas y sobre una base bien normalizada, principalmente por la gran experiencia ya adquirida a nivel mundial en la integración de estos tipos de recursos.

Actualmente son cincuenta países, entre los que se destacan Estados Unidos, Alemania, Reino Unido y Canadá, los que generaron más del 10 % de su electricidad a partir de estos recursos, y son siete los que lo han logrado en el año 2021, como lo son China, Japón, Mongolia, Vietnam, Argentina, Hungría y El Salvador, por lo que resulta evidente que estas tecnologías están dando resultado.

Por otro lado, al mismo tiempo se registró un aumento considerable en la demanda, que puesta en valores absolutos de energía, nunca antes se había registrado. Cuantificando esta energía, el aumento fue 1414 TWh del año 2020 al 2021, representando un 5,4 % más del consumo con respecto al 2020, lo que se traduce en el mayor crecimiento de la demanda desde el año 2010.

Este incremento en la demanda, fue absorbido principalmente por los combustibles fósiles, donde solamente la generación por carbón cubrió el 59 % del aumento, y a pesar del importante crecimiento en la generación por medio de los recursos eólicos y solar, juntas alcanzaron a satisfacer el 29 %. Aquí también resulta interesante indicar que las demás energías limpias, no tuvieron un aumento en la potencia instalada, como si lo experimentaron la solar y eólica.

En virtud de lo indicado, la energía generada por carbón subió un 9 %, representando un 2 % más que el récord anterior establecido en el 2018, lo que representa el mayor aumento porcentual registrado desde el año 1985. Con estos últimos datos, este tipo de generación suministró el 36 % de la demanda del servicio eléctrico a nivel mundial, que en conjunto con el gas (22 %), suministran la mayor parte de lo requerido.

Estos últimos indicadores ocasionaron que la emisiones de CO_2 del sector energético alcanzaran un nuevo récord histórico, subiendo un 7 % en el 2021 (778 millones de toneladas), indicando el mayor incremento absoluto de la historia.

Para poder contextualizar y tener un marco de referencia general en relación a las energías limpias y a los recursos en base a combustibles fósiles utilizados en el mundo para la generación de electricidad, se presenta a continuación la Fig. 1.1, donde se observa un diagrama circular que refleja los porcentajes de utilización para cada recurso.

Se observa, que en la actualidad el 62 % de la demanda es satisfecha por el consumo de combustibles fósiles (Carbón (36 %), Gas (22 %) y otras energías con base en estos (4 %)), mientras que el 38 % restante por las energías denominada limpias o

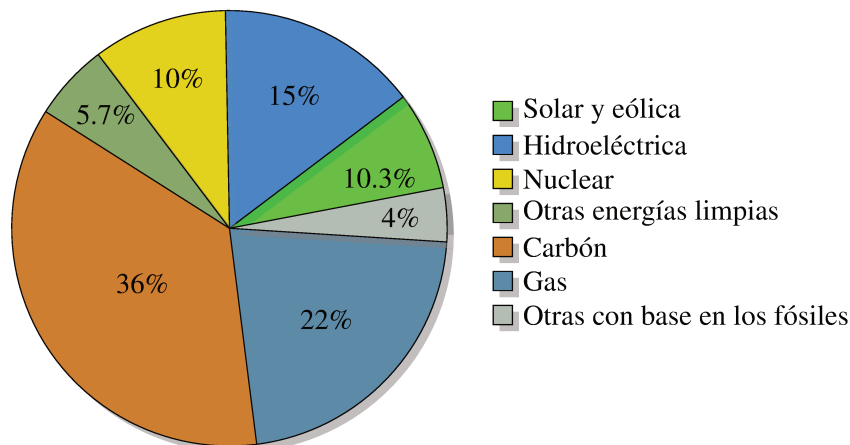


Figura 1.1: Matriz energética a nivel mundial (Año: 2021).

sin emisiones (Solar y eólica (10,3 %), Hidroeléctrica (15 %), Nuclear (10 %) y otras energías limpias (5,7 %), como la bioenergía, mareomotriz y undimotriz). El 62 % de energía indicado que se obtuvo de los combustibles fósiles, registró un aumento del 1 % comparado al año 2020, algo que no sucedía desde el 2012. Datos más específicos, por ejemplo en cuanto a las distribuciones de los recursos utilizados a nivel de los distintos países, pueden ser consultado en el reporte citado [Jones, 2021].

En este marco informativo general, es oportuno indicar algunas observaciones sobre la generación hidroeléctrica y nuclear. Ambas fuentes son consideradas como energías limpias (sin emisión), pero en su implementación para la obtención de electricidad, hay que tener ciertos cuidados para que no resulten contraproducentes desde un punto de vista ambiental. Sin ahondar en demasiados detalles, son sabidas y conocidas las precauciones que deben tomarse en los proyectos con base en el desarrollo de la energía nuclear. En función de esto, la historia nos ha demostrado que los accidentes en este tipo de instalaciones son de un alcance tremendamente catastróficos desde todo punto de vista; por lo tanto, es necesario evaluar en profundidad cualquier posible escenario, y no escatimar en medidas preventivas, de contención y en materia de seguridad.

En relación a los aprovechamientos hidroeléctricos, también es pertinente su evaluación para los posibles emprendimientos, sobre todo al momento de analizar el lugar físico para la construcción de las represas o diques necesarios para aprovechar la energía hidráulica en las turbinas destinadas a la generación de electricidad. Puede ocurrir por ejemplo, que si el lugar destinado es una zona de llanura, la inundación que se produciría por la construcción de los diques, ocasione impactos ambientales negativos en la zona, modificando sin retorno su biodiversidad, flora y fauna.

Es evidente, que de acuerdo a los datos, información e indicadores presentados, se

necesita tomar decisiones más fuertes y radicales en materia de *generación*; mientras que al mismo tiempo se generen los escenarios y herramientas necesarias para facilitar la mayor y más rápida inserción de los recursos renovables como fuente principal de *energía limpia* para la generación eléctrica.

Como objetivo inmediato, se propone poder lograr que el calentamiento global no supere los $1,5^{\circ}\text{C}$ anuales y así evitar una crisis climática sin precedentes. Para poder cumplirlo, el sector eléctrico es el que soporta la mayor carga, y donde en el mes de Mayo del 2021, la Agencia Internacional de la Energía (IEA), publicó el *Informe del cero neto para el 2050*¹, que propone que el sector eléctrico deje de ser el mayor emisor de CO_2 y transformarse en el primer sector en alcanzar el cero neto en todo el mundo para la década 2040-2050, lo cual aumenta el desafío de modificar fuertemente la matriz de generación actual.

Por otro lado, se observa que el sistema eléctrico actual depende fuertemente de grandes *centros energéticos* capaces de generar importantes cantidades de energía, como lo son las represas hidroeléctricas, centrales térmicas, parques eólicos de grandes dimensiones, etc. La energía allí generada, necesita ser primero transmitida y luego distribuida a los distintos y variados puntos de consumo ubicados en diferentes situaciones geográficas. Para ello se dispone de importantes líneas eléctricas para su *transmisión y distribución*, las cuales requieren de un elevado costo en su inversión y mantenimiento que, independientemente de su estado y características, experimentan en la mayoría de los casos importantes pérdidas de potencia cuando las distancias recorridas es considerable.

Además, dicha configuración estructural no es la mejor opción para garantizar la robustez y calidad de servicio: si alguno de estos *centros energéticos* sufre una salida intempestiva del sistema interconectado, no siempre se tiene la capacidad y herramientas necesarias para mantener el servicio de suministro a todos los consumidores o, si se lo tiene, es a un costo demasiado elevado. Para poder mitigar estos efectos, surge el concepto de *generación distribuida* [Ackermann et al., 2001, Pepermans et al., 2005], que en su concepción más simple se refiere a la generación eléctrica a pequeña escala y cercana a los puntos de consumo, con el marcado objetivo de disminuir las pérdidas eléctricas incurridas en las etapas de transmisión y distribución, aumentando al mismo tiempo la robustez del sistema, al evitar la dependencia exclusiva de los grandes centros energéticos.

Ahora bien, todo lo mencionado en cuanto a las tendencias en materia de *generación, transmisión y distribución*, nos llevan indefectiblemente al concepto denominado “*transición energética*”, el cual se refiere a un cambio de paradigma en la estructura-

¹IEA (2021), Net Zero by 2050, IEA, Paris

URLs: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

ción de las redes eléctricas: “*pasar de esquemas unidireccionales, centralizados, con centros de generación a gran escala y donde se tiene bien marcado los roles de producción y consumo eléctrico, a uno descentralizado, con características bidireccionales para el comercio de la energía, donde los usuarios pierdan su carácter pasivo de simples consumidores, destacándose el uso de recursos renovables y sistemas a pequeña escala para la generación.*”

Esta nueva red eléctrica, que en la variada literatura técnica que trata las diferentes aristas de este concepto se refieren como *red eléctrica inteligente* [Fang et al., 2011] o *smart grid*, es definida como una “*red de potencia compuesta por nodos inteligentes, que pueden operar, comunicarse e interactuar de forma autónoma en la distribución eficiente del recurso eléctrico a sus consumidores*”. En esta definición, se puede intuir la naturaleza heterogénea de la red eléctrica inteligente, la cual motiva la adopción de técnicas avanzadas para abordar los variados desafíos técnicos en los distintos niveles, como ser en las etapas de diseño, control e implementación.

Los *nodos inteligentes* que conforman la red, se refieren a entidades energéticas con la capacidad de autocontrol y gestión, más conocidas como *microrred eléctrica* o *microgrid*, concepto propuesto en [Lasseter, 2001, Lasseter and Paigi, 2004]. Esta microrred pueden definirse como un sistema con control local; formado por un conjunto de cargas, fuentes para la generación de energía eléctrica y dispositivos para su almacenamiento, pudiendo la misma ser operada de forma autónoma o conectada a una red eléctrica principal. Una microrred puede tener diferentes escalas, como ser hospitales, campus universitarios, complejos industriales o una residencia doméstica.

Una de las propiedades más interesantes de las microrredes, es que constituyen una poderosa y muy eficaz herramienta para facilitar la inserción de los recursos renovables como fuente de generación distribuida, ya que disponen de sistemas para el almacenamiento y con la estructura necesaria para tratar explícitamente con los problemas ocasionadas por la aleatoriedad de los RERs.

Lograr de manera efectiva y eficiente la denominada *transición energética*, conlleva una serie de variados y nuevos desafíos, puntualizando sobre el desarrollo de las estrategias para el control y gestión de este nuevo sistema, ya que al modificarse la topología de la red y con una importante utilización de energías renovables, se pierden ciertas características eléctricas brindadas por los grandes generadores convencionales (inercia de la red [Denholm et al., 2020]), las cuales son importantes para garantizar la calidad del servicio eléctrico. Por lo tanto, surge la necesidad de investigar y proponer nuevas estrategias de control para hacer frente a estos desafíos, lo que constituye la motivación de este documento.

1.2. Preliminares

En esta sección se presentan brevemente algunos conceptos iniciales que serán utilizados como referencia para el desarrollo de las propuestas a elaborar durante esta tesis. En primer lugar, se indican los objetivos que deben cumplir las estrategias de control destinadas a la gestión de las microrredes eléctricas, seguido por una definición de lo que se conoce como Problema de Control Óptimo (OPC) y los fundamentos del Control Predictivo basado en Modelos (MPC).

1.2.1. Sistema de microrredes eléctricas

Como se indicó recientemente, las microrredes eléctricas forman los nodos de la red eléctrica inteligente, por lo que su implementación se corresponde con ir alcanzando la nueva estructura pensada para el sistema eléctrico, como se explica en [Lasseter, 2011]. Con esta restructuración de la red, distintas fuentes de generación, consumidores y sistemas de almacenamiento con variada naturaleza y tamaño, son integrados para interactuar de forma eficiente, sustentable y segura.

Para lograr que estas microrredes tenga el impacto esperado, el sistema de control destinado para la gestión cumple un papel fundamental, debiendo satisfacer diferentes y variados objetivos, los cuales pueden resumirse como:

- (i) Control de la frecuencia y tensión en el modo de operación autónomo o aislado.
- (ii) Satisfacción de la demanda coordinando los distintos recursos de energía distribuida (DERs).
- (iii) Conexión, desconexión y sincronización de la microrred con una red eléctrica principal.
- (iv) Optimización de los costos para la inversión, operación y mantenimiento.

Estos objetivos tienen características propias, con tiempos de escala y actuación muy diferentes. Debido a ello, son tratados por estructuras jerárquicas de control, como se muestra en [Bidram and Davoudi, 2012, Guerrero et al., 2010, Olivares et al., 2014].

Esta estructura generalmente se compone de tres niveles de control, como se expone en la Fig. 1.2, donde cada uno tiene su tiempo de actuación y dinámicas establecidas para poder lograr diferentes objetivos.

El *nivel inferior* tiene como objetivos: (i) controlar la tensión (V) y frecuencia (f) en modo aislado y (ii) controlar efectivamente las potencias activas (P) y reactivas (Q) cuando está conectada a una red. Los tiempos de actuación en estos lazos de control locales se corresponden a los mili-segundos o fracciones de segundos.

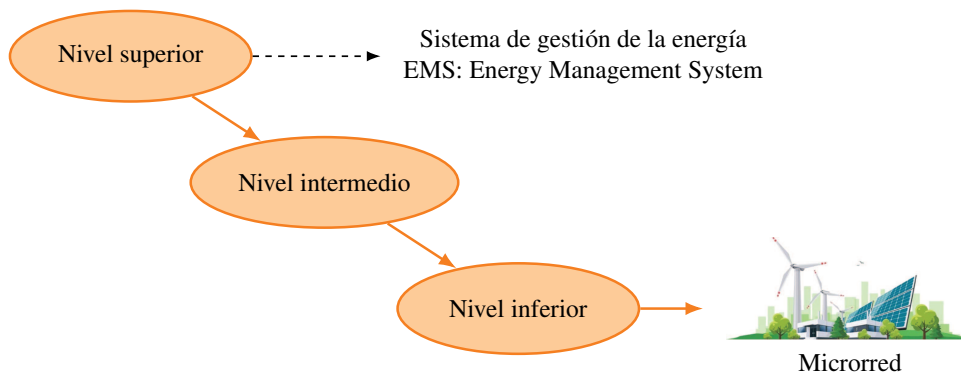


Figura 1.2: Estructura jerárquica para el control de microrredes.

El *nivel intermedio* se encarga de: (i) conectar, desconectar y sincronizar la microrred con una red eléctrica principal, (ii) compensar cualquier error de estado estacionario causado por el nivel inferior y (iii) lograr la efectiva distribución de la potencia entre los recursos y cargas existentes. En este nivel, los tiempos de actuación son del orden de los segundos.

Ambos lazos de control, tanto los del nivel inferior e intermedio, son implementados en la microrredes sobre los convertidos o inversores de potencia. Estos dispositivos electrónicos son componentes muy importantes en las nuevas redes eléctricas, y se tiene asociado uno de ellos a cada uno de los elementos existentes en estas nuevas estructuras, como ser: sistemas de almacenamiento, distintos medios de generación y punto de acoplamiento con la red.

Por último, el *nivel superior*, usualmente referido como *sistema de gestión de la energía* (EMS), persigue los siguientes objetivos:

- (i) Gestionar la microrred bajo criterios económicos.
- (ii) Controlar la energía intercambiada entre los recursos en la microrred.
- (iii) Interactuar con la red eléctrica principal.
- (iv) Gestionar la participación como agente activo en el mercado eléctrico.
- (v) Coordinar la interacción con otras microrredes o subsistemas vecinos.

Aquí, los tiempos de muestreo o actuación son del orden de los minutos o incluso horas.

Cada nivel de control presentado es el encargado de generar y proveer los puntos de referencia a seguir por los lazos de control para el nivel subordinado siguiente, salvo para el caso del nivel inferior, que es el que efectivamente interactúa con el sistema objeto de control, es decir, las microrredes eléctricas. Por lo tanto, cada nivel

persigue sus objetivos particulares y todos tienen una relevante importancia desde su punto de vista para la gestión, siempre y cuando las referencias provista por su superior jerárquico sea la correcta.

1.2.2. Problema de Control Óptimo

Con el avance del tiempo y la era de la tecnología digital, los objetivos que se comenzaron a exigir para el diseño de una estrategia de control para controlar un sistema dinámico, fueron cada vez más ambiciosos. Es por ello que los fundamentos establecidos en la *teoría de control clásica*, basados principalmente de un análisis del comportamiento del sistema, mediante el cual, por medio de procesos iterativos del tipo generalmente de prueba y error, se determinan los parámetros y se lograba obtener un desempeño aceptable, ya no fueron suficientes.

Debido a estos mayores objetivos requeridos y a la necesidad de gestionar sistemas con una mayor complejidad, en sus inicios muy relacionados a la tecnología aeroespacial, surge un nuevo enfoque llamado *Problema de Control Óptimo* [Kirk, 2004, Naidu, 2002], cuyo objetivo es “*determinar las acciones o señales de control que causarían que la dinámica de un proceso satisfagan algunas restricciones físicas y al mismo tiempo minimice (o maximice) algún índice de desempeño preestablecido*”. Es decir, se está interesado en encontrar una acción óptima $u^*(t)$ ² que dirija al sistema desde un estado inicial $x(t_i)$ hasta uno final $x(t_f)$, cumpliendo algunas restricciones sobre la evolución de este estado y acciones de control elegidas, mientras se optimice un índice de desempeño J .

La formulación de un problema de control óptimo (OPC) requiere el conocimiento de cierta información, como ser:

- (i) Un modelo o descripción matemática del sistema que se quiere controlar.
- (ii) Especificación de un índice de desempeño J que se buscare optimizar.
- (iii) Establecimiento de las restricciones sobre los estados y acciones de control a satisfacer.

El índice de desempeño o función objetivo a optimizar, puede ser expresada de una forma general como una función real de la siguiente forma:

$$J = V_f(x(t_f), t_f) + \int_{t_i}^{t_f} V(x(t), u(t), t) dt, \quad (1.1)$$

o también como:

²El subíndice * indica la condición de optimalidad.

$$J = x^\top(t_f) F x(t_f) + \int_{t_i}^{t_f} [x^\top(t) Q x(t) + u^\top(t) R u(t)] dt, \quad (1.2)$$

donde $V(x(t), u(t), t)$ representa el costo del desplazamiento o evolución del estado $x(t)$ bajo la acción o función de control $u(t)$; mientras que $V_f(x(t_f), t_f)$ se refiere a la penalización del estado final $x(t_f)$ con respecto a un estado deseado x_s .

La Ec. (1.2) es llamada un costo cuadrático, donde la matriz R es definida positiva y las matrices F y Q son semi-definidas positivas, todas con sus dimensiones apropiadas de acuerdo a la configuración del sistema de interés.

Determinar las acciones (funciones) de control óptimas, una vez que se ha definido el índice de desempeño a optimizar, requiere la resolución de un *Problema matemático de Control Óptimo*, el cual puede ser tratado por dos métodos o enfoques: (i) el *Principio del Mínimo de Pontryagin* [Pontryagin, 1987] y (ii) el *Principio de Programación Dinámica* desarrollado por R.E. Bellman [Bellman, 1966, Bellman and Dreyfus, 2015].

Sin entrar en detalles, ya que no es el objetivo principal de esta tesis el desarrollo y presentación de estos principios, se puede decir muy brevemente que el Principio del Mínimo de Pontryagin, presenta condiciones necesarias para hallar la función de control óptima que minimiza el índice de desempeño, utilizando el enfoque del cálculo variacional. Mientras que el Principio de Programación Dinámica, permite transformar el problema de minimización matemático (para ciertos tipos de sistemas y con condiciones específicas), en uno donde se requiere encontrar la solución de una ecuación diferencial en derivadas parciales, conocida como la ecuación de Hamilton-Jacobi-Bellman (HJB). Encontrar la función de control óptimo con cualquiera de estos enfoques, es un problema muy demandante (sino imposible) para sistemas reales de interés, y si además se le suma la intención de que dichas acciones de control sean determinadas y aplicadas en tiempo real sobre la planta a controlar, no hace más que acentuar el inconveniente de su cálculo.

1.2.3. Control Predictivo basado en Modelo

El Control Predictivo basado en Modelo [Maciejowski, 2002, Rawlings et al., 2017, Kouvaritakis and Cannon, 2016] o simplemente MPC, es un enfoque tratable para poder aplicar a procesos reales la teoría del Problema de Control Óptimo, donde las acciones para lograr el objetivo de control son elegidas de un conjunto factible, minimizando algún criterio preestablecido en un horizonte de tiempo finito.

El MPC es la técnica de control avanzado que mayor aceptación e implementación tuvo a nivel industrial, teniendo sus orígenes y mayores aplicaciones en la industria química [Qin and Badgwell, 2003], pero con el paso del tiempo y al ser corroborados sus excelentes resultados de desempeño, se extendió sobre las demás áreas industriales.

Contrariamente a lo que la intuición nos puede indicar en relación a esta técnica de control, el MPC nació primeramente en aplicaciones prácticas sobre procesos industriales, para que luego la comunidad científica al ver los buenos resultados obtenidos, tomara acciones en busca de dar sustento matemático y proponer formulaciones que cumplan con propiedades teóricas de interés en todo lazo de control, como ser la estabilidad en lazo cerrado y la factibilidad de solución al problema de optimización.

Una formulación para un lazo de control por medio de MPC se compone de varios elementos, los cuales se detallan a continuación:

- **Modelo de predicción.** Es una representación matemática para predecir la evolución temporal del sistema que se quiere controlar. Constituye una parte fundamental en la formulación, ya que por medio de este el controlador logra predecir la salida del sistema sujeto a las acciones de control determinadas para un lapso de tiempo futuro. Este modelo matemático puede ser lineal o no lineal, el cual depende de la naturaleza del sistema. Además existen modelos que son más exactos que otros, donde la mayor exactitud viene emparejado con la mayor complejidad. Las representaciones matemáticas pueden ser realizadas por medio de funciones de transferencias o en espacios de estados; y resulta ser más natural e intuitivo utilizar a estos modelos en tiempo discreto, debido principalmente a la manera en que implementa una estrategia de MPC. La representación en espacio de estados resulta ser la más adecuada para referirse a sistemas multivariados, y donde además se facilita el tratado y obtención de las propiedades teóricas del controlador. Un modelo general invariante en el tiempo es representado por:

$$\begin{aligned}x_{k+1} &= f(x_k, u_k, w_k), \\y_k &= h(x_k, u_k),\end{aligned}\tag{1.3}$$

donde se indica que la evolución del estado para un instante de tiempo después $x_{k+1} \in \mathbb{R}^{n_x}$, es precisamente una función que depende del estado actual $x_k \in \mathbb{R}^{n_x}$, su acción de control o entrada manipulada $u_k \in \mathbb{R}^{n_u}$ y las perturbaciones o variables no manipuladas sobre el sistema $w_k \in \mathbb{R}^{n_w}$; mientras que la salida actual $y_k \in \mathbb{R}^{n_y}$, resulta ser función de su estado y entrada en el mismo instante de tiempo.

Si nos centramos en sistemas lineales invariantes en el tiempo y con perturbaciones aditivas sobre el estado, este será indicado de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}x_{k+1} &= A x_k + B u_k + E w_k, \\y_k &= C x_k + D u_k,\end{aligned}\tag{1.4}$$

en el cual $A \in \mathbb{R}^{n_x \times n_x}$ es la matriz de transición para los estados, $B \in \mathbb{R}^{n_x \times n_u}$ es la matriz de entrada, $E \in \mathbb{R}^{n_x \times n_w}$ es la matriz de las perturbaciones aditivas,

mientras que $C \in \mathbb{R}^{n_y \times n_x}$ indica la matriz de salida y $D \in \mathbb{R}^{n_y \times n_u}$ representa el acoplamiento directo entre las acciones de control u_k y salida del sistema y_k .

La obtención y elección de un tipo modelo para un sistema, lógicamente que va a depender de su naturaleza como fue debidamente indicado, pero también, en una estrategia de MPC tiene relevancia el objetivo de control buscado al implementar el lazo, donde modelar situaciones que no fueran de interés para este, solamente aumentaría innecesariamente la complejidad del mismo.

- **Horizonte de predicción y control.** El horizonte de predicción N_p , indica los pasos futuros en que será predicha la evolución del sistema. La elección de su valor depende tanto del objetivo de control como del tipo de sistema, donde valores altos significan una mejor precisión para el calculo de las acciones de control (dependiendo de la fidelidad del modelo), pero a su vez un incremento en el costo computacional por aumento del número en las variables de optimización. En ciertas formulaciones se suelen utilizar un horizonte de control N_c distinto al de predicción N_p , donde el primero indica los pasos de tiempo donde efectivamente se calculan la variables manipuladas, verificándose que $N_c < N_p$ y donde para el resto del tiempo $N_p - N_c$, las acciones de control son mantenidas de forma constantes. Esta se implementa con el objetivo de reducir el tiempo de cálculo y costo computacional requerido para ser implementado en plantas reales. Cuando estos horizontes son iguales, se los indica simplemente como N .
- **Función objetivo.** Es la expresión matemática de la función real a ser minimizada en el problema de optimización involucrado en la estrategia. Esta se encarga de capturar el criterio preestablecido por el diseñador del lazo de control. Puede ser interpretado como un mapeo entre secuencias de las acciones control y el estado o salida del sistema, a un valor escalar que representa el costo incurrido por estos. Una forma general de expresarlo, es el indicado debajo:

$$V_N \left(\underbrace{x_k, \dots}_{\text{Parámetros}} ; \overbrace{u_k, \dots}^{\text{Variables}} \right) = \ell(x_k, u_k) + V_f(x_N), \quad (1.5)$$

donde $\ell(x_k, u_k)$ es referido como *costo de etapa* y $V_f(x_N)$ como *costo terminal*; el cual penaliza la distancia del estado con respecto al objetivo (punto de equilibrio) en el final del horizonte de predicción. En el argumento de $V_N(\dots)$, se puede identificar los parámetros y variables de optimización, donde primero se indican lo parámetros y, separados por un punto y coma, se señalan las variables.

Una expresión muy utilizada para esta función objetivo o funcional de costo, para una formulación de MPC como regulador hacia el origen del espacio de

estados, es por medio de funciones cuadráticas ponderadas:

$$V_N(x_k; u_k) = \overbrace{x_k^\top Q x_k + u_k^\top R u_k}^{\ell(x_k, u_k)} + \underbrace{x_N^\top T x_N}_{V_f(x_N)}, \quad (1.6)$$

donde las matrices Q y T son simétricas y semi-definidas positivas, mientras que R es simétrica y definida positiva, todas ellas con sus dimensiones apropiadas. Mediante la elección de sus valores, se les puede dar mayor o menor preponderancia a la directriz de la solución obtenida, que en este caso es dar mayor relevancia a la regulación del estado al origen por medio de T o a los esfuerzos de control aplicados al sistema o la distancia del estado al origen, a través de R y Q respectivamente.

- **Restricciones.** El uso de restricciones en el diseño del controlador es una de las mayores virtudes del MPC. Ellas indican los límites dentro de los cuales debe ocurrir la evolución del sistema, es decir que el comportamiento dinámico asociado al estado x_k o salida y_k , debe de permanecer a lo largo del horizonte de predicción dentro de límites preestablecidos; mientras que las acciones de control u_k que optimicen la función objetivo V_N , son elegidas de un conjunto factible. Estas restricciones se suelen expresar como conjuntos sobre el estado y variables de control, como:

$$x_k \in \mathbb{X}, u_k \in \mathbb{U}, \forall k, \quad (1.7)$$

donde \mathbb{X} es un conjunto convexo, mientras que \mathbb{U} es convexo y acotado. Estos conjuntos determinan y definen el valor óptimo de V_N , por lo que su conocimiento previo y el poder trabajar explícitamente con ellos, mejora el desempeño del controlador.

Considerando todos los elementos descriptos, una forma general de escribir el problema de optimización P_N asociado a una estrategia de MPC es el siguiente:

$$\min_{\mathbf{u}} \sum_{i=0}^{N-1} V_N(x_{i|k}; \mathbf{u}) = \sum_{i=0}^{N-1} \ell(x_{i|k}, u_{i|k}) + V_f(x_{N|k}) \quad (1.8a)$$

sujeto a:

$$x_{0|k} = x_k, \quad (1.8b)$$

$$x_{i+1|k} = A x_{i|k} + B u_{i|k} + E w_{i|k}, \quad (1.8c)$$

$$y_{i|k} = C x_{i|k} + D u_{i|k}, \quad (1.8d)$$

$$x_{i|k} \in \mathbb{X}, u_{i|k} \in \mathbb{U}, \quad i \in \mathbb{I}_{0:N-1}, \quad (1.8e)$$

$$x_{N|k} \in \Omega, \quad (1.8f)$$

donde $x_{i|k}$ y $u_{i|k}$ representa las predicciones y planificaciones para los estados y entradas de control para el tiempo k hacia i pasos en el futuro. Este problema tiene como variables de optimización a las acciones de control para todo el horizonte de predicción considerado y ellas dependen de forma paramétrica del estado del sistema.

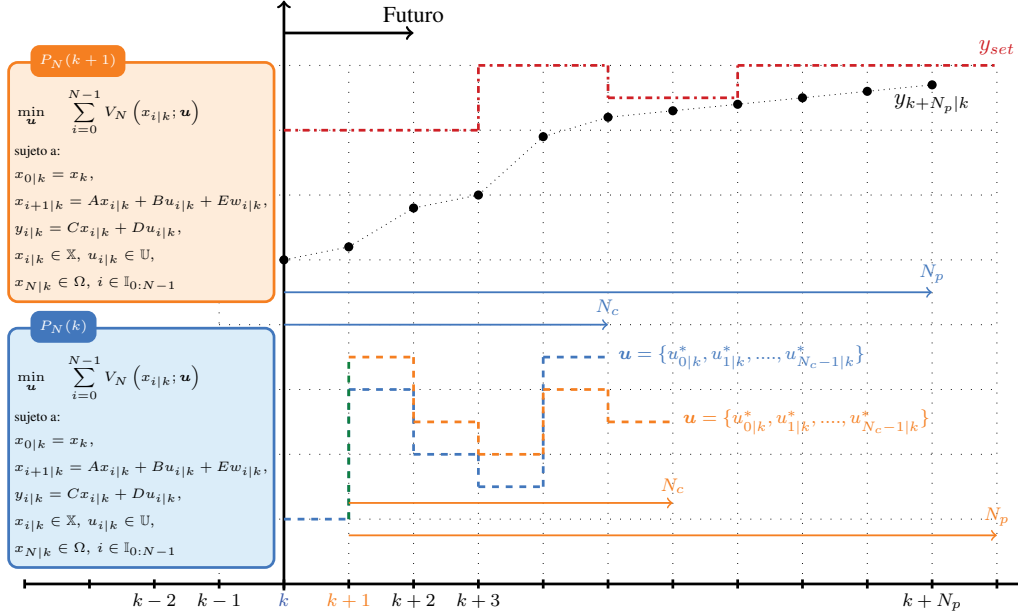


Figura 1.3: Implementación de un MPC a través de la estrategia del horizonte deslizante.

El problema (1.8) se resuelve en cada instante de muestreo k , generando secuencias para las acciones de control para todo el horizonte de tiempo $N - 1$, es decir $\mathbf{u} = \{u_{0|k}^*, u_{1|k}^*, \dots, u_{N-1|k}^*\}$, pero por el principio del horizonte deslizante, únicamente se implementa la primera de ellas $u_{0|k}^*$ mientras que las restantes son descartadas. Cuando el sistema ha evolucionado por la aplicación de esta primera acción de control, se toma el estado actual para este tiempo y se vuelve a resolver el problema en $k + 1$, por lo que la ley de control resultante para una estrategia de MPC, es una realimentación de estados dada por:

$$\kappa(x_k) = u_{0|k}^*. \quad (1.9)$$

Esta forma de implementación, le confiere al sistema bajo control cierta robustez inherente frente a posibles errores de pronósticos realizados por el modelo de predicción o por perturbaciones (variables no manipuladas) que actúan sobre el sistema. En la Fig. 1.3, se puede observar una representación gráfica que sirve de ayuda para la interpretación sobre cómo se implementa una estrategia MPC. Notar que al tiempo k (color azul) se resuelve el problema de optimización determinándose la secuencia completa de entradas óptimas, luego el sistema evoluciona a $k + 1$ (color naranja) por acción

del primer elemento de esta secuencia, volviéndose a resolver el mismo problema pero ahora con estado inicial en $k + 1$.

Retomando al problema de optimización (1.8), la restricción (1.8b) se refiere a la realimentación del estado o condición inicial impuesta al problema matemático; las (1.8c) y (1.8d) indican el modelo de predicción del sistema, mientras que la (1.8e) incluye el conjunto de restricciones consideradas sobre los estados y variables de control. Por último, es habitual imponer restricciones terminales sobre el estado alcanzado por el sistema al final de su horizonte de predicción, con el objetivo de asegurar propiedades teóricas de *factibilidad* y *estabilidad* en lazo cerrado. Para esta formulación, la restricción terminal está dada por (1.8f), donde el estado terminal está forzado a pertenecer a una región $\Omega \subseteq \mathbb{X}$. Este subconjunto $\Omega \subseteq \mathbb{X}$ necesita ser un invariante de control para el sistema controlado, con el fin de poder demostrar garantías de estabilidad del sistema.

1.3. Objetivos de la investigación

El objetivo de la investigación que da origen a la elaboración y presentación de este documento académico, es el de proponer estructuras para el *sistema de gestión de la energía (EMS)*, que se corresponden con el *nivel superior* en la estructura jerárquica de control utilizada para la gestión de las microrredes eléctricas, expuesta en la Fig. 1.2. Las propuestas realizadas para este nivel superior, consisten en el desarrollo y aplicación de la técnica MPC, que permite la implementación real de la teoría de control óptimo.

Las propuestas realizadas abarcan y dan cumplimiento a los cinco objetivos indicados en la Sección 1.2.1 que le corresponde a un EMS, por lo tanto, los aspectos generales que se consideran son los siguientes:

- (i) Optimizar el desempeño económico de las microrredes eléctricas a través de estructuras apropiadas, las cuales se construyen por controladores óptimos implementados por medio de estrategias MPC.
- (ii) Debido a que se está en presencia de sistemas perturbados por variables aleatorias, las cuales se corresponden al comportamiento de los consumidores reflejados en los perfiles de demanda en las microrredes, y a los niveles de energía disponibles provistos por los diferentes y variados recursos renovables, se propone un conjunto de herramientas y estructuras que permiten una gestión adecuada de las variables inciertas y aleatorias presentes en el sistema de interés.
- (iii) Como fue indicado en la Sección 1.1, las microrredes eléctricas conforman los

nodos inteligentes en las futuras redes eléctricas, que las convierten en uno de los pilares fundamentales para alcanzar el objetivo del concepto denominado transición energética. Estas futuras redes eléctricas o *smart grid*, por sus características estructurales en cuanto a dimensión y extensión, están categorizadas dentro de los denominados grandes sistemas heterogéneos; por lo tanto, para su gestión es necesario utilizar estrategias de control en forma distribuida para poder así reducir el costo de cálculo asociado a su implementación.

- (iv) En relación a los lazos de control que se propongan para las distintas estructuras de gestión, se analizará y verificará el cumplimiento de las propiedades teóricas de interés a verificar en todo esquema de control en lazo cerrado, como lo es la *estabilidad* y al tratarse de esquemas de control óptimo, la *factibilidad recursiva* de solución del problema de optimización asociado.

La investigación presentada se centra en una serie de objetivos específicos que se enfocan en los tres primeros aspectos generales mencionados anteriormente. Es decir, se desarrollan formulaciones de MPC que permitan la incorporación apropiada de objetivos económicos, donde además se considere un manejo adecuado de las perturbaciones presentes y, en la medida de las posibilidades, se opere en forma distribuida los controladores resultantes, aplicados a sistemas formados por varias microrredes.

El problema de la optimización económica se ha convertido en un área de destacada relevancia en el campo del control predictivo, dado que los objetivos económicos del proceso a controlar son, en muchos casos, diferentes y hasta opuestos a los objetivos dinámicos propios del control (como por ejemplo, los objetivos económicos pueden corresponderse con puntos de operación diferentes del punto de equilibrio en el que estabiliza el sistema). En este sentido se desarrollará y considerará formulaciones de MPC que garanticen un correcto desempeño económico, sin descuidar el comportamiento dinámico del sistema bajo control.

Con respecto al manejo de incertidumbres, y como en los sistemas de interés, las microrredes eléctricas, están presentes perturbaciones que se corresponden a los comportamientos aleatorios e intermitentes de los recursos renovables como también de los consumidores, será necesario proponer estrategias que consideren explícitamente tales circunstancias. En el marco del MPC, existen dos formas de tratarlas: las formulaciones *robustas* y las *estocásticas*. La primera es un campo con considerable madurez y donde las soluciones obtenidas suelen tener un alto grado de conservadurismo, al considerar las peores condiciones de realización para las perturbaciones. En cambio, el MPC estocástico, es una área aún en crecimiento y desarrollo, que ha despertado un gran interés por lograr formulaciones con factibilidad y estabilidad garantizada, sin descuidar por ello los desempeños. Es por ello, que para la gestión de las microrredes

se consideran el desarrollo y aplicación de este tipo de estrategias.

En lo que se refiere a la distribución del control, la posibilidad de dividir un sistema de gran tamaño (red eléctrica), en varios subsistemas (microrredes) y aplicar a cada subsistema un controlador local, son conceptos que se relacionan con la gestión y concepción de las futuras redes eléctricas. Tanto la división del sistema, como el esquema de interconexión para los controladores locales, representan problemas no triviales, y lo que se busca en todo caso es tener un desempeño similar al de un (hipotético) control centralizado, pero con un costo computacional menor, y sobre todo, distribuido en un número determinado de agentes.

En un esquema clásico de control distribuido, una vez que se ha determinado la división del sistema de acuerdo a un cierto criterio (como por ejemplo, distancia geográfica, afinidad en los sistemas, objetivos de control similares, etc), este permanece invariante con el tiempo, y en cada subsistema resultante se comparte la información necesaria para lograr los objetivos de control establecidos. Con el fin de mejorar el desempeño del sistema de control distribuido, existe la posibilidad de considerar una variación dinámica para su división, fundamentada principalmente en que el criterio elegido para realizarla inicialmente puede modificarse, sumado a la propia evolución del sistema que conlleva a una modificación sobre el estado, condiciones, disponibilidad y accesibilidad para cada uno de los elementos que forman el sistema global. En este sentido, recientemente ha surgido un enfoque de control distribuido, que considera esta división dinámica para el sistema conocido como *Control Coalicional*, siendo esta técnica la seleccionada para desarrollarla y proponer formulaciones destinada a la gestión y control de las redes eléctricas inteligentes.

En el control coalicional tiene mucha relevancia las herramientas o enfoques que se proponen como elementos de decisión para lograr la división del sistema. Sobre esta línea y considerando que los controladores desarrollados para la gestión de cada microrred tienen una fuerte dependencia hacia los aspectos económicos, se emplearán los enfoques analíticos propuestos en la *Teoría de Juegos* para generar el marco formal necesario para la toma de decisiones más apropiada en cuanto a esta división. Además, todas las aplicaciones estarán inmersas en un entorno de controladores óptimos, a través de estrategias de MPC.

1.4. Estructura de la tesis

El presente documento se constituye de seis capítulos, incluyendo este inicial destinado a exponer los temas a tratar y presentar algunos conceptos teóricos iniciales. Cada uno de los restantes capítulos persigue objetivos específicos para la presentación

de las actividades desarrolladas en materia de la investigación que dieron fruto a esta tesis. Seguidamente se brinda un breve resumen de los aspectos más destacables que serán abordados en cada uno.

- En el Capítulo 2 se presentan arquitecturas, conceptos y las distintas herramientas para poder generar los modelos matemáticos de las microrredes, los cuales serán necesarios en la obtención de los resultados para la comprobación del desempeño esperado sobre las estrategias de control que serán propuestas. El objetivo primordial de este apartado es el de presentar los fundamentos requeridos para el desarrollo de las contribuciones principales de esta tesis a exponer en los siguientes capítulos. Aquí también se indica los elementos que se utilizarán para la consideración de las variables no manipuladas existentes en estos sistemas.
- En el Capítulo 3 se desarrollan y proponen controladores predictivos económicos para la gestión de microrredes conectadas a una red eléctrica principal. En esta formulación de MPC, se incluye elementos y se elaboran criterios que optimizan el desempeño económico del sistema en función de aspectos y características reales de operación. En este criterio económico propuesto, se considera la participación activa en el mercado eléctrico por parte de la microrred, donde además se proponen funciones que buscan resguardar y extender la vida útil de los distintos componentes, como ser su sistema para el almacenamiento de la energía. Además, en estas formulaciones se tiene en cuenta los objetivos propios sobre control dinámico para las variables involucradas.
- Para contemplar posibles errores de predicción para las variables no manipuladas, en el Capítulo 4 se ofrece una estructura de control predictivo económico - estocástico para la gestión de las microrredes. El enfoque estocástico se plantea por medio de soluciones basadas en escenarios donde se destaca la no necesidad de realizar alguna suposición sobre las funciones de distribución para las variables aleatorias relacionadas a cada perturbación. Como requisito de implementación para este enfoque, se requiere disponer de muestras para cada perturbación, cuya cantidad necesaria dependerá del tipo de problema y de su dimensión.
- Ya en el Capítulo 5 se trata el problema de controlar grupos o comunidades de microrredes por medio de estrategias del control coalicional. La idea central consiste en extender los controladores económicos desarrollados en el Capítulo 3, para gestionar en forma conjunta y cooperativa grupos de microrredes interconectadas a través de la formación de coaliciones. Como herramienta para decidir qué coaliciones de microrredes resulta más rentable, se utiliza el entorno

matemático - analítico provisto por la Teoría de Juegos, que nos permite modelar interacciones entre agentes con objetivos diferentes, pero sin descuidar la finalidad global de todo el sistema.

- Para finalizar, en el Capítulo 6 se exponen las conclusiones obtenidas sobre la investigación, como así también las posibles líneas de investigación futuras.

1.5. Contribuciones realizadas

A continuación se presenta un resumen de las diferentes publicaciones en revistas y congresos en el marco de la investigación realizada, que dieron lugar a la redacción de este documento académico:

1.5.1. Publicaciones en revistas internacionales

- (i) Martín A Alarcón, Rodrigo G Alarcón, Alejandro H González, and Antonio Ferramosca. A scenario-based economic-stochastic model predictive control for the management of microgrids. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 101205, 2023. [Alarcón et al., 2023]
- (ii) Martín A Alarcón, Rodrigo G Alarcón, Alejandro H González, and Antonio Ferramosca. Economic model predictive control for energy management of a microgrid connected to the main electrical grid. *Journal of Process Control*, 117:40–51, 2022. [Alarcón et al., 2022]
- (iii) Martín A Alarcón, Rodrigo G Alarcón, Alejandro H González, and Antonio Ferramosca. Game theory in coalitional economic model predictive control of a microgrid community. *Submitted to Journal of Process Control*, (Under review).

1.5.2. Publicaciones en congresos nacionales

- (i) Martín A Alarcón, Rodrigo G Alarcón, Alejandro H González, and Antonio Ferramosca. Cooperative n-personal games in the coalitional economic control of a microgrid community. In *2023 Argentine Conference on Automatic Control (AADECA)*, pages 1–6, 2023. [Alarcón et al., 2023a]
- (ii) Rodrigo G Alarcón, Martín A Alarcón, Alejandro H González, and Antonio Ferramosca. LSTM recurrent neural network for energy demand forecasting. In *2023 Argentine Conference on Automatic Control (AADECA)*, pages 1–6, 2023. [Alarcón et al., 2023b]

- (iii) Martín A Alarcón, Rodrigo G Alarcón, Alejandro H González, and Antonio Ferramosca. Economic model predictive control for energy management in a hybrid storage microgrid. In *2021 XIX Workshop on Information Processing and Control (RPIC)*, pages 1–6. IEEE, 2021. [Alarcón et al., 2021a]
- (iv) Rodrigo G Alarcón, Martín A Alarcón, Alejandro H González, and Antonio Ferramosca. State-space modelling of a commercial lithium-ion battery. In *2021 XIX Workshop on Information Processing and Control (RPIC)*, pages 1–6. IEEE, 2021. [Alarcón et al., 2021b]
- (v) Martín A Alarcón, Rodrigo G Alarcón, Alejandro H González, and Antonio Ferramosca. Modeling a residential microgrid for energy management. In *2020 Argentine Conference on Automatic Control (AADECA)*, pages 1–6. IEEE, 2020. [Alarcón et al., 2020b]
- (vi) Martín A Alarcón, Rodrigo G Alarcón, Alejandro H González, and Antonio Ferramosca. Economic model predictive control for energy management in a microgrid. In *2020 Argentine Conference on Automatic Control (AADECA)*, pages 1–6. IEEE, 2020. [Alarcón et al., 2020a]

Capítulo 2

Modelado de las microrredes

Contribuciones y estructura del capítulo

Este segundo capítulo tiene el objetivo de presentar una formulación para el modelado general del sistema, que luego será utilizada para obtener los respectivos modelos matemáticos específicos de las microrredes que serán propuestas y empleadas en esta tesis. Herramientas y complementos necesarios para lograr la efectiva implementación de las estrategias de control óptimo MPC son también expuestas en esta oportunidad, las cuales son requeridas para generar las predicciones nominales de las variables no manipuladas del sistema.

El material del capítulo se organiza en cinco secciones como se indica a continuación: en la Sección 2.1 se define el concepto de microrred eléctrica; en la Sección 2.2 se realiza una descripción y formulación general para las arquitecturas y modelos de microrredes; la Sección 2.3 está destinada a describir los medios para el almacenamiento de la energía que estarán disponibles en las distintas microrredes; mientras que en la Sección 2.4 se presentan las variables no manipuladas a considerar y como será su tratamiento para poder disponer de predicciones nominales sobre los horizontes de control empleados en las estrategias de MPC; finalizando con algunas conclusiones en referencia al material presentado en la Sección 2.5.

2.1. Microrred eléctrica

El corazón de las redes eléctricas modernas (smart grid) son los distintos nodos inteligentes (microrred eléctrica o microgrid) que la forman, que como fue indicado en la Sección 1.1, estos son considerados como sistemas con autonomía para la gestión y control de sus recursos. Una definición con más detalle y precisión para estas microrredes, es indicada a continuación.

Definición 1 *Microrred [Lasseter, 2001, Lasseter and Paigi, 2004]. Sistemas eléctricos independientes, donde coexisten distintos tipos de elementos capaces de generar energía a partir de recursos específicos (renovables o no), junto a dispositivos con la capacidad de almacenar la energía generada y equipos eléctricos que definen un perfil determinado de demanda. Estos sistemas tiene la aptitud de poder gestionarse de forma autónoma, pudiendo operar de manera aislada o conectada a una red eléctrica principal.* □

En relación a los elementos capaces de generar energía eléctrica, en este documento nos centraremos en aquellos que utilicen recursos renovables para su funcionamiento, ya que precisamente una de las mayores virtudes y objetivos de las microrredes, como también de esta investigación, es el de poder permitir y facilitar la inclusión de forma distribuida de los recursos de energía renovables (RERs) como fuente principal para la generación de energía eléctrica.

Las microrredes pueden tener distintas escalas en relación a sus valores de potencia nominal de los diferentes equipos que la componen. Lo que va a determinar principalmente la escala de la microrred, serán los valores y tipos de consumo que en ella se produzcan, y a partir de estos se va a definir, de acuerdo a un criterio o ciertas características de funcionamiento por establecerse, las capacidades nominales de los dispositivos destinados tanto para la generación como el almacenamiento de la energía.

Una característica muy importante a considerar en el funcionamiento de una microrred y que tendrá un impacto directo sobre la escala de esta, será si el sistema tendrá la opción de poder conectarse a una red eléctrica o si su funcionamiento deberá ser pensado para ejecutarse de forma aislada solamente. Si es la primera opción, tanto el nivel de generación como el de almacenamiento, no necesariamente deben tener la capacidad para suministrar el total de la demanda, ya que siempre se tendrá la opción de poder utilizar la red como fuente de recurso para satisfacerla. En cambio, si el modo de la operación será de forma aislada, ya sea por su ubicación geográfica o por decisión del operador de la microrred, su sistema de generación en conjunto con el de almacenamiento, deberán contar con la capacidad suficiente para satisfacer la demanda. En este punto, también puede considerarse cierta planificación para reducir la demanda en cierto horarios, con el objetivo de poder lograr cubrirla si no se cuenta con la capacidad necesaria, lo que comúnmente se conoce como gestión del lado de la demanda (DSM).

Cuando una microrred se desempeñe conectada y en paralelo a una red eléctrica, lo hará generalmente a un nivel de baja tensión. En algunas ocasiones, puede realizarse la conexión al nivel de tensión del sistema de distribución, pero son los ejemplos más escasos. Además la conexión de las microrredes en baja tensión, es la idea perseguida e incentivada en este documento, ya que se alinea con el concepto de generación

distribuida por medio de recursos renovables a pequeña escala.

En el desarrollo de esta tesis, se tiene especial interés en las microrredes que trabajen conectada a una red eléctrica, ya que de esta manera se va a considerar que la microrred pueda participar como un agente activo en el mercado eléctrico. Además, se piensa e intuye que esta será la dinámica con que se implementarán en un futuro cercano para ir logrando la transición energética, es decir el agregado al sistema eléctrico existente de microrredes con capacidad propia de gestión, para ir transformando el sistema eléctrico actual, en el concepto de red eléctrica inteligente formada por nodos, con una fuerte dependencia de los recursos renovables.

2.2. Modelado general de una microrred

En función de las características expuestas anteriormente sobre las microrredes, se realiza una arquitectura descriptiva general con la misión de captar los distintos rasgos relacionados con los elementos, su funcionalidad y los objetivos a explotar en una microrred perseguidos en esta investigación, la cual es mostrada en la Fig. 2.1 indicada a continuación.

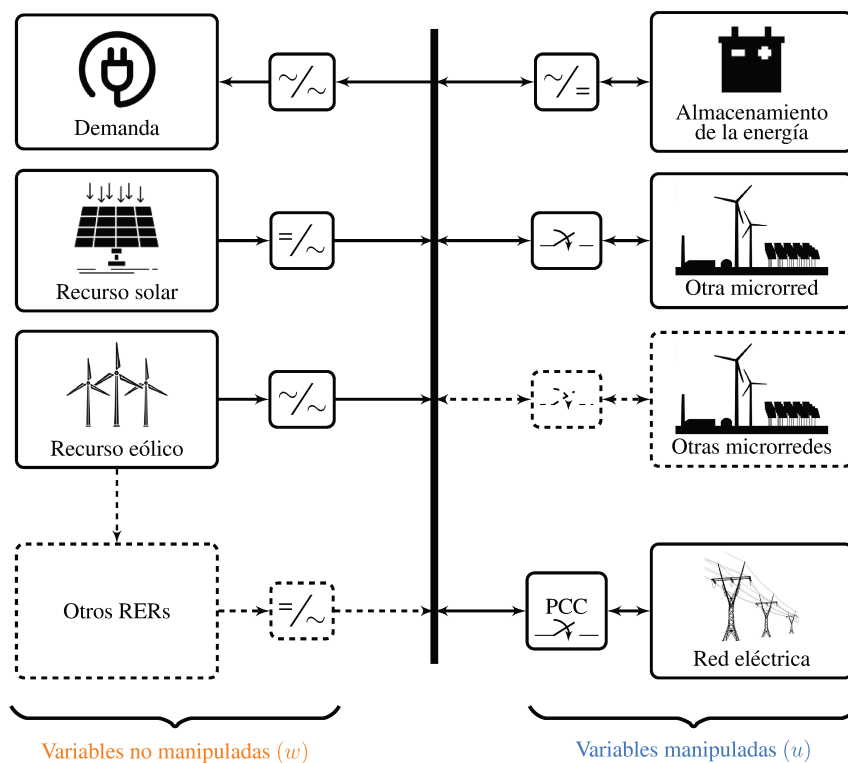


Figura 2.1: Arquitectura general de una microrred.

En esta puede observarse la disposición del recurso solar y eólico como fuentes

renovables para la generación de electricidad, donde también se indica un bloque asociado a una demanda de energía y la existencia de sistemas para su almacenamiento. La microrred tendrá acceso al red eléctrica, por medio del punto de acoplamiento común (PCC), donde también se puede apreciar enlaces con otras microrredes que habilitan la posibilidad de realizar un intercambio de recursos bajo el escenario de un comercio local de energía entre estos sistemas.

La barra vertical esquematizada en esta misma Fig. 2.1 representa el nodo de la microrred, que es donde convergen los diferentes aportes o sumideros de la energía proveniente de los elementos existentes. En este nodo, debe cumplirse el balance para los flujos de potencia en todo los instantes de tiempo, con el objetivo de mantener la estabilidad del sistema.

Los perfiles de potencia eléctrica obtenidos con los diferentes recursos renovables considerados para la generación de electricidad, como también el consumo o demanda de energía asociada a los equipos de la microrred, son variables sobre las cuales no se tiene control, referidas como variables no manipuladas o perturbaciones del sistema. En cuanto a los recursos renovables, esta caracterización tiene su fundamento sobre la premisa de obtener sin restricciones la máxima cantidad de energía en todo momento, sumado a las variables aleatorias relacionadas a cada recurso específico, como ser la irradiancia del sol para la energía solar y la velocidad del viento para la eólica. Mientras que para la demanda, se rige por el objetivo de cumplir con las necesidades eléctricas del sistema en todo momento, relacionado al comportamiento aleatorio e incierto del consumo de la energía.

Por otro lado, se tiene poder de decisión para la energía disponible en los sistemas de almacenamiento, como también en que momento acceder al recurso ofrecido por la red eléctrica, por lo que estas serán las variables manipuladas o acciones de control del sistema. En esta categoría también se incluyen a las variables que determinan el intercambio bidireccional de energía con las microrredes vecinas. Se debe subrayar, que esta última variable se considera de gran relevancia para la gestión global, ya que el poder establecer pautas para generar un comercio local de la energía, trae consigo importantes ventajas, como por ejemplo, el poder alcanzar ciertos niveles de autonomía para grupos de microrredes en materia del recurso eléctrico disponible en la red, así como también la optimización de los costos relacionados a su operación. Se debe notar que el accionamiento real de estas variables manipuladas, estará sujeto a una serie de restricciones debido a los valores nominales de los componentes o situaciones operativas establecidas para la gestión.

Como uno de los objetivos del sistema de gestión de la energía (EMS), es precisamente el poder gestionar al recurso energético disponible, será necesario tener conocimiento en todo momento de los niveles de la energía almacenada en los elementos

destinados para ello. En virtud de esto, se deberá disponer de modelos que puedan predecir estos niveles, en relación a las acciones que se tomen en cuanto al uso y disponibilidad de la energía.

Un modelo matemático lineal invariante con el tiempo, formulado en espacio de estados y en tiempo discreto para una microrred, con la misión de utilizarlo en una estrategia de control para la gestión del recurso eléctrico, adopta la siguiente forma:

$$x_{k+1} = A x_k + B u_k, \quad (2.1a)$$

$$B_u u_k + E_w w_k = 0, \quad (2.1b)$$

donde las variables de estado $x_k \in \mathbb{R}^{n_x}$ representan los niveles de carga para los sistemas de almacenamiento, $u_k \in \mathbb{R}^{n_u}$ son las variables manipuladas o acciones de control, mientras que $w_k \in \mathbb{R}^{n_w}$ representan a las variables no manipuladas o perturbaciones.

Las matrices $A \in \mathbb{R}^{n_x \times n_x}$, $B \in \mathbb{R}^{n_x \times n_u}$, $B_u \in \mathbb{R}^{1 \times n_u}$ y $E_w \in \mathbb{R}^{1 \times n_w}$ tendrán las dimensiones apropiadas, en función de la escala y elementos existentes en cada microrred. Específicamente A y B serán definidas de acuerdo a la cantidad y tipos de los sistemas para el almacenamiento, mientras que B_u y E_w van a considerar la eficiencia para los convertidores de potencia vinculado a cada variable, e indicar el aporte o sumidero de energía hacia la microrred.

La Ec. (2.1a) describe la dinámica para los sistemas de almacenamiento, donde $x_k \in \mathbb{R}^{n_x}$ es el vector para los estados en el tiempo actual y $x_{k+1} \in \mathbb{R}^{n_x}$ para el siguiente instante de tiempo considerado; mientras que la Ec. (2.1b) caracteriza al balance de potencias que debe ser cumplido en el nodo de la microrred (Ley de Kirchhoff).

Este modelo presentado, también se lo puede expresar de la siguiente manera:

$$x_{k+1} = A x_k + B u_k + E w_k. \quad (2.2)$$

Para obtenerlo, simplemente no debe ser considerada de manera explícita la variable manipulada para alguno de los sistemas de almacenamiento. Esto quiere decir, que una de las variables manipuladas indicadas en el modelo representado por el conjunto de Ecs. (2.1), la cual estará asociada a un medio de almacenamiento específico, será obtenida de la expresión que caracteriza al balance de potencias (Ec. (2.1b)) y luego reemplazada en la Ec. (2.1a), para así obtener el modelo general de la Ec. (2.2).

En la evaluación y posterior formulación del balance de potencias en el nodo de la microrred, se indicó que las eficiencias o rendimientos para los convertidores de potencia conectados a cada elemento y por ende a cada variable del sistema, serán consideradas. Para realizar esta evaluación y en función del sentido de actuación bidireccional para varios de los componentes existentes, este balance o igualdad debe

formularse con los valores referenciados al nodo del sistema. Por esta razón, se tiene en cuenta el concepto expresado en la Fig. 2.2 mostrada a continuación.

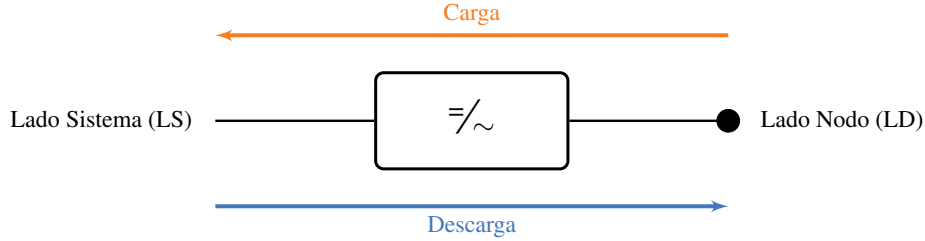


Figura 2.2: Consideración de la eficiencia para los convertidores de potencia

En la Fig. 2.2, se representa a un convertidor de potencia donde se puede observar los lados de actuación indicados como Lado Nodo (LN) y Lado Sistema o dispositivo asociado (LS). También se indica la representación del intercambio bidireccional por medio de flechas para la **Carga** y **Descarga** respectivamente. Ahora bien, cuando se produce un aporte de energía desde el elemento hacia la microrred, es decir la **Descarga**, aquí la salida de potencia asociada al Lado Sistema (LS) (P_{LS}) se relaciona a la del Lado Nodo (LN) (P_{LN}) a través de la eficiencia del convertidor (η_c) como:

$$P_{LN} = \eta_c P_{LS}. \quad (2.3)$$

Para el caso contrario, es decir cuando la energía fluye desde la microrred hacia el elemento, lo indicado con el sentido de la flecha para la **Carga**, se tiene que:

$$P_{LS} = \eta_c P_{LN}. \quad (2.4)$$

Por lo tanto, al momento de formularse el balance de potencias, siempre deben considerarse los valores con referencia al Lado Nodo (LD), en relación del sentido de actuación con respecto a los valores en bornes o de placa para los distintos elementos; como puede ser baterías, ultracapacitores, arreglos de paneles solares, aerogeneradores, etc.

2.3. Sistemas para el almacenamiento de la energía

Esta sección persigue el objetivo de indicar los diferentes sistemas de almacenamiento para la energía, que pueden formar parte de una microrred. Su existencia en la arquitectura y configuración de estos sistemas eléctricos es muy relevante, ya que estos dispositivos brindan una mayor cantidad de opciones en la toma de decisiones de

las estrategias para la gestión del sistema, como así también poder mitigar y manipular los inconvenientes que se pueden generar, debido a la aleatoriedad vinculada en la generación por medio de recursos renovables.

Existen diferentes opciones y tipos de tecnologías para los sistemas de almacenamiento, cada uno con sus características o virtudes específicas que la diferencian de las demás. Como por ejemplo se pueden citar, el almacenamiento por medio de las distintas tecnologías de las baterías, la utilización del hidrógeno por medio de estructuras formadas por tanques de hidruros metálicos y pilas de combustible, volantes de inercia, sistemas para el bombeo de agua y los ultracapacitores o supercapacitores, entre otros.

No es un objetivo perseguido por esta tesis el brindar un análisis detallado de cada sistema; por lo tanto, a continuación se realiza una breve descripción de los medios para el almacenamiento que se utilizarán en los diferentes modelos a implementar en los próximos capítulos, dando precisiones sobre sus características operativas e indicando la manera elegida para determinar sus niveles de carga. Los sistemas para almacenar la energía que se utilizarán, serán las baterías de ion-litio y los ultracapacitores.

2.3.1. Baterías

Las baterías son dispositivos con la capacidad de almacenar energía eléctrica por medio de procesos electroquímicos [Kularatna and Gunawardane, 2021], es decir que esta energía eléctrica es transformada y luego almacenada en forma de energía química. Mediante el proceso inverso, se logra recuperar la energía eléctrica invertida con una cierta eficiencia, la cual depende de su capacidad nominal y de la tecnología constructiva, con valores normales comprendidos entre el 80 al 95 %. Este ciclo de conversión energética, puede repetirse solamente para un cierto número finito de veces, lo cual determina la esperanza de vida para el dispositivo indicada generalmente como ciclos de trabajo carga-descarga.

Dentro de sus características generales a nombrar, se debe indicar la ventaja de tener una buena capacidad para el almacenamiento de la energía, capaces de suministrar el recurso eléctrico por un tiempo prolongado. Mientras que como desventaja, se debe decir que no son recomendables para el suministro de potencia (energía en cortos periodos de tiempo), ya que esta situación operativa reduce notablemente su vida útil.

Existen diferentes tipos en base a los materiales utilizados en su construcción, donde se pueden indicar las baterías de plomo-ácido, que a su vez pueden clasificarse como las de electrolito inundado o ventiladas y las selladas o reguladas por válvulas. También se disponen de las baterías del tipo rédox y las de ion-litio; donde estas últimas son las que mejores propiedades en cuanto a la capacidad de almacenamiento y

las de mayores perspectivas para su desarrollo y evolución [Korthauer, 2018], en virtud de poder mejorar sus características operativas y esperanza de vida. En función de ello, será este tipo de tecnología de las baterías, la que se consideran como medio de almacenamiento en las microrredes.

Para poder obtener un modelo de una microrred, con el objetivo de gestionar su recurso eléctrico, interesa determinar la dinámica del estado de carga para los sistemas de almacenamiento, que para el caso de las baterías se referencia como *soc*. Esta dinámica es descrita por el *Método de Conteo de Coulomb* [Manandhar et al., 2017, Tummuru et al., 2015], el cual es expresado por la siguiente expresión:

$$soc = soc_o \pm \frac{1}{C_{Ah}} \int i_{bat} dt, \quad (2.5)$$

donde C_{Ah} representa la capacidad de la batería en Amper-hora, i_{bat} la corriente de carga o descarga en Amper, donde el signo positivo se refiere al proceso de carga, mientras que el signo negativo a su descarga y el soc_o hace referencia al estado o nivel inicial de carga antes de producirse su carga o descarga durante cierto lapso de tiempo.

Si en lugar de considerar los valores de corriente para la carga y descarga, se establecen los valores de potencia eléctrica instantánea (P_{bat}) en Watts entregados o suministrados por la batería, la Ec. (2.5) se transforma en:

$$soc = soc_o \pm \frac{1}{C_{Wh}} \int P_{bat} dt, \quad (2.6)$$

donde ahora C_{Wh} indica la capacidad nominal para el almacenamiento de energía en Watts-hora. Si se toma la derivada con respecto al tiempo de esta última expresión y se proponen utilizar variables independientes para la potencia asociadas a la carga y descarga, a los efectos de considerar la diferente interpretación de las eficiencias en el proceso de conversión energética, se llega a:

$$\dot{soc}(t) = soc(t) + \frac{1}{C_{Wh}} \left(P_{bat(c)}(t) \eta_{bat(c)} - \frac{P_{bat(d)}(t)}{\eta_{bat(d)}} \right), \quad (2.7)$$

donde $P_{bat(c)}$ es la potencia de carga indicada en Watts, $P_{bat(d)}$ representa la potencia de descarga también en Watts, $\eta_{bat(c)}$ es la eficiencia del proceso carga, es decir el de convertir la energía eléctrica en química, mientras que $\eta_{bat(d)}$ refleja el rendimiento del proceso inverso. Siempre se verifica que $\eta_{bat(c)} \geq \eta_{bat(d)}$ y el fundamento de la consideración en forma diferente para la carga y descarga (en la Ec. (2.7) para el proceso de carga se multiplica a $P_{bat(c)}$, a diferencia para la descarga donde es el divisor de $P_{bat(d)}$), se debe a que se tiene cuenta el sentido de actuación del proceso de conversión energética, en virtud del efecto generado sobre la variable objetivo, que en este caso es el estado de carga (*soc*).

A partir de esta última expresión y utilizando técnicas de discretización adecuadas, como por ejemplo la transformación bilineal (Método de Tustin) o el retenedor de orden cero (ZOH), se obtiene un modelo en tiempo discreto para la dinámica del estado de carga para las baterías.

Se debe notar que tanto la $P_{bat(c)}$ como $P_{bat(d)}$, representan a una misma variable física, por lo que su ocurrencia de manera simultánea no es posible, esto quiere decir, que la batería se carga o descarga durante un periodo de tiempo, pero nunca puede suceder ambos procesos en forma conjunta.

Otra alternativa para obtener la dinámica del estado de carga, es pensar directamente a la Ec. (2.7) en tiempo discreto, obteniéndose la siguiente expresión:

$$soc_{k+1} = soc_k + \frac{\eta_{bat(c)} T}{C_{bat}} P_{bat(c),k} - \frac{T}{\eta_{bat(d)} C_{bat}} P_{bat(d),k}, \quad (2.8)$$

donde C_{bat} es la capacidad nominal de la batería para el almacenamiento de la energía expresada en Watts-hora o Watts-segundo y T es el tiempo de muestreo considerado en horas o segundos, dependiendo de la unidad temporal considerada al indicar su capacidad nominal C_{bat} . Por lo que, soc_k indica el estado de carga para el tiempo actual, mientras que soc_{k+1} representa el estado después de haber transcurrido T instantes de tiempo luego de producirse una carga o descarga dictada por $P_{bat(c),k}$ o $P_{bat(d),k}$.

2.3.2. Ultracapacitores

La esencia constructiva de los ultracapacitores o supercapacitores es la misma a los condensadores convencionales, es decir que están formados por un par de placas o electrodos fabricados con algún material conductor, separados por una sustancia dieléctrica o no conductora. La diferencia radica, en que el caso de los ultracapacitores, los electrodos están recubiertos por un material poroso, como por ejemplo carbones especiales, lo que representan un aumento en el área de los electrodos resultando en elementos con mayor capacidad nominal. Esta simple estrategia constructiva, permite lograr un salto significativo sobre la capacidad para el almacenamiento de la energía.

Puede ser divididos en tres grupos [Burke, 2010], que dependen del material utilizado para la construcción de los electrodos y del tipo de almacenamiento que utilicen: (i) Condensadores electroquímicos de doble capa (EDLC), (ii) Condensadores híbridos y (iii) Pseudo-condensadores.

En los ultracapacitores, al igual que los condensadores convencionales, el almacenamiento se produce por un proceso electrostático en la superficie de un material (electrodos) y no químicamente como en el caso de las baterías. Su evolución y perspectivas para el futuro son excelentes, fundamentada principalmente en el desarrollo de los nanomateriales porosos avanzados utilizados para la construcción y recubrimiento

de sus placas [Afif et al., 2019, Dubey and Guruviah, 2019, Forouzandeh et al., 2020], lo que permite lograr una gran superficie para el almacenamiento de la energía en muy poco espacio.

Al igual que los condensadores convencionales, su capacidad se expresa en Faradios (F), que representa la carga eléctrica almacenada por unidad de tensión. Por lo tanto, su capacidad nominal para el almacenamiento de la energía es directamente proporcional al cuadrado de su máxima tensión de operación, siendo determinada por:

$$C_{sc} = \frac{1}{2} C V_{sc}^2, \quad (2.9)$$

donde C_{sc} representa la capacidad nominal para almacenar energía en Watts-segundo, C es la capacidad en Faradios y V_{sc} es su tensión nominal en Volts.

Aplicando nuevamente el concepto del *Método de Conteo de Coulomb* utilizado para determinar el estado de carga en las baterías, pero considerando que en los ultracapacitores no existe una conversión energética para lograr el almacenamiento (el proceso se logra por medio de fenómenos físicos y no químicos), la energía es devuelta prácticamente en su totalidad al sistema. La eficiencia solamente se ve afectada por las pequeñas pérdidas ocasionadas por el efecto Joule que se produce en su resistencia interna, cuyo valor de referencia se corresponde por debajo de $1 \text{ m}\Omega$. Por lo tanto, debido a la prácticamente nula pérdida de energía que se incurre en el proceso de almacenamiento, no se consideran valores de eficiencia como para el caso de las baterías y la dinámica del estado de carga para estos elementos expresada en tiempo discreto, indicada generalmente con la sigla *soe*, es representada por:

$$soe_{k+1} = soe_k \pm \frac{T}{C_{sc}} P_{sc,k}, \quad (2.10)$$

donde $P_{sc,k}$ se corresponde con los valores para la potencia instantánea de carga o descarga expresada en Watts, T nuevamente es el tiempo de muestreo en segundos, soe_k el estado de energía en el tiempo actual y soe_{k+1} es el estado T tiempo después.

Al comparar las características operativas de los ultracapacitores con las baterías, se observa que los primeros no sufren un proceso de degradación con el tiempo de uso tan marcado y notorio como si ocurre en la baterías, donde además durante su operación no es necesario tomar restricciones en cuanto a la variabilidad abrupta en su nivel de energía y se puede trabajar sin problemas en los valores cercanos a los límites de carga máxima y mínima. También son capaces de entregar importantes valores de potencia en corto periodos de tiempo, particularidad que las baterías no poseen. Como punto en contra, no son dispositivos adecuados para almacenar energía por grandes periodos de tiempo, debido al fenómeno de auto-descarga que experimenta.

En resumen, los ultracapacitores cuentan con una alta capacidad para la entrega

de potencia y una baja aptitud para el suministro de energía; mientras que las baterías tienen una alta densidad de capacidad para la entrega de energía, junto con una baja velocidad de respuesta a la satisfacción para los picos de consumo en la potencia. Estas características opuestas y complementarias, conduce a que ambos elementos generalmente conformen un sistema de almacenamiento con una configuración híbrida, normalmente indicado con las siglas HESS, con el objetivo de cubrir las distintas necesidades en los perfiles de la demanda de energía.

2.4. Variables no manipuladas o perturbaciones

Las variables no manipuladas o perturbaciones se refieren a las entradas sobre el sistema para las cuales no se tienen control, y su actuación debe ser considerada ya que modifican el comportamiento del mismo. En el modelo matemático general de una microrred representado por la Ec. (2.1), estas son indicadas a través de la letra w , las cuales tiene una inferencia con carácter aditivo sobre la salida con objetivo de control, los estados del sistema.

Debido a que las estrategia de control que se proponen como sistema para la gestión de la energía en una microrred o un grupo de ellas, serán realizas por medio de formulaciones en MPC, se requiere disponer de predicciones nominales para todo horizonte que se considere en las distintas estrategias propuestas, con el fin de poder considerar los efectos causados por la existencia de tales perturbaciones, a la hora de decidir las acciones de control óptimas mediante la solución del problema de optimización implicado en cualquier estrategia MPC.

En un sistema integrado por los elementos de una microrred, estas perturbaciones se corresponden a los valores de potencia eléctrica generada a través de los recursos renovables y al consumo de la microrred debido a los variados electrodomésticos o equipos en existencia. Cada una de ellas tiene un comportamiento incierto debido a una variable aleatoria asociada, con lo cual será necesario proponer herramientas complementarias para poder generar las predicciones nominales requeridas en la implementación de las estrategias para el control de los recursos eléctricos en una microrred. A continuación, se brinda un detalle para cada perturbación a existir en las microrredes que se consideran, y de que manera se generarán las predicciones nominales.

2.4.1. Recursos renovables

En las microrredes propuestas para evaluar las estrategias de control, se propone la generación de electricidad a través del recurso solar y eólico, por lo tanto se describe de que forma serán considerados los perfiles de potencia generados por estos recursos.

Si fuera necesario o útil utilizar algún otro tipo de recurso renovable (como por ejemplo los biocombustibles, geotérmico, las mareas o corrientes marinas, etc), se deberán proponer herramientas de la misma índole para poder predecir las niveles de potencia generados por tales recursos, con el fin de poder aplicar las estrategias de gestión.

Arreglo de paneles solares fotovoltaicos

A través de paneles solares fotovoltaicos se genera energía eléctrica utilizando el recurso solar. Este es sin duda el recurso renovable más abundante y de fácil acceso, que junto al eólico, son los de mayores implementación en los proyectos de energía limpia y donde se encuentran las tecnologías más desarrolladas para la obtención de electricidad.

La potencia eléctrica generada por un panel solar o una instalación (arreglo) de estos, puede ser obtenida por un modelo matemático a través de un circuito eléctrico equivalente de una celda solar propuesto en [Xiao et al., 2004]. Este modelo representa el elemento base de un panel, ya que estos se forman de celdas conectadas en serie-paralelo y montadas sobre una placa metálica encapsulada por un aislante térmico. El modelo se encarga de obtener las características eléctricas de salida, utilizando un circuito eléctrico equivalente, indicado en la Fig. 2.3, en función de la irradiancia solar y la temperatura de celda.

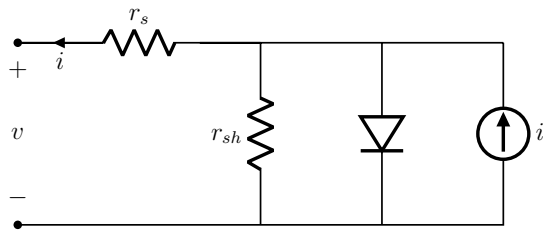


Figura 2.3: Circuito eléctrico equivalente para obtener un modelo de una celda solar.

Las características eléctricas de salida presentan un comportamiento no lineal entre corriente vs. tensión y potencia vs. tensión. La expresión que relaciona la corriente de salida i y la tensión a bornes de la celda v es:

$$i = i_l - i_s \left[e^{\left(\frac{q(v + i r_s)}{k t_c f} \right)} - 1 \right] - \frac{v + i r_s}{r_{sh}}, \quad (2.11)$$

donde i_l es la corriente fotovoltaica, i_s la de saturación del diodo, q es la carga del electrón, k es la constante de Boltzmann, t_c la temperatura de celda, r_s es la resistencia en serie, f es un factor de idealidad y r_{sh} es la resistencia en paralelo.

La corriente fotovoltaica i_l depende de la irradiancia solar G expresada en W/m^2 y de la temperatura de celda t_c indicada en $^\circ\text{C}$, y viene expresada por:

$$i_l = \frac{G}{G_r} [i_{l-r} + \mu_{i_{sc}} (t_c - t_{c-r})], \quad (2.12)$$

donde $G_r = 1000 \text{ W}/\text{m}^2$ es el valor tomado como referencia para la irradiancia, i_{l-r} es la corriente generada con valores de referencia (generalmente se la considera igual a la corriente de cortocircuito i_{sc}), $\mu_{i_{sc}}$ es el coeficiente de cortocircuito provisto por el fabricante de la celda y $t_{c-r} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ es el valor para la temperatura de celda tomada como referencia.

Y por último, la corriente de saturación i_s viene determinada por:

$$i_s = i_{s-r} \left(\frac{t_c}{t_{c-r}} \right)^3 e^{\left(\frac{q E_g \left(\frac{1}{t_{s-r}} - \frac{1}{t_c} \right)}{k f} \right)}, \quad (2.13)$$

donde aquí i_{s-r} es la corriente de saturación con los valores de referencia y E_g es la energía del semiconductor en su banda gap.

Este modelo matemático se encuentra implementado en un bloque **PV Array** del software Matlab-Simulink [Matlab, 2020]. Allí se pueden cargar las características de una celda, de un panel o directamente un arreglo de paneles solares; donde además, el mismo bloque tiene disponible una amplia librería con paneles de diferentes potencias y marcas que pueden adquirirse comercialmente, lo cual facilita aún más su manejo.

Para la obtención de los perfiles de potencia generados por una determinada instalación fotovoltaica, en función de datos irradiación y temperatura de celda para una cierta ubicación geográfica (los cuales pueden ser adquiridos de numerosos sitios web meteorológicos donde se tiene dicha información o de repositorios específicos como [Laboratory, 2019]), se utiliza la plataforma de simulación indicada en la Fig. 2.4, que fue desarrollada en Matlab-Simulink utilizando el bloque PV Array antes mencionado. Este simulador fue propuesto y aplicado en [Alarcón et al., 2022, Alarcón et al., 2021a, Alarcón et al., 2020b, Alarcón et al., 2020a].

Dada la baja eficiencia de los paneles solares, comprendida generalmente entre el 17 y 20 %, es necesario utilizar estrategias de control para que operen en todo momento sobre su punto de máxima potencia, independiente de las variaciones para la irradiancia y temperatura de celda. Además, el nivel de tensión generado por los paneles generalmente no es suficiente, por lo tanto, será necesario elevarlo a niveles apropiados con la mayor eficiencia posible. Esto se logra, mediante la implementación de una estructura compuesta por un convertidor CC para elevar la tensión, y un algoritmo de control MPPT [Meza et al., 2018]. Este sistema es modelado en el blo-

que indicado como Inverter en la Fig. 2.4. El convertidor utilizado es del tipo **Boost** [Hasaneen and Mohammed, 2008] y el algoritmo de MPPT es Perturbar y Observar **P&O** [De Brito et al., 2012], que realiza el seguimiento del punto de máxima potencia modificando el ciclo de trabajo del convertidor. Con estas consideraciones, se generarán perfiles de potencias reales, los cuales serán las predicciones nominales que se utilizarán para esta variable no manipulada.

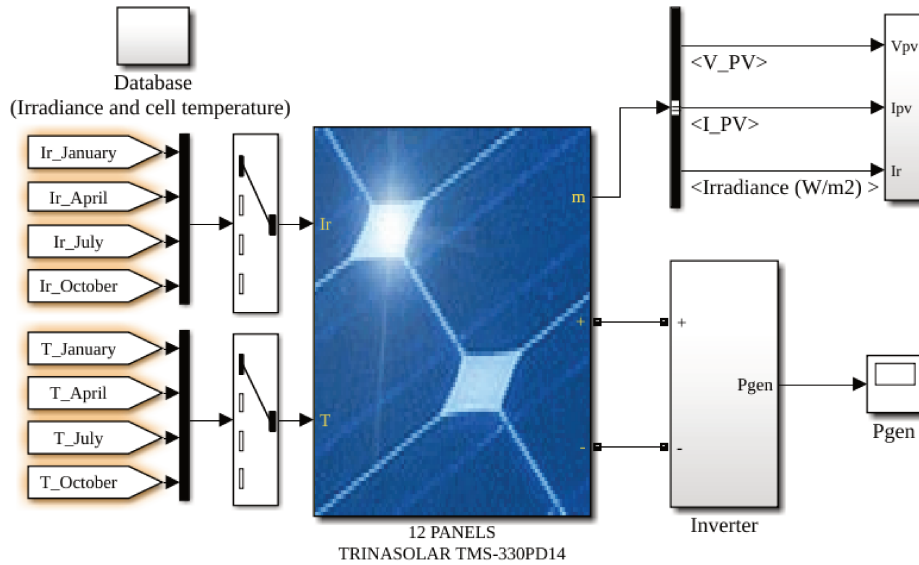


Figura 2.4: Simulador para obtener la potencia generada por arreglos fotovoltaicos.

Para una microrred con escala residencial, como la que se propone en los siguientes trabajos [Alarcón et al., 2022, Alarcón et al., 2021a, Alarcón et al., 2020a], el arreglo fotovoltaico lo compone 12 paneles con una potencia nominal para cada uno de 330 Watts, resultando en 3960 Watts nominales para la instalación. Se genera un perfil de potencia como el indicado en la Fig. 2.5 para un día soleado, tomando valores de irradiación y temperatura de la ciudad de Avellaneda, provincia de Santa Fe, Argentina. Allí también se indica una potencia ideal (P_{ideal}), la cual representa el producto para los valores de irradiación en W/m^2 por la superficie cubierta por el arreglo de paneles en m^2 . Con ello se aprecia el resultado de la existencia del inversor para intentar maximizar la potencia de salida, generando un perfil de potencia real (P_{pv}) obtenido a través del simulador de la Fig. 2.4, que será utilizado como predicción nominal en esta microrred.

Aerogeneradores o turbinas eólicas

El otro de los recursos renovables que se considerará para generar electricidad en las diferentes microrredes es el eólico, para el cual se utilizan aerogeneradores

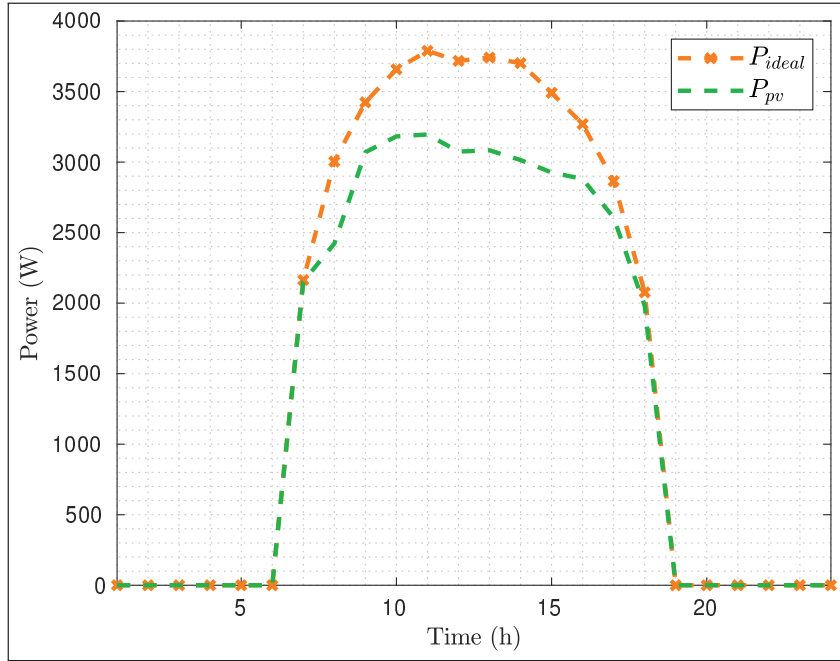


Figura 2.5: Potencia generada para un día por la instalación de paneles solares para una microrred residencial. P_{ideal} : potencia ideal, obtenida por el producto entre la irradiancia recibida y la superficie del arreglo. P_{pv} : potencia real generada por la instalación fotovoltaica.

o turbinas eólicas para aprovechar la energía del viento, y por medio de generadores eléctricos convertirla en energía eléctrica. La potencia desarrollada por un aerogenerador es determinada por la relación matemática presentada en [Ackermann, 2012, Lubosny and Lubosny, 2003], la cual es indicada a continuación:

$$P_w = \frac{1}{2} c_p(\lambda, \theta) \rho A v_w^3, \quad (2.14)$$

donde P_w es la potencia obtenida de la turbina en Watts, $c_p(\lambda, \theta)$ es un coeficiente de potencia adimensional, ρ es la densidad del aire en Kg/m^3 , A es el área de barrido del rotor en m^2 y v_w es la velocidad del viento expresada en m/s .

El coeficiente de potencia $c_p(\lambda, \theta)$, como fue indicado, es un número adimensional y representa de cierta forma a la eficiencia para obtener energía eléctrica por medio de turbinas eólicas. Este depende de varios factores, como ser: (i) el tipo de diseño y construcción, (ii) número y forma de los alabes, (iii) de su peso y rigidez, pero principalmente, (iv) del ángulo de inclinación entre el plano de rotación y la sección transversal de los alabes θ y (v) de la razón entre la velocidad tangencial del extremo del alabe y la del viento $\lambda = \frac{\omega_w r}{v_w}$ (ω_w es la velocidad angular del rotor y r el radio del mismo).

Este coeficiente tiene un valor teórico máximo de 0,593 determinado por el *Límite de Betz*, que en aplicaciones prácticas se suelen tomar valores comprendidos entre 0,25 y 0,45. Este valor característico de cada aerogenerador es generalmente suministrado

directamente por el fabricante. De no ser así, puede ser determinado fácilmente en función de los valores para la potencia y velocidad del viento nominal, que caracterizan a cualquier aerogenerador considerando la densidad del aire y temperatura con referencia a nivel del mar, cuyos valores son de $\rho = 1,225 \text{ Kg/m}^3$ para la densidad del aire y de 288 K para la temperatura. A modo de ejemplo, si se toma un aerogenerador Wind 25.3+ de la marca Bornay [Bornay, 2022], con una potencia nominal indicada de 5000 W entregada a una velocidad del viento de 12 m/s, se obtiene que el coeficiente de potencia $c_p(\lambda, \theta)$ para este aerogenerador es de 0,37.

Con esta posibilidad de conocimiento para este coeficiente de potencia $c_p(\lambda, \theta)$ y considerando la densidad del aire correcta para el lugar donde se ubicará la instalación eólica, se pueden obtener perfiles de potencia generadas por un aerogenerador o un parque de estos a través de la Ec. (2.14), los cuales corresponderán a sus predicciones nominales utilizando pronósticos para la velocidad del viento, pertenecientes al lugar geográfico de emplazamiento los cuales pueden ser obtenidos de sitios web meteorológicos como [Servicio Meteorológico Nacional Argentino, 2022].

Si se toma el mismo aerogenerador Wind 25.3+ de la marca Bornay, y teniendo en cuenta que para velocidades menores a los 3 m/s no se genera potencia (es la mínima requerida para producir el par de arranque), en la Fig. 2.6 se puede apreciar predicciones nominales diarias de potencia producida por este aerogenerador para tres pronósticos de velocidades diferentes para el viento de la ciudad de Avellaneda, provincia de Santa Fe, Argentina.

2.4.2. Consumo de la microrred

Esta variable no manipulada se refiere a la demanda de potencia por parte de los electrodomésticos o dispositivos eléctricos que componen a la microrred. El trabajo de generar un perfil nominal para esta demanda puede ser realizado de dos formas diferentes: (i) mediante una predicción en función de la potencia nominal instalada y las horas de uso para los equipos eléctricos, o directamente (ii) contar con la posibilidad de disponer de mediciones reales del consumo de la energía que fueran adquiridas por instrumentos montados en el tablero general de la instalación.

En los trabajos [Alarcón et al., 2020b, Alarcón et al., 2022], correspondientes a una microrred con escala residencial, la predicción nominal para la demanda de esta energía fue realizada de la primer forma indicada, es decir a través de una estimación relacionada a la potencia nominal instalada y su tiempo de uso. Para poder realizarlo, primero se determino un grado de electrificación para la vivienda de acuerdo a lo establecido en [Asociación Electrotécnica Argentina, 2016]; el cual define por un lado, el número mínimo de circuitos, pero principalmente la carga total de la vivienda. Por lo tanto,

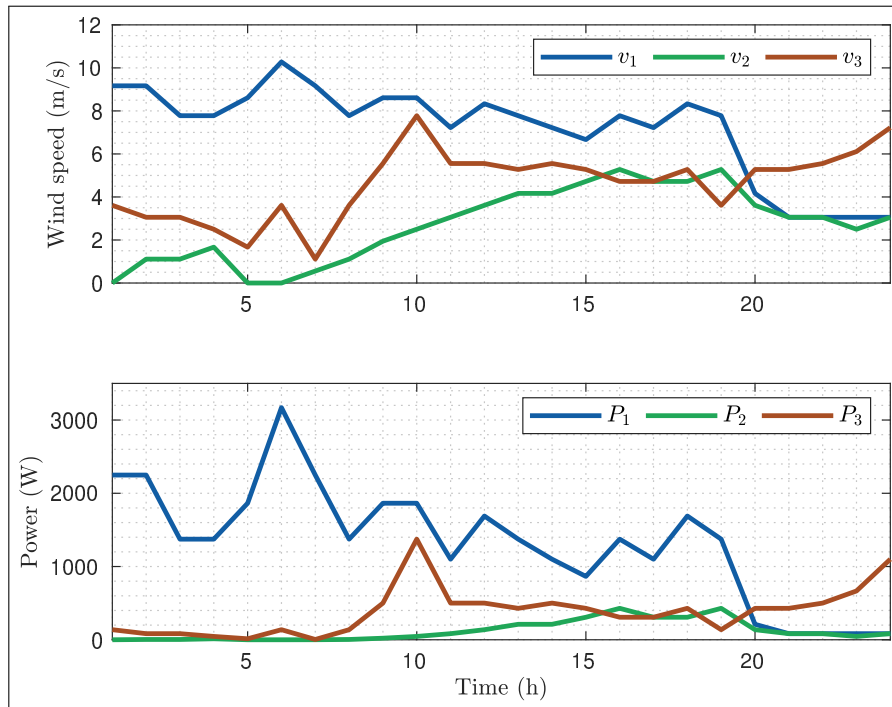


Figura 2.6: Potencia para un día generada por el aerogenerador Wind 25.3+Bornay.

considerando un grado de electrificación medio, la carga total definida por la reglamentación fue repartida en distintos electrodomésticos típicos existentes en una vivienda, para luego realizar una cuantificación de un tiempo de uso para cada unos de ellos.

Tabla 2.1: Lista de electrodomésticos típicos para una vivienda residencial.

Electrodoméstico	Cantidad	Potencia en kW	Horas de uso
Lampara led	6	0,009	6
Televisor led de 32 a 50"	2	0,15	2
Notebook	1	0,025	6
Refrigerador	1	0,1	24
Calentador de agua	1	1,5	0,25
Aire acondicionado	1	1,4	5
Lavarropas	1	0,4	1
Microondas	1	3,2	0,35
Varios	1	0,8	0,2

En la Tabla 2.1, se presenta una lista de los equipamientos eléctricos típicos que pueden existir en una residencia, especificando su potencia nominal unitaria y el tiempo estimado de operación para una jornada diaria indicado en horas. Para la definición del perfil de consumo diario, las cargas de estos electrodomésticos son distribuidos

durante el día en los horario de uso más habituales, obteniendo el perfil de potencia mostrado en la Fig. 2.7 con un tiempo de muestreo de 1 hora.

La otra posibilidad de generar un perfil de demanda nominal, es la de disponer directamente de muestras reales tomada sobre la planta. Hoy en día, es muy factible de contar con acceso a este tipo de información, ya sea por la gran variedad de instrumentos-registradores que puede ser montados en el tablero general de un sistema eléctrico o porque los medidores de energía con tecnología digital utilizados por las empresas distribuidores, cuenta con la capacidad de registrar y almacenar datos de consumo; por lo tanto de una u otra manera se tendría acceso a la información necesaria. Por supuesto que siempre y cuando el sistema eléctrico donde se proyecte la microrred, este en existencia.

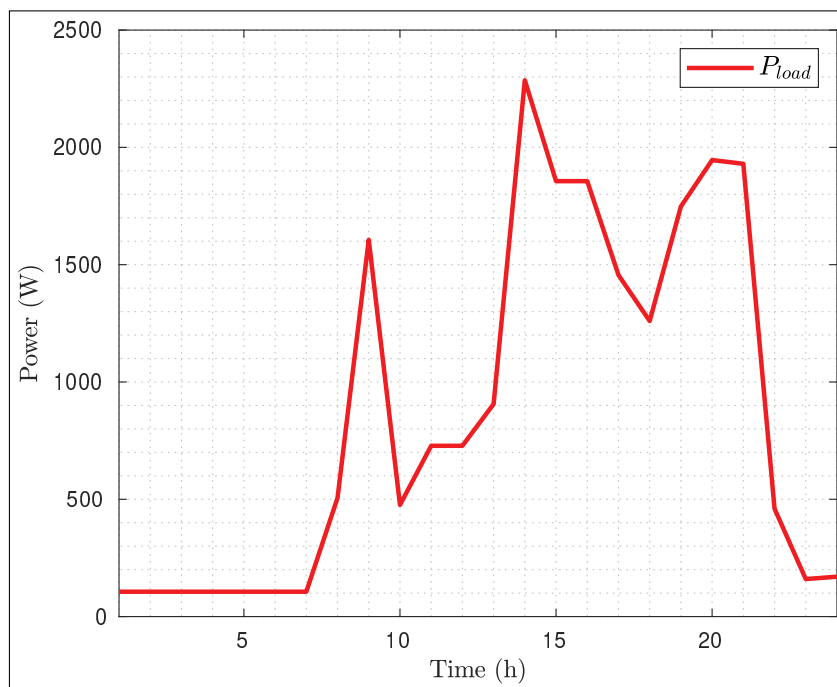


Figura 2.7: Consumo diario de energía para una microrred residencial.

En este sentido, para una de las microrredes que se propone durante el desarrollo de esta tesis, que será precisamente sobre el complejo universitario de la Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional Reconquista (UTN-FRRQ), se cuenta con la posibilidad de disponer con estos datos que representa el consumo de la misma, adquiridos por un instrumento-registrador instalado en el tablero general del suministro de la energía. El contar con estos datos es considerado de suma importancia, ya que representa una medición real del consumo de la microrred, pudiendo reducir en forma considerable algún error de pronóstico realizado al utilizar una predicción nominal sobre esta variable no manipulada.

En la Fig. 2.8, se observa dos perfiles de referencia para el consumo diario adquiridos de la UTN-FRRQ con un tiempo para el muestreo (k) de 5 minutos. La diferencia marcada en estos perfiles, se debe a que los consumos mostrados corresponden para un día donde el complejo universitario tiene actividad académica normal y el otro que no (fin de semana y feriados), representando para este último la demanda requerida por los distintos sistemas esenciales, como ser los servidores, sistema de seguridad e iluminación.

Como un comentario adicional, se indica que la mayor parte de la actividad que se desarrolla en la facultad, son realizadas en los horarios de la tarde-noche, como fácilmente puede ser percibida a razón de las zonas donde se produce la mayor demanda de energía, es decir, aproximadamente a partir de las 15:00 hasta 23:00 horas.

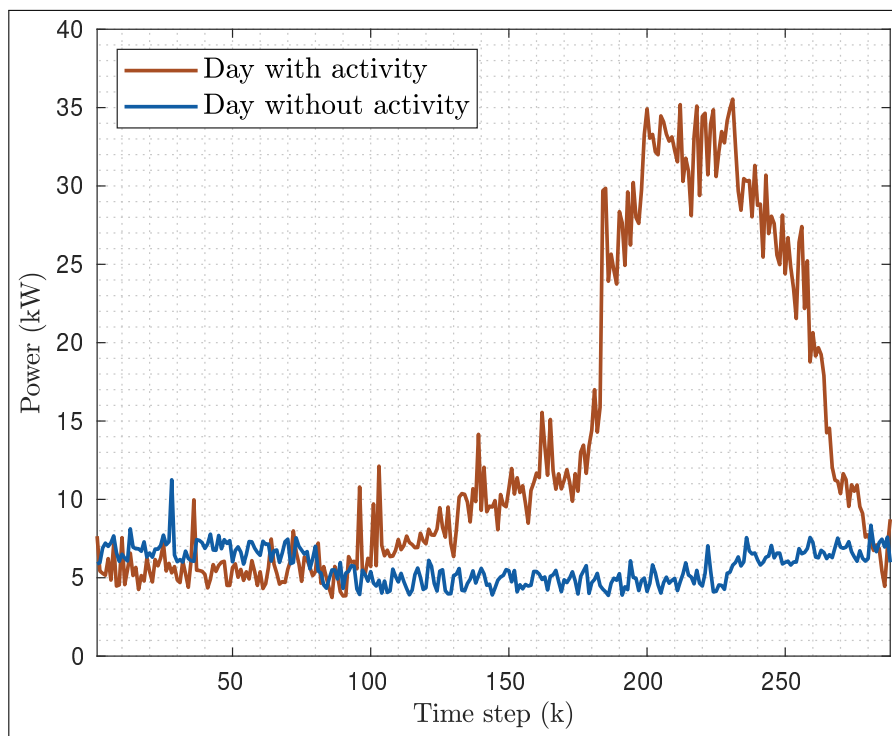


Figura 2.8: Consumo diario de energía para la microrred UTN-FRRQ.

Si se toma un número de muestras para este consumo, se observaría como es de esperar, la existencia de una variabilidad entre cada una estas. Por lo tanto, con el objetivo de intentar minimizar el error de predicción generado al obtener un perfil de referencia para este consumo, se recomienda utilizar herramientas de pronósticos como la propuesta en [Alarcón et al., 2023b] en base a redes neuronales recurrentes (RNN) del tipo LSTM. Como el objetivo de esta tesis es el desarrollo de controladores para el EMS de las microrredes, y no de este tipo herramientas para realizar predicciones y/o aproximaciones, no se brindaran mayores precisiones, solamente indicar que las

estrategias de control realizadas, permite la inclusión de una forma directa y sencilla para este tipo elementos complementarios, que mejoran el desempeño global de todo el sistema.

2.5. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se presentaron diferentes conceptos y herramientas necesarias para el desarrollo de los capítulos venideros. Se indicó una formulación general para el modelado de microrredes, la cual será aplicada para obtener los modelos específicos de cada microrred a utilizarse en las simulaciones de las estrategias de control que serán propuestas. Se destaca la estructura flexible y escalable para modelar distintos tipos de microrredes, con otra tecnología para el almacenamiento de la energía o fuentes de generación, no quedando solamente restringida a las que serán analizadas en este documento.

También se expuso de que manera se obtendrán las predicciones nominales para las perturbaciones del sistema requeridas para implementar las estrategias de MPC, donde para cada una de ellas se desarrollaron herramientas complementarias que permiten obtenerlas a través de la utilización de cierta información disponible; como ser la irradiancia y temperatura de celda para generar los perfiles de potencia obtenidos por un arreglo de paneles, o la velocidad del viento al utilizar aerogeneradores para generar electricidad. Sobre esta misma línea, se analizaron las opciones para predecir el consumo eléctrico, donde además se recomendó la utilización de herramientas para realizar pronósticos con el fin de disminuir los posibles errores.

Capítulo 3

Control predictivo económico basado en modelo

Contribuciones y estructura del capítulo

En este capítulo se realiza el primer desarrollo para el sistema de gestión de la energía (EMS) de microrredes que trabajen conectadas a una red eléctrica, a través de una apropiada estrategia del control predictivo basado en modelos (MPC). Esta propuesta establece la optimización de un índice para el desempeño económico del sistema, destacándose la consideración de condiciones reales en la operación. Al considerar este escenario real, posibles modificaciones del citado índice económico son causados por situaciones propias en el funcionamiento del sistema, como ser la variación del precio de la energía o cambios en el criterio u objetivos de gestión por parte del operador de la microrred.

Para mantener la estabilidad y factibilidad del lazo de control cuando estas modificaciones en el índice de desempeño ocurran, se formula un MPC económico con la capacidad de gestionar adecuadamente estos cambios en el criterio económico propuesto (EMPCT). Esta formulación considera tanto el costo económico del sistema (índice), como así también aspectos relacionados a su comportamiento dinámico, mientras se asegura el cumplimiento de las propiedades teóricas antes mencionadas (factibilidad y estabilidad).

En lo que se refiere al costo económico que se propone para optimizar, este tendrá la misión de maximizar el beneficio obtenido por el intercambio de energía por parte de la microrred con la red eléctrica, pero también minimizar los ciclos de envejecimiento para los elementos destinados para el almacenamiento, que representan los componentes más costosos y sensibles de cualquier microrred.

Se destaca la importancia de proponer una formulación de MPC como EMS, ya

que como fue oportunamente indicado, esta técnica de control avanzado representa una manera efectiva de aplicar e implementar el problema de control óptimo (OPC) a sistema reales, siendo que las variables manipuladas son elegidas al resolver un problema de optimización matemático, considerando restricciones sobre la evolución de estas variables (estados y entradas) en el mismo diseño del controlador, lo que representa un aspecto sumamente destacable.

Se debe notar que a través de esta propuesta, se contemplan cuatro de los cinco objetivos de control para cualquier EMS de una microrred (Sección 1.2.1), donde la coordinación e intercambio con otras microrredes, será alcanzado en el Capítulo 5 al extender la actual estrategia al control a una comunidad o grupos de microrredes.

El resto del material expuesto en este capítulo se organiza de la siguiente manera: en la Sección 3.1 se indica un estudio bibliográfico sobre trabajos que traten la gestión de energía en microrredes; en la Sección 3.2 se definen las características de la microrred donde se aplicará la propuesta a desarrollar; ya en la Sección 3.3 se realiza la formulación del controlador para EMS; mientras que las simulaciones y los resultados son mostrados en la Sección 3.4 y algunas conclusiones son dadas en la Sección 3.5.

3.1. Estado del arte

Trabajos que abordan la problemática de la gestión del recurso energético en las microrredes por medio de formulaciones en MPC, se encuentran en [Bordons et al., 2015, Pereira et al., 2015, Elkazaz et al., 2020, Kull et al., 2021]. En [Bordons et al., 2015], se realiza una formulación clásica de MPC, donde se propone un costo de operación en relación al uso de los distintos componentes de la microrred, como ser medios de almacenamiento, generadores de energía y red eléctrica. En [Pereira et al., 2015], los autores sugieren un enfoque del MPC asumiendo un comportamiento periódico para la dinámica del sistema, donde esta suposición realizada encuentra su fundamento al considerar periódicas la evolución de las variables no manipuladas existentes en el sistema (generación a través de recursos renovables y demanda de energía). Por otro lado, en [Elkazaz et al., 2020] una estructura de dos niveles es propuesta, siendo para el nivel superior una optimización estática y convexa es realizada considerando costos económicos referidos a la operación de la microrred; mientras que en el nivel inferior, actúa como regulador hacia los puntos de referencia generados por el anterior nivel superior. Finalmente en [Kull et al., 2021], los autores implementan un MPC económico donde los objetivos de control propuesto a través del funcional, solamente considera la optimización del beneficio generado por el intercambio de energía con la red eléctrica.

En todos los trabajos citados, a diferencia del [Pereira et al., 2015], los problemas

de optimización para las estrategias de MPC, no contemplan un funcional ni restricciones apropiadas para garantizar la factibilidad y estabilidad del lazo de control durante la operación del sistema frente a los escenarios variables y reales que se pueden presentar. Como fue indicado, la propuesta desarrollada en este capítulo garantiza el cumplimiento de estas propiedades teóricas del controlador, donde los objetivos económicos y aquellos necesarios para la regulación o seguimiento hacia los puntos de equilibrio del sistema (dinámica), son fusionados en una sola estrategia alcanzado la optimización dinámica de las diferentes metas perseguidas por un EMS de una microrred en condiciones de operación reales.

Además, algunos trabajos de investigación que traten el problema de la gestión de microrredes a través de técnicas diferentes al MPC, como lo es la lógica difusa y algoritmos genéticos, pueden encontrarse en [Arcos-Aviles et al., 2016, Arabali et al., 2012, Hazem Mohammed et al., 2018]. La principal desventaja de estas propuestas con respecto a aquellas realizadas por formulaciones de MPC, es que las acciones de control elegidas no son óptimas bajo un criterio de gestión establecido.

3.2. Arquitectura y características de la microrred

Como en el costo o índice económico a optimizar por el EMS se consideran aspectos relacionados a los componentes y configuración de la microrred, como ser el tipo de sistema utilizado para el almacenamiento de la energía, ya que uno de los objetivos fijados será la minimización del ciclo de envejecimiento para estos, primero se realiza la descripción y presentación de las características de la microrred proyectada, para luego realizar la formulación del MPC propuesto para el EMS.

La arquitectura de la microrred que se utilizará para implementar la estrategia de control será la indicada en la Fig. 3.1, donde sus diferentes componentes son observados. El recurso de energía renovable (RER) utilizado para la generación de electricidad, es un conjunto de paneles solares fotovoltaicos; el sistema para el almacenamiento de la energía (ESS) está constituido por un banco de baterías de ion-litio (BESS) y la demanda de potencia se corresponde al de una residencia doméstica. Además, se asume que la microrred estará conectada a una red eléctrica, con la posibilidad de acceder al recurso eléctrico ofrecido en ella.

También en esta representación, se encuentra esquematizado el convertidor o inversor de potencia, el cual tiene la función de realizar las conversiones necesarias sobre el nivel de tensión y su forma de onda, requerido por el propio funcionamiento de la microrred. Las características técnicas del inversor propuesto se encuentran indicadas en la Tabla 3.1, el cual fue elegido en virtud de las entradas requeridas para los distin-

tos elementos propuesto para el sistema y con valores de potencia nominales acordes al consumo de una residencia. En esta configuración adoptada, este inversor representa el nodo de la microrred, en el cual debe cumplirse el balance de potencias.

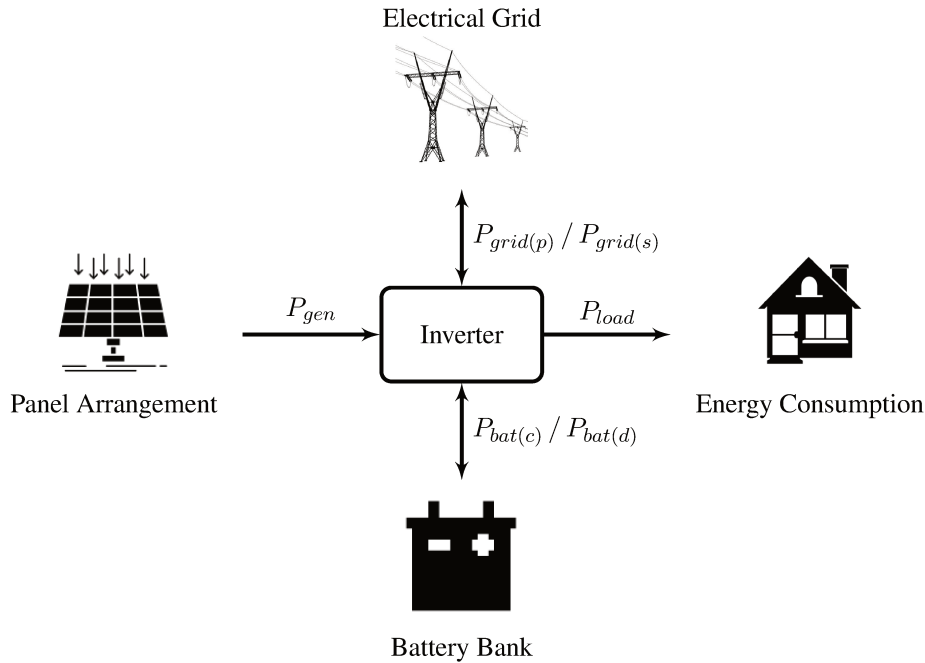


Figura 3.1: Arquitectura para una microrred residencial. $P_{grid(p)} / P_{grid(s)}$: potencia comprada/vendida desde la microrred hacia la red eléctrica. $P_{bat(c)} / P_{bat(d)}$: potencia para la carga/descarga del banco de baterías. P_{gen} : potencia real generada por el arreglo de paneles solares. P_{load} : demanda de potencia por parte de la microrred.

La energía intercambiada que existirá entre los componentes es también mostrada. Este intercambio será de un carácter bidireccional entre el inversor y la red eléctrica, representado por la compra y venta de energía por parte de la microrred $P_{grid(p)} / P_{grid(s)}$, como también entre el inversor y el banco de baterías, indicando por el proceso de carga y descarga del mismo $P_{bat(c)} / P_{bat(d)}$. Al caracterizar el modelo matemático de esta microrred, de acuerdo a los conceptos desarrollados en el Capítulo 2, estas se corresponderán a la variables manipuladas.

Por otro lado, la energía proporcionada por el arreglo de paneles solares P_{gen} y la demanda de los electrodomésticos en la residencia P_{load} , representa las variables no manipuladas o perturbaciones.

3.2.1. Caracterización de cada elemento

Comenzando con la demanda de potencia P_{load} , este será el cuantificado por los electrodomésticos listados en la Tabla 2.1, que el mismo define al perfil de consumo

de energía diario definido por la Fig. 2.7, el cual será considerado como la predicción nominal (pronóstico) para esta variable no manipulada.

Tabla 3.1: Inversor Ingecon Sun Storage 1 Play 3TL.

Entrada para las baterías, P_{bat}	
Rango de tensión para la operación	48 – 300 V
Mínima tensión de operación	40 V
Corriente máxima	50 A
Tipos de baterías	Lead/Ni-Cd/Li-Ion
Entrada para el arreglo de paneles solares, P_{gen}	
Potencia máxima	6500 W
Rango de tensión del MPPT	200 – 450 V
Corriente máxima de entrada	20 A
Algoritmo de control MPPT	1
Entrada para la red eléctrica principal, P_{grid}	
Tensión nominal	230 V
Rango de operación para la tensión	172 – 264 V
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Rango de operación para la corriente	0 – 13 A
Salida para la demanda de energía, P_{load}	
Potencia nominal (hasta 40°C)	3 KVA
Corriente máxima	13 A
Tensión nominal	220 – 240 V
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Eficiencia máxima (η_{inv})	96 %

El recurso renovable disponible para la generación de electricidad limpia es el solar. Este representa sin dudas el más abundante y de fácil acceso, y su elección se basa principalmente por la zona geográfica donde se proyecta la microrred (Avellaneda, Provincia de Santa Fe, Argentina), siendo que se dispone de un amplio rango de radiación solar durante todo el año y con valores sumamente interesantes; así como también debido a su relativa simplicidad de aplicación, instalación y mantenimiento necesario para generar energía eléctrica a través de los paneles solares fotovoltaicos.

En cuanto a la formación del arreglo de los paneles solares, se utilizará un panel con las características mostradas en la Tabla 3.2. Para su elección, la opción con la capacidad nominal más alta del mercado fue seleccionada, con el objetivo de reducir la cantidad de los paneles requeridos para formar el arreglo en función del consumo.

Además, los valores nominales de la instalación fotovoltaica, deben corresponderse con aquellos indicados en la entrada del inversor destinados para este propósito.

Tabla 3.2: Panel solar policristalino TSM-330PD14.

Potencia nominal	330 W
Tensión en el punto de potencia máxima	37,4 V
Corriente máxima	8,83 A
Tensión a circuito abierto	45,8 V
Corriente de corto circuito	9,28 A
Eficiencia	0,17

Tomando como el consumo diario para la vivienda, de acuerdo a los valores y horas de uso para los electrodomésticos indicados en la Tabla 2.1, el cual representa un total de $C_{daily} = 12,57$ kWh, la potencia nominal del panel (Tabla 3.2) y asumiendo cuatro horas solares pico (PSH), el número de paneles para el arreglo se obtiene como:

$$N_{panels}^{o} = \frac{C_{daily} 1,2}{P_{panel} PSH} = \frac{12,57(\text{kWh}) 1,2}{0,33(\text{kW}) 4(\text{h})} = 12. \quad (3.1)$$

Puede observarse que un factor de seguridad del 20% fue considerado con respecto al consumo. Esta elección se basada sobre la apreciación del comportamiento aleatorio de los consumidores, con el objetivo de que si la demanda resulta ser mayor a la considerada, el recurso renovable resulte suficiente. Además, la microrred estará conectada a una red eléctrica, por lo que, si el recurso generado fuera insuficiente, se puede recurrir a esta red para cumplir con la demanda de energía.

Por otro lado, las PSH representan la cantidad de energía solar recibida por metro cuadrado de superficie, por lo tanto, para el dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas en Argentina, un valor de cuatro horas se considera acorde a los valores de irradiancia disponibles para su ubicación geográfica. Esto constituye un parámetro de diseño normal en el proceso de dimensionar este tipo de instalaciones, que representa una media de las horas de sol que recibirá la instalación para generar electricidad, teniendo en cuenta las diferentes estaciones del año.

Tabla 3.3: Especificaciones técnicas del arreglo de paneles solares.

Potencia nominal	3960 W
Tensión en el punto de máxima potencia	224,2 V
Corriente máxima	17,66 A

Estos paneles serán conectados de una manera mixta, es decir, dos grupos de 6 paneles en serie y a su vez conectados en paralelo, obteniendo las características eléctri-

cas indicadas en la Tabla 3.3. Esta elección depende de las especificaciones de la entrada del inversor detalladas en la Tabla 3.1.

Para obtener los diferentes perfiles de potencia generada P_{gen} por este arreglo, los cuales serán usados como predicciones nominales de esta variable no manipulada en las simulaciones sobre la microrred del EMS, son generadas por el simulador presentado en el Capítulo 2 e indicado en la Fig. 2.4, donde los valores de irradiancia y temperatura de celda son obtenidos de [Laboratory, 2019], para la zona geográfica donde se proyecta que estará localizada la microrred, es decir ciudad de Avellaneda, provincia de Santa Fe, Argentina.

Por último, la capacidad del banco de baterías es definida en base a las características técnicas de los demás elementos en la microrred, como también, teniendo en cuenta las condiciones de operación del sistema. El objetivo no es desarrollar o proponer un método para dimensionar el sistema de almacenamiento, si no solamente poder cuantificar un banco de baterías para la microrred y poder implementar el EMS propuesto. En consecuencia, para determinar la capacidad del banco de baterías se considera lo siguiente:

- (i) Nivel de tensión admisible en el inversor, para la entrada destinada al banco de baterías.
- (ii) Costo de inversión requerido para la compra de las baterías que formarán el sistema de almacenamiento.
- (iii) La microrred tendrá acceso a la red eléctrica, de modo que pueda utilizarse como fuente de energía en caso de que no disponer del suficiente recurso almacenado para satisfacer la demanda en momentos de baja generación renovable.

Tabla 3.4: Batería de ion-litio MLI Ultra 12/5500.

Tensión nominal	13,2 V
Capacidad nominal	400 Ah
Corriente de carga continua	400 A (1 C)
Corriente de descarga continua	500 A (1,25 C)
Vida útil (ciclos)	3500 (80 % of dod)
Eficiencia de carga ($\eta_{bat(c)}$)	0,92
Eficiencia de descarga ($\eta_{bat(d)}$)	0,90

Luego de analizar diferentes opciones, se selecciona una batería con las características mostradas en la Tabla 3.4. Con base en esta y considerando los tres puntos indicados recientemente, se decide que el sistema de almacenamiento se forme por

cuatro baterías conectadas en serie, representado un banco con las especificaciones mostradas en la Tabla 3.5.

Debe notarse, que con esta configuración para el banco de baterías, el nivel de tensión requerido en el inversor para la entrada de estas es satisfecho (ver Tabla 3.1), resultando en un número mínimo de baterías para la compra, reduciendo la inversión inicial requerida en estos elementos, que representan los más costosos de la instalación.

Tabla 3.5: Especificaciones técnicas del banco de baterías.

Número de baterías	4
Tensión nominal (V_{nom})	52,8 V
Capacidad nominal (C_{Ah})	400 Ah
Corriente de carga continua (I_{1c})	400 A (1 C)
Capacidad de potencia nominal (C_{Wh})	21120 Wh
Tipo de conexión	Serie

Un parámetro de medida puede ser obtenido en base a los días de autonomía (A) para la instalación, considerando la capacidad nominal del banco de baterías y el consumo diario de la microrred (C_{daily}). Para este propósito, se considera una profundidad de descarga (dod) del 60 %, acorde las restricciones que se impondrán en el problema de optimización para la formulación del EMS. Por lo tanto, se deduce que:

$$A = \frac{C_{Wh} \eta_{bat(d)} \text{ dod}}{C_{daily}} = \frac{21120 \text{ (Wh)} 0,9 0,6}{12570 \text{ (Wh)}} = 0,907. \quad (3.2)$$

Observación 1 *Se puede observar que con la capacidad del sistema de almacenamiento seleccionado, la microrred tiene una autonomía muy cercana a un día. Esta medida es solamente una referencia, ya que habrá acceso a la red eléctrica para utilizarla como fuente de suministro en caso de ser necesario para satisfacer la demanda de energía.* □

3.2.2. Modelo en espacio de estados

Para obtener un modelo lineal en espacios de estados en tiempo discreto para esta microrred, se utilizan los conceptos presentados en el Capítulo 2. Por lo tanto, se tiene en cuenta lo siguiente: (i) el modelo general indicado por la Ec. (2.1), (ii) debido a las existencia del banco de baterías como sistema para el almacenamiento, se emplea la Ec. (2.8) para realizar la predicción de su estado de carga, (iii) el tiempo de muestreo T adoptado es de 1 hora y (iv) se definen como variable de estado x_k , acciones de control

o variables manipuladas u_k y las perturbaciones o no manipuladas w_k a:

$$\begin{aligned} x_k &= SOC_k, \\ u_k &= \begin{pmatrix} P_{bat(c),k} & P_{bat(d),k} & P_{grid(p),k} & P_{grid(s),k} \end{pmatrix}^\top, \\ w_k &= \begin{pmatrix} P_{gen,k} & P_{load,k} \end{pmatrix}^\top. \end{aligned}$$

Considerando la interpretación realizada en la Fig. 2.2, sobre como evaluar las eficiencias de los convertidores al momento de formular el balance de potencias en el nodo de la microrred, se obtiene que:

$$x_{k+1} = x_k + \begin{pmatrix} \frac{\eta_{bat(c)} T}{C_{Wh}} & \frac{T}{\eta_{bat(d)} C_{Wh}} & 0 & 0 \end{pmatrix} u_k, \quad (3.3a)$$

$$\begin{pmatrix} -\frac{1}{\eta_{inv}} & \eta_{inv} & \eta_{inv} & -\frac{1}{\eta_{inv}} \end{pmatrix} u_k + \begin{pmatrix} \eta_{inv} & -\frac{1}{\eta_{inv}} \end{pmatrix} w_k = 0. \quad (3.3b)$$

Por lo tanto, reemplazando por los valores numéricos indicados en las Tablas 3.1, 3.4 y 3.5, de acuerdo a las especificaciones de esta microrred, se tiene:

$$x_{k+1} = x_k + \begin{pmatrix} \frac{23}{528000} & -\frac{1}{19008} & 0 & 0 \end{pmatrix} u_k, \quad (3.4a)$$

$$\begin{pmatrix} -\frac{25}{24} & 0,96 & 0,96 & -\frac{25}{24} \end{pmatrix} u_k + \begin{pmatrix} 0,96 & -\frac{25}{24} \end{pmatrix} w_k = 0, \quad (3.4b)$$

donde de acuerdo al modelo general de la Ec. (2.1):

$$\begin{aligned} A &= 1, \\ B &= \begin{pmatrix} \frac{23}{528000} & -\frac{1}{19008} & 0 & 0 \end{pmatrix}, \\ B_u &= \begin{pmatrix} -\frac{25}{24} & 0,96 & 0,96 & -\frac{25}{24} \end{pmatrix}, \\ E_w &= \begin{pmatrix} 0,96 & -\frac{25}{24} \end{pmatrix}. \end{aligned}$$

Se debe notar, que como la capacidad nominal para el banco de baterías (C_{Wh}) se indica en Watts-horas y el tiempo de muestreo (T) está expresado en horas, la unidad de medida para las acciones de control y perturbaciones, es el Watts (W).

3.3. Formulación del controlador

En esta sección se propone la estrategia de control para el EMS con bases en el MPC. Nuevamente como ventajas del método, se debe destacar su formulación directa para sistemas multivariables, como también la capacidad de considerar restricciones operacionales directamente en el diseño del controlador e incluir herramientas de pronóstico para las predicciones externas de las variables no manipuladas de una manera simple y directa.

La formulación del MPC es realizada siguiendo los fundamentos del MPC económico (EMPC) [Angeli et al., 2011, Rawlings et al., 2012], donde una parte del funcional para el problema asociado lo compone un índice o costo económico del sistema a optimizar. Debido a las condiciones de operación variables que caracterizan a un EMS, las características adicionales y particulares presentadas en [Ferramosca et al., 2010, Ferramosca et al., 2014], para un MPC económico con criterio económico cambiante (EMPCT) serán consideradas.

Esta formulación tiene las siguientes particularidades a destacar: (i) un punto de equilibrio artificial como una nueva variable de optimización; (ii) costo de etapa modificado, donde las trayectorias predichas son penalizadas con respecto a esta variable artificial; (iii) un costo de offset es agregado, el cual minimiza la distancia entre este nuevo punto de equilibrio artificial y uno deseado; (iv) y se incluye una restricción terminal relajada que depende de esta nueva variable artificial.

En la Fig. 3.2, se presenta un diagrama de bloques para el lazo de control EMPCT propuesto sobre la microrred residencial, donde claramente puede observarse las variables manipuladas y perturbaciones, como así también la información requerida para la aplicación de la estrategia.

Es importante notar, que tanto los perfiles de la potencia generada P_{gen} obtenidos por el simulador de la Fig. 2.4, en base a valores reales de irradiancia y temperatura de celda, así como el perfil de consumo P_{load} definido por la Fig. 2.7 para la demanda de energía en la microrred, serán usados como predicciones nominales o pronósticos para las variables no manipuladas. Por otro lado, se aclara que el EMS gestionara los requerimientos de potencia activa, considerando que la potencia reactiva será suministrada por la red eléctrica.

3.3.1. Formulación del costo económico

Aquí se presenta la formulación matemática del costo económico para el EMPCT. La finalidad de este es poder captar ciertos objetivos principales y secundarios que se planifican, para luego poder cumplirlos con el EMS a través de la estrategia desarro-

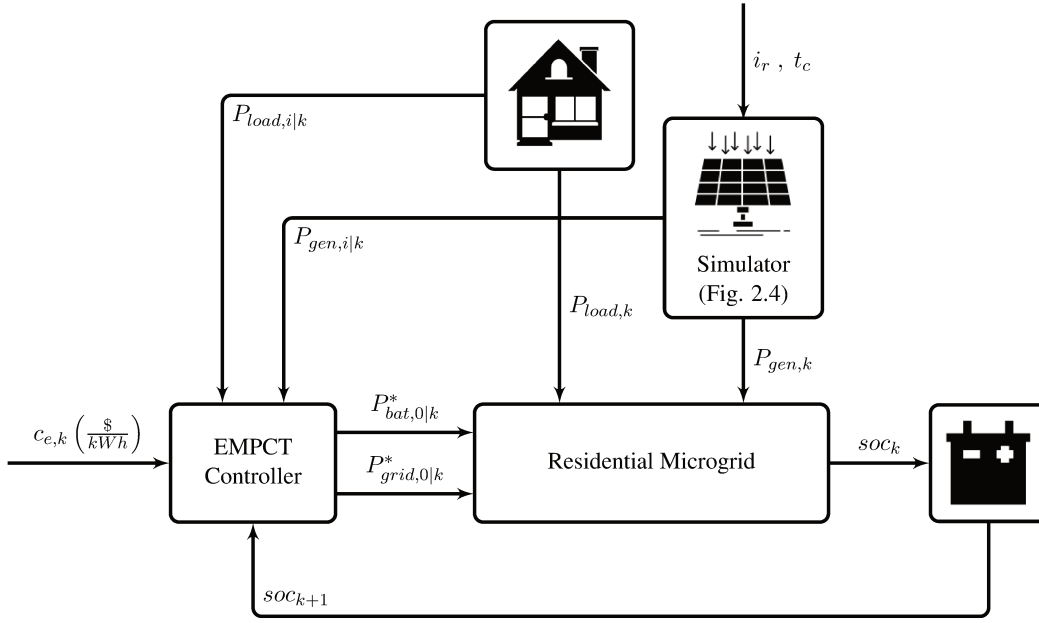


Figura 3.2: Diagrama de bloques del EMS sobre la microrred residencial. Estado del sistema: $x_k = soc_k$. Perturbaciones: $w_k = \begin{pmatrix} P_{gen,k} & P_{load,k} \end{pmatrix}^T$. Variables manipuladas: $u_k = \begin{pmatrix} P_{bat(c),k} & P_{bat(d),k} & P_{grid(p),k} & P_{grid(s),k} \end{pmatrix}^T$. Costo de la energía: $c_{e,k}$. Irradiancia: i_r . Temperatura de celda: t_c .

llada. Los objetivos principales pueden enumerarse por medio de los siguientes ítems:

- (i) Cumplir con la demanda de energía en la residencia.
- (ii) Maximizar el beneficio económico por el intercambio de energía realizado desde la microrred hacia la red eléctrica.
- (iii) Considerar el costo de uso para la energía almacenada en el banco de baterías de ion-litio.
- (iv) Minimizar el ciclo de envejecimiento para las baterías de ion-litio, logrando prolongar su esperanza de vida.

Por otro lado, los objetivos secundarios se refieren a determinados criterios que deben tenerse en cuenta para escenarios específicos, con el fin de alcanzar el mejor rendimiento económico en términos de la gestión del recurso energético en la microrred.

De acuerdo con lo anterior, la función de costo económico ℓ_{eco} será formada por dos términos: el primero de ellos es referido **Costo de uso para la red eléctrica** y, el segundo, **Costo de uso para el banco de baterías**. A continuación se realiza una descripción de cada uno.

Costo de uso para la red eléctrica

Como fue indicado en las secciones previas, la microrred trabajará conectada a una red eléctrica, por lo tanto, el costo o beneficio de utilizar este recurso se tendrá en cuenta para la gestión económica general de la microrred. Por esta razón, se considera un escenario de precios diarios variables $c_{e,k}$ para la compra y venta de energía, el cual es mostrado en la Fig. 3.3. Este escenario se compone de tres zonas horarias, llamadas *pico*, *valle* y *resto*. El horario *pico* va desde las 18:00 hasta 22:59 h, el *valle* desde las 23:00 a 05:59 h y el *resto* comienza de 06:00 hasta 17:59 h. Este escenario de precios y zonas horarias se corresponde a uno actualmente implementado en la Argentina, para los denominados grandes consumidores, el cual se incluye a aquellos cuyo promedio de demanda máxima para 15 minutos consecutivos, es igual o superior 20 kW. Es evidente que un usuario residencial como el considerado en esta microrred, no se encuadra en la categoría de este cliente. Si embargo, como un objetivo de la propuesta es poder extender esta estrategia de gestión a diferentes escalas de microrredes (como un usuario con mayor demanda), tal escenario de precios es igualmente considerado.

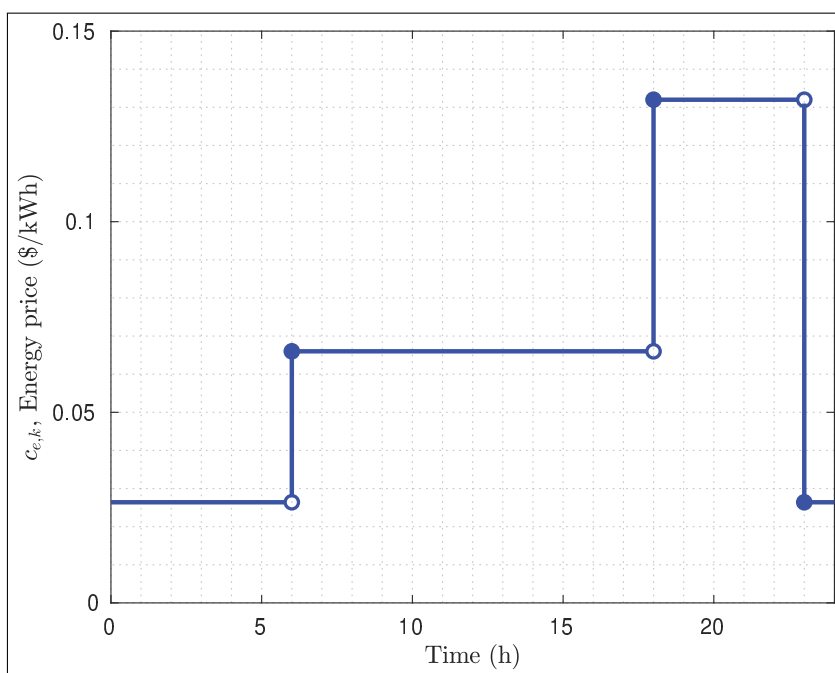


Figura 3.3: Variación del costo diario de la energía $c_{e,k}$

Los costos o precios indicados en la Fig. 3.3 están expresados en \$/kWh, y se supone iguales para la compra y venta de la energía por parte de la microrred. A partir de lo anterior, la expresión que representa el costo de utilización para la red es:

$$\ell_{grid}(u_k, c_{e,k}) = \frac{c_{e,k} T}{1000} (\lambda_{grid(p)} P_{grid(p),k} + \lambda_{grid(s)} P_{grid(s),k}), \quad (3.5)$$

donde, $\lambda_{grid(p)}$ y $\lambda_{grid(s)}$, representan constantes de peso prioritario para la compra o venta de energía y T es el tiempo de muestreo en horas.

Los objetivos secundarios analizados para este costo se definirán respecto a la conveniencia de vender o comprar energía en función de la zona horaria y el nivel de generación renovable. Estos se especificarán más adelante, junto con los demás términos que constituyen el costo económico del EMPCT.

Costo de uso para el banco de baterías

Las baterías de ion-litio, como cualquier dispositivo que tiene su principio de funcionamiento en la transformación de energía química en eléctrica y viceversa, sufre una pérdida en su capacidad, debido a sus propias características y naturaleza constructiva. Este proceso se conoce como ciclo de envejecimiento y es atribuible a diferentes factores, que se pueden dividir en:

- (i) Externos o no operacionales. Este grupo corresponde a la temperatura ambiente y humedad donde la batería estará alojada, sus condiciones y tiempo calendario de uso.
- (ii) Internas u operacionales. Estos se refiere a la profundidad de descarga (dod), corrientes actuantes, sobrecargas/descargas y estado de carga (soc).

Un estudio, análisis y caracterización para este ciclo de envejecimiento puede encontrarse en [Maheshwari et al., 2018] para baterías comerciales. Entre los factores mencionados, las causas de mayor pérdida de capacidad son las internas, y sobre las cuales se pueden tener manejo a través de la correcta definición de un costo por medio de una función matemática. Por lo tanto, la definición del costo propuesto se basará en este efecto.

Se propone una expresión considerando los objetivos especificados en los ítems (iii) y (iv) de la Sección 3.3.1. Dicha expresión se concreta en tres términos, donde se considera un costo de uso basado en el valor de reposición del banco de baterías, mientras que el resto de los costos se incluyen con el objetivo específico de minimizar el ciclo de envejecimiento para las baterías. Teniendo esto presente y con base en los conceptos analizados en [Maheshwari et al., 2020, Xu et al., 2017], respecto a la optimización de los sistemas para el almacenamiento de energía que utilizan baterías de ion-litio, se propone el siguiente costo:

$$\ell_{bat}(x_k, u_k) = \ell_{bat_1}(u_k) + \ell_{bat_2}(u_k) + \ell_{bat_3}(x_k). \quad (3.6)$$

Es importante destacar, que la función propuesta está basada sobre valores de placa de las baterías, no teniendo la necesidad de realizar pruebas experimentales para

individualizar el comportamiento específico del dispositivo considerado. Debajo, cada uno de estos términos es detallado:

- (a) Costo de uso considerando el valor de reposición para el banco de baterías, ℓ_{bat_1} . Con el conocimiento del valor de reposición C_{re} y la capacidad para el almacenamiento de la energía nominal C_{Wh} para las baterías del sistema, se deduce que:

$$\ell_{bat_1}(u_k) = \frac{C_{re} T}{C_{Wh}} (\lambda_{bat(c)} P_{bat(c),k} + \lambda_{bat(d)} P_{bat(d),k}). \quad (3.7)$$

Aquí este cuantifica un costo de uso para la energía almacenada, donde $\lambda_{bat(c)}$ y $\lambda_{bat(d)}$ representan constantes de peso para conferirle mayor o menor prioridad a este objetivo establecido.

En este término, también se consideran objetivos secundarios en cuanto a la prioridad de carga o descarga en función de la hora del día u objetivos particulares de parte del operador de la microrred.

- (b) Valores nominales sobre el banco de baterías, ℓ_{bat_2} . Uno de los factores internos que afectan la esperanza de vida para las baterías, es la razón de corrientes durante su operación. Por lo tanto, considerando los valores de potencia para la carga o descarga y los índices nominales para la tensión y corriente del banco (V_{nom} y I_{1c} de la Tabla 3.5), se plantea la siguiente expresión para ser minimizada:

$$\ell_{bat_2}(u_k) = \lambda_{bat(2)} \frac{P_{bat(c),k} + P_{bat(d),k}}{V_{nom} I_{1c}}, \quad (3.8)$$

donde nuevamente $\lambda_{bat(2)}$ indica una constante de peso.

- (c) Evolución del estado de carga, ℓ_{bat_3} . Otro de los factores que influyen en el ciclo de envejecimiento es el promedio en su estado de carga y los sucesivos cambios bruscos que puedan ocurrir sobre este. Como es indicado en [Maheshwari et al., 2020], el proceso de degradación se hace más notorio cuando la variación de los estados es significativa de un instante a otro; por lo tanto, en orden de minimizar este suceso indeseable, se propone utilizar la siguiente función cuadrática ponderada:

$$\ell_{bat_3}(x_k) = \|x_{k+1} - x_k\|_C^2. \quad (3.9)$$

El último de los factores operacionales a considerar que influyen en el ciclo de envejecimiento, es la profundidad de descarga (dod) y los niveles límites para los estados de carga (soc), lo cuales serán considerados al imponer las restricciones sobre la evolución del estado, en la formulación correspondiente al problema de optimización asociado a la estrategia de EMPCT propuesta como EMS.

Costo económico

La función del costo económico total será la suma algebraica de las expresiones matemáticas anteriormente presentadas:

$$\ell_{eco}(x_k, u_k, c_{e,k}) = \ell_{grid}(u_k, c_{e,k}) + \ell_{bat}(x_k, u_k). \quad (3.10)$$

A la hora de resolver el problema de optimización que involucra aplicar una estrategia MPC, esta función de costo propuesta será minimizada por los parámetros y variables de optimización que se establezcan, respetando las restricciones impuestas, así como también las diferentes prioridades asignadas con los pesos a cada término de la función.

En cuanto a los objetivos secundarios o del operador de la microrred que serán considerados al realizar las distintas simulaciones, los cuales tiene en cuenta la zona horaria durante el día para a la disponibilidad del recurso renovable, así como también el precio de la energía, se considera lo siguiente:

(i) En el horario *pico*:

- Minimizar la carga y maximizar la descarga del banco de baterías.
- Minimizar la compra y maximizar la venta de energía hacia la red.

(ii) En el horario *valle*:

- Maximizar la carga y minimizar la descarga del banco de baterías.
- Maximizar la compra y minimizar la venta de energía hacia la red.

(iii) En el horario *resto*:

- Maximizar la carga y minimizar la descarga del banco de baterías.
- Minimizar la compra y maximizar la venta de energía hacia la red.

Estas consideraciones adicionales buscan mejorar el desempeño del sistema en función de los costos y magnitudes de los recursos disponibles en cada zona horaria. Por ejemplo, durante la hora pico, considerando el mayor precio de la energía y la ausencia del recurso renovable, tiene sentido tratar de maximizar el uso de la energía almacenada y la venta de esta energía a la red, siempre que se cumplan con las demandas y restricciones impuestas.

Estos objetivos secundarios también abarcan alguna directriz en particular a seguir por parte del operador o propietario de la microrred durante un cierto periodo de tiempo en la gestión, destacándose que la estrategia propuesta le permite incorporar mediante

una asignación apropiada de los signos para las constantes de peso asociada a cada objetivo. Por ejemplo, puede ocurrir que al propietario de la microrred no le interese ocupar la energía almacenada, pudiendo configurar su EMS para lograr alcanzar este objetivo en particular.

En función de las variaciones del precio de la energía, de la disponibilidad para los recursos renovables o de los cambios en el objetivo de gestión por parte del operador de la microrred, se pueden producir cambios en los criterios económicos a optimizar, generando que también se modifique el punto de equilibrio económico adonde el lazo de control debe guiar al sistema. Por lo tanto, si una estrategia de EMPC es aplicada para regulación hacia un punto de equilibrio específico, estas modificaciones en los objetivos operacionales podrían causar una pérdida en la factibilidad del problema de optimización, con su consecuente pérdida de estabilidad para el lazo de control. Por ello, aquí se considera la estrategia EMPCT propuesta en [Ferramosca et al., 2010, Ferramosca et al., 2014], que garantiza mantener la factibilidad y estabilidad del sistema de control, en cada escenario real de operación.

3.3.2. Controlador EMPCT

Respetando los fundamentos, formulados en trabajos como [Angeli et al., 2011, Rawlings et al., 2012, Ferramosca et al., 2010, Ferramosca et al., 2014], para garantizar la factibilidad y estabilidad del lazo de control, se propone el siguiente funcional de costo para el problema de control óptimo a resolver:

$$V_N(x_k, c_{e,k}; u_k) = \ell_{eco}(x_k - x_{N-1} + x_e, u_k - u_{N-1} + u_e, c_{e,k}) + \|x_k - x_{N-1}\|_Q^2 + \|u_k - u_{N-1}\|_R^2 + V_O(x_{N-1}, x_e). \quad (3.11)$$

Donde N representa el horizonte de control usado al aplicar la estrategia de MPC. El objetivo de las dos funciones cuadráticas ponderadas agregadas al costo económico ℓ_{eco} , es el de considerar los aspectos dinámicos de control para las variables del sistema, al mismo tiempo que se regulariza el costo de etapa para lograr la propiedad de “*disipatividad*” deseada a los efectos de alcanzar la estabilidad del sistema controlado. Estas funciones penalizan la distancia del estado y entrada en el tiempo actual (k) con respecto al instante ($N - 1$).

Además, el último término del funcional representa un costo estático y es el denominado “*costo de offset*”. Este es el responsable de penalizar la distancia entre el punto de equilibrio óptimo deseado x_e y el punto x_{N-1} . Este costo es también formulado a través de una función cuadrática ponderada:

$$V_O(x_{N-1}, x_e) = \|x_{N-1} - x_e\|_T^2. \quad (3.12)$$

El punto (x_{N-1}, u_{N-1}) actúa como una variable de decisión adicional, tomando el rol de la llamada “*variable artificial*”, concepto introducido en las formulaciones de MPC para seguimiento de referencias [Ferramosca et al., 2009, Limón et al., 2008].

Debe notarse, que el funcional de costo requiere información previa sobre un punto de equilibrio económicamente óptimo (x_e, u_e) . Por tanto, en una etapa preliminar se debe resolver un problema de optimización estático, conocido como optimizador en tiempo real (RTO), a partir del cual se obtienen el estado y la entrada estable óptima:

$$\begin{aligned} (x_e, u_e) &= \arg \min_{x, u} \ell_{eco}(x_k, u_k, c_{e,k}) \\ \text{sujeto a:} & \\ x_k &= A x_k + B u_k, \\ x_k &\in \mathbb{X}, u_k \in \mathbb{U}. \end{aligned} \tag{3.13}$$

El objetivo del RTO es proveerle a la estrategia de EMPCT (ambos actúa en la misma escala de tiempo) una referencia óptima a la cual el controlador debe guiar al sistema, ya que el EMPCT resuelve un problema de optimización con características dinámicas sobre el sistema considerando todo el horizonte de control, por lo que, para su implementación y dado precisamente que el comportamiento dinámico del sistema también se considera en el funcional de costos del EMPCT, es necesario disponer de una referencia estática hacia donde el lazo de control conduzca al sistema controlado.

En las condiciones anteriormente descritas, las cuales se considerarán en la simulaciones, en relación a la variación del precio de la energía durante el día (Fig. 3.3) o cambios de los objetivos por parte del operador de la microrred, habrá tres puntos de equilibrio diferentes en un horizonte de 24 horas, uno para cada zona horaria; es decir, uno para el horario *valle* (x_{e1}, u_{e1}) , otro para el *resto* (x_{e2}, u_{e2}) y finalmente uno para el horario *pico* (x_{e3}, u_{e3}) .

Observación 2 *El uso de los puntos x_k , x_{N-1} y x_e en el argumento del costo económico es precisamente para evitar una posible pérdida de factibilidad en el problema de optimización cuando x_e cambia. En una formulación estándar, este argumento sería directamente $(x_k - x_e)$, pero siendo que aquí x_e puede variar, se modifica a $(x_k - (x_{N-1} - x_e))$ donde x_{N-1} es una variable de decisión. Esta modificación, junto con el resto de las funciones que componen el funcional del EMPCT (V_N) y la restricción terminal relajada del problema de optimización que se presentará más adelante, garantiza la viabilidad del problema matemático a resolver [Ferramosca et al., 2010, Ferramosca et al., 2014].* \square

Las acciones de control (\mathbf{u}) son generadas resolviendo el problema de optimización matemático $P_N(x_k, c_{e,k})$ indicado por el conjunto de Ecs. (3.14) en cada tiempo de muestreo T establecido en la estrategia.

Aquí $x_{i|k}$ y $u_{i|k}$, representan las predicciones y la planificación para los estados y las entradas de control realizadas en el tiempo k , hacia i pasos en el futuro. El estado actual $x_{0|k}$, se introduce como condición inicial x_k para la dinámica del sistema. Los parámetros de optimización son precisamente este estado inicial x_k y el criterio económico $c_{e,k}$ considerado para la optimización del sistema (precio de la energía).

$$\min_{\mathbf{u}} \sum_{i=0}^{N-1} V_N(x_{i|k}, c_{e,k}; \mathbf{u}) \quad (3.14a)$$

sujeto a:

$$x_{0|k} = x_k, \quad (3.14b)$$

$$x_{i+1|k} = Ax_{i|k} + Bu_{i|k}, \quad (3.14c)$$

$$B_u u_{i|k} + E_w w_{i|k} = 0, \quad (3.14d)$$

$$x_{i|k} \in \mathbb{X}, \quad u_{i|k} \in \mathbb{U}, \quad i \in \mathbb{I}_{0:N-1}, \quad (3.14e)$$

$$x_{N-1|k} = x_{N|k}. \quad (3.14f)$$

En cada instante de tiempo k , se genera la secuencia completa para las entradas o acciones de control óptimas $\mathbf{u} = \{u_{0|k}^*, u_{1|k}^*, u_{2|k}^*, \dots, u_{N-1|k}^*\}$, y de acuerdo a la manera de implementar una estrategia de MPC a través del horizonte deslizante, solamente la primera acción es aplicada al sistema, mientras las demás son descartadas. Por lo tanto, la ley de control es: $\kappa(x_k, c_{e,k}) = u_{0|k}^*$.

En lo que se refiere a las restricciones impuestas al problema (3.14), la (3.14b) se corresponde a la realimentación de estado, (3.14c) y (3.14d) indican las predicciones realizadas en lazo abierto basada en el modelo del sistema, que para el caso de la microrred residencial son las Ecs. (3.4a) y (3.4b). Luego se tienen las restricciones sobre los estados y variables manipuladas (3.14e), y finalmente la restricción terminal (3.14f).

Como consecuencia de esta elección particular de la restricción terminal de igualdad, es que el controlador nunca pierde factibilidad sin importar cuántas veces cambie el objetivo de control. Además, este controlador también presenta un dominio de atracción ampliado. Esto se debe al hecho de que imponiendo $x_{N-1} = x_N$ pedimos que el estado terminal sea cualquier punto de equilibrio del sistema, no uno específico. De esta forma, el dominio de atracción del controlador se amplía.

Restricciones del problema de optimización

Las restricciones exigidas por la Ec. (3.14e) en el problema de optimización (3.14) sobre los estados y variables manipuladas, son definidas principalmente por las carac-

terísticas técnicas de los elementos que forman parte de la microrred o por consideraciones operacionales para la gestión del sistema.

Para el modelo y arquitectura de microrred utilizado, únicamente existe una variable de estado que representa el nivel de carga del banco de baterías (soc). Las restricciones que se proponen para este estado, considerando las especificaciones para un funcionamiento seguro proporcionadas por el fabricante, y además, con el objetivo de minimizar las sobrecargas o descargas durante su operación, el estado promedio de carga y teniendo en cuenta lo indicado en [Maheshwari et al., 2018, Maheshwari et al., 2020] para los límites sugeridos, se decide que la evolución de estado se restrinja a cumplir la siguiente condición:

$$30\% \leq soc_k \leq 60\%. \quad (3.15)$$

En cuanto a las variables manipuladas, sus restricciones vienen determinadas por las características eléctricas de los elementos. Para la potencia de carga y descarga de las baterías, $P_{bat(c)}$ y $P_{bat(d)}$, se fijarán mediante los valores definidos por la entrada del inversor (Tabla 3.1), por lo que, se adoptan valores máximos de 2400 W. Notar que estos límites, son además coherentes con los valores admisibles para el banco de baterías (Tabla 3.5).

Tanto la potencia de carga como la de descarga representan la misma variable física P_{bat} , por lo tanto, hay que tener en cuenta una restricción adicional para garantizar que ambas cosas no ocurran al mismo tiempo. Por ello, en el problema de optimización (3.14), para cada solución obtenida en un tiempo determinado, debe cumplirse que:

$$P_{bat(c),k} P_{bat(d),k} = 0. \quad (3.16)$$

La Ec. (3.16) garantiza que algunas de las acciones de control deben ser nulas y de este modo se evita que el controlador tome la decisión de cargar y descargar el sistema de almacenamiento simultáneamente.

En cuanto a los límites de la potencia intercambiada con la red eléctrica, también se consideran los valores máximos del inversor. En cuanto a la compra $P_{grid(p)}$, el máximo viene dado por 3000 W, que es el valor especificado en la placa del inversor y es superior al consumo considerado para la residencia. Por otro lado, para la venta de energía, también hay que tener en cuenta si existen directrices establecidas por la entidad encargada de regular el mercado eléctrico. Estas por ejemplo, pueden ser la limitación para la potencia máxima permitida, así como también especificar en que horario se puede realizar la venta de energía. Dado que en la zona geográfica donde se proyecta la microrred (Avellaneda, provincia Santa Fe, Argentina) aún no se encuentra establecida ninguna regulación para la gestión de microrredes, nos limitamos a considerar que la potencia máxima permitida para la venta es del 70% de $P_{grid(p)}$, por lo

tanto, este límite será de 2100 W.

También se considera una restricción adicional similar a la Ec. (3.16) para la potencia intercambiada con la red, con el fin de evitar la simultaneidad de ocurrencia al igual que para las baterías, por lo tanto:

$$P_{grid(p),k} P_{grid(s),k} = 0. \quad (3.17)$$

Para concluir y a modo de resumen, las restricciones sobre las variables manipuladas son indicadas de la siguiente manera:

$$\begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} P_{bat(c),k} \\ P_{bat(d),k} \\ P_{grid(p),k} \\ P_{grid(s),k} \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} 2400 \\ 2400 \\ 3000 \\ 2100 \end{pmatrix}. \quad (3.18)$$

Observación 3 *Una formulación alternativa para la estrategia presentada es considerar restricciones suaves en el estado (3.14e), permitiendo al controlador sobrepasar los límites en determinados periodos de tiempo, con el fin de conferirle cierto grado de flexibilidad a la solución del problema matemático. La expresión matemática que se propone para ello es una función cuadrática ponderada para cada límite:*

$$V_{soft}(x_k) = \|x_k - 60\|_{S_1}^2 + \|30 - x_k\|_{S_2}^2.$$

Es importante destacar, que esta función de penalización que debe ser incluida en el costo (3.11) no es exacta, por lo que el comportamiento del sistema de control nunca alcanzará el óptimo conseguido con la restricción de estado formulada como duras. En cualquier caso, la idea es incluir términos adicionales en la función de costo que desaparezcan una vez que el sistema ha alcanzado su objetivo. \square

3.4. Simulaciones y resultados

Con el fin de presentar, analizar y discutir el comportamiento de la estrategia de control propuesta para el EMS de la microrred, se realizaron simulaciones con diferentes condiciones de disponibilidad para la generación renovable, así como también distintos tiempos de simulación empleados para resolver el problema de optimización.

Esta simulaciones fueron realizadas en **Matlab 2020b** [Matlab, 2020]. Para resolver el problema de control óptimo $P_N(x_k, c_{e,k})$, se utilizó una herramienta complementaria a Matlab de código abierto, que se utiliza en la optimización lineal, no lineal y

diferenciación logarítmica, denominada **CasADi** [Andersson et al., 2019], y que ofrece un entorno de programación consistente, directo y estructurado para aplicaciones de controladores óptimos como la estrategia de MPC propuesta.

En la Tabla 3.6, se indican las distintas constantes y matrices involucradas en la definición del funcional de costo $V_N(x_k, c_{e,k}; u_k)$ de la Ec. (3.11), que se emplearon al realizar las simulaciones.

Tabla 3.6: Constantes y matrices para el funcional de costo $V_N(x_k, c_{e,k}; u_k)$.

Parámetro	Descripción	Valor
$\lambda_{grid(p)}$	Compra de energía	100
$\lambda_{grid(s)}$	Venta de energía	300
$\lambda_{bat(d)}$	Descarga del banco de baterías	1
$\lambda_{bat(c)}$	Carga del banco de baterías	0,1
$\lambda_{bat(2)}$	Valores de corrientes en operación para las baterías	2
C	Variación del estado de carga (soc)	10
R	Variables manipuladas, u	$diag(1, 1, 1, 1)$
Q	Estado del sistema, x	5
T	Costo de Offset	800

El tiempo o periodo de muestreo T seleccionado para implementar la estrategia es de 1 hora, con un horizonte de control N de 24 horas, mientras que el costo de reemplazo del banco de baterías C_{re} , requerido en la función económica que contempla el uso del sistema de almacenamiento (Ec. (3.7)) es de $C_{re} = \$32500$. Los demás parámetros requeridos por los costos definidos en la Sección 3.3.1, pueden encontrarse cuando se realizó la descripción de las características de la microrred, Sección 3.2.

Para generar el primer resultado, se utilizó un tiempo en la simulación de 72 horas (tres días) y predicciones para los perfiles de potencia generada, correspondientes al mes de enero (verano) con condiciones meteorológicas cambiantes. Cabe aclarar que los datos de irradiancia y temperatura de las celdas se refieren a la ubicación geográfica donde se proyecta la microrred, es decir, la ciudad de Avellaneda, provincia de Santa Fe, Argentina. Los resultados obtenidos se observan en las Figs. 3.4 y 3.5. En la primera de estas, las variables manipuladas y perturbaciones son indicadas, donde valores positivos se corresponden a la descarga del banco de baterías $P_{bat(d)}$ y la compra de energía a la red eléctrica $P_{grid(p)}$ y viceversa (valores negativos corresponden a la carga de las baterías $P_{bat(c)}$ y a la venta de energía $P_{grid(s)}$ por parte de la microrred).

Para este primer escenario, la condición inicial del estado de carga del banco de baterías fue $x_{0|k} = soc_{0|k} = 45\%$. Como se puede observar, el controlador decide en tiempo real la acción óptima desde el punto de vista del funcional propuesto, cum-

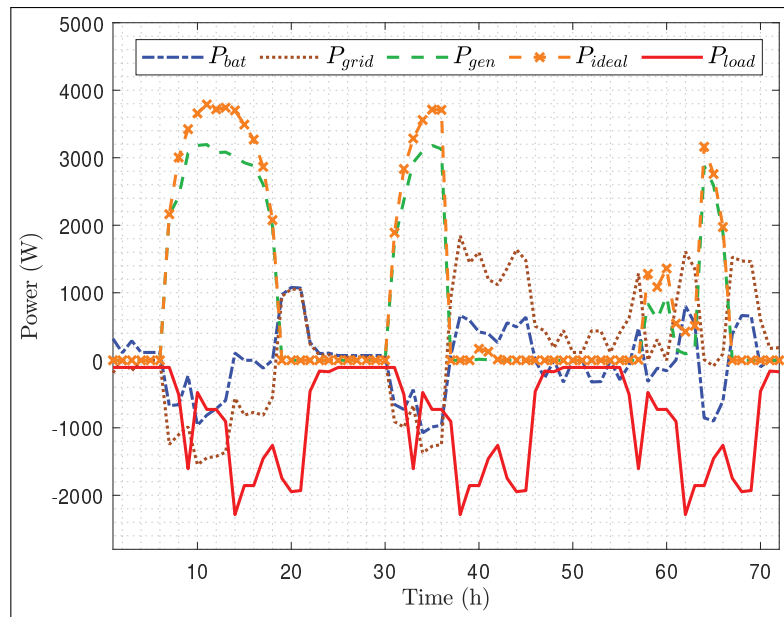


Figura 3.4: Variables manipuladas y perturbaciones, para días de enero, con condiciones meteorológicas cambiantes y con un tiempo para la simulación de 72 horas. P_{bat} : potencia intercambiada con el banco de baterías (carga/descarga). P_{grid} : potencia comprada/vendida desde la microrred hacia la red eléctrica. P_{load} : consumo de potencia por parte de la microrred. P_{gen} : potencia real generada por el arreglo de paneles. P_{ideal} : potencia teórica-ideal que se podría obtener del arreglo de paneles.

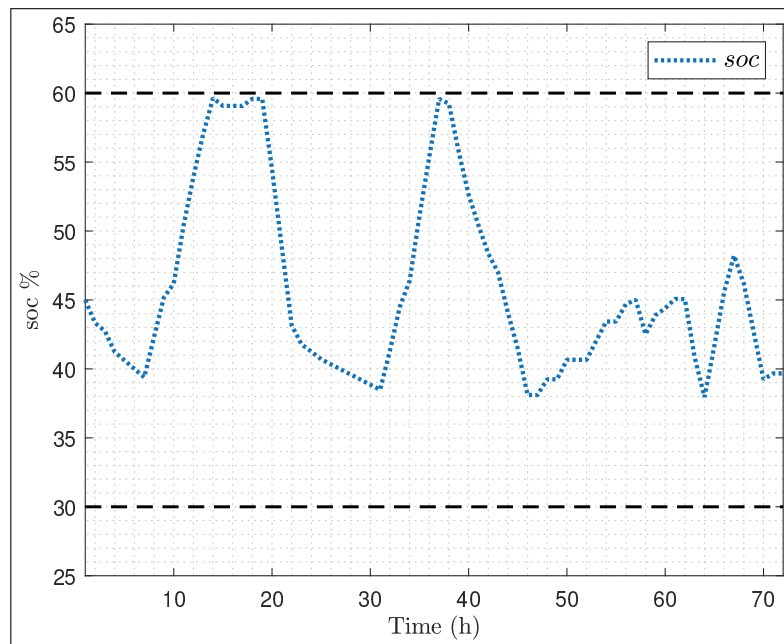


Figura 3.5: Evolución del estado de carga (soc), para días de enero, con condiciones meteorológicas cambiantes y con un tiempo para la simulación de 72 horas.

pliando en primera instancia con los objetivos principales, y cuando es posible, con los objetivos secundarios. Esto se consigue respetando en todo momento las restricciones, tanto en las variables manipuladas como en el estado de carga para el sistema de almacenamiento. Un rasgo para notar, es como en las horas de mayor disponibilidad para la energía renovable, el sistema de gestión decide vender la mayor parte del recurso disponible, manteniendo esta tendencia durante toda esta zona horaria.

En cambio, para el caso de las baterías, opta primero por cargarlas y luego comenzar a utilizar la energía almacenada a medida que disminuye la disponibilidad del recurso renovable, con el fin de satisfacer la demanda y mantener la exportación de energía hacia la red eléctrica. Además, una característica para indicar, es que durante el horario pico, el controlador decide repartir la demanda de energía entre la red eléctrica y el banco de baterías.

Hay que remarcar el cumplimiento en todo momento de las restricciones sobre el estado, con el fin de maximizar la vida útil del banco de baterías, minimizando así su periodo de degradación, ya que se trata de los elementos más sensibles y costosos de la instalación. También es importante indicar que la factibilidad del problema de optimización es siempre mantenida, incluso bajo las condiciones cambiantes de los criterios a optimizar durante el periodo analizado.

En la evolución del estado de carga para el banco de baterías, Fig. 3.5, el controlador decide mantener los periodos de carga o descarga de forma persistente, consiguiendo así los mínimos cambios operacionales posibles, evitando la degradación prematura para el sistema de almacenamiento. Asimismo, se señala el suave comportamiento en la variación del estado de un instante a otro, minimizando de esta forma uno de los factores internos que aceleran el ciclo de envejecimiento, cumpliendo nuevamente con uno de los objetivos primordiales, como el de maximizar la vida útil de las baterías.

Por otro lado, tanto en este primer resultado mostrado, así como también en los que se exponen a continuación, se puede observar un perfil de potencia ideal (P_{ideal}) en las gráficas donde se presentan las variables manipuladas y perturbaciones. Esta representa el producto de los valores para la irradiancia (W/m^2) por los metros cuadrados (m^2) del arreglo de paneles solares. El propósito de mostrar esta referencia de potencia ideal, es para poder apreciar el rendimiento alcanzado por el arreglo de paneles trabajando en conjunto con el algoritmo de MPPT implementado en el simulador de la Fig. 2.4.

Para el segundo resultado mostrado, predicciones de potencia generada correspondientes a días del mes de julio (invierno), con una condición inicial de $x_{0|k} = 35\%$ y un tiempo para la simulación de 72 horas fueron utilizados. Los resultados obtenidos se pueden ver en las Figs. 3.6 y 3.7. Como antes, la correcta operación del esquema de control puede ser apreciada, logrando los objetivos propuestos, mientras se cumple en todo momento la restricciones exigidas al problema de optimización. Notar que el

comportamiento y decisiones tomadas por el controlador, mantiene los mismos rasgos descriptos en el primer escenario presentado.

Debe destacarse, que este correcto desempeño del sistema de control, es alcanzado bajo unas condiciones diferentes al ya analizado, demostrando la flexibilidad de gestión brindada por la estrategia propuesta. Se destaca, que con una cantidad menor de energía generada por el recurso renovable, el sistema de control cumple con los objetivos propuestos para la gestión del sistema de una manera aceptable.

También, debe ser observado, que tanto en este escenario de simulación, como en el anterior, la evolución del estado de carga para las baterías es coherente con las variables manipuladas involucradas en su comportamiento.

En los resultados obtenidos en esta simulación, más precisamente en la Fig. 3.7, dos gráficas se observan para la evolución del estado de carga, donde el soc^* representa la dinámica del estado considerando solamente el costo directo, es decir, sin los objetivos secundarios introducidos por los cambios en el signo de los pesos en la función de costo económico. Puede observarse, que el controlador propuesto se comporta de manera correcta en ambas de formas para la consideración del costo. Para poder realizar una comparación objetiva, los costos debido a la compra de energía y los beneficios por la venta de esta, fueron calculados para ambas situaciones, donde los resultados son indicados en la Tabla 3.7.

Se observa una mejora en el desempeño del sistema al implementar los objetivos secundarios propuestos, indicado por el intercambio de energía con la red. Esta mejora es debida al mayor uso de la energía almacenada, como se puede concluir al analizar la evolución del estado de carga, pero destacando que no se descuidan los objetivos principales buscados, que es el cuidado en la operación de las baterías.

Tabla 3.7: Comparación económica debido a la energía intercambiada con la red.

	Costo por la compra	Beneficio por la venta
soc	\$ 4,0284	\$ 0,3284
soc^*	\$ 4,1965	\$ 0,3252

Para el siguiente escenario de simulación, donde además de considerar otra disponibilidad de la potencia generada por el recurso renovable, en este caso son tres días de octubre (primavera), también se utilizan diferentes perfiles para las demandas diarias de potencia en la microrred. Por lo tanto, con una condición inicial para el estado del 42 %, lo resultados que se obtuvieron son los mostrados en las Figs. 3.8 y 3.9. Nuevamente, el controlador propuesto como sistema de gestión se comporta de forma correcta, cumpliendo con los objetivos y manteniendo las mismas características del comportamiento ya observado en los anteriores resultados.

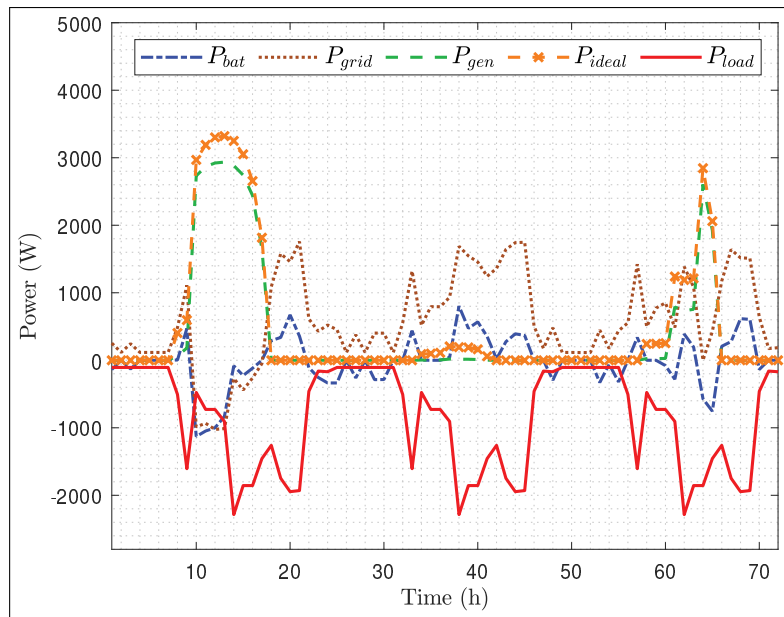


Figura 3.6: Variables manipuladas y perturbaciones, para días de julio, con condiciones meteorológicas cambiantes y con un tiempo para la simulación de 72 horas. P_{bat} : potencia intercambiada con el banco de baterías (carga/descarga). P_{grid} : potencia comprada/vendida desde la microrred hacia la red eléctrica. P_{load} : consumo de potencia por parte de la microrred. P_{gen} : potencia real generada por el arreglo de paneles. P_{ideal} : potencia teórica-ideal que se podría obtener del arreglo de paneles.

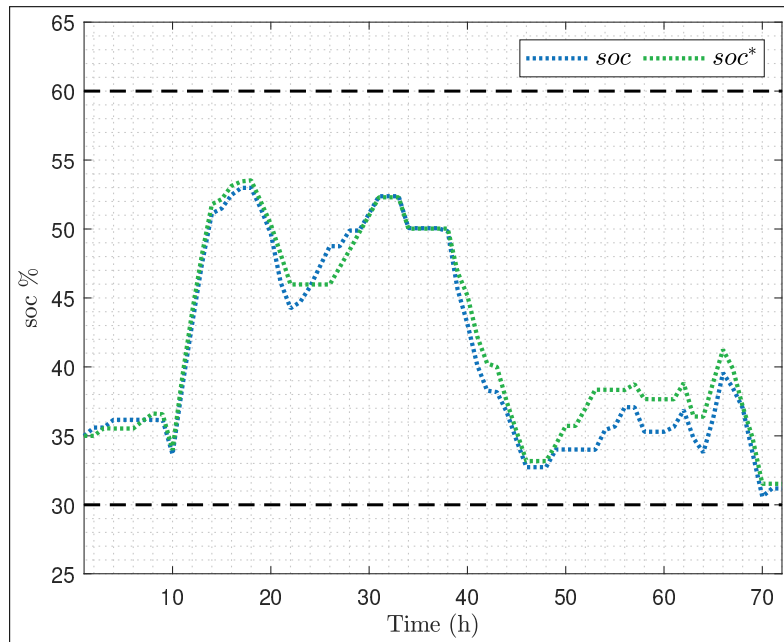


Figura 3.7: Evolución del estado de carga (soc), para días de julio, con condiciones meteorológicas cambiantes y con un tiempo para la simulación de 72 horas.

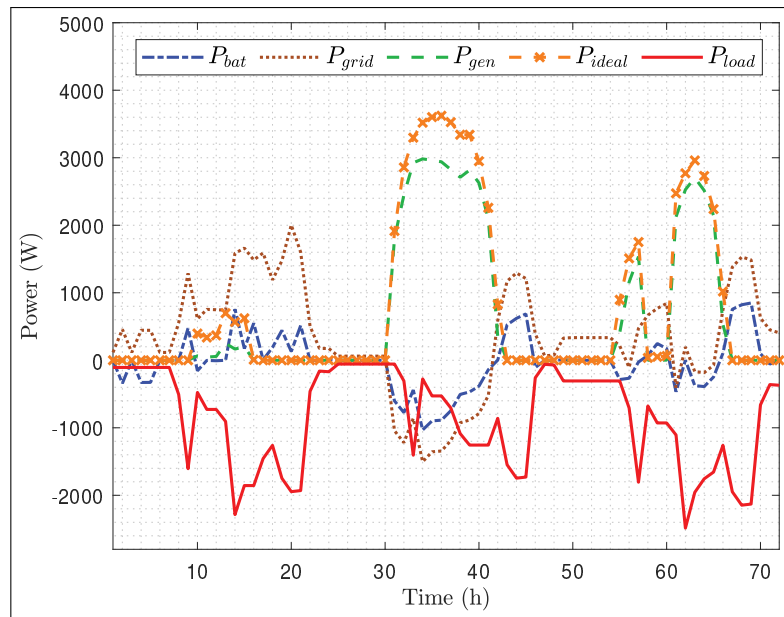


Figura 3.8: Variables manipuladas y perturbaciones, para días de octubre, con condiciones de demanda y meteorológicas cambiantes, para un tiempo de simulación de 72 horas. P_{bat} : potencia intercambiada con el banco de baterías (carga/descarga). P_{grid} : potencia comprada/vendida desde la microrred hacia la red eléctrica. P_{load} : consumo de potencia por parte de la microrred. P_{gen} : potencia real generada por el arreglo de paneles. P_{ideal} : potencia teórica-ideal que se podría obtener del arreglo de paneles.

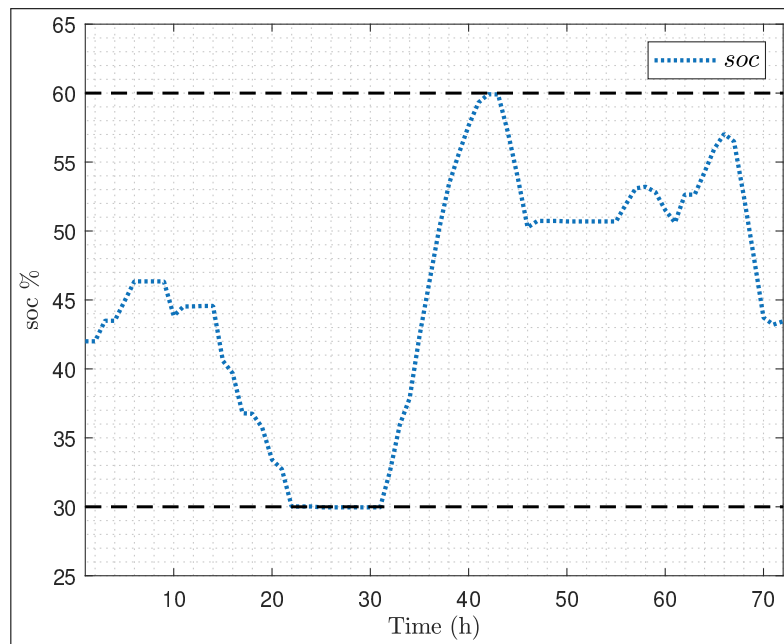


Figura 3.9: Evolución del estado de carga (soc), para días de octubre, con condiciones de demanda y meteorológicas cambiantes, para un tiempo de simulación de 72 horas.

Un aspecto a destacar, es que en todas las simulaciones realizadas, las restricciones exigidas al formular el problema de optimización sobre el estado del sistema, particularmente la indicada por su límite superior (60 %), resulta ser muy exigente. Esto se debe, a que uno de los objetivos principales del controlador es extender la vida útil de las baterías, y estudios empíricos han demostrado que el proceso de degradación se hace más notorio cuando la batería trabaja en zonas por arriba del 60 % de su carga. Como conclusión, es que aún con esta restricción muy demandante, el controlador elige sus acciones de control en forma óptima para cumplir con los objetivos de gestión; es por ello, que en algunos resultados de simulación como el de la Fig. 3.9, puede observarse que en varios momentos el controlador satura las restricciones sobre el estado, ya que la zona de trabajo permitida está bastante acotada. Es decir, que si un operador de una microrred, decidiera ampliar los límites establecidos para el estado, el EMS propuesto funcionaría sin ningún tipo de inconveniente, o podría optar por formular el controlador por medio de restricciones suaves, como se sugiere en la Observación 3, confiriéndole con ello una zona de trabajo menos restringida para el estado de carga, pero sabiendo que la esperanza de vida para la baterías sería menor.

Para concluir esta sección, se expone un último resultado de simulación, donde otra disponibilidad de recursos renovables es considerada. Aquí se emplean perfiles de potencia generados por el arreglo de paneles para niveles de irradiancia y temperatura del mes de abril (otoño), donde además un tiempo de simulación distinto es aplicado, el cual en este caso corresponde a 120 horas (cinco días). La condición inicial es esta oportunidad se toma igual al 52 % y los resultados obtenidos están indicados en las Figs. 3.11 y 3.11.

Una vez más, el sistema de gestión se comporta de manera aceptable, donde se aprecian los mismo rasgos ya observados en las anteriores simulaciones y cumpliendo con todos los objetivos planteados por el operador de la microrred a través de la formulación del costo económico.

3.5. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se realizó una formulación del EMS para microrredes eléctricas con base en el MPC económico con criterios económicos variables (EMPCT). La estrategia de control fue aplicada a una microrred de escala residencial, donde se disponía de un arreglo de paneles solares para la generación de electricidad a través de recursos renovables y de un banco de batería de ion-litio como sistema para el almacenamiento de la energía.

Se consideró que la microrred funcionaría en paralelo a una red eléctrica, lo cual

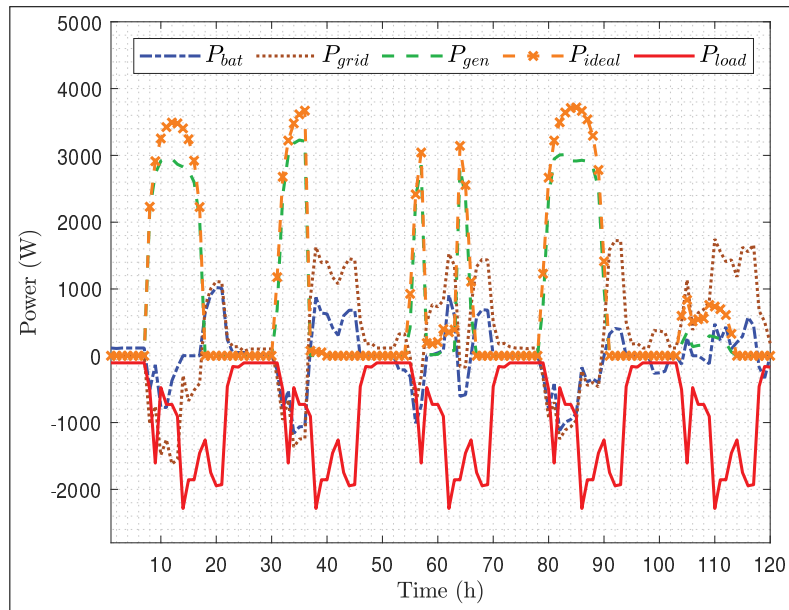


Figura 3.10: Variables manipuladas y perturbaciones, para días de abril, con condiciones meteorológicas cambiantes y con un tiempo para la simulación de 120 horas. P_{bat} : potencia intercambiada con el banco de baterías (carga/descarga). P_{grid} : potencia comprada/vendida desde la microrred hacia la red eléctrica. P_{load} : consumo de potencia por parte de la microrred. P_{gen} : potencia real generada por el arreglo de paneles. P_{ideal} : potencia teórica-ideal que se podría obtener del arreglo de paneles.

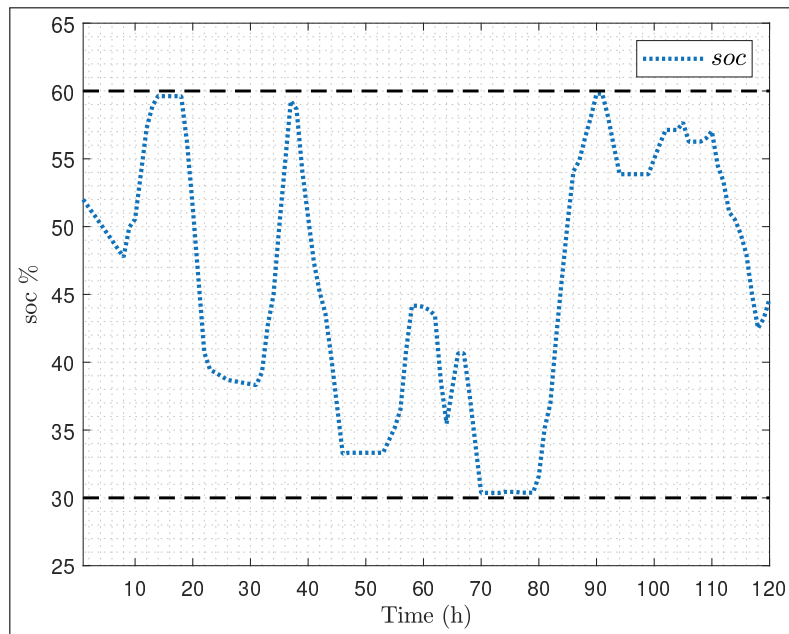


Figura 3.11: Evolución del estado de carga (soc), para días de abril, con condiciones meteorológicas cambiantes y con un tiempo para la simulación de 120 horas.

generó que en la función de costo económica propuesta para la gestión del sistema, se tenga en cuenta los beneficios del intercambio de energía con esta red. También, en este funcional, se propusieron expresiones matemáticas que buscan disminuir el ciclo de envejecimiento para las baterías.

Además del objetivo económico, en el problema de control óptimo se tuvo en cuenta los aspectos del comportamiento dinámico para el sistema, lo cual llevó a analizar y garantizar la estabilidad del sistema controlado bajo el lazo de control propuesto. Por lo tanto, en la formulación realizada, se consideraron los requisitos necesarios para garantizar esta propiedad teórica, y por tratarse de una estrategia de MPC, se aseguró de mantener la factibilidad recursiva del problema de optimización antes situaciones de operaciones reales en una microrred.

Distintas simulaciones se realizaron en diferentes escenarios, generando condiciones cambiantes en los criterios económicos a considerar en la toma de decisiones, en virtud de poder alcanzar los objetivos planteados. En todos ellos se observó un correcto funcionamiento del sistema de control, destacándose el cumplimiento de las restricciones impuestas, tanto en las diferentes variables manipuladas así como en el estado. Se destaca la gran flexibilidad y sencillez del esquema propuesto, así como el hecho de que las acciones de control se eligen de forma óptima según los criterios que se propongan.

Otro aspecto a destacar, es que la propuesta es extensible de forma a directa para otras microrredes con configuraciones y arquitectura distintas a la analizada en este capítulo. Por ejemplo, si se propone aplicar este EMS a una microrred con otra tecnología para el almacenamiento de la energía (ultracapacitores, volantes de inercia, instalaciones de hidrógeno, etc), y en el costo económico se quieren tomar ciertos tipos de cuidados para estos sistemas (como se propuso para las baterías), basta con proponer e incluir en el costo de etapa del EMPCT las funciones matemáticas que logren materializar tales objetivos.

Capítulo 4

Control predictivo económico - estocástico basado en modelo

Contribuciones y estructura del capítulo

El objetivo a desarrollar en este capítulo, es el de proponer una *estructura integral de control óptimo* para el EMS, en el cual se disponga con las herramientas y fundamentos necesarios, para poder gestionar el comportamiento incierto de las variables aleatorias asociadas a los recursos renovables y a la demanda de energía por parte de la microrred, que representan las perturbaciones del sistema.

En la estrategia de control predictivo económico presentada anteriormente en el Capítulo 3, se utilizaron predicciones nominales para estas perturbaciones. Precisamente la propuesta que se realiza en este capítulo de la tesis, persigue el fin de poder contemplar posibles errores generados en estas predicciones; por lo cual, se propone dividir el EMS en dos niveles de control. El nivel superior lo constituye el EMPCT del capítulo anterior, mientras que el inferior será formulado por medio de un MPC estocástico (SMPC) que actuará como regulador hacia los puntos de referencia o de consigna provisto por el EMPCT. Se decide implementar el regulador estocástico basándose en el enfoque de escenarios, para el cual no se necesita realizar ninguna suposición teórica sobre las funciones de distribución de las variables aleatorias, teniendo como condición disponer de un número determinado de muestras para cada una de las perturbaciones existentes.

La información brindada en este capítulo, está organizada de la siguiente manera: en la Sección 4.1 se expone una introducción a los fundamentos para las formulaciones estocásticas en el contexto del MPC; la Sección 4.2 muestra un estado del arte de propuestas realizadas que tratan el problema de la gestión estocástica en microrredes; donde en la Sección 4.3, al igual que en el capítulo anterior, primero se presenta la ar-

arquitectura y características de la microrred a utilizar para generar los resultados para la estructura de control óptimo; para que luego en la Sección 4.4 exponer los fundamentos y desarrollos de la propuesta; continuando con la Sección 4.5 donde se muestran los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas sobre el modelo de microrred considerado y así poder finalizar con algunas conclusiones que son dadas en la Sección 4.6.

4.1. Introducción

Las microrredes, como la mayoría de los problemas de control para procesos reales, se ven afectadas por perturbaciones e incertidumbres, lo que acentúa el reto de gestionarlas de forma óptima. Las perturbaciones o variables no manipuladas (inciertas) presentes en las microrredes se deben al comportamiento aleatorio de los RERs utilizados para generar electricidad y a la demanda de energía por parte de las cargas existentes.

Como ya fue indicado en capítulos anteriores, el control predictivo basado en modelos (MPC), es un enfoque manejable para aplicar del problema de control óptimo (OCP) a procesos reales, donde las acciones de control para alcanzar el objetivo, se eligen de un conjunto factible en términos de minimizar algún criterio preestablecido en un horizonte de tiempo finito. Se han realizado varias propuestas del MPC para sistemas lineales y no lineales, en función de los distintos criterios perseguidos, como es el caso del control predictivo económico (EMPC) propuesto en esta tesis para el sistema de gestión de las microrredes.

Todas las propuestas de MPC, se aplican a través de la estrategia del horizonte deslizante, por lo que su formulación conlleva cierta robustez inherente a la presencia de perturbaciones e incertidumbres en el modelo. Sin embargo, debido a su natural formulación determinista, para una amplia variedad de sistemas perturbados, es necesario considerar diseños robustos específicos para hacer frente a estas incertidumbres y perturbaciones. El enfoque general de la robustez en los MPC, consiste en diseñar controladores que garanticen la factibilidad recursiva para todas las posibles realizaciones de las perturbaciones [Rawlings et al., 2017, Capítulo 3]. Esto se consigue generalmente por medio de controladores min-max [Alamo et al., 2005] o controladores basados en tubos [Chisci et al., 2001, Mayne et al., 2005, Limón et al., 2010, Ferramosca et al., 2012, D’Jorge et al., 2017], considerando el concepto de estabilidad de entrada-estado (ISS) como el marco general para demostrar la estabilidad robusta asintótica [Limón et al., 2009].

El principal inconveniente de este tipo de formulaciones, es su elevado carácter conservador en las soluciones generadas, debido al diseño basado en la consideración

de todas las posibles realizaciones futuras de las perturbaciones. Este inconveniente se supera con el llamado MPC estocástico (SMPC), que considera una descripción probabilística de las perturbaciones y permite una (pequeña) probabilidad de violación en las restricciones, que pueden ser tanto para los estados como en las variables de control (mediante las llamadas restricciones de azar), lo que conduce a una mayor región de atracción del controlador (ver [Cannon et al., 2011, Mayne, 2016, Lorenzen et al., 2017, Paulson et al., 2019, D’Jorge et al., 2020]).

Las ventajas del SMPC, lo han convertido en una de las estrategias de control más populares para la gestión de sistemas energéticos en los últimos años, donde esta técnica ha sido propuesta por ejemplo, para el control climático eficiente de edificios [Zavala et al., 2009, Oldewurtel et al., 2010, Oldewurtel et al., 2012, Ma et al., 2015], redes inteligentes y microrredes [Su et al., 2014, Olivares et al., 2015], gestión de la energía en provisión de potencia eléctrica [Patrinos et al., 2011, Zeng and Wang, 2015, Di Cairano et al., 2014], etc.

4.2. Estado del arte

Trabajos vinculados a la gestión económica - estocástica en las microrredes pueden encontrarse en: [Parisio et al., 2016, Cominesi et al., 2017, Garcia-Torres et al., 2021, Eghbali et al., 2022]. En [Parisio et al., 2016], se discute una propuesta para la gestión económica de microrredes utilizando un marco conceptual estocástico, donde se utilizan técnicas de programación estocástica para resolver el problema de optimización con objetivos económicos y ambientales. En el trabajo de [Cominesi et al., 2017], se presenta un enfoque de dos etapas, donde en la primera se realiza una optimización económica estática del sistema, mientras que en la segunda se utiliza la formulación analítica del MPC estocástico a través del modo de predicción dual, es decir, que las acciones de control resultante, son la suma de una acción nominal más una ganancia fija de realimentación de estados. Es oportuno aclarar, que para el cálculo de esta acción nominal, se utiliza el sistema libre de perturbaciones en base a un conjunto de restricciones ajustadas, al considerar el peor de los casos para la realización de estas (supuestas con soporte finito y acotadas). Por otro lado, en [Garcia-Torres et al., 2021] los autores proponen una gestión estocástica para ganar flexibilidad en la operación de microrredes en el mercado eléctrico. Para reducir la complejidad del problema estocástico por resolver, utilizan solamente dos escenarios (optimista y pesimista), para definir un espacio de incertidumbre para la realización de las perturbaciones. Mientras que en [Eghbali et al., 2022], una estrategia de gestión estocástica adopta la forma de un problema de programación lineal entero-mixto, resuelto mediante técnicas de

programación estocástica. Los autores consideran diferentes tipos de almacenamiento para la energía y programas de respuesta a la demanda, para generar varios escenarios de gestión para las microrredes.

En todos los artículos citados, se hacen suposiciones sobre las funciones de distribución para las variables aleatorias relacionadas con las perturbaciones presentes en las microrredes, como los distintos RERs y los perfiles para el consumo de energía. Esto es debido, ya sea para aplicar los enfoques analíticos del MPC estocástico o técnicas de programación estocástica.

Otra arista importante a destacar sobre la gestión de microrredes, es la consideración del desempeño económico para el sistema de forma dinámica, lo que en conjunto al marco estocástico, lo convierte en un problema muy demandante. Encontrar soluciones óptimas, pero manejables desde el punto de vista de su implementación en tiempo real, es el mayor desafío para los EMS de microrredes.

En esta propuesta para una estructura integral de control óptimo, la optimización dinámica tiene lugar a lo largo de todo el horizonte de control mediante la aplicación de un MPC económico apropiado (EMPCT), que utiliza predicciones para las perturbaciones existentes. Para tener en cuenta los posibles errores de estas predicciones, se aplica un MPC estocástico basado en el enfoque de escenarios, para el cual no se realiza ninguna suposición sobre la función de distribución de las variables aleatorias; solamente es necesario disponer de muestras de las perturbaciones, que considerado la naturaleza y origen de estas, resultan factibles de obtener.

4.3. Características y arquitectura de la microrred

La estructura de control propuesta se aplicará en una microrred con la configuración mostrada en la Fig. 4.1. En ella se observa la existencia de elementos para la obtención de electricidad a partir de recursos renovables, donde además el sistema de almacenamiento de energía tendrá una configuración híbrida (HESS), formada por un banco de baterías de ion-litio y otro de ultracapacitores o condensadores electroquímicos de doble capa (EDLC).

La ventaja de proponer y disponer de un ESS con características híbridas, es poder aprovechar las diferentes dinámicas y virtudes complementarias de las baterías y los ultracapacitores. En concreto, se trata de explotar y maximizar las altas densidades en la capacidad para el suministro de energía en las baterías, con la alta velocidad de respuesta y la mayor capacidad para el suministro de potencia que tienen los ultracapacitores.

También hay que señalar, que la microrred tendrá acceso a la red eléctrica a través

del punto de acoplamiento común (PCC), pudiendo intercambiar energía mediante la compra y venta del recurso. Esta característica permite a la microrred participar activamente en el mercado del recurso eléctrico.

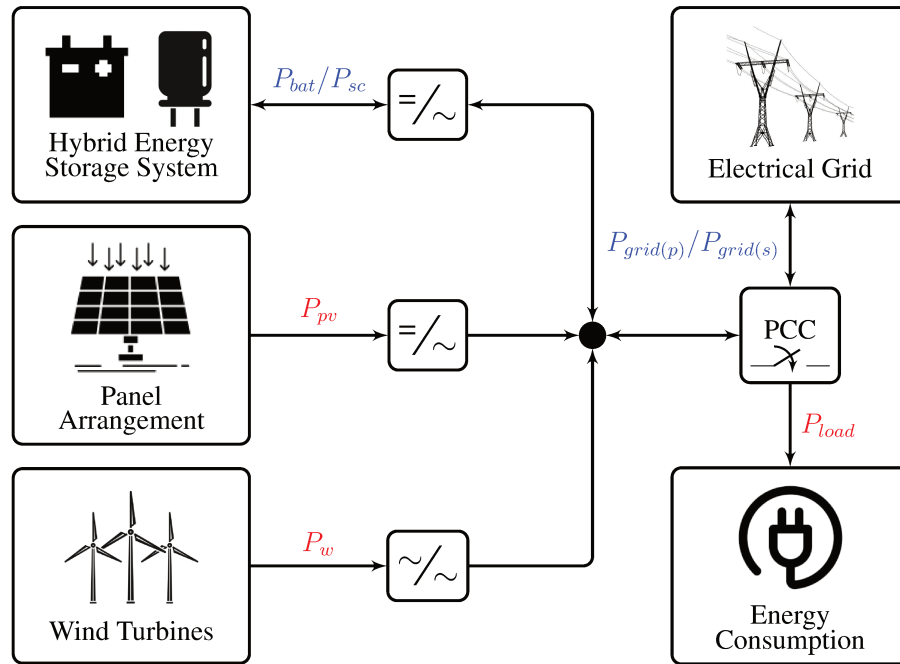


Figura 4.1: Arquitectura y configuración de la microrred con HESS. P_{bat}/P_{sc} : potencia intercambiada con el banco de baterías/ultracapacitores. P_{pv} : potencia generada por el arreglo de paneles solares. P_w : potencia obtenida de un parque eólico. $P_{grid(p)}/P_{grid(s)}$: potencia comprada/vendida desde la microrred hacia la red eléctrica. P_{load} : demanda de potencia.

De la Fig. 4.1, se puede observar que las variables de control son la potencia gestionada por el banco de baterías y ultracapacitores P_{bat}/P_{sc} y la potencia intercambiada con la red eléctrica a través de la compra y venta de energía por parte de la microrred $P_{grid(p)}/P_{grid(s)}$. Las perturbaciones serán la potencia generada por los distintos RERs P_{pv}/P_w y la demanda de potencia solicitada por el sistema P_{load} .

Para obtener un modelo matemático de la microrred para su posterior uso en las estrategias de MPC, será necesario predecir la evolución de los niveles de carga para los sistemas de almacenamiento, en función de las acciones que se tomen para controlarla y la influencia de las perturbaciones. Para ello se utilizan las Ecs. (2.8) y (2.10) para el soc y soe respectivamente, que fueron indicadas en el Capítulo 2, en conjunto a la formulación del balance de potencia en el nodo de la microrred, donde toda cantidad de potencia que ingresa al nodo se considera positiva, mientras que negativa para el

caso contrario, resultando en la siguiente igualdad:

$$\begin{aligned} \eta_c P_{bat(d),k} - \frac{P_{bat(c),k}}{\eta_c} + \eta_{\Theta(sc)} P_{sc,k} + \eta_{pcc} P_{grid(p),k} - \frac{P_{grid(s),k}}{\eta_{pcc}} + \eta_c P_{pv,k} \\ + \eta_c P_{w,k} - \frac{P_{load,k}}{\eta_{pcc}} = 0, \end{aligned} \quad (4.1)$$

donde η_c representa la eficiencia para los convertidores de potencia indicados en la Fig. 4.1, η_{pcc} es la eficiencia del convertidor integrado al elemento que realiza las funciones de punto de acoplamiento común (PCC), mientras que $\eta_{\Theta(sc)}$ corresponde a la eficiencia considerada en la carga y descarga de los ultracapacitores, definida como:

$$\eta_{\Theta(sc)} = \begin{cases} \eta_c & \text{if } P_{sc,k} > 0 \quad (\text{Descarga de los SC}), \\ -\frac{1}{\eta_c} & \text{if } P_{sc,k} < 0 \quad (\text{Carga de los SC}). \end{cases} \quad (4.2)$$

4.3.1. Consideraciones sobre las perturbaciones

Las perturbaciones se refieren a las entradas del sistema sobre las que no se tiene control, representadas en la microrred por la potencia generada por los recursos renovables P_{pv}/P_w y el consumo de la misma P_{load} . Todas ellas tienen un comportamiento asociado a una variable aleatoria y esta característica será considerada a la hora de controlar el sistema.

Uno de los recursos renovables utilizados para obtener energía eléctrica, nuevamente es la solar fotovoltaica. Por lo tanto, resulta necesario poder cuantificar un conjunto de paneles solares para su consideración en el modelo del sistema, para que luego a partir de los datos reales adquiridos sobre la irradiancia y temperatura de celda disponibles en el lugar de emplazamiento, poder obtener predicciones para la energía eléctrica generada. El arreglo considerado para esta microrred, consiste de 80 paneles mono-cristalinos de la marca Vertex con una potencia nominal de 670 W para cada uno. El mismo tendrán una conexión mixta, es decir, ocho ramas paralelas de diez paneles conectados en serie. Para obtener las predicciones de potencia P_{pv} en función de los datos reales de irradiancia (i_r) y temperatura de célula (t_c) adquiridos de [Laboratory, 2019], se utiliza el simulador desarrollado en Matlab-Simulink, mostrado en la Fig. 2.4 del Capítulo 2.

El otro recurso renovable considerado en la microrred es la energía eólica, para lo cual se utilizarán aerogeneradores que aprovechen la energía del viento y la conviertan en electricidad mediante generadores. La potencia desarrollada por un aerogenerador P_w viene determinada por la Ec. (2.14). Para la microrred considerada, se propone un

parque eólico formado por 6 aerogeneradores Bornay Wind 25.3+, con una potencia nominal de 5000 W para cada aerogenerador, entregados a una velocidad del viento (v_v) de 12 m/s. Para obtener los perfiles diarios de potencia, se utilizan datos de la velocidad del viento adquiridos de [Servicio Meteorológico Nacional Argentino, 2022], teniendo en cuenta que para velocidades inferiores a 3 m/s no se genera potencia, ya que es la mínima necesaria para producir el par de arranque.

La demanda de potencia P_{load} , representa el consumo energético de los aparatos y dispositivos que componen la microrred. En esta oportunidad, el sistema se corresponde con el complejo universitario de la Universidad Tecnológica Nacional en la ciudad de Reconquista, Santa Fe, Argentina. Aquí existe la posibilidad de disponer con datos adquiridos directamente de la planta real que representa el consumo de la misma. Poder contar con estos datos, se considera de gran relevancia a la hora de tomar decisiones en cuanto a la topología y estructura de control para la gestión de la microrred, los cuales son precisamente utilizados como predicciones para la demanda de potencia.

Observación 4 *Para cada perturbación se usan datos reales para generar perfiles diarios de potencia que se utilizarán en forma de pronósticos. En cada recurso renovable, a partir de los datos de irradiancia, temperatura de celda y velocidad del viento, se obtiene la potencia generada por el arreglo de paneles y el parque eólico. Para la demanda, se dispone de muestras reales adquiridas de la planta física.* □

4.3.2. Consideraciones sobre el HESS

Como fue indicado en el Capítulo 2, las baterías son elementos capaces de almacenar y suministrar de forma eficiente importantes cantidades de energía, pero hay que tener ciertos cuidados durante su funcionamiento debido a su naturaleza constructiva. Contribuyen fuertemente a su proceso de degradación funcionar en ciclos profundos de cargas/descargas, operar en valores próximos a sus referencias nominales y cuando cambian bruscamente su estado de carga de un instante a otro. Estas circunstancias no las convierten en dispositivos adecuados para suministrar energía en cortos periodos de tiempo, sin acelerar su ciclo de envejecimiento y acortar su vida útil.

Los ultracapacitores utilizados para almacenar energía son dispositivos con un gran potencial y desarrollo de cara al futuro, debido principalmente a su naturaleza constructiva y a su principio de funcionamiento. No presentan los inconvenientes descritos para las baterías, pudiendo trabajar en todo el rango de su capacidad y suministrar grandes cantidades de energía en periodos cortos (suministro de potencia). Sin embargo, con el nivel de desarrollo actual, debido principalmente al fenómeno de auto-descarga que experimentan, no son todavía aptos para almacenar energía durante un tiempo conside-

table; por lo tanto, su capacidad de almacenamiento para la energía, si se los compara con la de las baterías, es mucho menor.

La combinación de ambos elementos como medio para el almacenamiento, permite cubrir las diferentes necesidades en cuanto a la demanda de energía y potencia de un sistema eléctrico como una microrred, a tiempo que se extiende su esperanza de vida (son los elementos más costosos y delicados de la instalación), al poder tomar ciertos cuidados en su modos de operación.

Debido al consumo y escala de la microrred proyectada, se utilizará para el banco de baterías la opción integrada y escalable denominada Power-pack desarrollada por la firma TESLA, mientras que el banco de ultracapacitores lo forma 4 ramas paralelas de 100 BCAP 3000 - Maxwell. En la Tabla 4.1, se resumen los principales valores nominales para el sistema de almacenamiento de la energía con características híbridas (HESS) a utilizar en esta microrred.

Tabla 4.1: Características nominales del sistema de almacenamiento híbrido (HESS).

Power-pack	Ultracapacitores		
Capacidad (C_{bat})	210 kWh	Capacidad (C_{sc})	1,22 kWh
Corriente	66 A	Capacitancia	120 F
Potencia	55 kW	Potencia	1250 kW
Eficiencia de carga ($\eta_{bat(c)}$)	90 %	ESR	7,25 m Ω
Eficiencia de descarga ($\eta_{bat(d)}$)	88,5 %	Tensión	270 V

4.4. Estructura integral de control

El aporte principal a realizar en este capítulo, es el de proponer una “*estructura integral de control óptimo*” para el nivel superior del esquema jerárquico (EMS). La idea es dividir este nivel superior de control en dos niveles. Un esquema representativo puede observarse en la Fig. 4.2. En el primer nivel, el MPC con criterio económico cambiante (EMPCT) propuesto en el Capítulo 3, es el responsable de la gestión general del sistema. Al igual que en la formulación ya realizada, aquí se tiene en cuenta los beneficios de la participación activa de la microrred en el mercado eléctrico, a través de la compra y venta de energía, así como aspectos técnicos operativos para maximizar la vida útil de los elementos, principalmente los que componen el sistema de almacenamiento.

El horizonte de control y el tiempo de muestreo del controlador EMPCT son indicados por N_e y T_e . Además, como en cualquier estructura jerárquica, el primer nivel

proporcionará los puntos de consigna o referencia para el siguiente nivel, tanto para las variables de control así como para los estados del sistema, u_s y x_s .

Para este primer nivel de control, se requiere de la información brindada por las herramientas de predicción para cada una de las perturbaciones del sistema a lo largo de todo el horizonte de control (predicción) considerado.

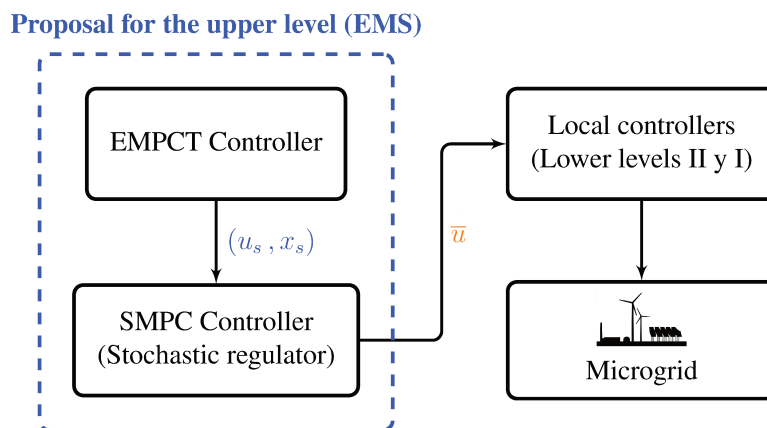


Figura 4.2: Estructura integral de control óptimo. (u_s, x_s) : punto de referencia o consigna generado por el EMPCT. \bar{u} : variables de control a utilizar en los controladores locales.

El objetivo del segundo nivel, es dotar a la estructura con las herramientas necesarias para gestionar las perturbaciones y lograr compensar los posibles errores de predicción introducidos por las herramientas de pronóstico utilizadas para generarlos. Por lo tanto, se propone implementar un MPC estocástico (SMPC) como regulador, que tendrá la misión de guiar al sistema hacia los puntos de consigna proporcionados por el EMPCT, considerando restricciones probabilísticas sobre el estado (restricciones al azar), para proporcionarle mayor flexibilidad al procedimiento para la toma de decisiones, en lo que respecta a las acciones de control elegidas.

El nivel del SMPC, operará con un tiempo de muestreo adecuado (T_s) y un horizonte de control (N_s) igual al tiempo de muestreo del EMPCT, verificándose que $N_s T_s = T_e$. Aquí, en función de los posibles errores de predicción sobre las variables aleatorias (perturbaciones) que se puedan producir, el lazo de control regulará la evolución del sistema hacia el punto de funcionamiento proporcionado por el EMPCT.

Esta estructura de control integral, permite la gestión de microrredes utilizando la teoría del problema de control óptimo (OPC) a través de estrategias apropiadas del MPC. De esta manera, se mantienen las virtudes de la implementación del EMPCT ya discutidas y remarcadas en el capítulo anterior, añadiendo la flexibilidad alcanzada con la propuesta del SMPC para la gestión del sistema en presencia de variables aleatorias, logrando generar acciones no conservadoras y mejoras en el desempeño esperado.

En la Fig. 4.3 se expone un diagrama de bloques mostrando la implementación de la estructura de control integral sobre la microrred de la Fig. 4.1. En cada bloque definido, se pueden ver las entradas, salidas y realimentaciones para los estados del sistema. Los valores indicados en azul son variables discretas con un tiempo de muestreo T_e (EMPCT), mientras que los indicados en naranja, son también variables discretas pero con una tasa de muestreo T_s (SMPC).

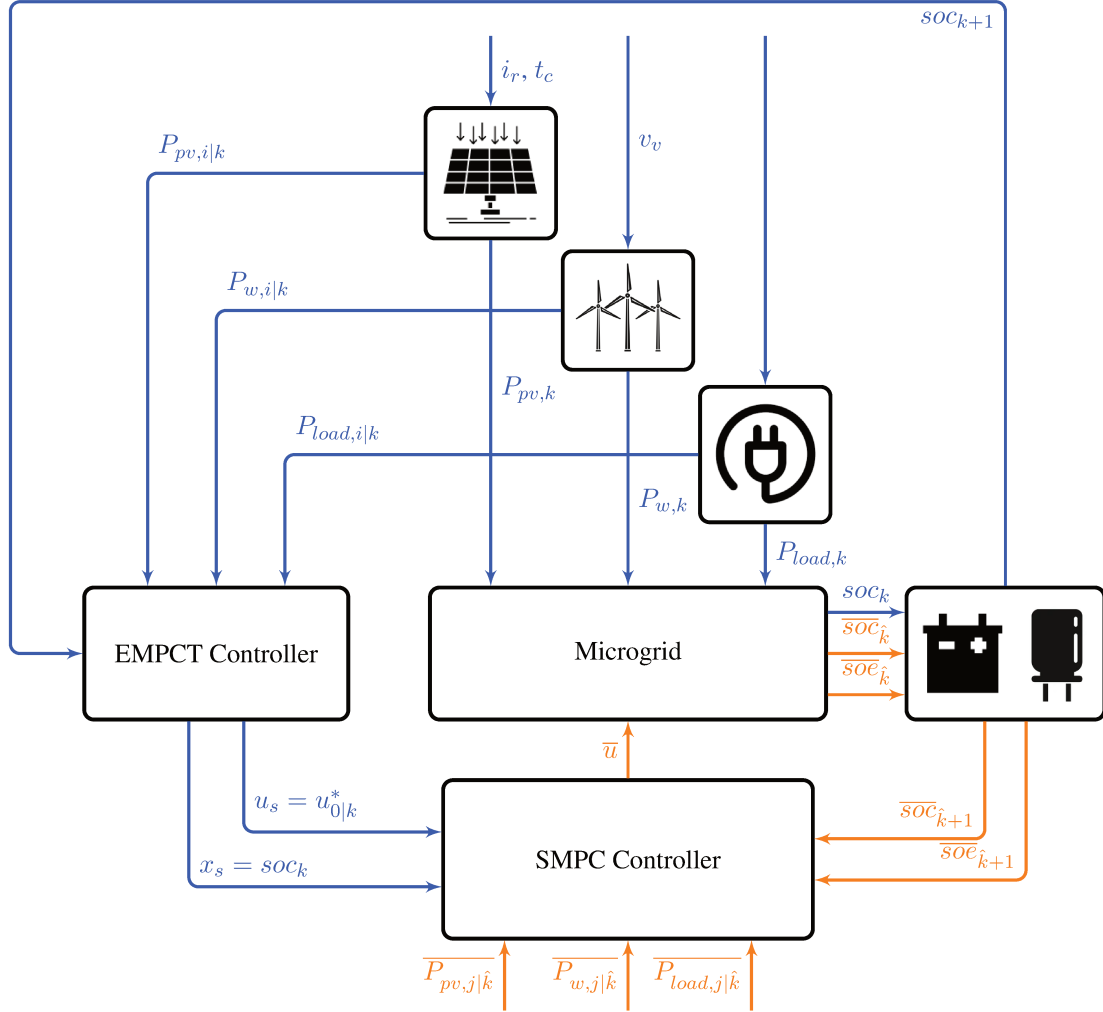


Figura 4.3: Diagrama de bloques para la estructura integral de control sobre la microrred. $w_{i|k} = (P_{pv,i|k} \ P_{w,i|k} \ P_{load,i|k})^T$: predicciones de las perturbaciones para el horizonte de control N_e con tiempo de muestreo T_e . $x_k = soc_k$: estados de carga del banco de baterías, para cada instante de tiempo T_e . (u_s, x_s) : punto de referencia generado por el EMPCT. $\bar{w}_{j|\hat{k}} = (P_{pv,j|\hat{k}} \ P_{w,j|\hat{k}} \ P_{load,j|\hat{k}})^T$: posibles valores de las perturbaciones para el horizonte de control N_s con tiempo de muestreo T_s . $\bar{x}_{\hat{k}} = (\bar{soc}_{\hat{k}} \ \bar{soe}_{\hat{k}})^T$: estados de carga del HESS, para cada instante de tiempo T_s . \bar{u} : variables de control a utilizar en los controladores locales.

Observación 5 *Una consideración realizada que debe ser indicada, es que para el primer nivel de control, es decir el controlador EMPCT, no se incluye para la gestión del sistema el almacenamiento por medio de los ultracapacitores. Esto se debe a que el tiempo de muestreo a utilizar en este lazo de control, es mucho mayor que los tiempos de la dinámica asociada al comportamiento de estos elementos. A diferencia del SMPC, donde el tiempo de muestreo es más corto, resulta posible, factible y apropiado actualizar las referencias de control de estos dispositivos, para que sean utilizadas en los lazos de control a nivel local del sistema, de forma que reflejen mejor su comportamiento dinámico.* □

Esta elección se justifica por el hecho de que estos dispositivos no son adecuados para almacenar energía durante prolongados periodos de tiempo. Además, no es necesario tomar precauciones en su funcionamiento, en cuanto a profundidad de su descarga y cambios bruscos del estado, como si ocurre con las baterías, siendo este uno de los principales objetivos propuesto para el EMPCT.

La principal tarea de los ultracapacitores, es que puedan ser capaces de absorber los cambios bruscos que se produzcan en las curvas de demanda y en los perfiles de potencia generados por los recursos renovables. Por lo tanto, su existencia evita que estas modificaciones repentinas, sean captadas por la red y el banco de baterías, minimizando así el periodo de degradación para estas últimas y proporcionando propiedades de estabilidad eléctrica para todo el conjunto del sistema eléctrico.

Las características y configuración para cada controlador (EMPCT y SMPC) implicado en la estructura integral propuesta, se analizan y discuten en las siguientes secciones.

4.4.1. Controlador EMPCT

El desarrollo y configuración de este controlador, es similar al descrito en el Capítulo 3, por lo tanto, en la formulación para este lazo de control, se dispone con elementos necesarios para garantizar la factibilidad del problema de optimización y estabilidad en lazo cerrado ante posibles cambios del punto de equilibrio óptimo, debido a modificaciones del criterio económico.

Modelo de predicción del EMPCT

El modelo de predicción lineal en espacio de estados en tiempo discreto a utilizar en este controlador, se representa mediante el sistema invariante con el tiempo carac-

terizado por las Ecs. (2.1a) y (2.1b), que fueron presentadas en el Capítulo 2:

$$\begin{aligned}x_{k+1} &= A x_k + B u_k, \\B_u u_k + E_w w_k &= 0.\end{aligned}$$

Considerando que el sistema de almacenamiento por medio de los ultracapacitores no se tiene en cuenta para este nivel de control, se define al estado, variables manipuladas y perturbaciones, de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}x_k &= soc_k, \\u_k &= \left(P_{bat(c),k} \quad P_{bat(d),k} \quad P_{grid(p),k} \quad P_{grid(s),k} \right)^\top, \\w_k &= \left(P_{pv,k} \quad P_{w,k} \quad P_{load,k} \right)^\top,\end{aligned}$$

donde por medio de las Ec. (2.8), que modela la dinámica del estado de carga para el sistema Power-pack (*soc*) y la Ec. (4.1) del balance de potencia en el nodo de la microrred (sin los valores de $P_{sc,k}$), se obtiene que:

$$\begin{aligned}A &= 1, \\B &= \begin{pmatrix} \frac{\eta_{bat(c)} T_e}{C_{bat}} & -\frac{T_e}{\eta_{bat(d)} C_{bat}} & 0 & 0 \end{pmatrix}, \\B_u &= \begin{pmatrix} -\frac{1}{\eta_c} & \eta_c & \eta_{pcc} & -\frac{1}{\eta_{pcc}} \end{pmatrix}, \\E_w &= \begin{pmatrix} \eta_c & \eta_c & -\frac{1}{\eta_{pcc}} \end{pmatrix},\end{aligned}$$

donde los valores nominales del banco de baterías (Power-pack), tales como su capacidad (C_{bat}) y rendimientos ($\eta_{bat(c)}/\eta_{bat(d)}$), fueron dados en la Tabla 4.1. Las eficiencias para los convertidores de potencia (η_c) y el del punto de acoplamiento común PCC (η_{pcc}), se consideran del 90 %. La unidad de medida para las variables manipuladas y perturbaciones es el kW.

Formulación del EMPCT

Ya se indicó que la formulación de este controlador económico presenta los mismos fundamentos que el del capítulo anterior, con la diferencia de que para esta oportunidad en la forma de escribir el problema matemático, se va a considerar de forma explícita la nueva variable de optimización introducida para mantener la factibilidad, el llamado punto de referencia artificial óptimo. Por lo tanto, la secuencia de las acciones de

control óptimas (\mathbf{u}) son generadas al resolver el siguiente problema de optimización:

$$\min_{\mathbf{u}, x_a, u_a} \sum_{i=0}^{N_e-1} V_{N_e} (x_{i|k}, c_{e,k}; \mathbf{u}, x_a, u_a) \quad (4.3a)$$

sujeto a:

$$x_{0|k} = x_k, \quad (4.3b)$$

$$x_{i+1|k} = A x_{i|k} + B u_{i|k}, \quad (4.3c)$$

$$B_u u_{i|k} + E_w w_{i|k} = 0, \quad (4.3d)$$

$$x_{i|k} \in \mathbb{X}, \quad u_{i|k} \in \mathbb{U}, \quad i \in \mathbb{I}_{0:N_e-1}, \quad (4.3e)$$

$$x_a = A x_a + B u_a, \quad (4.3f)$$

$$x_a \in \lambda \mathbb{X}, \quad u_a \in \lambda \mathbb{U}, \quad (4.3g)$$

$$x_{N_e|k} = x_a. \quad (4.3h)$$

En cada instante de tiempo, la secuencia completa de entradas óptimas es calculada $\mathbf{u} = \{u_{0|k}^*, u_{1|k}^*, \dots, u_{N_e-1|k}^*\}$, y de acuerdo a la estrategia del horizonte deslizante, solamente la primer acción es enviada al próximo nivel de control $u_s = u_{0|k}^*$, mientras que las demás son descartadas. Por lo tanto, la ley de realimentación de estados esta dada por $\kappa(x_k, c_{e,k}) = u_{0|k}^*$.

La nueva variable de optimización, el par (x_a, u_a) es el punto de referencia artificial, que representa el mejor par entrada-estado estable que el sistema controlado puede alcanzar en N_e pasos en el momento actual.

Con respecto a las restricciones exigidas a las soluciones obtenidas del problema (4.3), la (4.3b) indica la realimentación del estado, (4.3c)-(4.3d) corresponden al modelo de predicción y (4.3e) son las restricciones sobre los estados y las entradas, donde \mathbb{X} es un conjunto convexo, mientras que \mathbb{U} es convexo y acotado.

Además, la (4.3f) indica que la referencia artificial debe ser un punto de equilibrio del sistema, cumpliendo con las restricciones sobre los estados y entrada de control a través de la (4.3g), pudiendo observarse además que se añade una constante arbitraria $\lambda \in [0, 1)$ cercana a la unidad. El objetivo de esta constante, es evitar una posible pérdida de controlabilidad generada por un punto de equilibrio en la frontera del espacio factible [Rao and Rawlings, 1999].

Finalmente, (4.3h) es la restricción terminal de igualdad, la cual requiere que el estado predicho al final del horizonte de control, alcance a la referencia artificial.

Observación 6 Esta forma de escribir el problema de optimización en comparación con la presentada y utilizada en el capítulo anterior, tiene la ventaja de que el controlador resultante cuenta con un grado más de libertad. Esto es debido a la consideración explícita de la variable artificial. De esta manera, la condición terminal requerida es

satisfecha efectivamente en el final del horizonte de control ($x_{N_e|k} = x_a$), donde a diferencia de la formulación anterior, esta restricción era impuesta por ($x_{N-1|k} = x_{N|k}$), donde claramente se observa que las condiciones terminales exigían ser cumplidas un paso antes del final del horizonte de control. En el sentido opuesto, también hay que indicar como desventaja, que esta formulación resulta ser más costosa en cuanto al costo computacional requerido para obtener su solución, debido a que este problema tiene una mayor cantidad de variables para realizar la optimización, por la consideración explícita del par estado-entrada artificial (x_a, u_a). \square

La función de costo del problema, adopta una forma similar a la formulación ya presentada, donde solamente se reemplaza en el argumento del mismo, los puntos (x_{N-1}, u_{N-1}) por la referencia artificial (x_a, u_a), por lo que:

$$V_{N_e}(x_k, c_{e,k}; u_k, x_a, u_a) = \ell_{eco}(x_k - x_a + x_e, u_k - u_a + u_e, c_{e,k}) + \|x_k - x_a\|_Q^2 + \|u_k - u_a\|_R^2 + V_O(x_a, x_e). \quad (4.4)$$

Observación 7 Para la evaluación de este funcional, también es necesario el conocimiento de un punto de equilibrio óptimo, el cual se determina a través de:

$$(x_e, u_e) = \arg \min_{x,u} \ell_{eco}(x_k, u_k, c_{e,k})$$

sujeto a: (4.5)

$$x_k = A x_k + B u_k,$$

$$x_k \in \mathbb{X}, u_k \in \mathbb{U}.$$

\square

Observación 8 Se incluye también las mismas restricciones adicionales al problema sobre las acciones de control que representan a la misma variable física, para evitar la ocurrencia simultanea en las soluciones encontradas, por lo tanto, se debe cumplir que para el banco de baterías y para el intercambio de energía con la red eléctrica, la condición de que: $P_{bat(c),k} P_{bat(d),k} = 0 \wedge P_{grid(p),k} P_{grid(s),k} = 0$. \square

Configuración del EMPCT

La microrred considerada en esta oportunidad para el complejo universitario, se diferencia de manera general a la residencial presentada en el capítulo anterior, por el nivel de consumo, la presencia de los ultracapacitores como medio de almacenamiento y por los valores nominales de los distintos elementos. Debido a que la demanda de potencia no tiene mayor inferencia en relación a la formulación del criterio económico, sumado a que los ultracapacitores no son considerados para los objetivos de control en

este nivel y que el costo económico ℓ_{eco} indicado a través de la Ec. (3.10) está en función de los valores nominales del banco de baterías, se propone utilizar el mismo criterio de gestión económica para esta microrred.

El horizonte de control (N_e) para este controlador es de 24 horas, mientras que su tiempo de muestreo (T_e) será de 20 minutos y el valor de reemplazo para el sistema Power-pack necesario en la definición del costo económico ℓ_{eco} , es de $C_{re} = \$85000$.

Por otro lado, la función elegida para implementar el costo de offset, el cual es responsable de penalizar la distancia entre el punto de referencia artificial (x_a) y el punto de equilibrio económicamente óptimo (x_e) para el estado, nuevamente es un término cuadrático ponderado:

$$V_O(x_a, x_e) = \|x_a - x_e\|_T^2. \quad (4.6)$$

Los valores para las constantes y matrices del funcional de costo (4.4) que serán utilizados en la simulaciones, son los mostrados en la Tabla 4.2. También se considera el mismo escenario de precios variables para la energía descrito por la Fig. 3.3, para la definición del parámetro económico $c_{e,k}$.

Tabla 4.2: Constantes y matrices para el funcional de costo del EMPCT.

Parámetro	Descripción	Valor
$\lambda_{grid(p)}$	Compra de energía	10
$\lambda_{grid(s)}$	Venta de energía	500
$\lambda_{bat(d)}$	Descarga del Power-pack	0,2
$\lambda_{bat(c)}$	Carga del Power-pack	0,2
$\lambda_{bat(2)}$	Operación a valores nominales del Power-pack	10
C	Variación del estado de carga (soc)	0,1
R	Variables manipuladas, u	$diag(10, 10, 10, 10)$
Q	Estado del sistema, x	0,1
T	Costo de Offset	200

4.4.2. Controlador SMPC

La estrategia de control para el nivel de regulación se formula con base en los fundamentos del MPC estocástico (SMPC). La principal diferencia de este enfoque, comparado con sus homólogos deterministas, es que las acciones de control se determinan considerando restricciones probabilísticas sobre los estados/entradas del sistema, al mismo tiempo que se evaluó el valor esperado para las funciones de costo consideradas. Estas características e interpretaciones para el control de un sistema en presencia

de perturbaciones, producen soluciones menos conservadoras que el enfoque robusto, ofreciendo una mejora en términos de desempeño global.

Modelo de predicción del SMPC

Como el tiempo de muestreo para este controlador es diferente al del EMPCT, su modelo discreto también es distinto. Además, aquí se considera el almacenamiento en los ultracapacitores para la gestión del sistema. Las variables correspondientes a este nivel, como los estados, entradas de control y perturbaciones, son diferenciados por medio de una sobre-línea, así por ejemplo para el estado será: \bar{x} . Asimismo, el índice que hace referencia al instante de tiempo aparece como \hat{k} .

El modelo de predicción general para la microrred a utilizar en este controlador, se corresponde con la Ec. (2.2):

$$\bar{x}_{\hat{k}+1} = \mathcal{A} \bar{x}_{\hat{k}} + \mathcal{B} \bar{u}_{\hat{k}} + \mathcal{E} \bar{w}_{\hat{k}}, \quad (4.7)$$

donde para lograrlo, tal cual fuera indicado en el Capítulo 2, se debe obtener una de las variables que determinan el nivel de carga para un dispositivo de almacenamiento a partir de la ecuación del balance de potencia, para luego reemplazarla en la expresión que indica su dinámica. Por lo tanto, si de la Ec. (4.1) se tiene que la potencia intercambiada con el banco de ultracapacitores es:

$$\eta_{\Theta(sc)} \overline{P_{sc,\hat{k}}} = \frac{\overline{P_{bat(c),\hat{k}}}}{\eta_c} + \frac{\overline{P_{grid(s),\hat{k}}}}{\eta_{pcc}} + \frac{\overline{P_{load,\hat{k}}}}{\eta_{pcc}} - \left(\eta_c \overline{P_{bat(d),\hat{k}}} + \eta_{pcc} \overline{P_{grid(p),\hat{k}}} + \eta_c \overline{P_{pv,\hat{k}}} + \eta_c \overline{P_{w,\hat{k}}} \right). \quad (4.8)$$

Reemplazando esta expresión en la Ec. (2.10), que indica la dinámica del nivel de energía almacenada en un ultracapacitor (*soe*), se obtiene que:

$$\begin{aligned} \overline{soe}_{\hat{k}+1} &= \overline{soe}_{\hat{k}} - \frac{T_s}{\eta_{\Theta(sc)} C_{sc}} \left(\frac{\overline{P_{bat(c),\hat{k}}}}{\eta_c} + \frac{\overline{P_{grid(s),\hat{k}}}}{\eta_{pcc}} + \frac{\overline{P_{load,\hat{k}}}}{\eta_{pcc}} \right) \\ &+ \frac{T_s}{\eta_{\Theta(sc)} C_{sc}} \left(\eta_c \overline{P_{bat(d),\hat{k}}} + \eta_{pcc} \overline{P_{grid(p),\hat{k}}} + \eta_c \overline{P_{pv,\hat{k}}} + \eta_c \overline{P_{w,\hat{k}}} \right). \end{aligned} \quad (4.9)$$

Se definen los estados y entradas para este modelo como:

$$\begin{aligned} \bar{x}_{\hat{k}} &= \left(\overline{soc}_{\hat{k}} \quad \overline{soe}_{\hat{k}} \right)^\top, \\ \bar{u}_{\hat{k}} &= \left(\overline{P_{bat(c),\hat{k}}} \quad \overline{P_{bat(d),\hat{k}}} \quad \overline{P_{grid(p),\hat{k}}} \quad \overline{P_{grid(s),\hat{k}}} \right)^\top, \\ \bar{w}_{\hat{k}} &= \left(\overline{P_{pv,\hat{k}}} \quad \overline{P_{w,\hat{k}}} \quad \overline{P_{load,\hat{k}}} \right)^\top, \end{aligned}$$

por lo que, las matrices del sistema discreto serán representadas de la siguiente manera:

$$\mathcal{A} = \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{pmatrix},$$

$$\mathcal{B} = \begin{pmatrix} \frac{\eta_{bat(c)}T_s}{C_{bat}} & \frac{-T_s}{\eta_{bat(d)}C_{bat}} & 0 & 0 \\ \frac{-T_s}{\eta_{\Theta(sc)}\eta_c C_{sc}} & \frac{\eta_c T_s}{\eta_{\Theta(sc)}C_{sc}} & \frac{\eta_{pcc}T_s}{\eta_{\Theta(sc)}C_{sc}} & \frac{-T_s}{\eta_{\Theta(sc)}\eta_{pcc}C_{sc}} \end{pmatrix},$$

$$\mathcal{E} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ \frac{\eta_c T_s}{\eta_{\Theta(sc)}C_{sc}} & \frac{\eta_c T_s}{\eta_{\Theta(sc)}C_{sc}} & \frac{-T_s}{\eta_{\Theta(sc)}\eta_{pcc}C_{sc}} \end{pmatrix}.$$

Es importante notar, que el vector de variables manipuladas tiene los mismo elementos que al modelo usado en el controlador EMPCT del nivel superior.

Formulación general del SMPC

Un problema de optimización con un horizonte de tiempo finito, en el cual se consideran restricciones probabilísticas, pertenece a la clase de problemas con restricciones al azar [Prékopa, 2013]. Una formulación general para el SMPC, donde se evaluó la esperanza de su función de costo, considerando la probabilidad de existencia para los estados a un conjunto determinado, es presentado como:

$$\min_{\bar{u}} \sum_{j=0}^{N_s-1} \mathbf{E} \left[\ell \left(\bar{x}_{j|\hat{k}}, \bar{u}_{j|\hat{k}} \right) + V_f \left(\bar{x}_{N_s|\hat{k}} \right) \right] \quad (4.10a)$$

sujeto a:

$$\bar{x}_{0|\hat{k}} = \bar{x}_{\hat{k}} \in \mathbb{X}, \quad (4.10b)$$

$$\bar{x}_{j+1|\hat{k}} = \mathcal{A} \bar{x}_{j|\hat{k}} + \mathcal{B} \bar{u}_{j|\hat{k}} + \mathcal{E} \bar{w}_{j|\hat{k}}, \quad (4.10c)$$

$$\bar{u}_{j|\hat{k}} \in \mathbb{U}, \quad (4.10d)$$

$$\mathbf{P} \left[\bar{x}_{j+1|\hat{k}} \in \mathbb{X} \right] \geq 1 - \epsilon_j, \quad j \in \mathbb{I}_{0:N_s-1}. \quad (4.10e)$$

El funcional de costo (4.10a) se evaluará según su valor esperado \mathbf{E} a lo largo de todo el horizonte de control, que a su vez representa un valor aleatorio, ya que depende de argumentos aleatorios.

Las restricciones sobre los estados $\bar{x}_{j+1|\hat{k}}$, como se ha indicado, representan la probabilidad de pertenecer al conjunto convexo \mathbb{X} (4.10e), permitiéndose un cierto nivel predefinido de violación ϵ_j , que corresponde a un parámetro de diseño del controlador.

Considerar restricciones probabilísticas, es una forma de manejar eficientemente variables aleatorias no acotadas, las cuales son referidas como restricciones al azar (chance constrains). Una manera alternativa de expresar una restricción de este tipo, es calcular su esperanza en lugar de una probabilidad definida.

Se debe notar, que en esta presentación general del problema matemático, el nivel de probabilidad ϵ_j depende del paso de predicción considerado, pudiendo ser este variable. En la mayoría de las aplicaciones, este permanece constante durante todo el horizonte de control.

Contrariamente a los estados, las restricciones sobre las entradas de control se consideran determinísticas y limitadas a pertenecer a un conjunto convexo y acotado \mathbb{U} (4.10d). Esta afirmación se corresponde con la mayoría de los problemas de control para procesos reales. Sin embargo, en algunas formulaciones también pueden ser consideradas con un sentido probabilístico.

El mayor desafío del problema estocástico (4.10), es lograr resolverlo eficientemente en cada tiempo de muestreo. Excepto para pocas aplicaciones, se está en presencia de problemas no convexos, independientemente de la convexidad mantenida para \mathbb{X} . Se sabe que estos problemas son más difíciles y complejos de resolver, por lo que será necesario obtener formulaciones manejables y relajadas que sean aplicables a sistemas reales, a través de estrategias del MPC.

SMPC basado en escenarios (SCMPC)

Una estrategia para generar una solución aproximada y subóptima para el problema estocástico (4.10), pero factible para aplicaciones en sistemas reales, es generada gracias a los avances obtenidos en la solución de programas convexos aleatorios (RCP) [Campi and Garatti, 2008, Calafiore, 2010, Schildbach et al., 2013], el llamado control predictivo por modelo basado en escenarios (SCMPC) [Prandini et al., 2012, Schildbach et al., 2014].

La idea central del enfoque basado en escenarios, es la de reemplazar las restricciones al azar impuestas sobre el estado (4.10e), por restricciones determinísticas asociadas a un número determinado de muestras que puedan tomar las perturbaciones. Debido a esto, tenemos un número finito de M muestras para las perturbaciones, por lo que el funcional (4.10), resulta ser una variable aleatoria con una distribución discreta que puede tomar M valores distintos con la misma probabilidad. Por lo tanto, su esperanza matemática coincide con su media aritmética [Petrov and Mordecki, 2008].

Considerando estas relajaciones, el problema de horizonte finito basado en escenarios es formulado de la siguiente manera:

$$\min_{\bar{u}} \quad \frac{1}{M} \sum_{m=1}^M \sum_{j=0}^{N_s-1} \ell \left(\bar{x}_{j|\hat{k}}^{(m)}, \bar{u}_{j|\hat{k}} \right) + V_f \left(\bar{x}_{N_s|\hat{k}}^{(m)} \right) \quad (4.11a)$$

sujeto a:

$$\bar{x}_{0|\hat{k}} = \bar{x}_{\hat{k}} \in \mathbb{X}, \quad (4.11b)$$

$$\bar{x}_{j+1|\hat{k}}^{(m)} = \mathcal{A} \bar{x}_{j|\hat{k}}^{(m)} + \mathcal{B} \bar{u}_{j|\hat{k}} + \mathcal{E} \bar{w}_{j|\hat{k}}^{(m)}, \quad (4.11c)$$

$$\bar{u}_{j|\hat{k}} \in \mathbb{U}, \quad (4.11d)$$

$$\bar{x}_{j+1|\hat{k}}^{(m)} \in \mathbb{X}, \quad j \in \mathbb{I}_{0:N_s-1}, \quad m \in \mathbb{I}_{1:M}, \quad (4.11e)$$

donde M indica el número de posibles valores considerados para las perturbaciones, que si se toman para todo el horizonte de control, se expresan mediante el vector: $\bar{w}_{\hat{k}}^{(m)} = \{\bar{w}_{0|\hat{k}}^{(m)}, \dots, \bar{w}_{N_s-1|\hat{k}}^{(m)}\}$, donde se forma el llamado “escenario” que da nombre a la formulación.

Comparado con otros enfoques analíticos existentes, la gran ventaja de esta estrategia es que no requiere hacer ninguna suposición sobre las características de las perturbaciones, como por ejemplo su función de distribución; solamente se necesita de la existencia y disponibilidad de muestras para estas variables.

Aplicando la estrategia del horizonte deslizante, se obtiene una **única acción de control** (\bar{u}) para todo el horizonte (N_s), donde únicamente es aplicada la primera acción $\bar{u}_{0|\hat{k}}^*$. Se deja que el sistema evolucione durante un tiempo de muestreo \hat{k} , para volver a resolver el problema de optimización y generar una nueva secuencia de \bar{u} .

Hay que tener en cuenta que esta **única acción de control** se determina con base a la satisfacción robusta de las M restricciones de estado, cada una correspondiente a una muestra tomada de la perturbación. Por lo tanto, se tendrá M **trayectorias de estado** a lo largo del horizonte de control.

Como era de esperar, la solución generada por el problema (4.11) se acercará más a la óptima que pueda obtenerse a partir del problema original (4.10), cuando más muestras sean consideradas para su solución. Por lo tanto, la elección adecuada de M es relevante en este enfoque, considerando una relación de compromiso entre la fidelidad de la solución obtenida y el costo computacional para obtenerla.

A partir de los resultados obtenidos en [Calafiore, 2010], luego extendidos a programas aleatorios de varias etapas en [Schildbach et al., 2013], que alcanzan la implementación de las estrategias para MPC, se demuestra que para la aproximación de problemas restringidos aleatoriamente a través de programas convexos aleatorios, si el tamaño de la muestra verifica la Ec. (4.12), entonces la solución óptima obtenida del problema (4.11) es factible para el (4.10), con una probabilidad de confianza no inferior a $(1 - \beta)$:

$$\sum_{i=0}^{\zeta-1} \binom{M}{i} \epsilon^i (1 - \epsilon)^{M-i} \leq \beta, \quad (4.12)$$

donde la constante $\beta \in (0, 1)$ es un parámetro para el diseño de la estrategia de control, la cual depende del nivel de confianza esperado de alcanzar en la solución y de la *Dimensión de Helly* (ζ) [Calafiore, 2010].

Definición 2 *Dimensión de Helly* [Calafiore, 2010]: se define como las restricciones del problema convexo aleatorio, donde si se elimina alguna de ellas, se modifica la solución obtenida al resolver el problema, resultando en un valor óptimo inferior. Esta dimensión está acotada superiormente por el tamaño para la variable de decisión del problema. \square

La desigualdad puede transformarse en un límite explícito para el tamaño de la muestra utilizando la siguiente expresión:

$$M(\epsilon, \beta, \zeta) \geq \frac{2}{\epsilon} \left(\ln \left(\frac{1}{\beta} \right) + \zeta - 1 \right). \quad (4.13)$$

Se puede demostrar que la elección de valores pequeños para β , como 10^{-5} por ejemplo, para obtener un alto grado de confianza en la solución obtenida por el programa aleatorio, no cambia significativamente el tamaño de la muestra a considerar. Lo contrario ocurre para la Dimensión de Helly (ζ) y el nivel de probabilidad admisible para exceder las restricciones (ϵ); por lo que, seleccionar de manera apropiada estos parámetros es importante para no transformar al problema aleatorio en uno de muy difícil solución.

En [Zhang et al., 2015], se propone una original metodología para determinar la Dimensión de Helly basada en la estructura de las “*funciones de restricción*” del problema estocástico. Esta propuesta depende del tamaño para el espacio de incertidumbre y de la posibilidad de que las funciones de restricción asociadas al problema, sean separables entre las variables de decisión y las variables inciertas (perturbaciones).

Definición 3 *Funciones de restricción* [Zhang et al., 2015]: Una función de restricción para un problema estocástico es aquella con una estructura como:

$$g(u, w) \mid g : \mathbb{R}^{n_u} \times \mathbb{R}^{n_w} \rightarrow \mathbb{R}^r,$$

donde u es la variable de decisión y w es la incierta. \square

Para la elección apropiada del tamaño de la muestra para en la estrategia de MPC a proponer, se parte de los siguientes supuestos:

- (i) Las perturbaciones actúan sobre el sistema de forma aditiva, por lo que la función de restricción del problema, se puede dividir en funciones que dependen de las variables de decisión y de las inciertas, de modo que: $g(u, w) = h(u) + s(w)$.
- (ii) Las variables de estado que deben controlarse estarán restringidas por límites inferiores y superiores (restricciones de caja), y a su vez toman la forma de: $\bar{x}_k \in \mathbb{X} = \{\bar{x} \in \mathbb{R}^{n_x} : F\bar{x} \leq f\}$, donde $F \in \mathbb{R}^{n_f \times n_x}$, $f \in \mathbb{R}^{n_f}$ y n_f es el número de restricciones para el estado.
- (iii) La ley de control para la estrategia MPC basada en escenarios (SCMPC) es una realimentación de estados $\bar{u} = \kappa(\bar{x})$.

En consecuencia, y considerando lo establecido en las Preposiciones 2 (Dependencia aditiva de la incertidumbre) y 5 (Restricciones de caja) de [Zhang et al., 2015], el límite sugerido para la Dimensión de Helly es: $\zeta \leq \frac{r}{2} = \frac{n_f}{2}$. Considerando el modelo de la Ec. (4.7), se puede observar que $n_f = 2$, por lo tanto $\zeta = 1$.

Con estas afirmaciones, definiendo un nivel de confianza para la solución del 99 % ($\beta = 0,01$) y con una probabilidad de satisfacción para las restricciones del 80 % ($\epsilon = 0,2$) en todos los pasos de predicción, el número de muestras requeridas según la Ec. (4.13) es de $M = 46$ para cada una de las perturbaciones del sistema.

Configuración del SCMPC

Este nivel de control actuará como regulador hacia las consignas óptimas (u_s, x_s) proporcionadas por el EMPCT. Por lo tanto, el horizonte de control (N_s) será precisamente el intervalo de muestreo del nivel superior, es decir, 20 minutos, mientras que el tiempo de muestreo (T_s) para el SCMPC será de 2 minutos.

El costo de etapa $\ell(\bar{x}_k, \bar{u}_k)$ de la Ec. (4.11a) propuesto para este controlador, estará formado por funciones cuadráticas ponderadas, que tiene la misión de minimizar la distancia de los estados predichos y las acciones de control, con respecto a las referencias óptimas (u_s, x_s) , por lo tanto:

$$\ell(\bar{x}_k, \bar{u}_k) = \|\bar{x}_k - x_s\|_Q^2 + \|\bar{u}_k - u_s\|_R^2. \quad (4.14)$$

También se considera un costo terminal $V_f(\bar{x}_{N_s})$ para el estado del sistema, que minimiza la distancia en el final del horizonte de control (N_s), entre el estado predicho y el óptimo considerado:

$$V_f(\bar{x}_{N_s}) = \|\bar{x}_{N_s} - x_s\|_P^2. \quad (4.15)$$

Los valores utilizados en las simulaciones para las matrices definidas en los costos de etapa y terminal indicados arriba, figuran en la Tabla 4.3. También, la restricción

adicional enunciada en la Observación 8, la cual evita que las acciones de control que representan la misma variable física ocurran al mismo tiempo, será aplicada para obtener las soluciones generadas al resolver el problema (4.11).

Tabla 4.3: Matrices del costo de etapa y terminal del SCMPC.

	Descripción	Valor
Q	Estados del sistema, \bar{x}	$diag(0,01, 0,01)$
R	VARIABLES manipuladas, \bar{u}	$diag(1, 1, 1)$
P	Costo terminal	$diag(1000, 1000)$

4.4.3. Algoritmo de control

Con el objetivo de ofrecer un resumen y poder colaborar a un mejor entendimiento y análisis de la estructura integral de control predictivo económica - estocástica basada en escenarios que se propone en este capítulo, se elabora un algoritmo de control que incluye los pasos a tener en cuenta para la implementación de la estrategia desarrollada, el cual es mostrado en la Fig. 4.4.

4.5. Simulaciones y resultados

En esta sección se presentan las simulaciones realizadas para la estructura de control. Al igual a las presentadas en el capítulo anterior, estas fueron implementadas en Matlab2020b y para dar solución a los problemas de optimización se utilizó CasADi.

Las restricciones impuestas a los estados $x = (soc)$ y $\bar{x} = (\overline{soc}, \overline{soe})^T$, se establecieron de acuerdo con las recomendaciones realizadas por los fabricantes de los elementos empleados para el almacenamiento: baterías de ion-litio y ultracapacitores.

El banco de baterías de ion-litio utilizado en la microrred, se corresponde con el sistema power-pack con las características indicadas en la Tabla 4.1. De acuerdo a estudios publicados sobre el ciclo de envejecimiento para las baterías de ion-litio, como los presentados en [Maheshwari et al., 2018, Maheshwari et al., 2020] para minimizar el proceso de degradación y maximizar su esperanza de vida, los autores recomienda que durante la operación, los niveles de carga permanezca dentro del rango comprendido entre el 30 % y 60 % de su capacidad nominal. Estos límites fueron utilizados en el controlador desarrollado en el Capítulo 3. Entre las características más destacadas del sistema power-pack, se encuentra su diseño modular, el cual permite altas capacidades de almacenamiento y la posibilidad de soportar profundos ciclos de cargas/descargas sin inconvenientes significativos, logrando trabajar en zonas más cercanas a sus valores

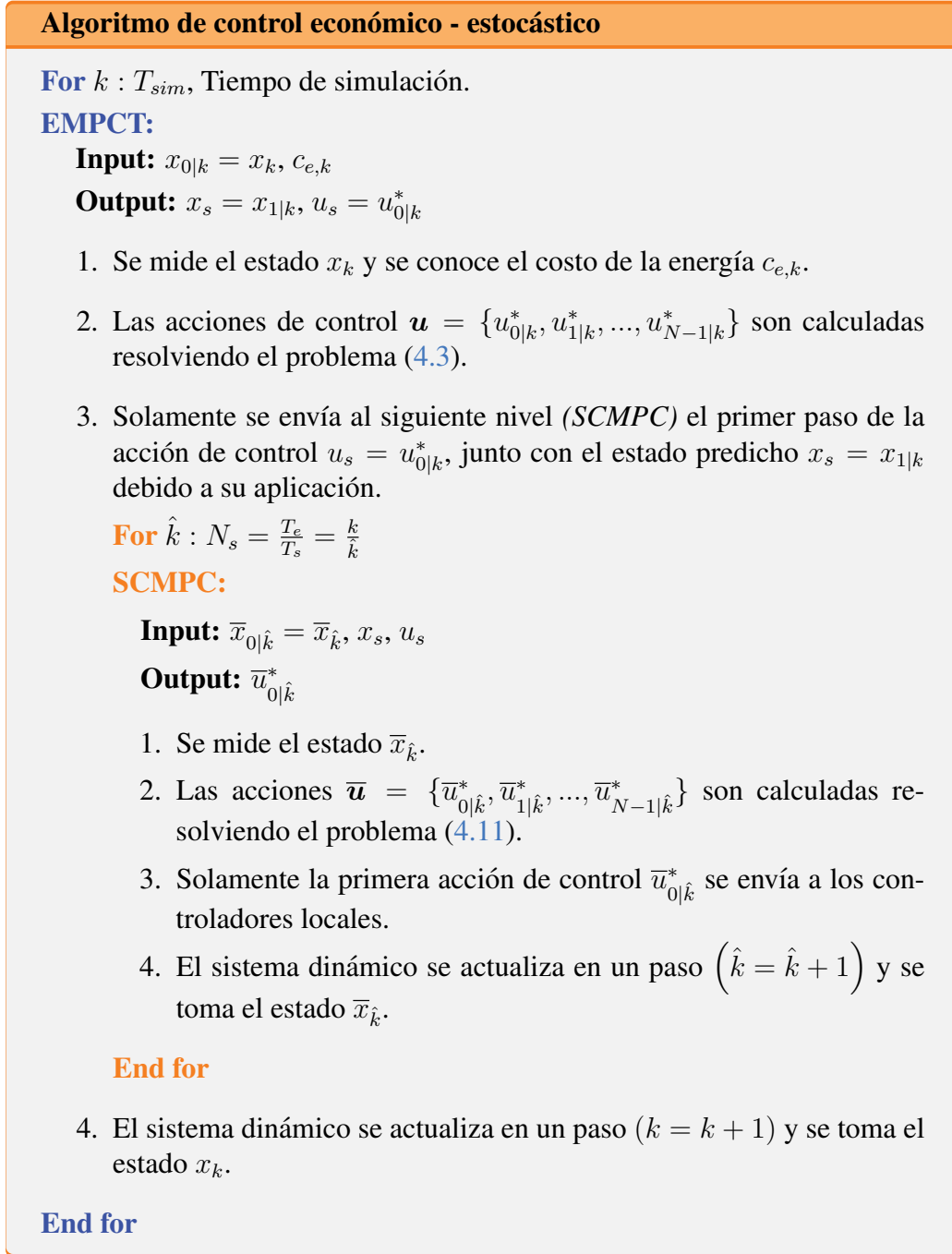


Figura 4.4: Algoritmo de control económico - estocástico

nominales. Por ello, los límites para el soc y \overline{soc} , utilizados para los lazos de control serán del 20 y 80 %.

Los ultracapacitores no presentan inconvenientes con los ciclos de trabajo profundos, siendo estos elementos capaces de cargarse y descargarse completamente sin problemas. Por tanto, los límites establecidos serán del 5 y 95 % para el \overline{soc} .

En cuanto a las variables manipuladas, las restricciones relativas a la potencia manejada por el sistema de almacenamiento, serán los valores nominales indicados en la Tabla 4.1. Para la potencia intercambiada con la red eléctrica, se asume que esta debe satisfacer la demanda del complejo universitario en ausencia del recurso renovable para la generación de electricidad. Por lo tanto, según las mediciones realizadas, la demanda instantánea de potencia será siempre inferior a 55 kW, tomando este valor como límite considerado tanto para la compra así como para la venta de energía, $P_{grid(p)} / \overline{P_{grid(p)}}$ y $P_{grid(s)} / \overline{P_{grid(s)}}$.

Una restricción particular se aplicará al proceso de compra del recurso eléctrico durante el lapso de tiempo en la que generalmente se producen los picos de consumo, es decir, de 18:00 a 23:00 horas. En este periodo, la microrred puede solicitar un máximo de 20 kW a la red eléctrica para satisfacer su demanda. Esta estrategia es utilizada habitualmente por los reguladores de la red para los grandes consumidores con capacidad de generación y dispositivos de almacenamiento. Este sistema de regulación implementado, encuentra su fundamento en el crecimiento continuo de la demanda, que no va de la mano con la misma pendiente al crecimiento en la capacidad de generación. Por lo tanto, los reguladores optan por este tipo de estrategias para poder satisfacer las necesidades de todos los usuarios conectados a la red eléctrica.

Esta característica operativa representa un reto interesante para la estructura de control, ya que en esta zona horaria se produce el pico de demanda para la microrred, que es el momento donde se desarrollan la mayoría de las actividades académicas, ya que la universidad tiene horario nocturno para el cursado de sus diferentes cátedras.

Los primeros resultados generados para el nivel de control del EMPCT, con un tiempo de simulación de dos días ($T_{sim} = 48$ h), un horizonte de control de 24 horas ($N_e = 24$ h) y un tiempo de muestreo de 20 minutos ($T_e = 20$ min) aparecen en la Fig. 4.5. Allí se observan las acciones de control óptimas determinadas por la estrategia y las predicciones utilizadas en las perturbaciones para el horizonte de control implementado. Además, allí mismo también se muestra la evolución del *soc* para el sistema power-pack.

Se observa que las restricciones impuestas en el diseño del controlador se cumplen en todo momento, al tiempo que se optimiza la gestión del sistema bajo los objetivos del costo económico ℓ_{eco} establecido; como el de maximizar el beneficio del intercambio de energía con la red y evitar cambios bruscos en los nivel de carga del sistema de almacenamiento.

Es importante notar, como el controlador satura la variable para la potencia relacionada a la compra de energía por parte de la microrred, entre las 18:00 y 23:00 horas, cumpliendo con la restricción particular impuesta por el regulador de la red, cuyo valor debe ser inferior a 20 kW. En este periodo de tiempo, el resto de la demanda es

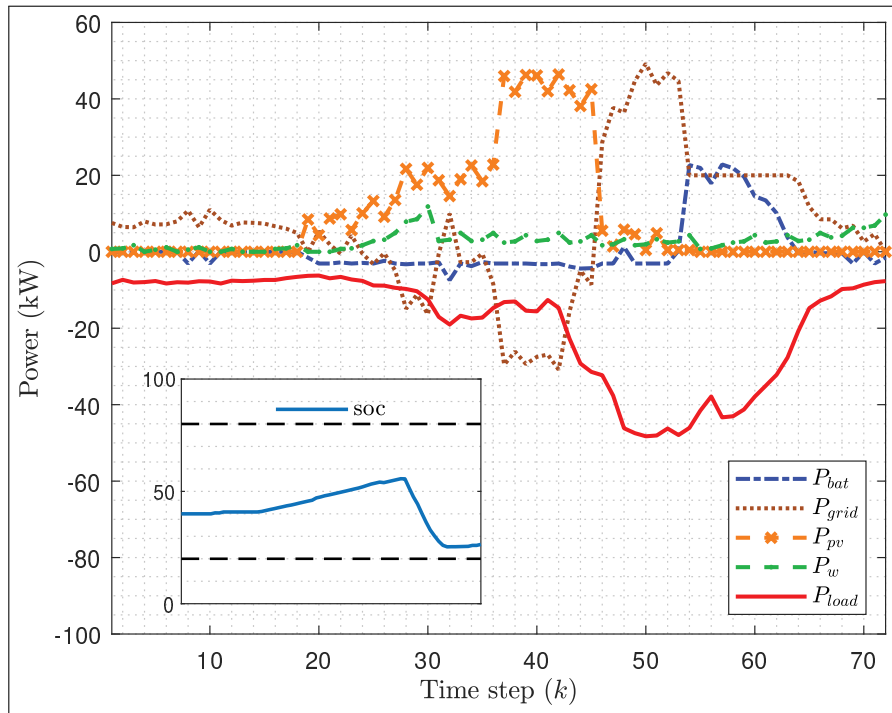


Figura 4.5: Resultados de simulación del EMPCT. P_{bat} : potencia intercambiada con el banco de baterías. P_{grid} : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{pv} : potencia generada por el arreglo de paneles solares. P_w : potencia generada por el parque eólico. P_{load} : demanda de la microrred. soc : evolución del estado de carga del banco de baterías (sistema power-pack).

soportada con la energía almacenada en el banco de baterías.

Durante las horas en la que la disponibilidad del recurso renovable para la generación de electricidad es importante, gran parte de la energía generada se vende a la red eléctrica, maximizando el beneficio económico obtenido por realizar esta transacción. Además, al mismo tiempo se cumple con la demanda y una parte se utiliza para cargar el sistema de almacenamiento, logrando alcanzar un nivel de carga suficiente para hacer frente en el futuro al requerimiento de los consumidores.

Para la estrategia SCMPC, que actúa como regulador hacia los puntos óptimos (u_s, x_s) de consigna generados por la EMPCT, se realizaron simulaciones en diferentes momentos del horizonte de control de este controlador. El objetivo es poder demostrar el comportamiento del sistema ante posibles errores en las predicciones utilizadas por el nivel superior en diferentes momentos de tiempo.

Se realiza una primera simulación para el SCMPC, que abarca el periodo comprendido entre los tiempos de muestreo (k) 25 a 26 de los resultados mostrados en la Fig. 4.5. La consigna óptima proporcionada por la EMPCT para este tiempo de control es: $u_s = (3,1 \ 0 \ 2,8 \ 0)^T$ y $x_s = 47,68\%$.

Los resultados son mostrados en la Fig. 4.6, donde la 4.6(a) presenta los valores

para las variables manipuladas y las diferentes muestras utilizadas para las perturbaciones, mientras que 4.6(b) muestra la evolución del estado de carga del sistema de baterías \overline{soc} y las distintas trayectorias del nivel de energía para el banco de los ultracapacitores. Hay tantas trayectorias para el \overline{soe} como muestras M de las perturbaciones.

Observación 9 *Se tiene M trayectorias para el \overline{soe} y solamente una para el \overline{soc} debido a la estructura del modelo de predicción generado para la microrred. Esto se puede apreciar en la configuración de la matriz \mathcal{E} del modelo representado por la Ec. (4.7) utilizado para el SCMPC, donde las perturbaciones afectan la dinámica del \overline{soe} . \square*

Se puede observar, como el controlador SCMPC regula adecuadamente el sistema hacia la consigna generada por el EMPCT, partiendo de unas condiciones iniciales también indicadas por este controlador superior.

Además, se destaca la satisfacción robusta de las restricciones para las M diferentes trayectorias del \overline{soe} en cada una de las muestras consideradas para las perturbaciones, bajo la acción de un único valor de la variable de control, que es la premisa del enfoque basado en escenarios.

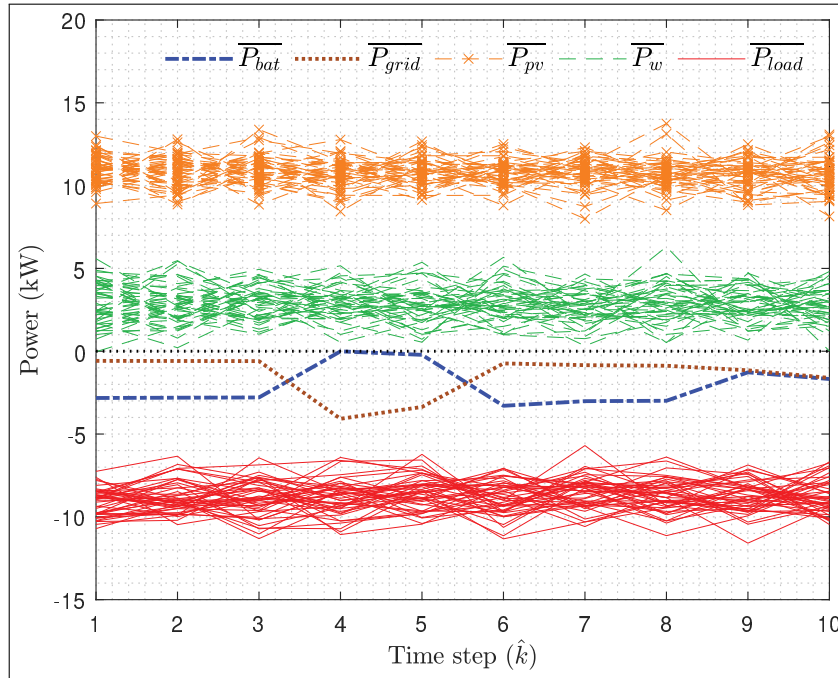
La condición inicial de carga para los ultracapacitores debe ser única al principio del horizonte de control. Los ultracapacitores tendrán un estado definido en este instante y luego evolucionarán (en la simulación) de forma diferente según cada muestra de la perturbación.

Para la realización de estas simulaciones, las distintas muestras utilizadas para la demanda de la microrred son valores reales adquiridos a partir de mediciones realizadas sobre el sistema real. A diferencia de los datos utilizados para los perfiles de potencia generados por los recursos renovables, que se obtuvieron según un generador aleatorio con base a los valores de referencia utilizados como predicciones.

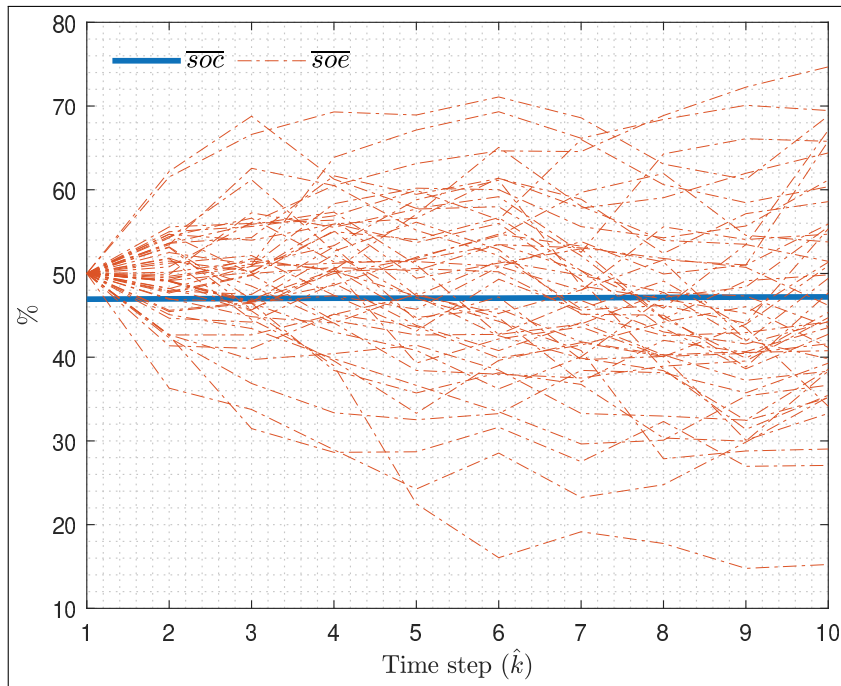
Los siguientes resultados de simulación presentados, fueron realizados en el mismo contexto de la Fig. 4.5, pero esta vez sobre el tiempo de muestreo (k) es definido por los instantes 58 a 59. Los resultados se muestran en la Fig. 4.7, donde de nuevo se alcanza la satisfacción robusta para todas las trayectorias de estado, bajo una única acción de control representada por las variables manipuladas $\overline{P}_{bat,k}$ y $\overline{P}_{grid,k}$. La consigna óptima proporcionada por el EMPCT es ahora: $u_s = (0 \ 19,89 \ 0 \ 20)^\top$ y $x_s = 37,32\%$.

En la zona horaria en la que se realiza esta simulación, corresponde al periodo en el que el regulador de la red exige que la potencia instantánea comprada por la microrred sea inferior a 20 kW. Por lo tanto, cabe destacar que también en este lazo de control, se logra cumplir con la restricción impuesta en su formulación, cumpliendo además con el resto de los objetivos fijados.

Las distintas trayectorias de estado para la \overline{soe} , mostradas en la Fig. 4.7, alcanzan distintos valores al final del horizonte de control. Ahora, uno de estos estados finales



(a) Variables manipuladas y muestras de perturbaciones.



(b) Evolución del \overline{soc} y diferentes trayectorias para la \overline{soe} .

Figura 4.6: SCMPC para el tiempo de muestreo 25 a 26 en la Fig. 4.5. \overline{P}_{bat} : potencia gestionada por el banco de baterías. \overline{P}_{grid} : potencia intercambiada con la red eléctrica. \overline{P}_{pv} : muestras de la potencia generada por el arreglo de los paneles. \overline{P}_w : muestras de la potencia obtenida del parque eólico. \overline{P}_{load} : muestras para la demanda de potencia. \overline{soc} : evolución del estado de carga del banco de baterías. \overline{soe} : evolución del estado de energía del banco de ultracapacitores.

será la condición inicial para la próxima estrategia SCMPC aplicada a su horizonte correspondiente, es decir, el definido por los períodos 59 a 60 de pasos del tiempo (k).

La próxima simulación se realizará precisamente sobre el periodo definido por el intervalo de muestras del 59 al 60, es decir el siguiente a los resultados anteriormente mostrados. Para llevarla a cabo, se han tomado como valores iniciales del \overline{soe} , los extremos obtenidos al final de estas posibles trayectorias indicadas en la Fig. 4.7, es decir, 10 y 80 %. El objetivo es verificar el correcto funcionamiento del controlador SCMPC, para un escenario de actuación continua y real del esquema de control.

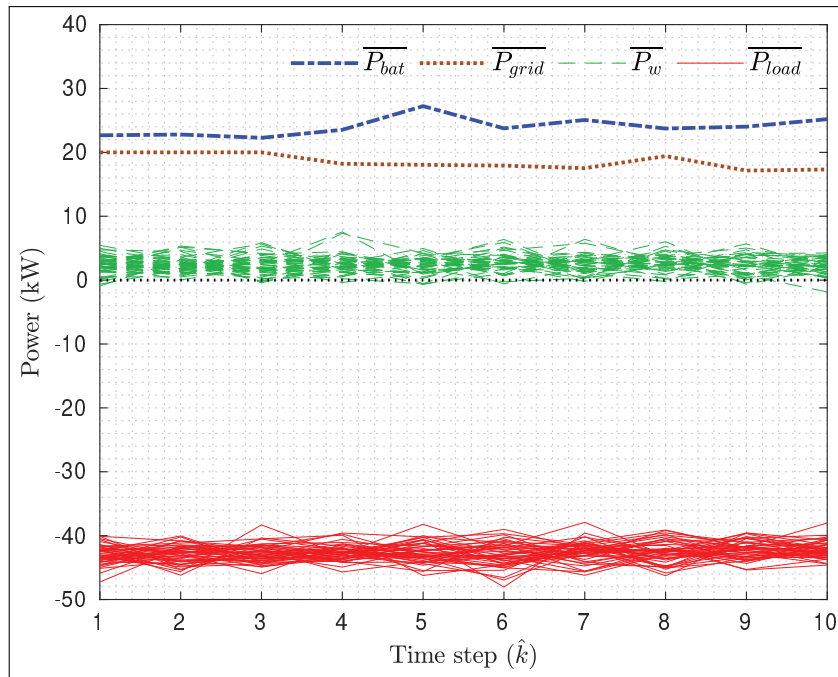
Los resultados son presentados en la Fig. 4.8, donde ahora la consigna de referencia óptima proporcionada por el controlador EMPCT del nivel superior es: $u_s = (0 \ 17,89 \ 0 \ 20)^T$ y $x_s = 33,76\%$. Se puede apreciar, como una vez más la estrategia de control logra un correcto funcionamiento en función de los objetivos propuestos, frente a este nuevo escenario de simulación desarrollado. Se debe notar, como el sistema de gestión consigue cumplir con las restricciones impuestas en todo el horizonte de control para las diferentes muestras de perturbaciones consideradas, bajo un único valor de variable manipulada.

Otro resultado es mostrado en la Fig. 4.9, producto de una nueva simulación para el controlador EMPCT generado con los mismo parámetros, es decir, el tiempo de simulación ($T_{sim} = 48 \text{ h}$), horizonte de control ($N_e = 24 \text{ h}$) y tasa de muestreo ($T_e = 20 \text{ min}$). A diferencia del primer escenario indicado, en este se utilizan predicciones diferentes para las variables no manipuladas, tanto para la energía generada por los recursos renovables, como para la demanda de potencia por parte de la microrred. Estas nuevas predicciones son obtenidas, considerando una condición diferente en materia climática para los recursos renovables que determina el nivel de electricidad posible de generar, como ser el grado de nubosidad del día y la velocidad del viento pronosticada. También la predicción de la demanda es distinta, en relación a lo obtenido por la herramienta de pronóstico utilizada. El objetivo es poder mostrar el funcionamiento de la estructura de control, bajo un escenario diferente al ya analizado.

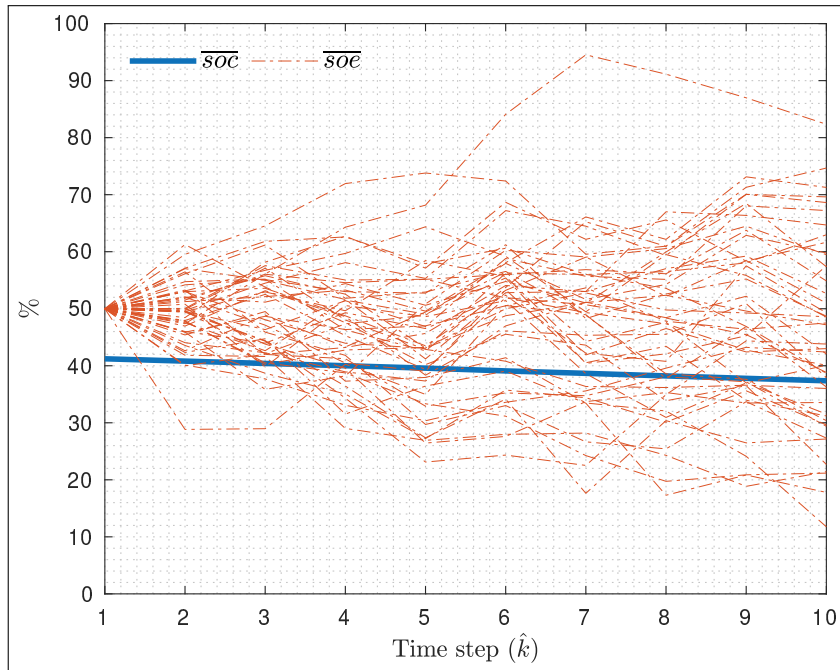
Se observa que esta oportunidad, se cuenta con una mayor cantidad de energía generada por los RERs, por lo que se puede apreciar un mayor intercambio de energía con la red eléctrica cuantificado por la venta de este recurso desde la microrred, sobre todo al inicio de la jornada diurna, donde el nivel de consumo no es importante en relación a la generación renovable.

Notar como el sistema de control decide cargar el banco de baterías de una forma constante y con valores alejados a sus límites nominales (ayudando a extender su vida útil), para alcanzar un nivel de carga adecuado, para luego utilizar este recurso renovable almacenado cuando sea necesario para dar cumplimiento a la demanda.

Se realizaron distintas simulaciones para el controlador SCMPC en base a estos

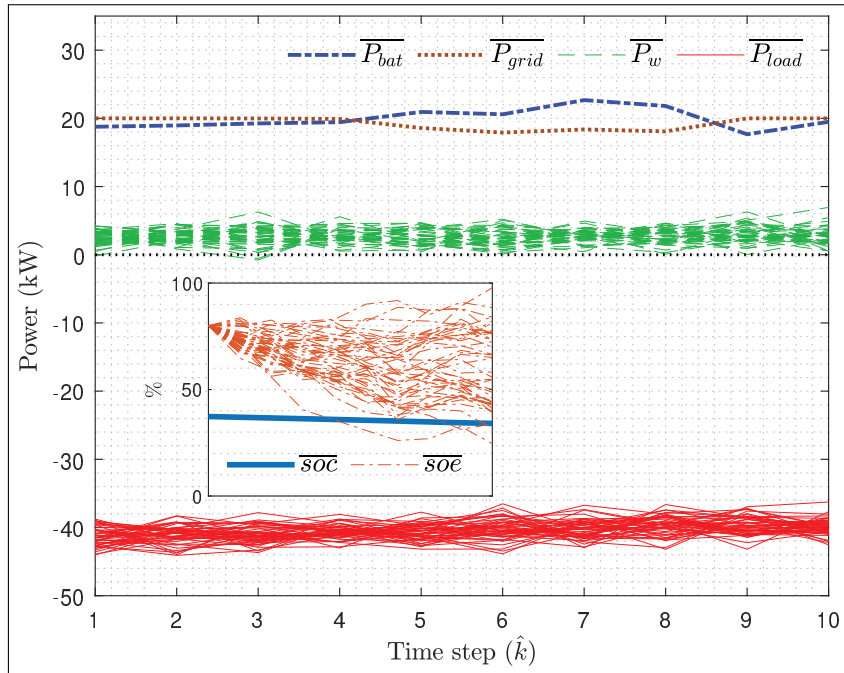


(a) Variables manipuladas y muestras de perturbaciones.

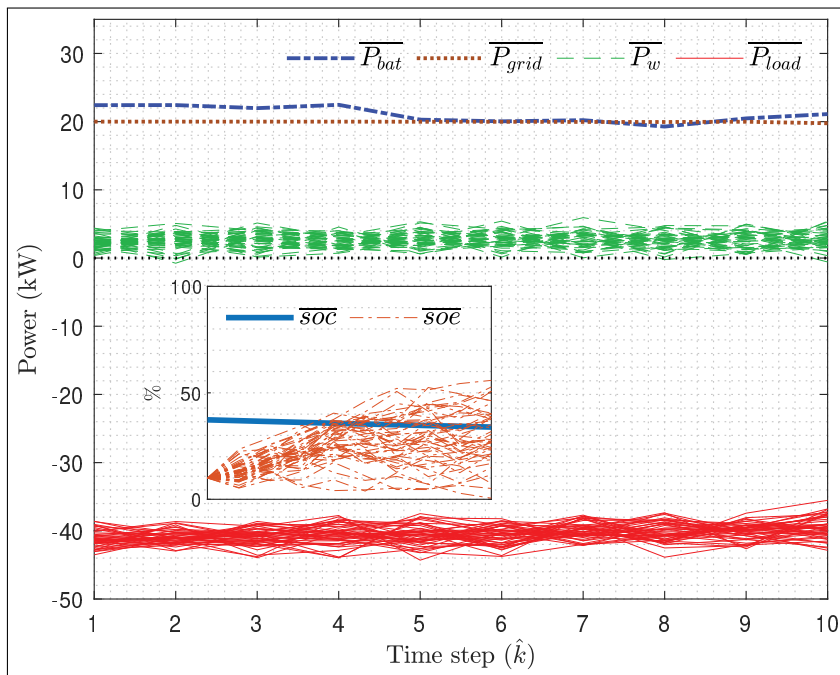


(b) Evolución del \overline{SOC} y diferentes trayectorias para la \overline{SOE} .

Figura 4.7: SCMPC para el tiempo de muestreo 58 a 59 en la Fig. 4.5. \overline{P}_{bat} : potencia gestionada por el banco de baterías. \overline{P}_{grid} : potencia intercambiada con la red eléctrica. \overline{P}_w : muestras de la potencia obtenida del parque eólico. \overline{P}_{load} : muestras para la demanda de potencia. \overline{SOC} : evolución del estado de carga del banco de baterías. \overline{SOE} : evolución del estado de energía del banco de ultracapacitores.



(a) $\overline{soe}_{0|\hat{k}} = 80\%$.



(b) $\overline{soe}_{0|\hat{k}} = 10\%$.

Figura 4.8: SCMPC para el tiempo de muestreo 59 a 60 en la Fig. 4.5. \overline{P}_{bat} : potencia gestionada por el banco de baterías. \overline{P}_{grid} : potencia intercambiada con la red eléctrica. \overline{P}_w : muestras de la potencia obtenida del parque eólico. \overline{P}_{load} : muestras para la demanda de potencia. \overline{soc} : evolución del estado de carga del banco de baterías. \overline{soe} : evolución del estado de energía del banco de ultracapacitores.

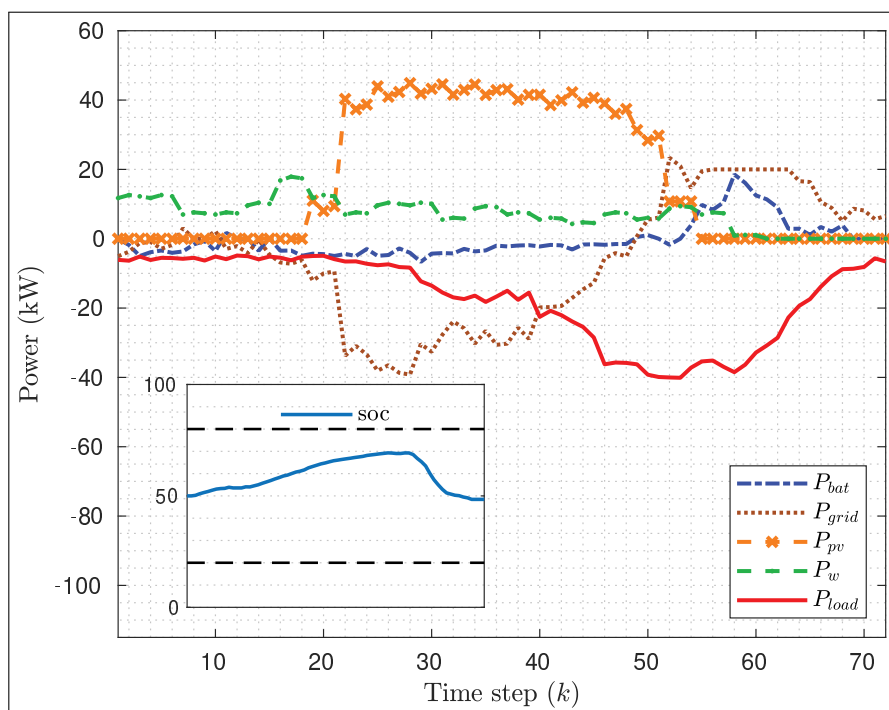


Figura 4.9: Resultados de simulación del EMPCT. P_{bat} : potencia intercambiada con el banco de baterías. P_{grid} : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{pv} : potencia generada por el arreglo de paneles solares. P_w : potencia generada por el parque eólico. P_{load} : demanda de la microrred. soc : evolución del estado de carga del banco de baterías (power-pack).

nuevos datos obtenidos, donde a continuación se expondrán algunos de estos, en periodos de tiempos diferentes a los mostrados anteriormente con el primer escenario de resultados para el EMPCT.

En la Fig. 4.10, se observa las acciones determinadas por el SCMPC, para el periodo comprendido por los instantes de tiempo (k) 10 a 11 de la Fig. 4.9. Las condiciones iniciales y los puntos de consigna (referencia) que se utilizan en este controlador para las variables manipuladas y el estado del sistema, son proporcionados por el EMPCT, donde la referencia para este nivel de control es: $u_s = (0 \ 1,71 \ 2,94 \ 0)^T$ y $x_s = 53,88\%$. Notar como el controlador cumple con los requisitos y restricciones exigidos por los criterios de gestión, considerando muestras para las perturbaciones, con el objetivo de simular posibles errores de predicción introducidos.

Observación 10 Una característica importante que debe ser destacada con base en la serie de resultados ya presentados, es como de acuerdo a la elección apropiada de las variables manipuladas para el sistema de control, los medios destinados para el almacenamiento de la energía y la propuesta integral de control realizada; la posibles discrepancias que existen entre las predicciones y las muestras consideradas para estas por aplicación del enfoque basado en escenarios, son absorbidas por el banco de

ultracapacitores. Con esto se logra darle un enfoque estocástico a la gestión del sistema, donde a su vez las posibles variaciones repentinas en las variables son mitigadas por la presencia de los ultracapacitores, evitando que estas sean trasladadas a los demás componentes de la microrred (incluyendo la red eléctrica), cumpliendo con el objetivo de preservar la integridad de estos y al mismo tiempo obtener estabilidad eléctrica para el sistema en general. \square

La acción del controlador SCMPC para el periodo de tiempo (k) comprendido entre el instante 21 a 22 de la Fig. 4.9, es observada en la Fig. 4.11. Aquí se tiene la presencia de las tres perturbaciones existente, donde también los valores manejados para las distintas variables son importantes. Sin entrar en detalles redundantes, se observa el comportamiento general buscado en la formulación de este controlador.

En las Figs. 4.12 y 4.13, se indican los resultados para los tiempos de muestro (k) 22 a 23 de la Fig. 4.9, es decir el siguiente al recientemente presentado. En estas, el estado inicial para el nivel de energía para los ultracapacitores ($\overline{soe}_{0|k}$), se toman los valores extremos mostrados en el final del horizonte de control en la Fig. 4.11. Se aprecia como el sistema de control elige adecuadamente el valor para sus acciones, para cumplir con las exigencias establecidas en su formulación.

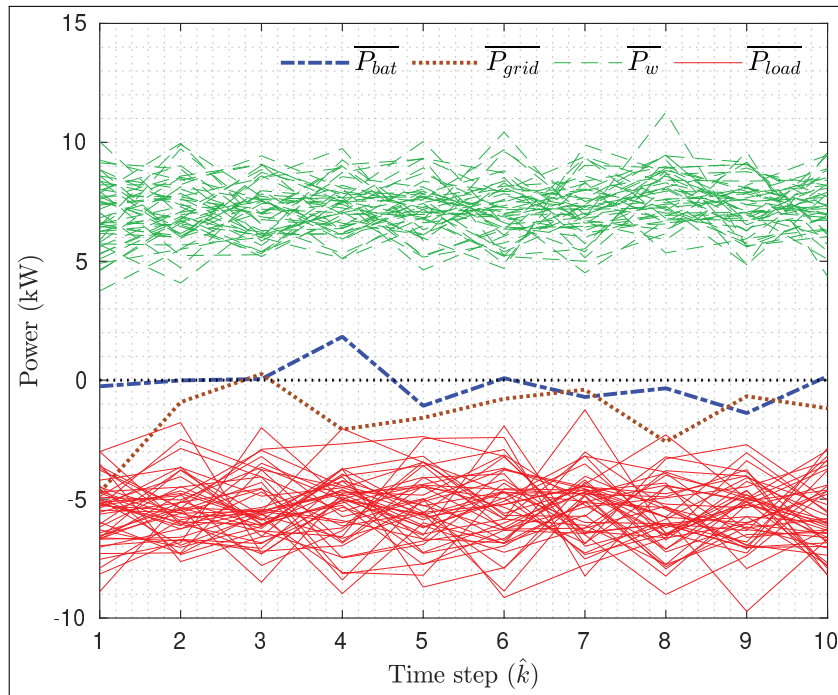
Un último resultado de simulación es mostrado a través de la Fig. 4.14 para el lapso de tiempo comprendido entre los instantes 30 a 31, donde una vez más, el sistema bajo la acción del controlador predictivo estocástico desarrollado, se comporta de manera correcta.

4.6. Conclusiones del capítulo

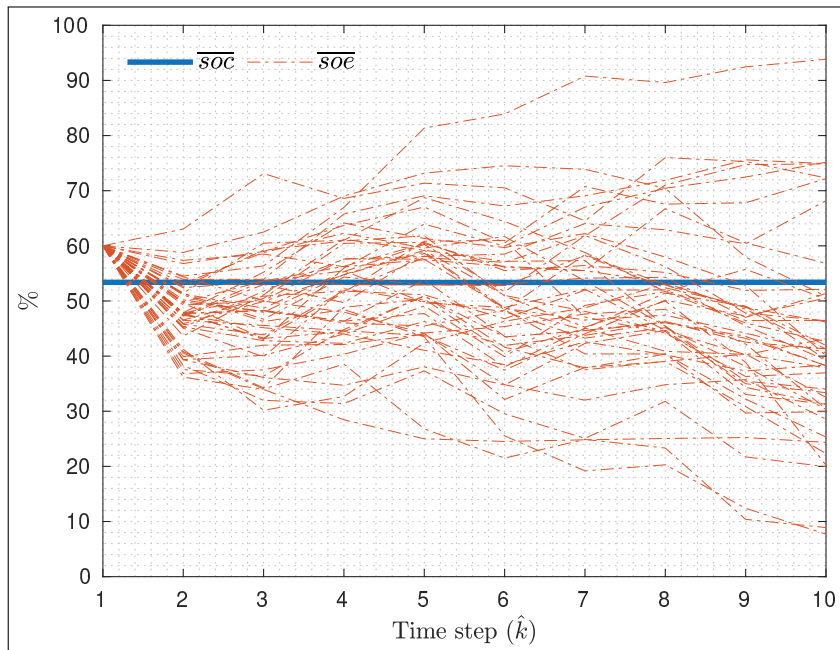
Se presentó una novedosa estructura integral de control a través de estrategias apropiadas de MPC para gestionar microrredes conectadas a una red eléctrica. La propuesta se inscribe en el nivel superior (EMS) de las estructuras jerárquicas utilizadas para controlar este tipo de sistemas, donde se propuso dividirlo en dos niveles.

El primer nivel, un EMPCT implementado sobre un horizonte de control diario y utilizando predicciones para la generación de electricidad a través de los recursos renovables disponibles y para la demanda de energía, se aplica para obtener trayectorias óptimas para las acciones de control y los estados del sistema. Luego se propuso un SCMPC como regulador en un segundo nivel de control, para manejar posibles errores de pronósticos en las predicciones utilizadas para las perturbaciones del sistema.

El controlador económico del primer nivel (EMPCT), se corresponde al desarrollado en el capítulo anterior, donde en esta oportunidad se presentó una forma alternativa de escribir el problema de optimización, al considerar de manera explícita la variable

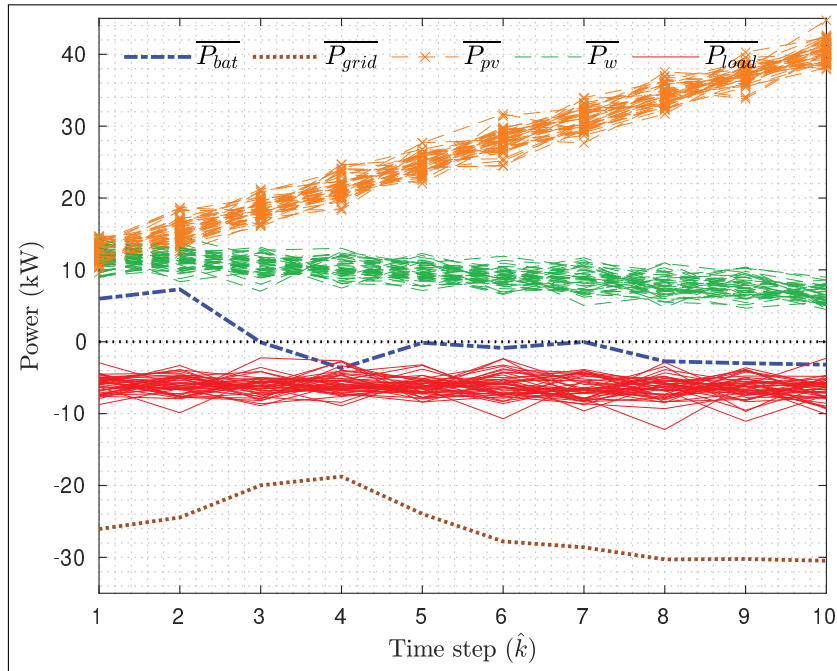


(a) Variables manipuladas y muestras de perturbaciones.



(b) Evolución del \overline{soc} y diferentes trayectorias para la \overline{soe} .

Figura 4.10: SCMPC para el tiempo de muestreo 10 a 11 en la Fig. 4.9. \overline{P}_{bat} : potencia gestionada por el banco de baterías. \overline{P}_{grid} : potencia intercambiada con la red eléctrica. \overline{P}_w : muestras de la potencia obtenida del parque eólico. \overline{P}_{load} : muestras para la demanda de potencia. \overline{soc} : evolución del estado de carga del banco de baterías. \overline{soe} : evolución del estado de energía del banco de ultracapacitores.



(a) Variables manipuladas y muestras de perturbaciones.

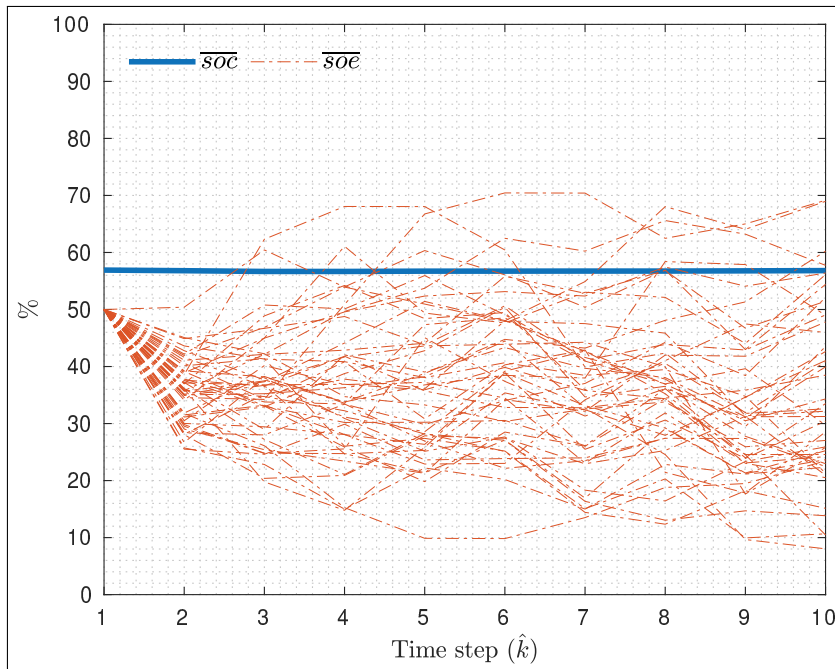
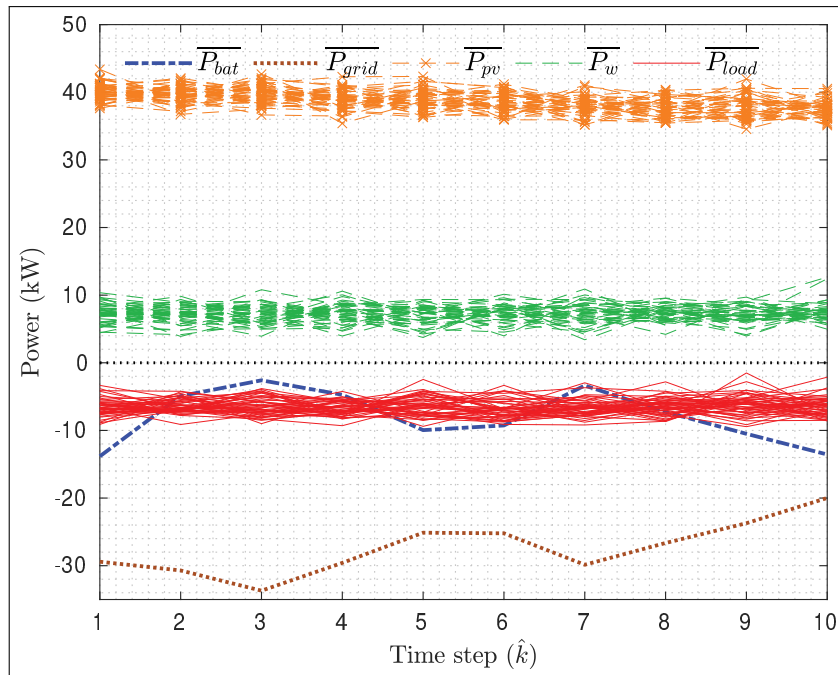
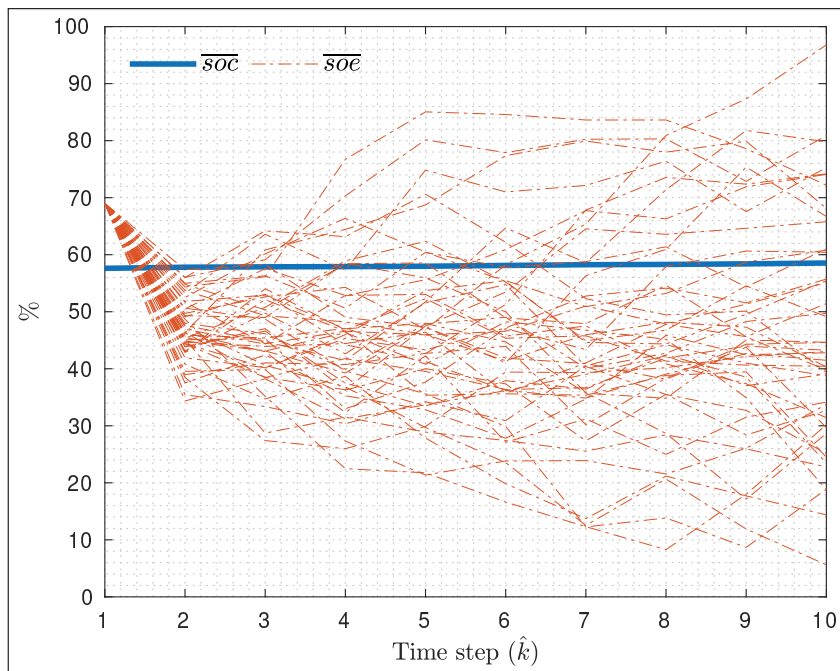
(b) Evolución del \overline{soc} y diferentes trayectorias para la \overline{soe} .

Figura 4.11: SCMPC para el tiempo de muestreo 21 a 22 en la Fig. 4.9. \overline{P}_{bat} : potencia gestionada por el banco de baterías. \overline{P}_{grid} : potencia intercambiada con la red eléctrica. \overline{P}_{pv} : muestras de la potencia generada por el arreglo de los paneles. \overline{P}_w : muestras de la potencia obtenida del parque eólico. \overline{P}_{load} : muestras para la demanda de potencia. \overline{soc} : evolución del estado de carga del banco de baterías. \overline{soe} : evolución del estado de energía del banco de ultracapacitores.

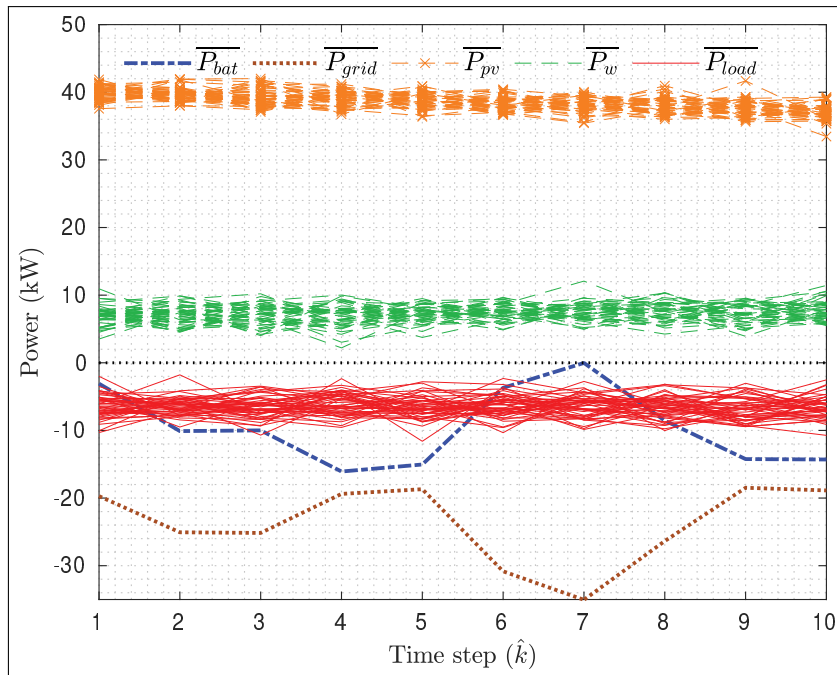


(a) Variables manipuladas y muestras de perturbaciones.



(b) Evolución del \overline{soc} y diferentes trayectorias para la \overline{soe} .

Figura 4.12: SCMPC para el tiempo de muestreo 22 a 23 en la Fig. 4.9. \overline{P}_{bat} : potencia gestionada por el banco de baterías. \overline{P}_{grid} : potencia intercambiada con la red eléctrica. \overline{P}_{pv} : muestras de la potencia generada por el arreglo de los paneles. \overline{P}_w : muestras de la potencia obtenida del parque eólico. \overline{P}_{load} : muestras para la demanda de potencia. \overline{soc} : evolución del estado de carga del banco de baterías. \overline{soe} : evolución del estado de energía del banco de ultracapacitores.



(a) Variables manipuladas y muestras de perturbaciones.

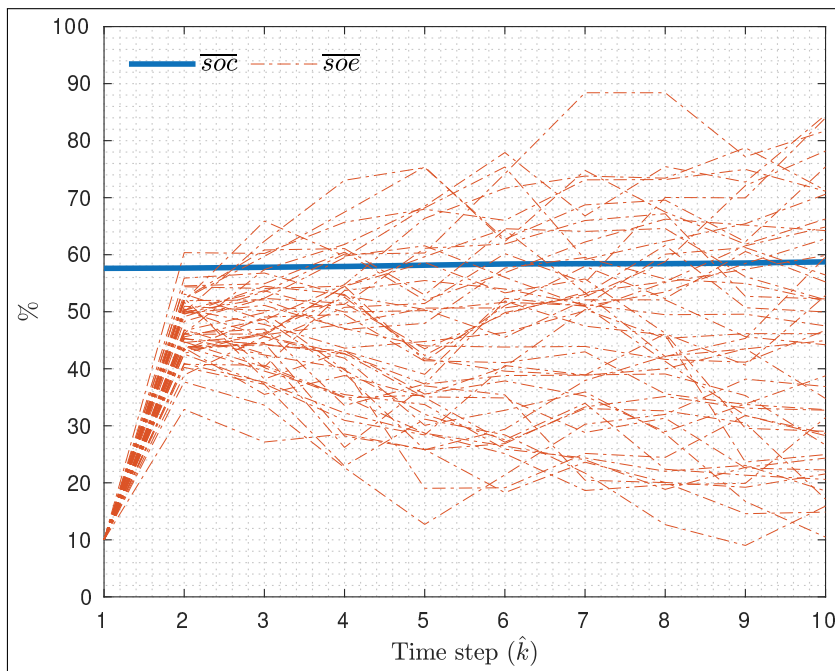
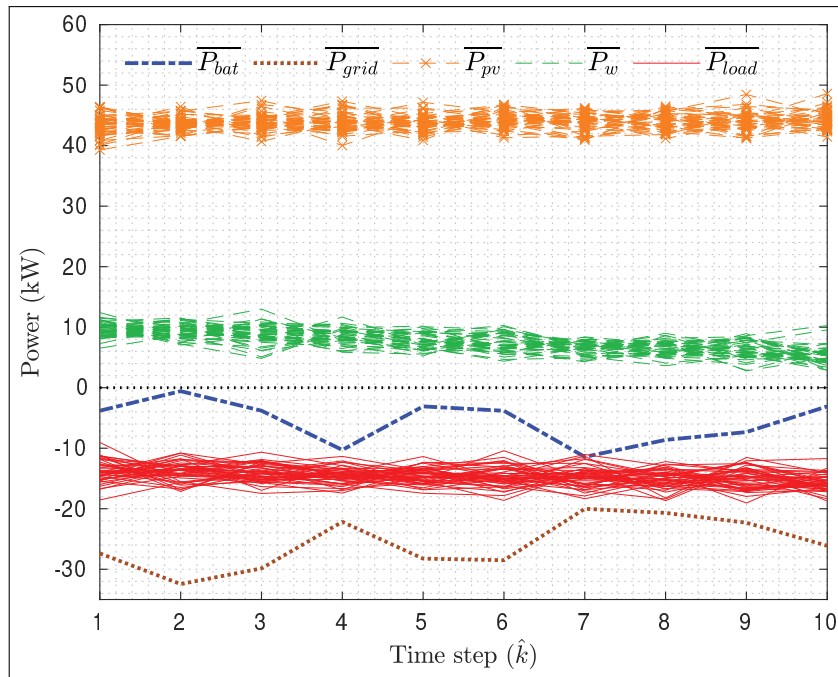
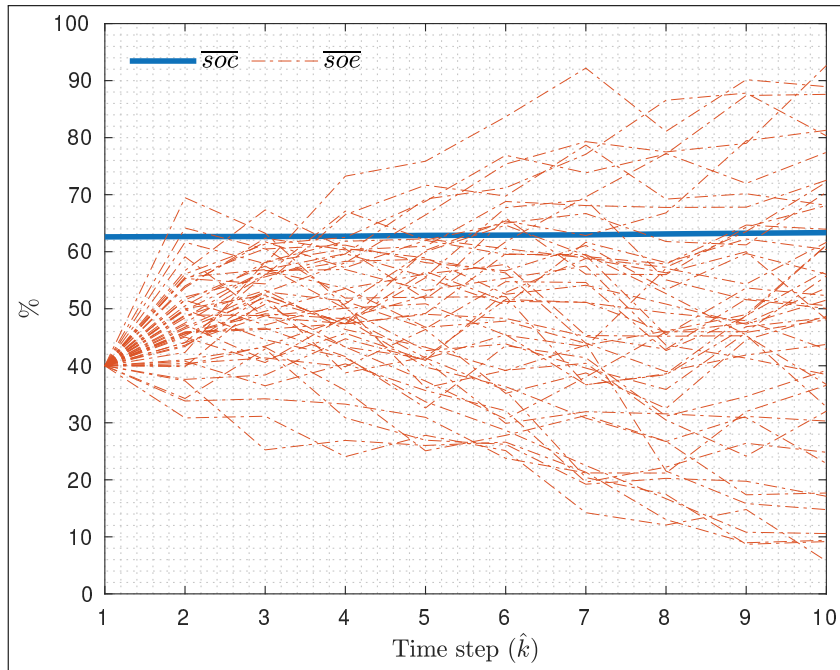
(b) Evolución del \overline{soc} y diferentes trayectorias para la $\overline{soc_e}$.

Figura 4.13: SCMPC para el tiempo de muestreo 22 a 23 en la Fig. 4.9. \overline{P}_{bat} : potencia gestionada por el banco de baterías. \overline{P}_{grid} : potencia intercambiada con la red eléctrica. \overline{P}_{pv} : muestras de la potencia generada por el arreglo de los paneles. \overline{P}_w : muestras de la potencia obtenida del parque eólico. \overline{P}_{load} : muestras para la demanda de potencia. \overline{soc} : evolución del estado de carga del banco de baterías. $\overline{soc_e}$: evolución del estado de energía del banco de ultracapacitores.



(a) Variables manipuladas y muestras de perturbaciones.



(b) Evolución del \overline{soc} y diferentes trayectorias para la \overline{soe} .

Figura 4.14: SCMPC para el tiempo de muestreo 30 a 31 en la Fig. 4.9. \overline{P}_{bat} : potencia gestionada por el banco de baterías. \overline{P}_{grid} : potencia intercambiada con la red eléctrica. \overline{P}_{pv} : muestras de la potencia generada por el arreglo de los paneles. \overline{P}_w : muestras de la potencia obtenida del parque eólico. \overline{P}_{load} : muestras para la demanda de potencia. \overline{soc} : evolución del estado de carga del banco de baterías. \overline{soe} : evolución del estado de energía del banco de ultracapacitores.

artificial requerida, con objeto de mantener la factibilidad y estabilidad del lazo de control ante cambios en el criterio económico a optimizar.

En la formulación estocástica del segundo nivel de control (SCMPC), se utilizó el enfoque basado en escenarios, ya que este no requiere hacer ningún supuesto sobre las funciones de distribución para las variables aleatorias asociadas a cada perturbación. En este sentido, su aplicación requiere disponer de muestras para cada una de las variables (perturbaciones), lo cual se considera factible de obtener para los recursos renovables encargados de generar electricidad, mientras que para la demanda de potencia, se disponía con la posibilidad de contar con mediciones adquiridas de la planta real proyectada para la microrred.

El sistema mostró un correcto comportamiento en las diferentes simulaciones presentadas, donde se consideraron variadas restricciones para el sistema controlado, incluida una impuesta por el regulador de la red, que limitaba la compra de energía para un lapso de tiempo determinado. Los resultados obtenidos mostraron una gran flexibilidad para la estructura de control propuesta como EMS, donde se logró mantener las virtudes del controlador económico, sumándole un enfoque estocástico tratable para gestionar las perturbaciones del sistema.

También es destacable la configuración híbrida propuesta para el sistema de almacenamiento, que permite satisfacer las distintas necesidades de demanda por parte de la microrred. Por otra parte, debido a una adecuada elección de las variables manipuladas para la estructura de control y objetivos bien formulados, se logra que las variaciones repentinas de las diferentes variables sobre el sistema, sean absorbidas por elementos con aptitudes favorables para ello (ultracapacitores), resguardando la integridad de los demás componentes de la microrred, donde al mismo tiempo se adquiere estabilidad en cuanto a las variables eléctricas para todo el sistema, lo cual representa un hecho que también debe ser destacado.

Con esta estructura integral de control óptimo, resulta posible gestionar el sistema de acuerdo a criterios económicos, a la vez que se dispone de las bases y fundamentos necesarios para gestionar las perturbaciones existentes, que son una variable fundamental en este tipo de sistemas.

Capítulo 5

Control predictivo económico - coalicional basado en modelo

Contribuciones y estructura del capítulo

La contribución de este capítulo es el desarrollo de estrategias para el control de grupos o comunidades de microrredes interconectadas, donde la elección de las acciones para el control es realizada de forma óptima, considerando y analizando los diferentes objetivos de gestión que pueda tener cada operador y propietario de las microrredes, pero donde a su vez, también se involucre y propongan ciertos objetivos generales para alcanzar el correcto desempeño de todo el sistema.

Al considerar estas comunidades de microrredes, nos acercamos al concepto final buscado de la red inteligente formada por nodos con sus propios sistemas de autogestión, logrando cumplir con el último objetivo propuesto en esta investigación, que es el control de la interacción entre microrredes que estén dispuestas a hacerlo.

La idea central perseguida es poder lograr extender el controlador predictivo propuesto en el Capítulo 3 para el EMS, donde se consideraron objetivos tanto económicos como dinámicos del sistema. Para ello, se propone utilizar como enfoque la estrategia del control coalicional, donde se analiza la posibilidad de que los distintos agentes o nodos (microrredes) puedan formar coaliciones para tomar sus decisiones de forma conjunta, y donde sus acciones serán elegidas considerando objetivos individuales para cada agente, pero también criterios generales de gestión.

El control coalicional, a diferencia del enfoque distribuido, brinda la posibilidad de ir modificando las coaliciones formadas, ya sea por la propia dinámica asociada al sistema o por modificaciones en los lineamientos establecidos que incidieron en su formación.

La determinación de las variables para el control de una coalición determinada

será generada por estrategias de MPC como todas las propuestas realizadas en este documento, pero para analizar y decidir qué coaliciones serán formadas, se implementa una rama del marco teórico desarrollado en la disciplina conocida como “*Teoría de Juegos*”, que son los juegos cooperativos n-personales.

La información ofrecida en el resto del capítulo, está organizada de la siguiente manera: en la Sección 5.1 se realiza una introducción a las estrategias de control de sistemas formados por varias entidades independientes, exponiendo diferencias y virtudes para cada una. También, un breve inicio sobre la Teoría de Juegos es presentada, indicando las diferentes ramas o disciplinas e identificando la línea que se utilizará en esta tesis. La Sección 5.2, brinda un análisis de diferentes trabajos de investigación publicados que persiguen objetivos similares al que se propone en este capítulo; mientras que en la Sección 5.3, se presenta una formulación general del problema de control óptimo coalicional que se quiere resolver por medio de una estrategia de MPC. Una solución al problema presentado, es desarrollada en el Sección 5.4 a través de una estructura jerárquica coalicional; para que en la Sección 5.5, se expongan resultados obtenidos de simulaciones realizadas para la estrategia propuesta, sobre una comunidad de microrredes interconectadas a través de una red en malla. La Sección 5.6, extiende la propuesta de control a sistemas de microrredes donde se tiene restricciones en la comunicación, considerando como ejemplo la misma comunidad de microrredes ya estudiada, pero esta vez conectadas en cadena; para finalizar con algunas conclusiones mostradas en la Sección 5.7.

5.1. Introducción

Las futuras redes eléctricas estarán formadas por nodos inteligentes (microrredes) con sus propios sistemas de control. Si se toma una perspectiva global para abordar el problema del control y de gestión para estas redes eléctricas, se disponen de distintos enfoques o esquemas. El más intuitivo al momento de analizar las distintas alternativas, es el de disponer de un controlador central con el cual los diferentes nodos compartan su estado e información; para que luego, esta entidad centralizada pueda tomar sus decisiones teniendo una visión de todo el sistema de interés. Esta estrategia se la conoce como *control centralizado* y es la que mejor desempeño ofrece en cuanto al comportamiento y gestión para todo el sistema. Sin embargo, su implementación trae consigo una serie de inconvenientes, como el hecho de las dificultades que pueden surgir para poder disponer de toda la información necesaria en un único punto central, ya sea por distancias físicas o por decisiones privadas de cada entidad, como también los aspectos relacionados a la complejidad del problema que se puede presentar al tratar con

sistemas de gran tamaño.

De forma natural, para intentar mitigar los inconvenientes de la implementación del *control centralizado*, se piensa en la opción de dividir el sistema en varios subsistemas, donde cada uno de ellos sea asignado a un controlador local, que resolverá el problema de control a nivel regional/local para cada división realizada. Esta estrategia recibe el nombre de *control no centralizado* y dependiendo del grado de comunicación que existan entre los controladores locales de cada subsistemas, a su vez se puede dividir en esquemas *descentralizados* y *distribuidos*; donde en los primeros no existen una comunicación entre los agentes o controladores, mientras que en las estrategias *distribuidas*, hay canales activos para compartir información de interés para la gestión global del sistema. Algunas referencias bibliográficas para esquemas de control distribuido, implementadas en el marco del MPC, pueden ser encontradas en [Maestre et al., 2014b, Negenborn and Maestre, 2014, Pannocchia, 2019].

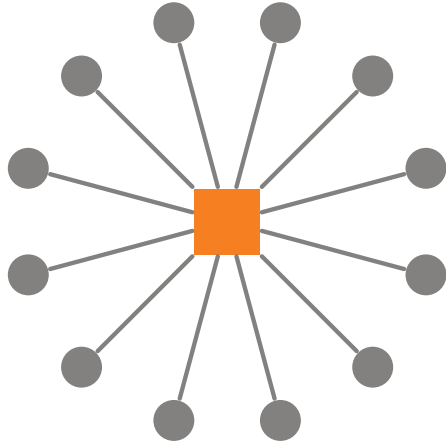
El principal inconveniente con el que deben tratar los esquemas de control no centralizados, es la pérdida de desempeño del lazo de control en relación al enfoque centralizado. La mayoría de las propuestas distribuidas realizadas consideran a la subdivisión del sistema, frecuentemente denominadas coaliciones, invariante con relación al tiempo; es decir, que una vez definida la partición del sistema en relación a un criterio específico - como similitudes entre agentes o distancia máxima entre ellos - esta permanece fija y cada controlador local resuelve el problema de gestión para cada subsistema (coalicción) definido.

Una propuesta para tratar con el problema de la pérdida de desempeño, es considerar la posibilidad de ir analizando y variando la división inicial realizada del sistema. Esta variación dinámica de las coaliciones encuentra su fundamento en la propia evolución natural del sistema, ya que las condiciones para las cuales se determinó la partición óptima bajo un cierto criterio en un momento determinado, pueden variar y dejar de ser la mejor opción de dividir el sistema. Esta estrategia de control que considera una variación dinámica para las coaliciones, es conocida como *control coalicional* [Maestre et al., 2014a, Fele et al., 2017, Fele et al., 2018, Muros, 2019, Muros, 2021].

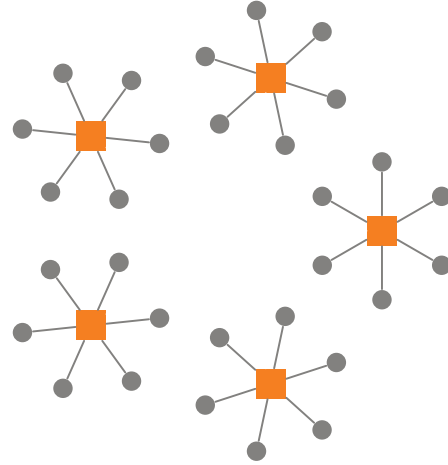
A modo de resumen y para facilitar la comprensión, en la Fig. 5.1 se realiza una sencilla representación gráfica de las distintas estrategias de control indicadas para un grupo de agentes, donde se destaca que la Fig. 5.1(d) representa al *control coalicional*, el cual considera la variación dinámica de las coaliciones o grupos de agentes; como así también el carácter activo o inactivo de los diferentes enlaces que conectan a los agentes del sistema, quienes serán en definitiva los que van definir las coaliciones por formarse.

La decisión dinámica para la formación de estas coaliciones, junto a la implementación de técnicas de control óptimo para la elección de las acciones a tomar en forma

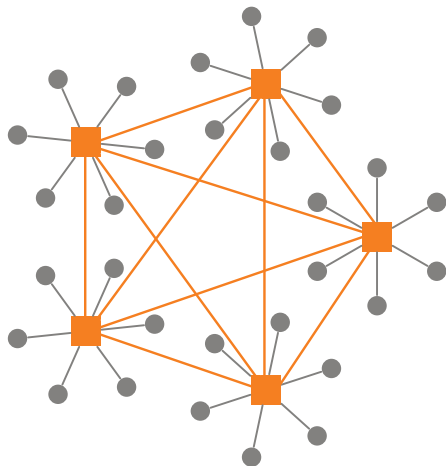
conjunta para cada coalición, conforman lo que se denomina el control coalicional óptimo.



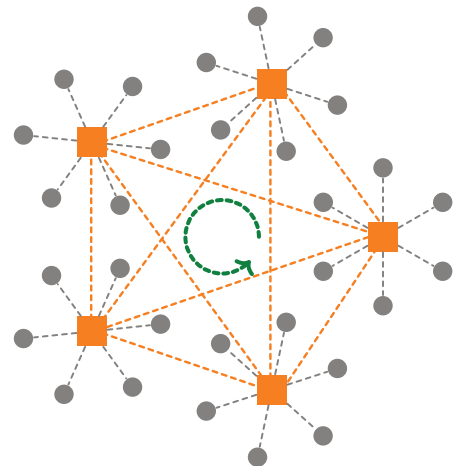
(a) *Control centralizado*. Un controlador central para todos los nodos. Toda la información es gestionada por este controlador.



(b) *Control descentralizado*. Controladores locales para cada subsistema. No existen comunicación entre ellos.



(c) *Control distribuido*. Controladores locales para cada subsistema. Existen comunicación pero los subsistemas son fijos.



(d) *Control coalicional*. Como el caso distribuido, pero las coaliciones de nodos (subsistemas) varían dinámicamente.

Figura 5.1: Estrategias de control para un conjunto de agentes o nodos.

Anteriormente ya fue indicado que el MPC es una forma de implementar el control óptimo, pero en esta oportunidad, además se necesita contar con algún tipo de herramienta o marco teórico en la toma de decisiones en cuanto a las posibles coaliciones por formarse. En este aspecto, la *Teoría de Juegos* [Maschler et al., 2020, Owen, 2013] ofrece un marco conceptual y analítico, el cual por medio de una serie de herramientas matemáticas, brinda la posibilidad de estudiar y analizar las complejas interacciones entre jugadores racionales e independientes.

Desde sus inicios la teoría de juegos fue concebida como una disciplina que busca analizar los conflictos e intereses en los que diferentes actores o jugadores (agentes) intentan optimizar sus resultados o ganancias. Permite realizar un análisis formal, a través de un enfoque muy amplio, distintas alternativas por medio del cual se pueden relacionar los diferentes actores.

Una primera clasificación es concebida en relación a si los jugadores tienen la posibilidad y están dispuestos a comunicarse, ya que por medio de esta comunicación se puede lograr acuerdos vinculantes entre ellos. Al mismo tiempo, esta consideración conlleva a caracterizar las dos grandes ramas de la Teoría de Juegos: *los juegos no cooperativos* y *cooperativos*.

Los *juegos no cooperativos* sirven para analizar situaciones en un proceso de toma de decisiones para entidades (jugadores) independientes, donde la elección realizada por cada jugador persigue el objetivo de maximizar únicamente sus ganancias a través de sus propios medios, sin tener algún tipo de coordinación o comunicación con el resto de los jugadores. Este juego se realiza bajo el supuesto de que todos los jugadores cuentan con la misma capacidad para tomar las decisiones más racionales en relación a sus ganancias.

Mientras que en los *juegos cooperativos*, al existir la posibilidad de comunicación entre los diferentes jugadores, ellos pueden realizar negociaciones con el fin de poder formular acuerdos, que permitan maximizar ciertos objetivos generales, pero sin descuidar sus ganancias particulares, y muchas veces egoístas y con conflictos de intereses que cada jugador se proponga; en otras palabras, estos juegos nos brindan las herramientas que permite a los jugadores decidir con quién cooperar y bajo qué términos, para maximizar las ganancias individuales y generales.

Dentro de estos últimos se enmarcan los juegos cooperativos n-personales o juegos coalicionales, los cuales tratan con la formación de grupos cooperativos o coaliciones para un conjunto determinado de jugadores, que buscan optimizar su beneficio a través de acuerdos vinculantes que lo llevan precisamente a formar estas coaliciones. Estos tipos de juegos son los que se utilizan y analizan para el control económico coalicional propuesto en este capítulo.

Así como estudiar, analizar y encontrar un equilibrio o una solución eficiente entre los jugadores, es fundamental para un diseño en base a la teoría de juegos, también lo es el poder disponer de algoritmos de aprendizaje apropiados para que los jugadores sean capaces de alcanzar el resultado deseado. Estos algoritmos siguen un proceso iterativo, el cual involucra las siguientes tres etapas: (i) observar el estado y entorno del juego en el momento actual, (ii) estimar la utilidad futura del juego a disputarse entre los jugadores y (iii) actualizar las estrategias en base a estas observaciones. Por esta razón, se entiende que los algoritmos de MPC, fundamentados por su hipótesis de considerar

predicciones y por la forma de su implementación en base a la estrategia del horizonte deslizante, ofrecen un escenario apropiado para una correcta implementación de los conceptos relacionados con esta teoría.

Además, si se focaliza en los sistemas estudiados en esta investigación esto es, las microrredes y redes eléctricas inteligentes, es importante notar que la teoría de juegos está llamada ser un actor relevante para tratar los variados desafíos que se deben afrontar en las etapas de diseño, control e implementación de las futuras redes eléctricas, como fue debidamente indicado y justificado en [Saad et al., 2012].

5.2. Estado del arte

No abundan trabajos de investigación que traten la gestión de comunidades de microrredes mediante enfoques de control óptimo con aplicaciones de la teoría de juegos. La mayoría de los trabajos publicados, tratan la coordinación de microrredes o distritos energéticos (algunos autores lo citan de esta forma) a través de los diferentes enfoques de la teoría de juegos, con el objetivo de mejorar un desempeño económico global para todo el sistema. Pero estas estrategias no son formuladas a través de problemas de control óptimo (como el MPC) para la generación de las variables de control de las distintas entidades formadas, que conducen precisamente a alcanzar la meta propuesta con mejoras significativas por la aplicación de este tipo de enfoques optimizantes. Tampoco se encontraron trabajos que aborden el control de variables para la dinámica asociada al sistema, donde también algunas propuestas resultan ser muy demandantes en relación al costo computacional necesario para su implementación.

En los artículos [Saad et al., 2011] y [Sun et al., 2023], los autores resuelven el problema de la división del sistema y formación de coaliciones utilizando la teoría de juegos cooperativos por medio de procedimientos de fusión-división (merge-split) para el sistema, con el objetivo de minimizar las pérdidas de energía que se generan a nivel global. Sin embargo, la dinámica de las microrredes no es considerada y tampoco se especifican de qué manera las coaliciones formadas determinaran sus acciones de control.

En [Ananduta and Ocampo-Martinez, 2021], se propone un esquema de MPC no centralizado para resolver el problema del despacho económico de la energía entre microrredes interconectadas por medio de una red con topología radial. Como procedimiento para la formación de coaliciones, se utiliza la premisa de obtener microrredes o grupos de estas que sean autosuficientes, en relación a las predicciones de su consumo y generación de energía, es decir que no se utiliza la teoría de juegos para analizar y decidir qué tipo de coaliciones se deben formar. Además, al considerar una

red con topología radial, solamente se puede fusionar microrredes vecinas y adyacentes, lo que limita las opciones para la formación de las coaliciones. Por otro lado, al considerar esta topología, la vinculación física entre microrredes se realiza utilizando las mismas líneas de distribución que conecta a cada microrred con la red eléctrica, lo que puede conducir a una saturación de su capacidad para la transferencia de energía [Saha et al., 2023].

Los autores en [Du et al., 2018], formulan un juego cooperativo para coordinar grupos de microrredes. Por ello, primero proponen decidir que coaliciones deben formarse en función de la minimización de un objetivo económico global. Luego presentan un método a través de un juego, utilizando el concepto de solución del núcleo (core), para garantizar la estabilidad económica en cada coalición y poder repartir los costos entre sus miembros. Nuevamente, las soluciones a nivel coalicional no se enmarcan en estrategias de control óptimo, para que cada miembro pueda decidir sus acciones según algún criterio establecido.

En [La Bella et al., 2022], se desarrolla una estructura de controladores MPC junto a un método de agrupamiento (clustering) para la gestión de redes eléctricas formadas por generadores distribuidos, elementos de almacenamiento y distintos tipos de cargas. Un algoritmo determina que cada agrupamiento debe ser capaz de lograr su balance de potencia (autosuficiencia). Luego, en cada coalición determinada, controladores MPC son los encargados de decidir las acciones de control óptimas. Aquí no se utiliza la teoría de juegos como herramienta de decisión sobre los grupos a formarse, como tampoco se trata realmente de una comunidad de microrredes, si no de fuentes, cargas y almacenamiento en forma distribuida.

Por último, los autores en [Fele et al., 2017] proponen una estrategia basada en MPC y juegos cooperativos para la gestión de grupos de microrredes. Sin embargo, dentro de los objetivos para el control, no se considera el desempeño dinámico para las microrredes que forman el sistema, donde además, a criterio del autor de esta tesis, la propuesta realizada resulta ser muy demandante desde un punto de vista del costo computacional requerido para ser implementada. Tampoco se indica cómo las microrredes decidirán sus acciones de control una vez que las coaliciones han sido formadas.

Queda en evidencia que la teoría de juegos cumplirá un papel preponderante en el diseño e implementación de las futuras redes inteligentes, lo cual motiva a lograr extender las propuestas de control para los EMS realizadas en este documento, hacia los agrupamientos de microrredes, donde la interacción compleja y muchas veces con intereses diferentes entre los distintos agentes (propietarios de las microrredes), sea analizado por las poderosas herramientas que ofrece dicha teoría, tanto en su carácter cooperativo como no cooperativo.

5.3. Formulación del problema

Los sistemas formados por grupos de agentes o nodos, donde se considera la posibilidad de comunicación e interacción libre entre cualquiera de ellos, como una comunidad de microrredes dispuestas a cooperar entre sí (se considera que la conexión se realiza a través de una topología en malla [Zou et al., 2019]), pueden ser representados por medio de grafos no dirigidos $\mathcal{G} = (\mathcal{N}, \gamma_{\mathcal{N}})$, donde $\mathcal{N} \subset \mathbb{N} \setminus \{0\}$ es un conjunto finito de agentes (microrredes)¹ que forman el sistema, mientras que $\gamma_{\mathcal{N}}$ es el conjunto de todos los pares de agentes conectados (definen los ejes o enlaces que conectan a los agentes), es decir que $\gamma_{\mathcal{N}} = \{\{p, q\} \mid p, q \in \mathcal{N}, p \neq q\}$. Cada $p, q \in \mathcal{N}$ son agentes y cada par no ordenado $\{p, q\} \in \gamma_{\mathcal{N}}$ es un enlace e indica que los agentes p y q están directamente conectados por el grafo $\mathcal{G} = (\mathcal{N}, \gamma_{\mathcal{N}})$.

Para ejemplificar el concepto presentado sobre la representación de sistemas a través de grafos no dirigidos, en la Fig. 5.2 se muestra un grafo $\mathcal{G} = (\mathcal{N}, \gamma_{\mathcal{N}})$ formado por 4 agentes y 6 enlaces, donde cada elemento queda definido a través de:

$$\begin{aligned}\mathcal{N} &= \{(1), (2), (3), (4)\}, \\ \gamma_{\mathcal{N}} &= \{\{1, 2\}, \{1, 3\}, \{1, 4\}, \{2, 3\}, \{2, 4\}, \{3, 4\}\}.\end{aligned}$$

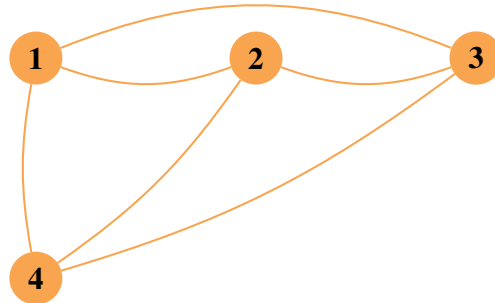


Figura 5.2: Representación de un grupo de agentes a través de un grafo no dirigido.

También se define que para un determinado agente p , se tiene un conjunto de agentes vecinos $q \in \mathcal{N}_p \subset \mathcal{N}$, con los cuales se puede comunicar de forma directa a través del grafo, es decir que $\mathcal{N}_p = \{q \mid \{p, q\} \in \gamma_{\mathcal{N}}\}$ se refiere al conjunto de agentes vecinos al agente p , con el que pueda interactuar sin ningún intermediario. Al considerar los sistemas o grafos completos (microrredes en topología de malla), lo cual significa que cualquier par de agentes $p, q \in \mathcal{N}$ están directamente conectados por el grafo $\mathcal{G} = (\mathcal{N}, \gamma_{\mathcal{N}})$, este conjunto será precisamente el resto de los agentes que componen el sistema. Por el contrario, cuando no se trate con sistemas completos, este conjunto \mathcal{N}_p

¹En este documento se utiliza indistintamente agente, nodo o microrred.

estará restringido a las posibilidades que brinde el grafo para la comunicación directa con los demás agentes. En el ejemplo indicado en la Fig. 5.2, por tratarse de un sistema completo, si se toma el agente **1**, entonces $\mathcal{N}_1 = \{(2), (3), (4)\}$.

Debido a que el control coalicional considera la variación dinámica de los grupos o coaliciones de agentes en un sistema representado por un grafo, se debe considerar que para un instante de tiempo k , cualquier enlace $\{p, q\} \in \gamma_{\mathcal{N}}$ puede estar habilitado o deshabilitado. En función de ello, se define el concepto de *topología para la red o grafo de cooperación* $\Lambda_k \subseteq \gamma_{\mathcal{N}}$, que se refiere al conjunto de enlaces habilitados en un instante tiempo específico.

En una comunidad de microrredes, significa que cuando un enlace está habilitado, puede existir un intercambio de energía entre las microrredes conectadas por este. Para poder representar esta situación, se define en una microrred p la variable $z_k^q \in \mathbb{R} \setminus \{0\}$, $\forall q \in \mathcal{N}_p$, que denota el intercambio de energía entre las microrredes p y q . Si $z_k^q \in \mathbb{R}^- \setminus \{0\}$, significa que la transferencia de energía ocurre desde la microrred p a la q ($p \rightsquigarrow q$); caso contrario, si $z_k^q \in \mathbb{R}^+ \setminus \{0\}$, la energía va desde q a p ($q \rightsquigarrow p$). Esto podría conseguirse, también, mediante un grafo dirigido, cuya dirección también varía con el tiempo.

Cada microrred $p \in \mathcal{N}$ estará gobernada por un controlador local, donde su acción produce una dinámica para el sistema local que se representa por un modelo lineal en espacios de estados, en tiempo discreto, como el indicado a continuación:

$$x_{k+1}^p = A^p x_k^p + B^p u_k^p, \quad (5.1a)$$

$$B_u^p u_k^p + M^q z_k^q + E_w^p w_k^p = 0, \quad \forall p \in \mathcal{N}, \quad \forall q \in \mathcal{N}_p, \quad (5.1b)$$

donde las variables de estado $x_k^p \in \mathbb{R}^{n_{x^p}}$ representan los niveles de carga para los sistemas de almacenamiento existentes en la microrred p ; $u_k^p \in \mathbb{R}^{n_{u^p}}$ y $z_k^q \in \mathbb{R}^{n_q}$ son las variables manipuladas o acciones de control, siendo z_k^q la energía exclusivamente intercambiada con las microrredes vecinas, mientras $w_k^p \in \mathbb{R}^{n_{w^p}}$ son las variables no manipuladas o perturbaciones sobre el sistema. Las matrices $A^p \in \mathbb{R}^{n_{x^p} \times n_{x^p}}$ y $B^p \in \mathbb{R}^{n_{u^p} \times n_{x^p}}$, con sus dimensiones apropiadas, son las matrices de transición para los estados y de entradas, respectivamente. Además, las $B_u^p \in \mathbb{R}^{1 \times n_{u^p}}$, $M^q \in \mathbb{R}^{1 \times n_q}$ y $E_w^p \in \mathbb{R}^{1 \times n_{w^p}}$, son matrices destinadas a considerar la eficiencia para los convertidores de potencia asociados a cada una de las variables involucradas en el modelo.

La Ec. (5.1a) se utiliza para describir la dinámica para los sistemas de almacenamiento, donde $x_k^p \in \mathbb{R}^{n_{x^p}}$ es el vector de estado en el tiempo actual y $x_{k+1}^p \in \mathbb{R}^{n_{x^p}}$ representa el estado para el próximo instante de tiempo considerado. La Ec. (5.1b), por otro lado, indica la formulación del balance de potencias que debe cumplirse en el bus o nodo de cada microrred.

En función de la topología para la red Λ_k activa en un instante de tiempo k , la cual

se define a través de las variables habilitadas z_k^q (enlaces), se forman las *coaliciones* o *grupos de microrredes* $\mathcal{C}_l \subseteq \mathcal{N}$ (componentes conexas). Las microrredes que pertenecen a una misma coalición, son libres de comunicarse e intercambiar energía para poder cumplir con sus requerimientos, por lo tanto, cada coalición optimiza el costo de sus miembros en forma coordinada y decide sus acciones de control cooperativamente, pero sin tener comunicación con las demás microrredes que no pertenezcan al agrupamiento.

Para lograr la coordinación entre los miembros de una coalición, se define un vector de variables manipuladas $u_k^{\mathcal{C}_l} = (u_k^p)_{p \in \mathcal{C}_l}$, el cual se obtiene al ordenar en un único vector columna todos los u_k^p que se corresponden a cada microrred de la coalición. Además, $z_k^{\mathcal{C}_l} = (z_k^q)_{q \in \mathcal{C}_l}$ representa a las variables manipuladas que simbolizan los enlaces habilitados entre las microrredes para lograr formar la coalición. Notar que estos enlaces disponibles, son los que terminan definiendo las coaliciones por formarse.

Una vez que fue formada una determinada coalición, la dinámica para el sistema a nivel coalicional tendrá una forma análoga a las Ecs. (5.1a) y (5.1b), por lo tanto se define que:

$$x_{k+1}^{\mathcal{C}_l} = A^{\mathcal{C}_l} x_k^{\mathcal{C}_l} + B^{\mathcal{C}_l} u_k^{\mathcal{C}_l}, \quad (5.2a)$$

$$B_u^{\mathcal{C}_l} u_k^{\mathcal{C}_l} + M^{\mathcal{C}_l} z_k^{\mathcal{C}_l} + E_w^{\mathcal{C}_l} w_k^{\mathcal{C}_l} = 0, \quad \forall \mathcal{C}_l \subseteq \mathcal{N}, \quad (5.2b)$$

donde $x_k^{\mathcal{C}_l} = (x_k^p)_{p \in \mathcal{C}_l}$ y $w_k^{\mathcal{C}_l} = (w_k^p)_{p \in \mathcal{C}_l}$ se refieren al vector de estados y variables no manipuladas para la coalición. De la misma manera, que para las acciones de control, se ordenan en un único vector columna los estados (x_k^p) y perturbaciones (w_k^p) de cada microrred que pertenecen a la coalición. Las matrices de transición y entrada para el sistema coalicional son: $A^{\mathcal{C}_l} = (A^p)_{p \in \mathcal{C}_l}$ y $B^{\mathcal{C}_l} = (B^p)_{p \in \mathcal{C}_l}$, así como también $B_u^{\mathcal{C}_l} = (B_u^p)_{p \in \mathcal{C}_l}$, $M^{\mathcal{C}_l} = (M^p)_{p \in \mathcal{C}_l}$ y $E_w^{\mathcal{C}_l} = (E_w^p)_{p \in \mathcal{C}_l}$.

Observación 11 La topología de red o grafo de cooperación Λ_k activo en un instante de tiempo k , divide al conjunto de agentes \mathcal{N} en distintas coaliciones, lo cual se indica como: $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda_k) = \mathcal{N} / \Lambda_k^2 = \{\mathcal{C}_1, \mathcal{C}_2, \dots, \mathcal{C}_{n_c}\}$, siendo $n_c \in [1, |\mathcal{N}|]$ el número de coaliciones posibles, y donde $|\mathcal{N}|$ es la cardinalidad del conjunto de agentes. Aquí $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda_k)$ se define como una **estructura de coalición o cooperación** y divide al sistema formado por \mathcal{N} agentes en un número de coaliciones que son disjuntas o incompatibles, verificándose que:

$$\mathcal{C}_r \cap \mathcal{C}_s = \emptyset \quad \forall (r, s) : r, s = 1, 2, 3, \dots, n_c ; r \neq s.$$

Además, se verifica que la unión de todas las colisiones formadas en un instante dado y pertenecientes a una misma estructura de coalición, nos conduce al sistema o

²ver Apéndice A.

red completa:

$$\bigcup_{j=1}^{n_c} \mathcal{C}_j = \mathcal{N}.$$

Se debe notar que si en un instante tiempo k , todos los enlaces están habilitados, es decir que $\Lambda_k = \gamma_{\mathcal{N}}$, se tiene el sistema totalmente distribuido $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \gamma) = \{(\mathcal{N})\}$; caso contrario, si están todos deshabilitados $\Lambda_k = \emptyset$, se tiene el esquema descentralizado $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \emptyset) = \{(1), (2), \dots, (|\mathcal{N}|)\}$. \square

Para ejemplificar el concepto de la Observación 11, se retoma nuevamente el ejemplo de la Fig. 5.2 y se supone que un instante de tiempo k , se encuentran habilitados los enlaces definidos por la topología de red $\Lambda_k = \{\{1, 2\}, \{1, 4\}, \{2, 4\}\}$, la cual divide al sistema y genera las coaliciones dictadas por la estructura $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda_k) = \{\mathcal{C}_1, \mathcal{C}_2\} = \{(1, 2, 4), (3)\}$, como se puede observar en la Fig. 5.3. Claramente se verifica que las coaliciones formadas son disjuntas y la unión de \mathcal{C}_1 y \mathcal{C}_2 dictada por la estructura de coalición, resulta en el sistema completo.

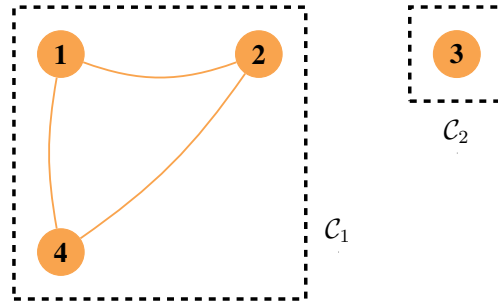


Figura 5.3: Ejemplo de coaliciones sobre el grafo no dirigido de la Fig. 5.2.

Observación 12 Es importante notar que dos topologías de red o grafos de cooperación distintos Λ_1 y Λ_2 , pueden generar la misma estructura de coalición $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda_1) = \mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda_2)$; por lo tanto, para evitar ambigüedad y como el objetivo principal es determinar qué coaliciones se deben formar, se utiliza el concepto de estructura de coalición para indicar la división del sistema. Con este criterio, todos los enlaces disponibles en el grafo que delimitan a cada componente conexa (coalición) de una estructura específica se consideran habilitados; es decir que al determinar la estructura, se definen los enlaces ($\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) \rightarrow z^q$). \square

Observación 13 El conjunto de todas las estructura de coalición se indica con $\mathcal{P}^{|\mathcal{N}|}$ mientras que el conjunto para las estructuras de coalición que contengan exactamente (s) coaliciones, se indica con $\mathcal{P}_s^{|\mathcal{N}|}$. Con ello, la cantidad de todas las posibles estructuras de coalición [Rahwan et al., 2012] está determinado por: $B_{|\mathcal{N}|} = \mathcal{P}^{|\mathcal{N}|} =$

$\sum_{s=1}^{|\mathcal{N}|} \mathcal{P}_s^{|\mathcal{N}|}$, donde:

$$\mathcal{P}_s^{|\mathcal{N}|} = \sum_{s=1}^{|\mathcal{N}|} \left(\frac{1}{s!} \sum_{j=0}^{s-1} (-1)^j \binom{s}{j} (s-j)^{|\mathcal{N}|} \right),$$

y $B_{|\mathcal{N}|}$ es el “Número de Bell”. □

5.3.1. Definición del problema de control óptimo

Para poder controlar bajo una perspectiva óptima un sistema formado por un grupo de microrredes, a través de un enfoque con base en la formación y variación dinámica de coaliciones (la cooperación entre controladores locales es trasladada en una mejora de su desempeño global [Rawlings and Stewart, 2008]), la estrategia de control debe cumplir una serie de objetivos, lo cuales son formulados como:

- (i) Establecer un criterio y una metodología que permita determinar la estructura de coalición o cooperación $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda)$ a implementar sobre el sistema.
- (ii) Generar las variables manipuladas para cada coalición mediante técnicas de implementación del problema de control óptimo.

Para alcanzar los objetivos anteriores, se propone la siguiente formulación MPC:

$$\min_{\mathbf{u}^p, \mathbf{z}^q} \sum_{p \in \mathcal{N}} \sum_{i=0}^{N-1} V_N^p \left(x_{i|k}^p, c_{e,k}; \mathbf{u}^p, \mathbf{z}^q \right) \quad (5.3a)$$

sujeto a:

$$x_{0|k}^p = x_k^p, \quad (5.3b)$$

$$\mathcal{P}_{0|k} = \mathcal{P}_k, \quad \mathcal{P}_{i|k}(\mathcal{N}, \Lambda_{i|k}) \in \mathcal{P}^{|\mathcal{N}|}, \quad (5.3c)$$

$$x_{i+1|k}^p = A^p x_{i|k}^p + B^p u_{i|k}^p, \quad (5.3d)$$

$$B_u^p u_{i|k}^p + M^q z_{i|k}^q + E_w^p w_{i|k}^p = 0, \quad (5.3e)$$

$$x_{i|k}^p \in \mathbb{X}^p, \quad u_{i|k}^p \in \mathbb{U}^p, \quad z_{i|k}^q \in \mathbb{Z}^q, \quad (5.3f)$$

$$x_{N-1|k}^p = x_{N|k}^p, \quad i \in \mathbb{I}_{0:N-1}, \quad \forall p \in \mathcal{N}, \quad \forall q \in \mathcal{N}_p. \quad (5.3g)$$

Las variables de optimización para el problema (5.3) serán precisamente el vector de acciones de control \mathbf{u}^p definido para cada microrred y la variable \mathbf{z}^q , que se define por medio de la estructura de coalición $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda)$ a implementar y que determina las coaliciones a formar para cada instante de control k . Es importante notar que para la variable \mathbf{z}^q , no solamente se decide el estado del enlace hasta el instante $k+1$

(habilitado o deshabilitado), si no también con qué valores se producirá la interacción con los demás agentes (microrredes) cuando esté habilitado, es decir la cantidad de energía a intercambiar con las microrredes vecinas conectadas.

Por otro lado, los parámetros de optimización será el vector de estados x_k^p del sistema, en referencia a cada microrred existente y un índice económico $c_{e,k}$ asociado a un criterio que se quiere optimizar, que se refiere al precio de la energía impuesta por el mercado eléctrico, para realizar las variadas transacciones comerciales entre pares de microrredes, como también entre una microrred y la red eléctrica.

El funcional de costo (5.3a) consiste, por un lado, de funciones que buscan captar un determinado criterio económico que debe ser optimizado para cada microrred y el desempeño dinámico de control, en función de las variables que definen al sistema. Además, este costo tendrá una formulación apropiada, para que junto a la restricción terminal (5.3g), el problema de optimización no pierda factibilidad ante posibles cambios del criterio económico que puedan ocurrir durante la gestión del sistema, tal cual fuera sugerido en la formulaciones realizadas en los capítulos anteriores. En virtud de ello, el funcional que se propone resulta como:

$$\begin{aligned}
 V_N^p(x_k^p, c_{e,k}; u_k^p, z_k^q) = & \\
 & \underbrace{\ell_{eco}^p(x_k^p - x_{N-1}^p + x_e^p, u_k^p - u_{N-1}^p + u_e^p, z_k^q - z_{N-1}^q + z_e^q, c_{e,k})}_{\text{Económico}} \\
 & + \underbrace{\|x_k^p - x_{N-1}^p\|_Q^2 + \|u_k^p - u_{N-1}^p\|_R^2 + \|z_k^q - z_{N-1}^q\|_M^2 + V_O(x_{N-1}^p, x_e^p)}_{\text{Control}}, \quad (5.4) \\
 & \forall p \in \mathcal{N}, \forall q \in \mathcal{N}_p.
 \end{aligned}$$

En relación a las restricciones del problema: la (5.3b) se refiere a la realimentación de estados o condición inicial en cada tiempo de muestreo k ; mientras que (5.3c) indica la estructura de coalición implementada $\mathcal{P}_k(\mathcal{N}, \Lambda_k)$ (define los enlaces del grafo habilitados z^q), la cual debe ser una del conjunto factible determinado por el número total de posibles estructuras $\mathcal{P}^{|\mathcal{N}|}$.

El modelo de predicción para cada microrred p es definido por las restricciones (5.3d) y (5.3e), de acuerdo al conjunto de Ecs. (5.1a) y (5.1b); mientras que la (5.3f) indica que los estados de cada microrred x_k^p son restringidos a existir en conjuntos convexos \mathbb{X}^p y las variables manipuladas u_k^p y z_k^q , a conjuntos convexos y acotados \mathbb{U}^p y \mathbb{Z}^q , respectivamente.

Sin embargo, este problema de optimización resulta poco práctico y muy demandante en términos de los costos computacionales requeridos para poder ser implementado. Si a esto se le suma, que el mismo es pensado y presentado para una estrategia de control ejecutable en tiempo real, esta dificultad se vuelve aún más notoria. Dicha complejidad se basa principalmente en la existencia de la variable z_k^q y la restricción (5.3c)

en el problema de optimización, que involucra la toma de decisión sobre la estructura de coalición $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda)$ a implementar en cada instante de tiempo k .

Debido a esta dificultad, es necesario proponer de una estrategia que logre relajar este problema global (5.3), pero sin perder de vistas los objetivos fundamentales y esenciales perseguidos por el control coalicional, que es la división dinámica del sistema bajo control, para lograr la formación de coaliciones de agentes, y así poder mejorar el desempeño en relación a una estrategia de control distribuida.

5.4. Estrategia jerárquica para el control coalicional

Con el objetivo de reducir la complejidad en el cálculo, para su posterior implementación de la estrategia de control coalicional dictada por la solución del problema (5.3), se necesita disponer de una versión relajada. Para ello, se propone dividirlo en dos subproblemas, cada uno con su propia directiva de solución, marcados por los objetivos (i) y (ii) establecidos en la sección anterior.

El primer subproblema tendrá como misión obtener la estructura de coalición que se implementará durante cierto lapso de tiempo; es decir, será el encargado de determinar las coaliciones a formarse entre los agentes del sistema en función de un criterio establecido. Una vez tomada la decisión en base a la configuración elegida para las coaliciones, otro subproblema generará y coordinará las variables de control óptimas para cada coalición de agentes, tomando sus decisiones en forma cooperativa, pero sin tener comunicación con los nodos que no pertenezcan a la misma coalición.

Para lograr un sincronismo necesario entre cada subproblema propuesto, ya que la solución del primero impone condiciones sobre las características del segundo, se propone utilizar una estructura jerárquica compuesta por dos niveles, donde cada nivel se corresponda con un subproblema en particular.

Como en cualquier estructura jerárquica, cada nivel estará caracterizado por diferentes tiempos de actuación. Las coaliciones a formarse se deciden periódicamente en el nivel superior con relación a los tiempos de control utilizados para el nivel inferior. Por lo tanto, si T_d indica el tiempo de muestreo para generar las variables de control para cada coalición (nivel inferior), entonces el tiempo donde se decidirá las coaliciones por formarse (nivel superior) será $T_t = bT_d$, donde $b \in \mathbb{N} \setminus \{0\}$. Estrategias similares para reducir la carga computacional, se han utilizado en trabajos que proponen y aplican el control coalicional a diferentes sistemas [Fele et al., 2014, Chanfreut et al., 2020, Chanfreut et al., 2022, La Bella et al., 2022], donde dicha estrategia es referida como un enfoque tipo *top-down*.

Una representación realizada sobre una línea temporal discreta, la cual está indica-

da en la Fig. 5.4, nos permite observar la implementación de la estrategia jerárquica propuesta para el control coalicional.

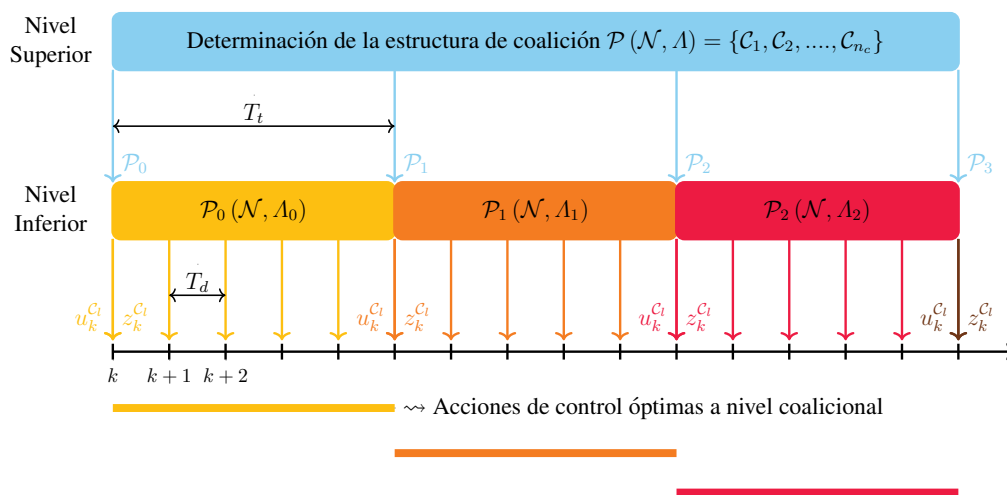


Figura 5.4: Estrategia jerárquica para la implementación del control coalicional.

Como fue indicado, el nivel superior será el encargado de determinar las coaliciones por formarse, es decir que aquí se determinará la estructura de coalición $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda)$ que será implementada por el lapso de tiempo comprendido por T_t . Con las coaliciones de agentes formadas, dictadas por la estructura suministrada por el nivel superior, el nivel inferior de forma cooperativa determinará para cada coalición las acciones de control óptimas para todos sus agentes. Notar que en la Fig. 5.4 presentada como ejemplo, se verifica que $T_t = 5 T_d$, resultando que $b = 5$, el cual es un parámetro de diseño para la estructura jerárquica, teniendo que T_d que es el tiempo de muestreo para el sistema discreto.

De esta manera, se logra dividir y reducir la complejidad del problema completo formulado en (5.3) a través de la implementación de una estructura jerárquica compuesta por dos niveles, donde cada uno de estos resuelve uno de los objetivos indicados en la Sección 5.3. A continuación se indicará el tratamiento y formulación para cada nivel, los cuales serán referenciados como (i) **Determinación de la estructura de coalición** y (ii) **Acciones de control óptimas a nivel de coalición**.

5.4.1. Determinación de la estructura de coalición

Para comenzar a analizar el problema de *determinar la mejor estructura de coalición* en relación a un criterio por establecerse, es necesario nuevamente indicar el supuesto de que los diferentes agentes o nodos que conforman el sistema, tiene la posibilidad de comunicarse e intercambiar información entre cualquiera de ellos, es decir

un sistema completo. Puede ocurrir, que no todos los agentes tengan la opción de estar conectados con todos sus pares, lo que será indicado restringiendo la comunicación sobre los enlaces del grafo que identifica al sistema.

Si se piensa para el caso en donde los agentes son microrredes eléctricas conectadas a una red de distribución (topología en malla), resulta más que interesante analizar cuándo es conveniente que un grupo de estas microrredes se fusionen y tomen sus decisiones en forma conjunta, tanto hacia la red como también para sus propios componentes. Se puede encontrar el fundamento para esta idea, al analizar la siguiente situación: suponer que una microrred en un momento determinado tenga un excedente de energía (considerando su demanda, generación renovable y sistemas de almacenamiento) y que otra microrred vecina tenga una demanda extra de energía. En tal escenario, se podría analizar la conveniencia de que estas microrredes realicen una transacción comercial local de energía en vez de hacerlo en forma directa e individual con la red principal; con esto se podría llegar a pensar de alcanzar cierta autonomía en forma conjunta hacia la red y utilizarla sólo como un recurso en espera y un bus de referencia para las variables eléctricas de interés (tensión y frecuencia). Lógicamente, tal decisión debería estar fundamentada por algún tipo de beneficio adquirido, como por ejemplo, el desempeño económico o las pérdidas de potencia.

Si se considera el escenario descrito recientemente, a uno con mayor cantidad de agentes involucrados, responder a la pregunta *¿cuándo es conveniente?* se vuelve una tarea un poco más compleja. Es evidente que se necesita algún tipo de herramienta para poder dar una respuesta de manera objetiva, que escape a las variables o situaciones que puedan manejarse al resolver un problema de optimización.

Un enfoque matemático-analítico con los fundamentos necesarios para analizar y responder a la pregunta anterior es la *teoría de juegos* y dentro de ella la línea que trata con los juegos cooperativos n-personales. Por medio de esta, se puede investigar e indagar cuándo es oportuno o ventajoso que una entidad tome decisiones de forma independiente o actúen de manera conjunta con otras, para mejorar su situación frente a un criterio de interés establecido, como por ejemplo el beneficio o costo económico.

Al utilizar la teoría de los juegos cooperativos n-personales, se analizan los objetivos globales que involucran a un sistema formado por varias entidades independientes (jugadores), pero sin perder de vista los intereses particulares, distintos y egoísta que puede llegar a tener cada agente. A través de esta, se obtiene soluciones consensuadas por medio de una análisis de las distintas situaciones, lógicamente con una dependencia marcada en lo que se defina como el juego que se van a disputar.

Observación 14 *La idea central que se propone para dar solución al problema de la determinación de las estructuras de coalición, es la de utilizar la teoría de los juegos cooperativos n-personales como herramienta de decisión, junto con una estrategia de*

MPC para generar la información necesaria, con el objetivo de elegir las coaliciones óptimas a formar entre los distintos agentes. \square

Mediante estos juegos cooperativos, se contemplan las posibles situaciones y transacciones complejas que pueden sucederse entre los distintos jugadores involucrados; y por medio de la estrategia MPC, se define el juego a dictarse entre ellos. Al mismo tiempo, se generan soluciones óptimas permitiendo considerar predicciones nominales para las variables no manipuladas, como los niveles de generación renovable y demanda de energía generada por las cargas de una microrred, las cuales tienen una importancia relevante en la gestión para este tipo de sistemas.

Juegos cooperativos n-personales

La primera referencia a los juegos cooperativos n-personales fue presentada en [Morgenstern and Von Neumann, 1953], donde se introduce el concepto de juego cooperativo y algunas propuestas para su solución. Un juego cooperativo n-personal o juego coalicional, modela la situación en la que un conjunto de actores o jugadores busca optimizar su beneficio a través de acuerdos vinculantes que se traducen en la formación de coaliciones. Para el análisis de estos juegos solamente se dispone del valor de estas coaliciones, y las estrategias individuales o el orden de las decisiones son ignoradas. Por tal motivo, la información disponible es reducida al resultado que obtendrá cada coalición en caso de formarse.

Si además se supone que el pago obtenido al formarse una coalición es completamente divisible y transferible entre sus jugadores, se tiene un juego cooperativo de utilidad transferible o juego TU (TU-Games), cuya definición se brinda a continuación.

Definición 4 Sea un conjunto finito de jugadores $\mathcal{N} \subset \mathbb{N} \setminus \{0\}$ y coaliciones de ellos $\mathcal{C} \subseteq \mathcal{N}$. Un juego cooperativo n-personal en forma de función característica o juego de utilidad transferible (TU-Games), es descrito por el par (\mathcal{N}, v) , donde v indica una función que asocia a cada coalición posible un número real, el cual representa el valor (costo o beneficio) que obtiene la coalición si sus miembros cooperan. Una coalición es cualquier elemento de $2^{\mathcal{N}} = \{\mathcal{C} | \mathcal{C} \subseteq \mathcal{N}\}$, por lo que $v : 2^{\mathcal{N}} \rightarrow \mathbb{R}$, donde se verifica el valor nulo para el conjunto vacío $v(\emptyset) = 0$. \square

Los conceptos y definiciones más significativos relacionados a los juegos cooperativos n-personales (TU-Games), se pueden encontrar en el Apéndice B.

Como la situación modelada por un juego de utilidad transferible tiene un enfoque cooperativo, el objetivo principal en la implementación de estos juegos, es la distribución del valor total del sistema o gran coalición $\{\mathcal{N}\}$ entre los diferentes jugadores.

Surgen así las reglas de reparto o asignación de cada jugador, para referirse a las soluciones de conjunto o conceptos de solución para los juegos cooperativos n-personales. Las soluciones de conjunto son las reglas de reparto, que deben cumplir ciertas restricciones acordadas por los jugadores, para que pueda ser aceptada por todos ellos. Dentro de las soluciones de conjunto para los juegos cooperativos n-personales más conocidas, se puede citar el núcleo (core) [Shapley, 1952, Gillies, 1953] y la formada por los conjuntos estables [Morgenstern and Von Neumann, 1953].

Cuando una solución de conjunto tiene la propiedad de que independientemente del juego, siempre existe una única regla de reparto que cumple con todas las propiedades fijadas, recibe el nombre de solución unipuntual o singular, siendo para este caso el que más atención ha recibido por la comunidad científica debido a sus propiedades, el *operador o valor de Shapley* [Shapley, 1953].

Definición 5 *El valor de Shapley es la solución unipuntual para todo juego cooperativo n-personal $(\mathcal{N}, \mathbf{v})$ y para todo jugador $r \in \mathcal{N}$, que se obtiene como la suma ponderada de sus contribuciones marginales:*

$$\phi_r(\mathcal{N}, \mathbf{v}) = Sh_r(\mathcal{N}, \mathbf{v}) = \sum_{\mathcal{C} \subseteq \mathcal{N} \setminus \{r\}} \frac{|\mathcal{C}|!(|\mathcal{N}| - |\mathcal{C}| - 1)!}{|\mathcal{N}|!} [\mathbf{v}(\mathcal{C} \cup \{r\}) - \mathbf{v}(\mathcal{C})],$$

donde $\phi_r(\mathcal{N}, \mathbf{v}) \in \mathbb{R}$ y $\phi(\mathcal{N}, \mathbf{v}) = [\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_{|\mathcal{N}|}]^T \in \mathbb{R}^{|\mathcal{N}|}$. □

La definición del valor de Shapley hace referencia a las *contribuciones marginales*, que describe al concepto de *marginalismo* contextualizado en el marco de la teoría de juegos cooperativos. Trata de la relación entre el cambio en el valor de las coaliciones, cuando un nuevo jugador se incorpora a ellas y el pago que este recibe. La variación en la utilidad o el valor de una coalición al incorporarse un nuevo jugador, se denomina contribución marginal del jugador a la coalición.

Definición 6 *Dado un juego cooperativo n-personal $(\mathcal{N}, \mathbf{v})$, donde $r \in \mathcal{N}$ y $\mathcal{C} \subseteq \mathcal{N} \setminus \{r\}$, la contribución marginal de r a \mathcal{C} en \mathbf{v} es: $CM_r = \mathbf{v}(\mathcal{C} \cup \{r\}) - \mathbf{v}(\mathcal{C})$. □*

Se debe observar que en la definición del valor de Shapley, la contribución marginal para cada jugador se promedia entre todas las posibles coaliciones que puede formar. Aquí resulta interesante señalar, que el término $\frac{|\mathcal{C}|!(|\mathcal{N}| - |\mathcal{C}| - 1)!}{|\mathcal{N}|!}$ representan la probabilidad para el jugador r de sumarse a \mathcal{C} , es decir, de formar una nueva coalición constituida de $\mathcal{C} \cup \{r\}$. Por lo tanto, este puede interpretarse como una esperanza matemática discreta [Weber, 1988] y permite la posibilidad de ser indicado como la suma de las contribuciones marginales individuales esperadas para un determinado jugador.

El valor de Shapley ϕ_r , como regla de reparto o asignación unipuntual satisface las propiedades de *aditividad, simetría, eficiencia y jugador nulo*:

- (i) *Aditividad*: Dado dos juegos $(\mathcal{N}, \mathbf{v})$ y $(\mathcal{N}, \mathbf{w})$, se verifica que: $\phi_r(\mathcal{N}, \mathbf{v} + \mathbf{w}) = \phi_r(\mathcal{N}, \mathbf{v}) + \phi_r(\mathcal{N}, \mathbf{w})$, $\forall r \in \mathcal{N}$.
- (ii) *Simetría*: Se tiene un juego $(\mathcal{N}, \mathbf{v})$ y dos jugadores simétricos $r, s \in \mathcal{N}$, significa que $\mathbf{v}(\mathcal{S} \cup \{r\}) = \mathbf{v}(\mathcal{S} \cup \{s\})$, $\forall \mathcal{S} \subset \mathcal{N}$, $r, s \notin \mathcal{S}$, por lo tanto: $\phi_r(\mathcal{N}, \mathbf{v}) = \phi_s(\mathcal{N}, \mathbf{v})$.
- (iii) *Eficiencia*: Para un juego $(\mathcal{N}, \mathbf{v})$, se tiene que: $\sum_{r \in \mathcal{N}} \phi_r(\mathcal{N}, \mathbf{v}) = \mathbf{v}(\mathcal{N})$.
- (iv) *Jugador nulo*: Se tiene un juego $(\mathcal{N}, \mathbf{v})$ y un jugador nulo $r \in \mathcal{N}$, lo cual significa que $\mathbf{v}(\mathcal{S} \cup \{r\}) = \mathbf{v}(\mathcal{S})$, $\forall \mathcal{S} \subset \mathcal{N}$, $r \notin \mathcal{S}$, por lo tanto: $\phi_r(\mathcal{N}, \mathbf{v}) = 0$.

Definición de la función característica para el juego cooperativo n-personal

A través de la función característica (\mathbf{v}) se determina las directrices del juego cooperativo n-personal a disputarse entre los jugadores (agentes/microrredes). El dominio de esta función son todas las posibles coaliciones que se puedan formar con los agentes del sistema, el cual está definido por $2^{\mathcal{N}}$. A cada coalición, la función característica le asigna un *valor de coalición*, que dependiendo de las características y forma de definir a esta función, puede representar un costo o beneficio.

La función que se propone para definir el juego cooperativo n-personal a dictarse entre los miembros en una comunidad de microrredes, estará asociada a un criterio económico determinado por las transacciones o negociaciones referidas a la transferencia de energía eléctrica que puedan realizarse sobre los distintos escenarios y actores del sistema, en función del precio de la energía impuesta por el mercado eléctrico en el nivel de tensión donde se realice la conexión de las microrredes. La transferencia de energía podrá ser realizada: (i) entre cada microrred y la red eléctrica principal y (ii) entre microrredes de una misma coalición.

El criterio económico buscará optimizar el beneficio obtenido en la transferencia de energía (compra/venta) para cada escenario y situación que puede presentarse en la operación del sistema de microrredes. Esta optimización será realizada considerando los recursos disponibles para cada microrred, así como también la demanda de energía relacionada a las cargas. Además, dentro de este mismo criterio, se podrá considerar la minimización para las pérdidas de potencia generadas por la transferencia de energía que ocurren entre las distintas entidades.

La función característica para determinar el valor de cada coalición, será definida por el problema de optimización (5.5) en una estrategia de MPC. El objetivo de proponer esta forma para definir la función característica, es para poder considerar las predicciones nominales de la energía generada por los recursos renovables y demanda

de la microrred, donde su consideración resultan ser muy preponderantes a la hora de decidir las acciones de control y gestión.

$$\underline{v}(\mathcal{C}_l) = \min_{\mathbf{u}^{\mathcal{C}_l}, \mathbf{z}^{\mathcal{C}_l}} \sum_{i=0}^{N-1} \ell_{\mathcal{C}_l} \left(x_{i|k}^{\mathcal{C}_l}, c_{e,k}; \mathbf{u}^{\mathcal{C}_l}, \mathbf{z}^{\mathcal{C}_l} \right) \quad (5.5a)$$

sujeto a:

$$x_{0|k}^{\mathcal{C}_l} = x_k^{\mathcal{C}_l}, \quad (5.5b)$$

$$x_{i+1|k}^{\mathcal{C}_l} = A^{\mathcal{C}_l} x_{i|k}^{\mathcal{C}_l} + B^{\mathcal{C}_l} u_{i|k}^{\mathcal{C}_l}, \quad (5.5c)$$

$$B_u^{\mathcal{C}_l} u_{i|k}^{\mathcal{C}_l} + M^{\mathcal{C}_l} z_{i|k}^{\mathcal{C}_l} + E_w^{\mathcal{C}_l} w_{i|k}^{\mathcal{C}_l} = 0, \quad (5.5d)$$

$$x_{i|k}^{\mathcal{C}_l} \in \mathbb{X}^{\mathcal{C}_l}, \quad u_{i|k}^{\mathcal{C}_l} \in \mathbb{U}^{\mathcal{C}_l}, \quad z_{i|k}^{\mathcal{C}_l} \in \mathbb{Z}^{\mathcal{C}_l}, \quad i \in \mathbb{I}_{0:N-1}, \quad \forall \mathcal{C}_l \subseteq \mathcal{N}. \quad (5.5e)$$

La función de costo $\ell_{\mathcal{C}_l}$ en este problema, se refiere al criterio económico a ser optimizado, mientras que la función característica para el juego cooperativo n-personal $\underline{v}(\mathcal{C}_l)$, indica el costo generado para todo el horizonte de predicción para una coalición de microrredes en particular. Se debe notar, que aquí es apropiado referirse a “*costo de una coalición*”, debido a la forma de definir la función característica a partir de un problema de minimización.

En cuanto a las variables de optimización para este problema, serán las acciones de control para las microrredes que forman la coalición $u_k^{\mathcal{C}_l}$ (donde se incluye a la energía intercambiada con la red eléctrica) y la transferencia de recursos energéticos que puedan realizarse entre las microrredes de la coalición $z_k^{\mathcal{C}_l}$. Se debe notar que la decisión sobre la habilitación de los enlaces no representa una variable para este problema, ya que al analizar el valor para toda posible coalición, los enlaces que define su formación son considerados habilitados. Por otro lado, los parámetros son el índice económico considerado $c_{e,k}$, que indica el precio de la energía y el estado del sistema a nivel coalicional $x_k^{\mathcal{C}_l}$, que será actualizado en cada instante de tiempo k .

Las restricciones impuestas para la solución de este problema será la realimentación de los estados (5.5b); el modelo de predicción para la coalición (5.5c)-(5.5d); los conjuntos convexos y acotados para las variables manipuladas, donde $\mathbb{U}^{\mathcal{C}_l} = \times_{p \in \mathcal{C}_l} \mathbb{U}^p$ y $\mathbb{Z}^{\mathcal{C}_l} = \times_{q \in \mathcal{C}_l} \mathbb{Z}^q$; y para finalizar, los conjuntos convexos $\mathbb{X}^{\mathcal{C}_l} = \times_{p \in \mathcal{C}_l} \mathbb{X}^p$ en los estados del sistema (5.5e).

Observación 15 Si $\mathbb{X} \times \mathbb{Y} = \{(x, y) \mid x \in \mathbb{X}, y \in \mathbb{Y}\}$ es el producto cartesiano de conjuntos y $\{\mathbb{X}^p\}_{p \in \mathcal{C}_l}$ una familia de conjuntos indexados por \mathcal{C}_l , entonces $\times_{p \in \mathcal{C}_l} \mathbb{X}^p = \mathbb{X}^1 \times \mathbb{X}^2 \times \dots \times \mathbb{X}^{\mathcal{C}_l} = \{x^1, x^2, \dots, x^{\mathcal{C}_l} \mid x^1 \in \mathbb{X}^1, x^2 \in \mathbb{X}^2, \dots, x^{\mathcal{C}_l} \in \mathbb{X}^{\mathcal{C}_l}\}$. \square

Se debe notar que no se incluye ninguna restricción terminal en el problema (5.5), ya que aquí se tiene solamente la misión de determinar el costo de las coaliciones, por lo que las acciones de control obtenidas no se implementan realmente sobre el sistema.

El tiempo de muestreo con el cual se determinan los valores de las coaliciones es k , pero de acuerdo a la estrategia jerárquica descrita por la Fig. 5.4, los valores que serán analizados y evaluados para decidir la estructura de coalición a implementarse, son los referidos a $T_t = bT_d = bk$, donde $b \in \mathbb{N} \setminus \{0\}$. De esta manera, se mantiene la propiedad de robustez inherente de la estrategia del horizonte deslizante del MPC, por medio de la actualización en cada tiempo k de los estados del sistema.

Criterio de decisión sobre la estructura de coalición

Para determinar cuales serán las coaliciones a formarse en cada instante de tiempo definido por T_t , es decir qué estructura de coalición $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda)$ será seleccionada, se propone utilizar los conceptos del valor de Shapley como solución de conjunto para el juego cooperativo n -personal definido para el grupo de microrredes \mathcal{N} y la función característica v del problema (5.5).

Se indicó que el valor de Shapley para un jugador r es la suma ponderada de sus contribuciones marginales, donde la contribución marginal individual del jugador r , representa el cambio de valor que sufre una determinada coalición luego de incorporarse este jugador. De acuerdo a que la función característica definida para el juego a disputarse por la comunidad de microrredes representa un costo, esta contribución marginal individual indicará el costo generado por el jugador r al sumarse a una determinada coalición.

En relación al número de microrredes \mathcal{N} que forman la comunidad, se tiene $2^{\mathcal{N}}$ posibles coaliciones. El conjunto de estas coaliciones a formarse en un determinado instante de tiempo deben ser disjuntas (Observación 11); por lo tanto, de esta manera quedará definida la estructura de coalición a implementarse. Se tiene $\mathcal{P}^{|\mathcal{N}|}$ posibles estructuras de coaliciones determinadas por el Número de Bell (Observación 13), donde para cada estructura se tendrá una configuración y cantidad específica de coaliciones disjuntas.

El criterio que se propone para seleccionar la estructura de coalición $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda)$, será la que menor costo represente, en función a la sumatoria ponderada de las contribuciones marginales individuales para todas las microrredes (jugadores) de la comunidad, que se generen al formar las coaliciones definidas para una estructura específica, por lo que, se establece la siguiente proposición:

Proposición 1 *Considere dos estructuras de coaliciones para un mismo grupo de agentes \mathcal{N} , es decir $\mathcal{P}_a(\mathcal{N}, \Lambda_a) = \{\mathcal{C}_1, \mathcal{C}_2, \dots, \mathcal{C}_n\}$ y $\mathcal{P}_b(\mathcal{N}, \Lambda_b) = \{\mathcal{S}_1, \mathcal{S}_2, \dots, \mathcal{S}_m\}$. La estructura $\mathcal{P}_a(\mathcal{N}, \Lambda_a)$ es preferida sobre la $\mathcal{P}_b(\mathcal{N}, \Lambda_b)$, si y solo si, la suma ponderada de las contribuciones marginales individuales de todos sus agentes para lograr*

formar las coaliciones que la definen, es estrictamente menor. Por lo tanto:

$$\mathcal{P}_a(\mathcal{N}, \Lambda_a) \rightarrow \mathcal{P}_b(\mathcal{N}, \Lambda_b) \iff \sum_{r=1}^{|\mathcal{N}|} \frac{|\mathcal{C}|! (|\mathcal{N}| - |\mathcal{C}| - 1)!}{|\mathcal{N}|!} [\mathbf{v}(\mathcal{C} \cup \{r\}) - \mathbf{v}(\mathcal{C})] < \sum_{r=1}^{|\mathcal{N}|} \frac{|\mathcal{S}|! (|\mathcal{N}| - |\mathcal{S}| - 1)!}{|\mathcal{N}|!} [\mathbf{v}(\mathcal{S} \cup \{r\}) - \mathbf{v}(\mathcal{S})],$$

donde $\mathcal{C} \cup \{r\} \in \mathcal{P}_a(\mathcal{N}, \Lambda_a)$ y $\mathcal{S} \cup \{r\} \in \mathcal{P}_b(\mathcal{N}, \Lambda_b)$. \square

5.4.2. Acciones de control óptimas a nivel de coalición

Una vez que se ha determinado la estructura de coalición $\mathcal{P}_l(\mathcal{N}, \Lambda_l)$ para ser implementada, las coaliciones a formarse por las microrredes quedan definidas. Cada una de estas coaliciones $\mathcal{C}_l \in \mathcal{P}_l(\mathcal{N}, \Lambda_l)$, tomará sus decisiones en forma conjunta al resolver el problema de optimización presentado a continuación.

$$\min_{\mathbf{u}^{\mathcal{C}_l}, \mathbf{z}^{\mathcal{C}_l}} \sum_{i=0}^{N-1} \sum_{p \in \mathcal{C}_l} V_N^p(x_{i|k}^{\mathcal{C}_l}, c_{e,k}; \mathbf{u}^{\mathcal{C}_l}, \mathbf{z}^{\mathcal{C}_l}) \quad (5.6a)$$

sujeto a:

$$x_{0|k}^{\mathcal{C}_l} = x_k^{\mathcal{C}_l}, \quad (5.6b)$$

$$x_{i+1|k}^{\mathcal{C}_l} = A^{\mathcal{C}_l} x_{i|k}^{\mathcal{C}_l} + B^{\mathcal{C}_l} u_{i|k}^{\mathcal{C}_l}, \quad (5.6c)$$

$$B_u^{\mathcal{C}_l} u_{i|k}^{\mathcal{C}_l} + M^{\mathcal{C}_l} z_{i|k}^{\mathcal{C}_l} + E_w^{\mathcal{C}_l} w_{i|k}^{\mathcal{C}_l} = 0, \quad (5.6d)$$

$$x_{i|k}^{\mathcal{C}_l} \in \mathbb{X}^{\mathcal{C}_l}, u_{i|k}^{\mathcal{C}_l} \in \mathbb{U}^{\mathcal{C}_l}, z_{i|k}^{\mathcal{C}_l} \in \mathbb{Z}^{\mathcal{C}_l}, \quad (5.6e)$$

$$x_{N-1|k}^{\mathcal{C}_l} = x_{N|k}^{\mathcal{C}_l}, \quad i \in \mathbb{I}_{0:N-1}, \forall p \in \mathcal{C}_l, \forall \mathcal{C}_l \in \mathcal{P}_l(\mathcal{N}, \Lambda_l). \quad (5.6f)$$

El funcional de costo (5.6a) se corresponde con la Eq. (5.4), donde el costo ℓ_{eco}^p que indica el criterio económico a ser optimizado por cada microrred, pueden ser diferente entre las microrredes de una misma coalición, ya sea por las características de sus componentes o simplemente por perseguir objetivos de gestión distintos. El costo referido al desempeño del control, en conjunto con las restricción terminal (5.6f), garantizan mantener la factibilidad y estabilidad del lazo de control ante posibles cambios en el punto de equilibrio del sistema.

Para las acciones de control $z_k^{\mathcal{C}_l}$, la cuales se refieren a los enlaces entre las microrredes en una misma coalición, su variable de decisión pasa por determinar los valores y sentido para las transferencias de energía por producirse entre las microrredes, ya que al estar definidas las coaliciones, los enlaces necesarios para formarlas son considerados todos habilitados.

En cada paso del tiempo, la secuencia completa para las acciones de control óptimas son calculadas $\mathbf{u}^{C_l} = \{u_{0|k}^{C_l^*}, u_{1|k}^{C_l^*}, \dots, u_{N-1|k}^{C_l^*}\}$, $\mathbf{z}^{C_l} = \{z_{0|k}^{C_l^*}, z_{1|k}^{C_l^*}, \dots, z_{N-1|k}^{C_l^*}\}$ y de acuerdo a la implementación por horizonte deslizante, solamente las primeras acciones son aplicadas al sistema, mientras las demás son descartadas. Por lo tanto, las leyes para el control por realimentación de estados serán $\kappa(x_k^{C_l}, c_{e,k}) = u_{0|k}^{C_l^*}$ y $\kappa(x_k^{C_l}, c_{e,k}) = z_{0|k}^{C_l^*}$.

5.4.3. Algoritmo de la estrategia jerárquica del control coalicional

A modo de resumen y a los efectos de ayudar al entendimiento sobre la implementación del control coalicional a través de la estructura jerárquica, en la Fig. 5.5 se presenta un algoritmo para la propuesta realizada.

5.5. Caso de estudio

En esta sección se presentan varios resultados obtenidos producto de simulaciones realizadas para la estrategia de control coalicional sobre una comunidad de microrredes. Para poder generar estos resultados, fue necesario definir un sistema de microrredes, especificar los parámetros que caracterizan a una estrategia de control por MPC, como ser el tiempo de muestreo y horizontes de control, así como también proponer los criterios económicos involucrados en la definición de los problemas referidos a la determinación de la estructura de coalición ℓ_{C_l} y las acciones de control óptimas a nivel coalicional ℓ_{eco}^p , que forman parte del esquema jerárquico propuesto para lograr implementar el enfoque presentado.

5.5.1. Características sobre la comunidad de microrredes

Se propone como caso de estudio una comunidad formada por cinco microrredes ($\mathcal{N} = 5$) interconectadas en un nivel de baja tensión (380/230 V). Cada una de estas microrredes, tendrá acceso a la red eléctrica a través de un transformador de potencia que pertenece a un sistema eléctrico de distribución (13,2 a 0,38/0,23 kV), donde se considera que la configuración para el conjunto formado por el transformador y las distintas microrredes, tiene una topología en malla [Zou et al., 2019]. De esta manera, cada microrred tiene la posibilidad de intercambiar energía e información entre cualesquiera de sus pares y con la red eléctrica. Una representación para este sistema formado por el grupo de microrredes y el transformador de potencia (representado a la red eléctrica), se observa en la Fig. 5.6.

Algoritmo de control económico - coalicional

$T_d = k$: Tasa de muestreo

$T_t = b T_d$: Tiempo de actuación del nivel superior (formación de coaliciones)

T_{sim} : Tiempo de simulación

Input: $x_{0|k}^p = x_k^p \forall p \in \mathcal{N}$, $c_{e,k}$

Output: $u_{0|k}^{C_i^*}$ y $z_{0|k}^{C_i^*}$, donde $u_{0|k}^{C_i^*} \in \mathbb{U}^{C_i}$, $z_{0|k}^{C_i^*} \in \mathbb{Z}^{C_i} \forall C_i \in \mathcal{P}_0(\mathcal{N}, \Lambda_0)$

for $k = 0 : T_{sim}$

if $k = 0$

1. $\mathcal{P}_0(\mathcal{N}, \Lambda_0)$ se $\xrightarrow{\text{se prefiere}} \mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda)$, $\forall \mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) \in \mathcal{P}^{|\mathcal{N}|}$ por el criterio de la *Proposición 1*, de acuerdo a la función característica $v(C_i)$ definida por el problema (5.5) para el juego cooperativo n-personal (\mathcal{N}, v) .

else if $k < T_t$

2. El estado x_k^p es medido y el costo de la energía conocido $c_{e,k}$.
3. La estructura de coalición elegida $\mathcal{P}_0(\mathcal{N}, \Lambda_0)$ permanece constante.
4. Se obtienen las acciones de control $\mathbf{u}^{C_i} = \{u_{0|k}^{C_i^*}, u_{1|k}^{C_i^*}, \dots, u_{N-1|k}^{C_i^*}\}$ y $\mathbf{z}^{C_i} = \{z_{0|k}^{C_i^*}, z_{1|k}^{C_i^*}, \dots, z_{N-1|k}^{C_i^*}\}$, resolviendo el problema (5.6) $\forall C_i \in \mathcal{P}_0(\mathcal{N}, \Lambda_0)$.
5. Solamente las primeras acciones de control son implementadas $u_{0|k}^{C_i^*}$ y $z_{0|k}^{C_i^*}$.
6. La dinámica del sistema es actualizada en un paso ($k = k + 1$) y los estados x_k^p son medidos.

else $k = T_t$

7. Se retorna al punto 1 y se actualiza la estructura de coalición a $\mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1)$, en función del criterio de decisión de la *Proposición 1*.

end if

end for

Figura 5.5: Algoritmo de control económico - coalicional

Al considerar una topología en malla, las posibilidades del intercambio de energía entre microrredes se incrementa, debido precisamente a la existencia de las líneas de distribución destinadas para la conexión entre cada entidad. Además, esta arquitectu-

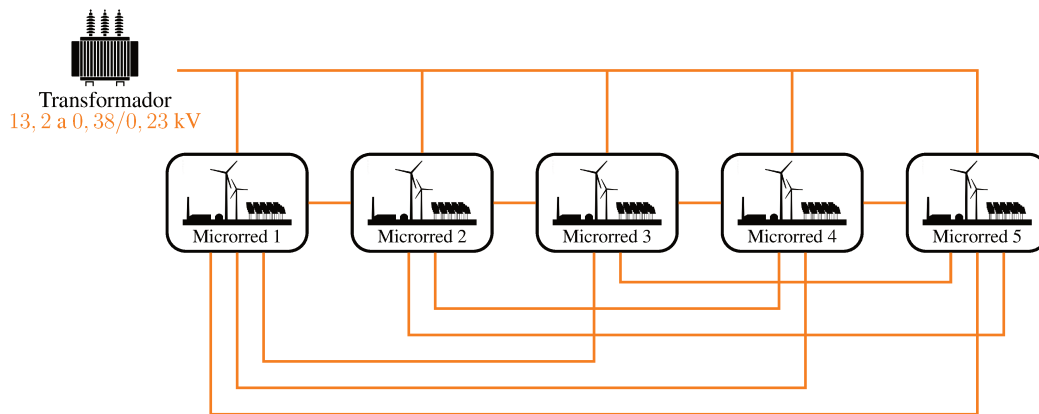


Figura 5.6: Comunidad de microrredes interconectadas en baja tensión (380/220 V).

ra de red, permite la desconexión de cualquier microrred con algún tipo de fallo en su sistema, permitiendo restringir la propagación de este hacia toda la comunidad en incluso a la red eléctrica, ganando en robustez y confiabilidad para el funcionamiento del sistema eléctrico en general [Saha et al., 2023].

Cada microrred tendrá un perfil de consumo específico en relación con la actividad que en ellas se desarrollen, la capacidad de generar electricidad por medio de recursos renovables y sistemas para el almacenamiento de la energía constituido por bancos de baterías de ion-litio. Algunas características generales de estas microrredes, como ser el tipo de actividad, los recursos renovables utilizados para generar electricidad y las distancia geográfica de cada microrred al transformador de potencia, se encuentran indicadas en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1: Características generales para cada microrred de la comunidad.

Microrred	Recurso renovable	Distancia en km	Tipo de actividad
1	Solar	1,5	Residencial
2	Eólico	2,5	Residencial
3	Solar + eólico	4	Industrial
4	Solar	5	Residencial
5	Solar + eólico	7	Académico

Se debe notar que el conocimiento de la distancia desde el transformador a las microrredes, nos permite conocer los valores de resistencia eléctrica para los conductores utilizados en las conexiones existentes entre el transformador-microrred, como también entre las distintas microrredes. Este dato nos permite predecir las pérdidas de potencia generadas en las líneas de distribución, pudiendo utilizar esta información como un índice de desempeño a minimizar para lograr la gestión óptima del sistema y

como parte del criterio económico para la formación de las coaliciones.

Otra particularidad importante a indicar y conocer sobre las microrredes, son los valores nominales para los bancos de baterías de ion-litio que establecen los sistemas para el almacenamiento de la energía, como su capacidad, potencia, tensión y corriente; lo cuales son mostrados en la Tabla 5.2. Por otro lado, en la Tabla 5.3, se presentan los costos de reemplazo para estos sistemas de almacenamiento, que es una información que será utilizada al definir el criterio de optimización para la gestión del sistema.

Tabla 5.2: Valores nominales para los bancos de baterías de ion-litio.

Microrred	Capacidad (kWh)	Potencia (kW)	Tensión (V)	Corriente (A)
1	85	8	220	40
2	130	15	380	45
3	150	20	400	55
4	150	20	400	55
5	210	55	960	66

Tabla 5.3: Costos de reemplazo para los bancos de baterías ion-litio.

Microrred	Costo de reemplazo C_{re}
1	\$ 35000
2	\$ 45000
3	\$ 50000
4	\$ 50000
5	\$ 85000

También, en la Tabla 5.4 se indican los valores de las potencias nominales instaladas para los arreglos de paneles solares fotovoltaicos y los parques eólicos constituidos por turbinas de viento, que se tienen disponibles en cada microrred para la generación de electricidad a través de los recursos renovables.

Tabla 5.4: Potencias nominales para el arreglo de paneles solares y el parque eólico.

Microrred	Arreglo de paneles solares (kW)	Parque eólico (kW)
1	10	...
2	...	35
3	15	20
4	24	...
5	53,6	30

La dinámica asociada a cada microrred está representada por un modelo en espacios de estados en tiempo discreto como el indicado por las Ecs. (5.1), donde en cada una se tiene un vector para los estados (x_k^p), un conjunto de variables manipuladas (u_k^p / z_k^q) y de perturbaciones (w_k^p). En todas las microrredes consideradas, se tiene un único sistema para el almacenamiento de la energía (baterías de ion-litio) y todas tienen la posibilidad de acceder a la red eléctrica; por lo tanto, para cada microrred de la comunidad ($\forall p \in \mathcal{N}$, donde en este caso $p = 5$) se define:

$$\begin{aligned} x_k^p &= soc_k^p, \\ u_k^p &= \left(P_{bat(c),k}^p \quad P_{bat(d),k}^p \quad P_{grid(p),k}^p \quad P_{grid(s),k}^p \right)^\top, \\ z_k^q &= \left(z_k^{q1} \quad z_k^{q2} \quad z_k^{q3} \quad z_k^{q4} \right)^\top, \\ w_k^p &= \left(P_{gen,k}^p \quad P_{load,k}^p \right)^\top, \end{aligned}$$

donde se tiene que para el estado x_k^p , la sigla *soc* indica el nivel de carga del banco de baterías y en el vector de las variables manipuladas u_k^p tiene la misma configuración de los controladores desarrollados en los capítulos anteriores, es decir son los valores de potencia asociados a la carga/descarga de las baterías ($P_{bat(c),k}^p / P_{bat(c),k}^p$) y la energía comprada y vendida a la red eléctrica ($P_{grid(p),k}^p / P_{grid(s),k}^p$).

La variable manipulada z_k^q considerada en el modelo de la Ec. (5.1), tiene la misión de indicar el intercambio de energía entre las microrredes vecinas, donde la cantidad de elementos para este vector, dependerá del número de microrredes con la posibilidad de comunicarse, que en este caso al considerar una comunidad de cinco entidades con una topología en malla, el máximo será de cuatro. Se debe notar, que cuando se formen las coaliciones y esta variable sea $z_k^{C_i}$, este intercambio de energía estará restringido a las microrredes que pertenezcan a una misma coalición, por lo que, el número de componentes para este vector podría ser menor.

Para el caso de las perturbaciones w_k^p , corresponden a la potencia generada por los recursos renovables ($P_{gen,k}^p$) y la demanda de energía ($P_{load,k}^p$).

En virtud de estas variables y para poder obtener la Ec. (5.1a) de cada microrred p , se utiliza el concepto del método de *Conteo de Coulomb* para predecir el estado de carga en cada banco de baterías:

$$soc_{k+1}^p = soc_k^p + \frac{\eta_{bat(c)} T}{C_{bat}^p} P_{bat(c),k}^p - \frac{T}{\eta_{bat(d)} C_{bat}^p} P_{bat(d),k}^p, \quad (5.7)$$

donde nuevamente C_{bat}^p es la capacidad nominal para el almacenamiento de la energía del banco de baterías expresada en kW (la unidad de medida para las manipuladas

será el kW); $\eta_{bat(c)}$ y $\eta_{bat(d)}$ son las eficiencias para la conversión de energía eléctrica a química y viceversa; mientras que T representa el tiempo de muestreo en segundos.

La Ec. (5.1b) se genera al plantear el balance de potencias en cada nodo de las microrredes, por lo tanto:

$$\begin{aligned} & \eta_c P_{bat(d),k}^p - \frac{P_{bat(c),k}^p}{\eta_c} + \eta_c P_{grid(p),k}^p - \frac{P_{grid(s),k}^p}{\eta_c} + \eta_c P_{gen,k}^p - \frac{P_{load,k}^p}{\eta_c} \\ & + \left(\eta_{q_1} \quad \eta_{q_2} \quad \eta_{q_3} \quad \eta_{q_4} \right) \left(z_k^{q_1} \quad z_k^{q_2} \quad z_k^{q_3} \quad z_k^{q_4} \right)^T = 0, \end{aligned} \quad (5.8)$$

donde η_c es la eficiencia del convertidor de potencia asociado a cada variable; mientras que η_{q_1} , η_{q_2} , η_{q_3} y η_{q_4} también indican las eficiencias para los convertidores que gestionan el intercambio de energía entre microrredes, generalizándolo por medio de $\eta_{q_{1..4}}$, donde $q_{1..4}$ se refiere al número de microrredes vecinas con posibilidad de comunicarse, por lo tanto se tiene que:

$$\eta_{q_{1..4}} = \begin{cases} \eta_c & \text{si } z_k^{q_{1..4}} > 0 \text{ Energía desde el nodo } q \text{ al } p (q \rightsquigarrow p), \\ -\frac{1}{\eta_c} & \text{si } z_k^{q_{1..4}} < 0 \text{ Energía desde el nodo } p \text{ al } q (p \rightsquigarrow q). \end{cases} \quad (5.9)$$

De acuerdo a las Ecs. (5.7) y (5.8) se generan las matrices del modelo representado por las Ecs. (5.1) de cada microrred p perteneciente a la comunidad:

$$\begin{aligned} A^p &= 1, \\ B^p &= \begin{pmatrix} \frac{\eta_{bat(c)} T}{C_{bat}^p} & -\frac{T}{\eta_{bat(d)} C_{bat}^p} & 0 & 0 \end{pmatrix}, \\ B_u^p &= \begin{pmatrix} -\frac{1}{\eta_c} & \eta_c & \eta_c & -\frac{1}{\eta_c} \end{pmatrix}, \\ E_w^p &= \begin{pmatrix} \eta_c & -\frac{1}{\eta_c} \end{pmatrix}, \\ M^q &= \begin{pmatrix} \eta_{q_1} & \eta_{q_2} & \eta_{q_3} & \eta_{q_4} \end{pmatrix}. \end{aligned}$$

Si se considera que los rendimientos para la conversión energética que se producen en las baterías son de $\eta_{bat(c)} = 0,92$ y $\eta_{bat(d)} = 0,9$; mientras que en los convertidores de potencia se tiene una eficiencia de $\eta_c = 0,9$; un tiempo de muestreo $T = 1800$ segundos y considerando que la unidad de medida para las variables (acciones de control

y perturbaciones) es el kW, la Tabla 5.5 indica los valores numéricos para las matrices de los modelos matemáticos en espacios de estados de cada microrred ³.

Tabla 5.5: Valores de las matrices para los modelos de cada microrred.

	A^p	B^p	B_u^p	E_w^p	M^p
$p = 1$	1	$\left(\frac{23}{4250} - \frac{1}{153} \ 0 \ 0 \right)$	$\left(-\frac{10}{9} \ 0,9 \ 0,9 - \frac{10}{9} \right)$	$\left(0,9 - \frac{10}{9} \right)$	$\left(\eta_{q2} \ \eta_{q3} \ \eta_{q4} \ \eta_{q5} \right)$
$p = 2$	1	$\left(\frac{23}{6500} - \frac{1}{234} \ 0 \ 0 \right)$	$\left(-\frac{10}{9} \ 0,9 \ 0,9 - \frac{10}{9} \right)$	$\left(0,9 - \frac{10}{9} \right)$	$\left(\eta_{q1} \ \eta_{q3} \ \eta_{q4} \ \eta_{q5} \right)$
$p = 3$	1	$\left(\frac{23}{7500} - \frac{1}{270} \ 0 \ 0 \right)$	$\left(-\frac{10}{9} \ 0,9 \ 0,9 - \frac{10}{9} \right)$	$\left(0,9 - \frac{10}{9} \right)$	$\left(\eta_{q1} \ \eta_{q2} \ \eta_{q4} \ \eta_{q5} \right)$
$p = 4$	1	$\left(\frac{23}{7500} - \frac{1}{270} \ 0 \ 0 \right)$	$\left(-\frac{10}{9} \ 0,9 \ 0,9 - \frac{10}{9} \right)$	$\left(0,9 - \frac{10}{9} \right)$	$\left(\eta_{q1} \ \eta_{q2} \ \eta_{q3} \ \eta_{q5} \right)$
$p = 5$	1	$\left(\frac{23}{10500} - \frac{1}{378} \ 0 \ 0 \right)$	$\left(-\frac{10}{9} \ 0,9 \ 0,9 - \frac{10}{9} \right)$	$\left(0,9 - \frac{10}{9} \right)$	$\left(\eta_{q1} \ \eta_{q2} \ \eta_{q3} \ \eta_{q4} \right)$

5.5.2. Definiciones sobre la estrategia de control coalicional

Esta sección tiene el objetivo de definir los criterios económicos a incluir en las funciones de costo para cada problema involucrado en la estrategia jerárquica del control coalicional, es decir, el del problema (5.5) que se propuso para la determinación de la estructura de coalición y el problema (5.6), utilizado para la generación de las acciones de control óptimas en cada coalición formada.

Criterio económico ℓ_{C_l} para la determinación de la estructura de coalición

El criterio que se propone para definir la función característica del juego cooperativo n-personal a disputarse entre las microrredes y que define directamente el costo para una determinada coalición $v(C_l)$ de acuerdo a la solución del problema (5.5), persigue los siguientes objetivos: (i) maximizar las ganancias económicas de cada microrred a través de la compra/venta de energía en el mercado eléctrico y (ii) minimizar las pérdidas de potencia que se generan por las distintas transferencias de energía que puedan producirse entre una microrred y la red eléctrica, como también entre microrredes. En relación a estos objetivos indicados, se formula el siguiente costo:

$$\ell_{C_l} = \sum_{p \in C_l} \ell_e^p, \quad (5.10)$$

donde ℓ_e^p es un criterio económico para cada microrred que pertenezca a una determinada coalición C_l , el cual se define por medio de:

³Los valores numéricos para las matrices M^p no son indicados, ya que dependen del sentido con el cual se produce el intercambio de energía.

$$\ell_e^p = \frac{c_{e,k} T}{3600} \left(\underbrace{\left(P_{grid(p),k}^p - P_{grid(s),k}^p \right)}_{\text{(a)}} - \underbrace{z_k^q}_{\text{(b)}} + \underbrace{\frac{(z_k^q)^2 r_{pq}}{v_d^2}}_{\text{(c)}} \right) + \frac{c_{e,k} T}{3600} \left(\underbrace{\frac{\left(P_{grid(p),k}^p + P_{grid(s),k}^p \right)^2 r_{pg}}{v_d^2}}_{\text{(d)}} + \underbrace{(1 - \eta_t) \left(P_{grid(p),k}^p + P_{grid(s),k}^p \right)}_{\text{(e)}} \right), \quad (5.11)$$

donde $c_{e,k}$ indica el costo de la energía en $\frac{\$}{\text{kWh}}$, T es el tiempo de muestreo en segundos, r_{pq} es la resistencia eléctrica para la línea de distribución que conecta la microrred p con la microrred vecina q expresada en $\text{k}\Omega$, v_d indica el nivel de tensión para la red de distribución en kV , r_{pg} es la resistencia eléctrica en $\text{k}\Omega$ para la línea distribución entre la microrred p y el transformador de potencia destinado a la alimentación de esta red principal g , y por último η_t es precisamente el rendimiento para el transformador de potencia mencionado.

El termino referenciado con (a) en la Ec. (5.11) busca maximizar las ganancias económicas como resultado del comercio de energía con la red eléctrica, el (b) incentiva la cooperación y transferencia de energía entre microrredes, mientras que el (c) tiene la misión de minimizar las pérdidas de energía generadas en los conductores eléctricos que conectan a las microrredes, causadas por el intercambio local de la energía. En esta misma búsqueda de gestión, las expresiones (d) y (e), intentan minimizar las pérdidas de energía entre una microrred y la red principal, donde el primero de estos se refiere a las pérdidas producidas sobre las líneas de distribución, mientras que el segundo son las derivadas por el uso del transformador de potencia.

Se debe notar que los valores para la resistencia eléctrica asociadas a las líneas de distribución que conectan a las microrredes entre sus pares o una microrred con la red eléctrica, son directamente proporcional a sus distancias, por lo tanto, al resolver el problema (5.5) se obtendrán los menores costos al producirse un comercio de energía entre las entidades más cercanas, siempre y cuando se disponga del recurso eléctrico suficiente para poder transferirlo. Al mismo tiempo, cuando este intercambio de energía ocurra entre microrredes, no se producirán pérdidas en el transformador de potencia en la red de distribución, por lo que además, en forma indirecta se está buscando la autonomía para los grupos de microrredes, en virtud de la dependencia del recurso energético proveniente de la red, lo cual es una característica para destacar.

A través de la solución del problema (5.5), se definirá el *costo de una coalición*, el

cual será determinado por el funcional económico de la Ec. (5.11), considerando los excesos o faltantes de energía en cada microrred, en función de la consideración de predicciones nominales para la generación de electricidad por medio de los recursos renovables y del consumo de la energía eléctrica, lo cual es otro aspecto que resulta interesante de destacar.

Funcional de costo V_N^p para las acciones de control a nivel coalicional

Como fue indicado, las acciones de control óptimas a nivel coalicional serán generadas por la solución del problema (5.6), donde el funcional de costo a utilizar en esta estrategia de MPC es el de la Ec. (5.4). El término económico que se propone para optimizar en cada microrred ℓ_{eco}^p , está compuesto del criterio recién formulado a través de la Ec. (5.11), utilizado para determinar el costo de una coalición que define la estructura $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \mathcal{A})$ a implementarse, sumado a las funciones que buscan extender la esperanza de vida del banco de baterías de ion-litio disponibles en cada microrred, las cuales fueron propuestas en los controladores desarrollados en los capítulos anteriores.

Para poder lograr de forma eficiente los objetivos de gestión particulares que cada propietario de las microrredes pueda considerar, se propone disponer de un *vector de pesos* λ^p asociado a cada función que forma el criterio económico ℓ_{eco}^p , donde cada una de estas funciones persigue un objetivo específico. A continuación, primero se establece este vector de pesos propuestos y luego se presenta el criterio económico a utilizar en el funcional de costo dictado por la Ec. (5.4).

El vector de pesos económicos λ^p mencionado para configurar en la gestión de las microrredes es el indicado por la Ec. (5.12). En función de los valores asignados a estas constantes del vector, las acciones de control serán calculadas en relación a la mayor preponderancia que se le quiera asignar a cada objetivo.

$$\lambda^p = \begin{pmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \lambda_3 \\ \lambda_4 \\ \lambda_5 \\ \lambda_6 \\ \lambda_7 \\ \lambda_8 \\ \lambda_9 \end{pmatrix} \begin{array}{l} \rightarrow \text{Compra de energía a la red eléctrica} \\ \rightarrow \text{Venta de energía a la red eléctrica} \\ \rightarrow \text{Intercambio de energía entre microrredes} \\ \rightarrow \text{Pérdidas entre microrredes} \\ \rightarrow \text{Pérdidas entre microrred y red eléctrica} \\ \rightarrow \text{Pérdidas en el transformador} \\ \rightarrow \text{Carga del banco de baterías} \\ \rightarrow \text{Descarga del banco de baterías} \\ \rightarrow \text{Operación a valores nominales del banco de baterías} \end{array} \quad (5.12)$$

El criterio económico ℓ_{eco}^p propuesto, donde se incluye las funciones que buscan minimizar el ciclo de envejecimiento para las baterías, como ser: (i) el costo de uso

considerando su valor de reemplazo, (ii) la operación en valores próximos a los nominales y (iii) la evolución del estado de carga; sumado la inclusión para las constantes de peso del vector λ^p , es el siguiente:

$$\begin{aligned}
 \ell_{eco}^p = & \frac{c_{e,k} T}{3600} \left(\lambda_1 P_{grid(p),k}^p + \lambda_2 P_{grid(s),k}^p + \lambda_3 z_k^q + \lambda_4 \frac{(z_k^q)^2 r_{pq}}{v_d^2} \right) \\
 & + \frac{c_{e,k} T}{3600} \left(\lambda_5 \frac{(P_{grid(p),k}^p + P_{grid(s),k}^p)^2 r_{pg}}{v_d^2} + \lambda_6 (1 - \eta_t) (P_{grid(p),k}^p + P_{grid(s),k}^p) \right) \\
 & + \frac{C_{re}^p T}{C_{bat}^p} \left(\lambda_7 P_{bat(c),k}^p + \lambda_8 P_{bat(d),k}^p \right) + \lambda_9 \frac{P_{bat(c),k}^p + P_{bat(d),k}^p}{V_{nom}^p I_{1c}^p} + \|x_{k+1}^p - x_k^p\|_C^2,
 \end{aligned} \tag{5.13}$$

donde C_{re}^p son los valores de reemplazo para los bancos de baterías existentes en cada microrred, los cuales fueron indicados en la Tabla 5.3. Por otro lado, C_{bat}^p , V_{nom}^p y I_{1c}^p son los valores nominales para la capacidad de almacenamiento, tensión y corriente observados en la Tabla 5.2.

El funcional de costo también incluye el llamado costo de offset $V_O(x_{N-1}^p, x_e^p)$, el cual forma parte de las modificaciones realizadas en la estrategia de MPC, como fue indicado en el Capítulo 3, para garantizar que el problema de optimización no pierda factibilidad antes posibles cambios del punto de equilibrio óptimo del sistema. El mismo representa un costo estático y es formulado nuevamente por una función cuadrática ponderada:

$$V_O(x_{N-1}^p, x_e^p) = \|x_{N-1}^p - x_e^p\|_T^2. \tag{5.14}$$

Tanto en este costo, como en el funcional V_N^p , se requiere el conocimiento de un punto de equilibrio económicamente óptimo, que al igual a las anteriores estrategias de MPC desarrolladas en este documento, es obtenido al resolver un problema de optimización estático (RTO), definido como:

$$(x_e^p, u_e^p, z_e^p) = \arg \min_{x^p, u^p, z^p} \ell_{eco}^p(x_k^p, u_k^p, z_k^p, c_{e,k})$$

sujeto a:

$$x_k^p = A^p x_k^p + B^p u_k^p, \tag{5.15}$$

$$B_u^p u_k^p + M^q z_k^q = 0,$$

$$x_k^p \in \mathbb{X}^p, u_k^p \in \mathbb{U}^p, z_k^p \in \mathbb{Z}^p.$$

Notar que para determinar este punto de referencia económicamente óptimo de cada microrred (x_e^p, u_e^p, z_e^p) , el vector de las perturbaciones en cada sistema es considerado nulo.

Tabla 5.6: Valores de resistencia eléctrica entre cada microrred y el transformador.

Microrred	Parámetro	Valores en Ω
1	r_{1g}	1,8
2	r_{2g}	3
3	r_{3g}	4,8
4	r_{4g}	6
5	r_{5g}	8,4

En estos criterios económicos propuestos para la determinación de las estructuras de coalición y las acciones de control óptimas a nivel coalicional, se tiene en cuenta los valores de resistencia eléctrica para los conductores destinados para la conexión de las distintas entidades; ya sea entre microrredes, como entre cada microrred y el transformador de la estación para distribución. Los fabricantes de estos conductores generalmente brindan la resistencia eléctrica en valores referidos a una unidad de longitud, siendo un valor normal $1,2 \Omega/\text{Km}$. Por lo tanto, en función de las distancias indicadas en la Tabla 5.1, se obtiene los valores presentados en las Tablas 5.6 y 5.7, para los distintos tramos de conductores existentes.

Tabla 5.7: Valores de resistencia eléctrica entre microrredes.

Microrredes	Parámetro	Valores en Ω
1 - 2	r_{12}	1,2
1 - 3	r_{13}	3
1 - 4	r_{14}	4,2
1 - 5	r_{15}	6,6
2 - 3	r_{23}	1,8
2 - 4	r_{24}	3
2 - 5	r_{25}	5,4
3 - 4	r_{34}	1,2
3 - 5	r_{35}	3,6
4 - 5	r_{45}	2,4

5.5.3. Parámetros de las simulaciones

En esta sección se indica a través de la Tabla 5.8 mostrada debajo, los diferentes parámetros de simulación utilizados, donde se puede apreciar los valores elegidos para el tiempo de simulación, horizonte de control, tasa de muestreo y los tiempos de actuación para los niveles de la estructura jerárquica.

Tabla 5.8: Parámetros de simulación.

Parámetro	Descripción	Valor
T_{sim}	Tiempo de simulación	48 horas
N	Horizonte de control	24 horas
T	Tasa de muestreo	30 minutos (1800 segundos)
T_d	Tiempo del nivel inferior	$T_d = T = 30$ minutos
T_t	Tiempo del nivel superior	$T_t = 6$ horas $\therefore b = 12$

Por otro lado, el nivel de tensión v_d para la red de distribución es de 380 Volts, la eficiencia para el transformador de potencia η_t es del 88 % y el costo de la energía se considera de $c_{e,k} = 0,15 \frac{\$}{\text{kWh}}$.

Los valores adoptados para las matrices involucradas en el término referido como de control, en el funcional de costo definido por la Ec. (5.4) para el cálculo de las variables manipuladas a nivel coalicional, se encuentran indicados en la Tabla 5.9. Vale aclarar que estos valores son elegidos iguales para todas las microrredes de la comunidad, no ocurriendo lo mismo al definir la prioridad del criterio económico a optimizar en cada una de ellas. Sobre esta línea, los valores para el vector de pesos λ^p utilizados en el criterio económico ℓ_{eco}^p , el cual tiene la función de definir la prioridad de objetivos a seguir por parte del operador de cada microrred, se encuentran indicados en la Tabla 5.10. Como la estrategia de MPC resuelve un problema de minimización, valores negativos para estas constantes significan que se quiere maximizar el objetivo asociado.

Tabla 5.9: Valores para las matrices del funcional V_N^p .

Parámetro	Descripción	Valor
Q	Estados del sistema, x	1
R	Variables manipuladas, u	$diag(1, 1, 1, 1)$
M	Variables manipuladas, z	$diag(1, 1, 1, 1)$
T	Costo de offset	800

Sobre los estados de carga x_k^p para los bancos de baterías, se impone que toda evolución esté restringida a pertenecer a una región comprendida entre el 20 y 80 % de

Tabla 5.10: Valores del vector de pesos λ^p para cada microrred.

Microrred	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6	λ_7	λ_8	λ_9	C
1	2	1	-100	0,1	2,5	3,5	-1	2	1	0,1
2	2	1	-100	0,1	2,5	3,5	-5	2	1	0,1
3	2	4	-100	0,1	1,5	1,5	-2	2	1	0,1
4	2	-15	-100	0,1	5	5	-0,5	1,5	1	0,1
5	-5	10	-100	0,1	1	1	1	-1,5	1	0,1

su capacidad nominal, lo que constituyen las restricciones impuestas sobre el estado de cada microrred \mathbb{X}^p .

En cuanto a las restricciones impuestas sobre el vector de variables manipuladas u_k^p , estas son determinadas en función de las características eléctricas de los elementos y de la demanda esperada de potencia; es decir que para las baterías de ion-litio se corresponde a los valores nominales indicados en la Tabla 5.2, mientras que para el intercambio con la red principal, de acuerdo a los consumos máximos de potencia estimados. La Tabla 5.11 resumen el conjunto de restricciones \mathbb{U}^p para cada microrred.

Tabla 5.11: Conjunto de restricciones \mathbb{U}^p expresadas en kW para las variables manipuladas.

Variable	Microrred (p) \rightarrow	1	2	3	4	5
$P_{bat(c),k}^p$	$0 \leq$	8	15	20	20	55
$P_{bat(d),k}^p$	$0 \leq$	8	15	20	20	55
$P_{grid(p),k}^p$	$0 \leq$	9	12	18	18	50
$P_{grid(s),k}^p$	$0 \leq$	9	12	18	18	50

Las restricciones sobre la variable manipulada destinada al intercambio de energía entre microrredes z_k^q , será de acuerdo al valor máximo definido por $P_{grid(p),k}^p$ o $P_{grid(s),k}^p$, en relación a las microrredes que forman una coalición específica. Si se toma como ejemplo, la coalición formada en un instante de tiempo por las microrredes 2 y 4, es decir la $C = (2, 4)$, esta acción de control será restringida al conjunto definido por: $\mathbb{Z}^p : -18 \leq z_k^q \leq 18$.

Una restricción adicional impuesta a los problemas de optimización está relacionada a las variables manipuladas que representan una misma variable física, de la misma manera a como fue implementado para las estrategias desarrolladas en los capítulos anteriores. Es decir, que en cada tiempo de muestreo, debe verificarse que $P_{bat(c),k}^p P_{bat(d),k}^p = 0$ y $P_{grid(p),k}^p P_{grid(s),k}^p = 0$, con lo cual se asegura que alguna de las variables debe ser nula.

También aquí se presentan las Figs. 5.7 y 5.8, donde se puede observar las predicciones nominales consideradas tanto para la potencia generada a través de los recursos renovables, así como también la demanda de energía que debe ser satisfecha en cada microrred. Los perfiles de potencia se corresponde a una jornada diaria con un tiempo para el muestreo de 30 minutos, por lo que, para cada perfil mostrado se dispone de 48 muestras adquiridas.

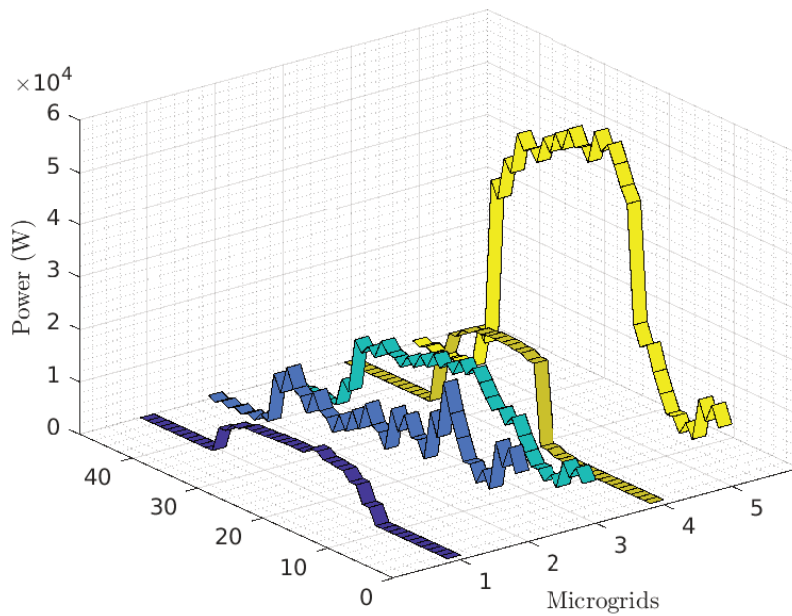


Figura 5.7: Perfiles de potencia diarios generados P_{gen}^p en las distintas microrredes.

Todas las simulaciones que se observarán a la brevedad, fueron realizadas en Matlab 2020b y como herramienta para darle solución a los problemas de optimización contenidos en las estrategias de control óptimo, se utilizó nuevamente al igual que en todo el documento, el recurso complementario CasADi.

5.5.4. Resultados

Lo primero a observar serán las estructuras de coalición $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda)$ a ser implementadas sobre el sistema, que como fue oportunamente indicado, el encargado de determinarlas es el nivel superior de la estructura jerárquica de la Fig. 5.4. Debido a que el tiempo de actuación adoptado para este nivel es de 6 horas ($T_t = 6$), se tiene cuatro momentos para la jornada diaria donde se tomarán las decisiones respecto a las coaliciones que deben formarse entre las microrredes; es decir, que para el horario de

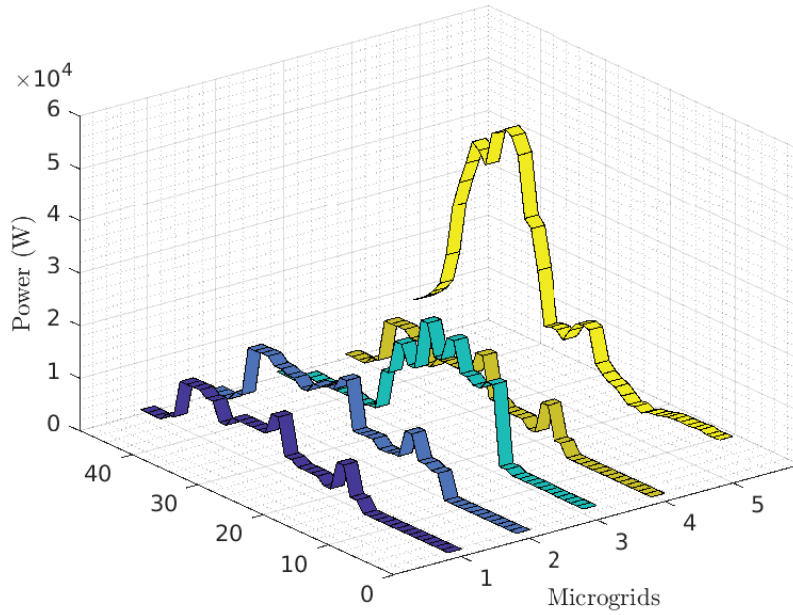


Figura 5.8: Perfiles de la demanda de potencia diarios P_{load}^p en las distintas microrredes.

00:00, 06:00, 12:00 y 18:00 h, se evalúan las coaliciones que se formarán y permanecerán constantes hasta el próximo instante de tiempo definido por T_t .

Tabla 5.12: Posibles coaliciones para la comunidad de 5 microrredes en malla.

1	$\mathcal{C} = (1)$	12	$\mathcal{C} = (2, 5)$	23	$\mathcal{C} = (2, 3, 5)$
2	$\mathcal{C} = (2)$	13	$\mathcal{C} = (3, 4)$	24	$\mathcal{C} = (2, 4, 5)$
3	$\mathcal{C} = (3)$	14	$\mathcal{C} = (3, 5)$	25	$\mathcal{C} = (3, 4, 5)$
4	$\mathcal{C} = (4)$	15	$\mathcal{C} = (4, 5)$	26	$\mathcal{C} = (1, 2, 3, 4)$
5	$\mathcal{C} = (5)$	16	$\mathcal{C} = (1, 2, 3)$	27	$\mathcal{C} = (1, 2, 3, 5)$
6	$\mathcal{C} = (1, 2)$	17	$\mathcal{C} = (1, 2, 4)$	28	$\mathcal{C} = (1, 2, 4, 5)$
7	$\mathcal{C} = (1, 3)$	18	$\mathcal{C} = (1, 2, 5)$	29	$\mathcal{C} = (1, 3, 4, 5)$
8	$\mathcal{C} = (1, 4)$	19	$\mathcal{C} = (1, 3, 4)$	30	$\mathcal{C} = (2, 3, 4, 5)$
9	$\mathcal{C} = (1, 5)$	20	$\mathcal{C} = (1, 3, 5)$	31	$\mathcal{C} = (1, 2, 3, 4, 5)$
10	$\mathcal{C} = (2, 3)$	21	$\mathcal{C} = (1, 4, 5)$	32	$\mathcal{C} = (\emptyset)$
11	$\mathcal{C} = (2, 4)$	22	$\mathcal{C} = (2, 3, 4)$		

Para el proceso de elección para la estructura de coalición óptima, se realiza un mapeo para las 32 posibles coaliciones ($\mathcal{C} = 2^N$), las cuales son mostradas en la Tabla 5.12, determinado el *costo de cada coalición* $v(\mathcal{C})$ a través del problema (5.5). Estas coaliciones pueden formar 52 estructuras de coalición diferentes definidas por el

Número de Bell $\mathcal{P}^{|\mathcal{N}|}$, para que por medio del criterio de la **Proposición 1**, se pueda determinar la estructura que menor costo de formación represente en función de las contribuciones marginales ponderadas de cada microrred.

Considerando las características y restricciones establecidas para las microrredes analizadas, las estructuras óptimas a formarse cada T_t horas a lo largo de un día, son las indicadas a continuación en la Fig. 5.9.

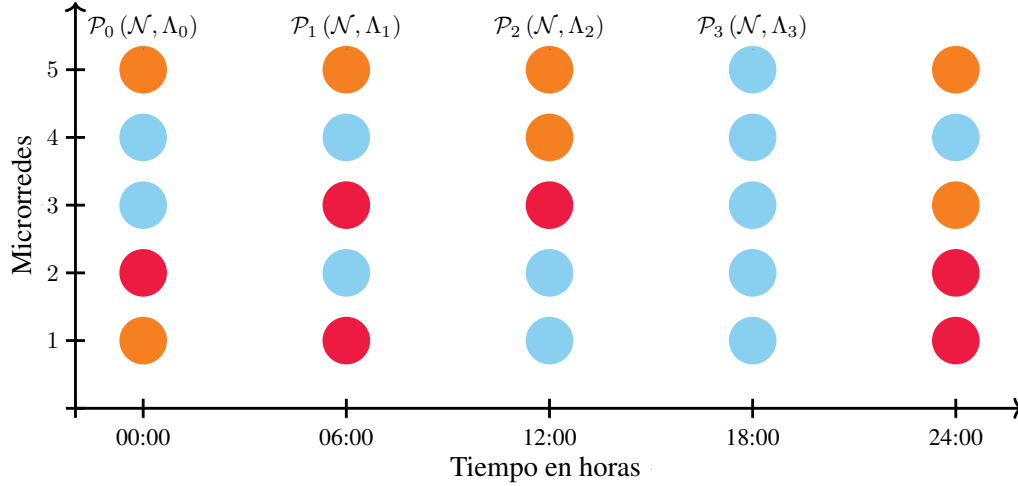


Figura 5.9: Estructuras de coalición $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda)$ a implementar.

Se observa que estas estructuras de coalición están formadas por las siguientes coaliciones disjuntas según el horario de análisis:

- 00:00 h $\rightarrow \mathcal{P}_0(\mathcal{N}, \Lambda_0) = \{\mathcal{C}_1, \mathcal{C}_2, \mathcal{C}_3\} = \{(2), (1, 5), (3, 4)\}$,
- 06:00 h $\rightarrow \mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1) = \{\mathcal{C}_1, \mathcal{C}_2, \mathcal{C}_3\} = \{(5), (1, 3), (2, 4)\}$,
- 12:00 h $\rightarrow \mathcal{P}_2(\mathcal{N}, \Lambda_2) = \{\mathcal{C}_1, \mathcal{C}_2, \mathcal{C}_3\} = \{(3), (1, 2), (4, 5)\}$,
- 18:00 h $\rightarrow \mathcal{P}_3(\mathcal{N}, \Lambda_3) = \{\mathcal{N}\} = \{(1, 2, 3, 4, 5)\}$.

De esta manera, se logra la variación dinámica para las coaliciones de microrredes, donde para su determinación se propone un problema de optimización que define la función característica de un juego cooperativo n-personal a disputarse entre todas las microrredes. Esta función busca optimizar un criterio económico global de desempeño para todo el grupo, teniendo en cuenta información sobre las predicciones nominales de la potencia generada y la demandada de cada microrred, poniendo en consideración también la energía almacenada en sus respectivos sistemas.

Una aspecto interesante a notar, es que a partir de las 18:00 h, horario donde se tiene la mayor demanda de energía, marcada principalmente por la microrred 5 que

representa la de mayor escala en cuanto a las variables eléctricas, la estrategia coalicional decide formar la gran coalición para maximizar el intercambio de energía entre microrredes, a los efectos de disminuir los costos de operación. Esta situación era de esperarse, ya que se está considerando un juego cooperativo y con comunicación total entre todos sus agentes.

Una vez que se tiene definidas las coaliciones, cada una de las microrredes que pertenezcan a una misma coalición, tomarán decisiones en conjunto a los fines de maximizar su desempeño. En lo que sigue, se mostrarán distintos resultados obtenidos sobre las coaliciones formadas, indicando los valores para las variables manipuladas calculadas por la estrategia de MPC.

El primero de los resultados a mostrar se corresponde a la coalición $\mathcal{C}_3 = (3, 4)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_0(\mathcal{N}, \Lambda_0)$. En las Figs. 5.10 y 5.11, se observan las variables manipuladas y sus perturbaciones para las microrredes 3 y 4; mientras que en la Fig. 5.12 se encuentra la evolución de los estados de carga para sus sistemas de almacenamiento. Los valores positivos de potencia significa un aporte hacia el nodo de cada microrred, mientras que los negativos se refieren a sumideros de potencia, como por ejemplo cuando se produce la venta de energía hacia la red o una microrred, o se decide cargar el banco de baterías.

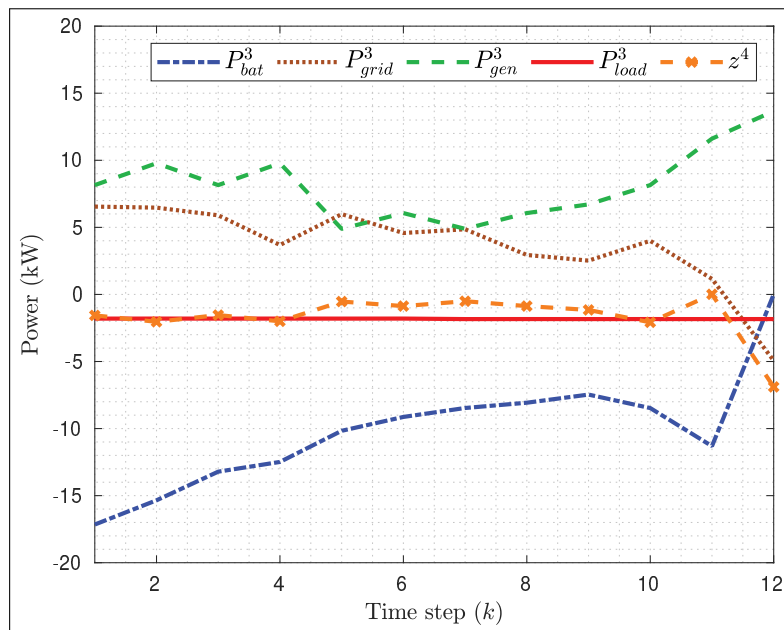


Figura 5.10: Variables manipuladas y perturbaciones para la microrred 3 al formar coalición $\mathcal{C}_3 = (3, 4)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_0(\mathcal{N}, \Lambda_0)$. P_{bat}^3 : potencia gestionada por el banco de baterías. P_{grid}^3 : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{gen}^3 : potencia generada por los recursos renovables. P_{load}^3 : demanda de la microrred. z^4 : potencia intercambiada con la microrred 4.

Los valores para las acciones de control óptimas determinadas por la estrategia de MPC, son mostradas hasta el próximo instante de tiempo k donde se vuelva a decidir las coaliciones por formarse, es decir el definido por T_t (tiempo del nivel superior), que como fue adoptado igual a 6 horas y teniendo una tasa de muestreo de 30 minutos, se consideran 12 pasos de tiempo k hacia adelante.

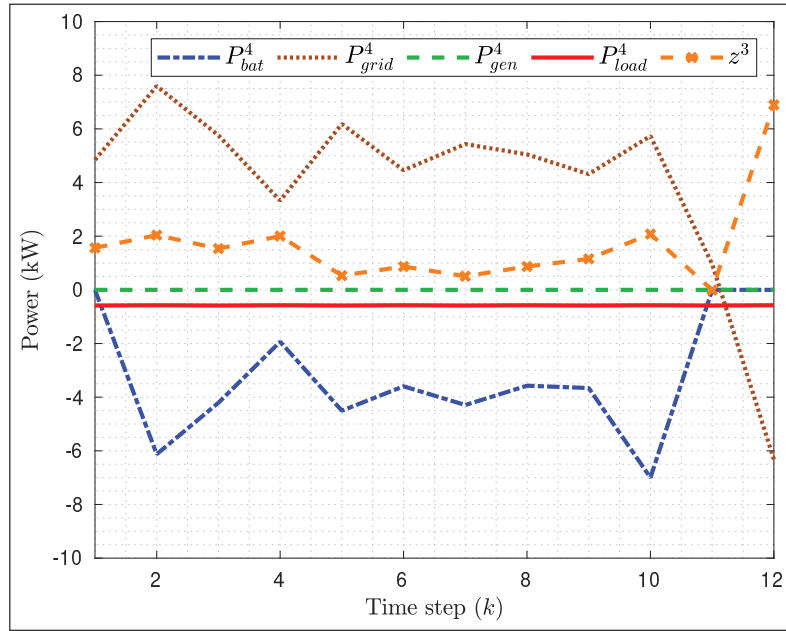


Figura 5.11: Variables manipuladas y perturbaciones para la microrred 4 al formar coalición $\mathcal{C}_3 = (3, 4)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_0(\mathcal{N}, \Lambda_0)$. P_{bat}^4 : potencia gestionada por el banco de baterías. P_{grid}^4 : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{gen}^4 : potencia generados por los recursos renovables. P_{load}^4 : demanda de la microrred. z^3 : potencia intercambiada con la microrred 3.

La variable z^4 graficada en la Fig. 5.10, indica el intercambio del recurso eléctrico realizado por la microrred 3 con su par vecina (microrred 4) que pertenece a la misma coalición. En esta oportunidad, la transferencia de energía no es significativa, debido principalmente a que el consumo en ambas microrredes es prácticamente nulo, resultando más rentable comercializar directamente con la red principal si fuera necesario, teniendo en cuenta también la capacidad restante para almacenar energía en ambas microrredes. Esta misma variable se corresponde a la referida como z^3 en la Fig. 5.11 equivalente a la microrred 4, con la aclaración que valores expresados con signo positivo en esta gráfica, indican sumideros de potencia para la microrred 3, ya que la transacción es bidireccional y única.

Se debe notar que todas las acciones de control para ambas microrredes decididas en forma conjunta para la coalición $\mathcal{C} = (3, 4)$, verifica las restricciones impuestas en el problema de optimización, así como también ocurre con la dinámica para sus estados

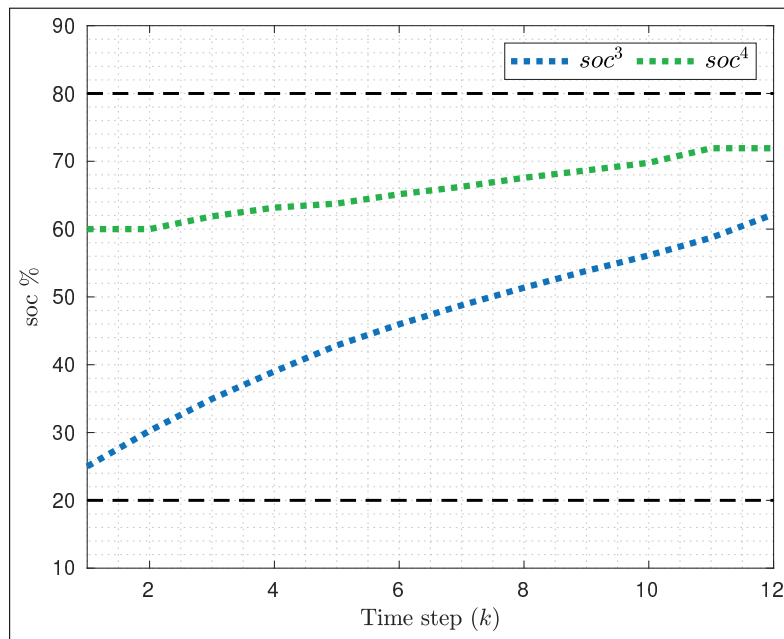


Figura 5.12: Evolución de los estados de carga para los sistemas de almacenamiento para las microrredes 3 y 4 al formar coalición $\mathcal{C}_3 = (3, 4)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_0(\mathcal{N}, \Lambda_0)$. soc^3 : estado de carga para las baterías de la microrred 3. soc^4 : estado de carga para las baterías de la microrred 4.

de carga en los sistemas de almacenamiento, como es mostrado en la Fig. 5.12.

Como se puede observar en la Fig. 5.9, al ser determinada nuevamente la estructura de coalición por el nivel superior del esquema jerárquico, este decide que la mejor opción es ahora la estructura $\mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1)$, donde se puede ver que la microrred 4 formará una coalición con la 2 ($\mathcal{C}_3 = (2, 4)$), siendo precisamente este agrupamiento el seleccionado para mostrar los próximos resultados.

Los resultados para las microrredes de la coalición $\mathcal{C}_3 = (2, 4)$ son mostrados en las Figs. 5.13, 5.14 y 5.15 respectivamente. Un detalle particular a resaltar, es que el estado inicial de carga para la microrred 4 considerado en esta simulación, cuyo valor es de $soc_0^4 = 71,5\%$, es el estado final obtenido para esta misma microrred en la anterior simulación formando una coalición diferente, el cual puede ser apreciado en la Fig. 5.12.

La elección de los valores por la estrategia de control óptimo para las variables manipuladas, así como también la evolución para los estados de carga debido precisamente al accionar de estas variables de control, cumplen en todo momento con todas las restricciones impuestas al problema de optimización en ambas microrredes de la coalición.

Se debe notar que el intercambio de energía (z^4 en la Fig. 5.13 y z^2 en la Fig. 5.14) entre estas microrredes, tiene valores más notorios en comparación al anterior

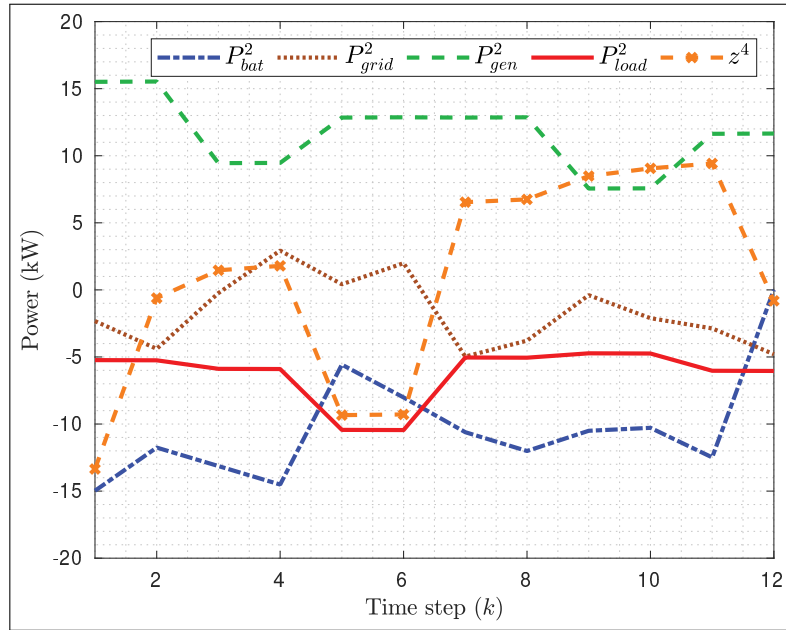


Figura 5.13: Variables manipuladas y perturbaciones para la microrred 2 al formar coalición $\mathcal{C}_3 = (2, 4)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1)$. P_{bat}^2 : potencia gestionada por el banco de baterías. P_{grid}^2 : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{gen}^2 : potencia generada por los recursos renovables. P_{load}^2 : demanda de la microrred. z^4 : potencia intercambiada con la microrred 4.

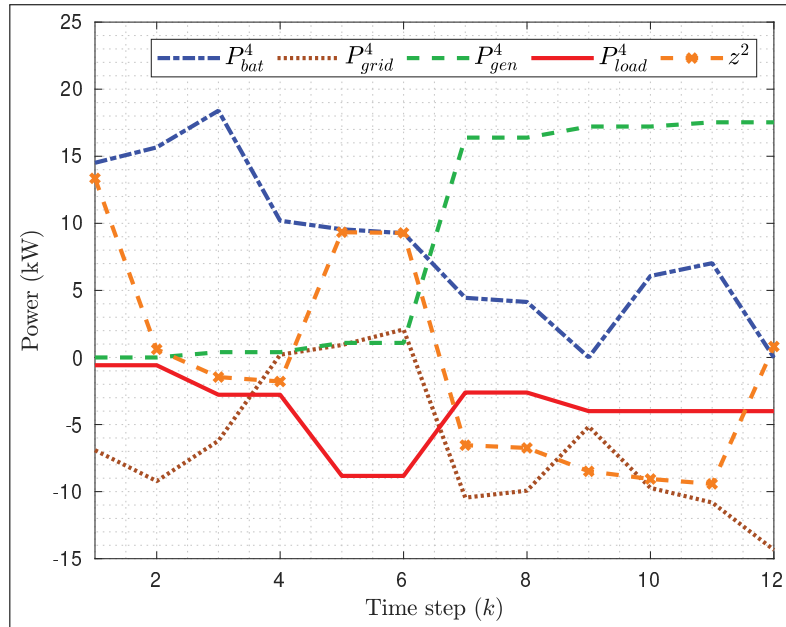


Figura 5.14: Variables manipuladas y perturbaciones para la microrred 4 al formar coalición $\mathcal{C}_3 = (2, 4)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1)$. P_{bat}^4 : potencia gestionada por el banco de baterías. P_{grid}^4 : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{gen}^4 : potencia generada por los recursos renovables. P_{load}^4 : demanda de la microrred. z^2 : potencia intercambiada con la microrred 2.

resultado, ya que en ambos sistemas cuentan con una demanda de energía con mayor influencia. Es de esperar, que este intercambio va estar limitado de cierta manera por la microrred existente en la coalición con menor capacidad eléctrica en sus elementos, como ser el consumo eléctrico o la capacidad de su sistema para el almacenamiento. Esto puede apreciarse en el actual resultado, ya que la microrred con menor capacidad de la coalición es la 2, se observa en la Fig. 5.13 que el intercambio de energía con la microrred 4 se produce con valores más importantes comparados con los de la red, beneficiando el comercio local, al mismo tiempo que se minimiza el uso de la red y las pérdidas originadas por ello. De esta manera se logra alcanzar cierta autonomía por parte de la coalición, si es que los recursos así lo permiten, logrando unos de los principales objetivos perseguidos para la gestión económica del sistema.

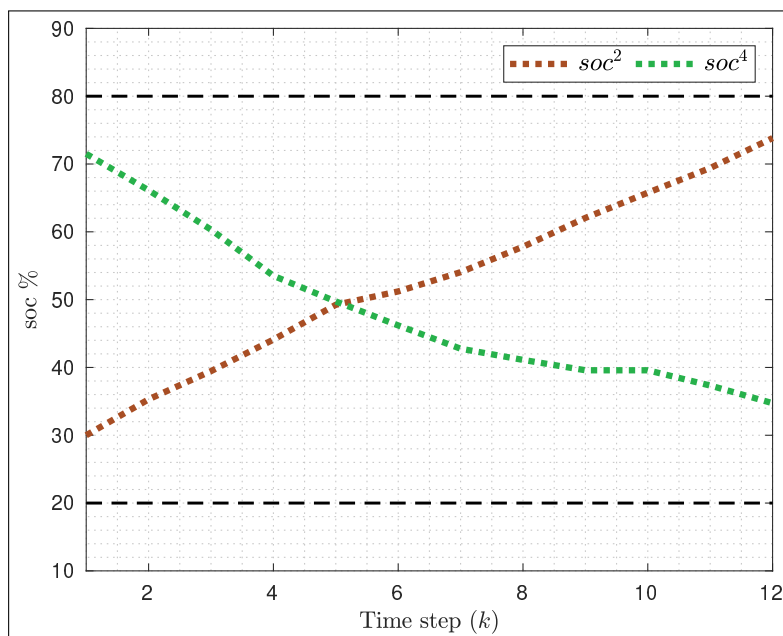


Figura 5.15: Evolución de los estados de carga para los sistemas de almacenamiento para las microrredes 2 y 4 al formar coalición $\mathcal{C}_3 = (2, 4)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1)$. soc^2 : estado de carga para las baterías de la microrred 2. soc^4 : estado de carga para las baterías de la microrred 4.

La próxima simulación a mostrar, será la correspondiente para la coalición $\mathcal{C}_2 = (1, 3)$ que pertenece a la misma estructura $\mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1)$ que el anterior agrupamiento. Aquí nuevamente, como la microrred 3 en la estructura $\mathcal{P}_0(\mathcal{N}, \Lambda_0)$ formaba coalición con la microrred 4, cuyos resultados fueron expuestos recientemente, se toma como estado inicial para su sistema de almacenamiento, el final alcanzado al formar esa coalición, cuyo valor es del 62 % según la Fig. 5.12. El objetivo de este detalle en la simulación, es poder expresar una dinámica continua para una microrred, al ir formando coaliciones distintas dictadas por la estrategia jerárquica para el control coalicional, en

base a la mejor opción de agrupamiento con el fin de maximizar su desempeño a nivel individual, pero también grupal, hacia la comunidad de las microrredes.

Un aspecto interesante a destacar, el cual no se debe de perder vista, es que la propuesta de control coalicional primero decide las coaliciones óptimas a formarse en base a un juego cooperativo n-personal, definido a través de un criterio económico para la gestión global del sistema; para que luego, permitirle a los operadores de cada microrred, en función de sus estados actuales y objetivos particulares, poder definir su propia línea de gestión en base a la elección del vector de pesos λ^p atado a un criterio específico, pero sin perder de vista ciertas aristas generales, como la minimización de pérdidas para todo el sistema.

Los resultados generados para este agrupamiento de microrredes $\mathcal{C}_2 = (1, 3)$, son expuestos en las Figs. 5.16, 5.17 y 5.18. Al observarlas, se puede concluir que los objetivos de gestión propuesto son alcanzados, como el incentivar al comercio de energía entre microrredes, maximizar las ganancias debidas a la interacción de cada microrred con la red eléctrica, pero al mismo tiempo resguardar la vida útil de la baterías, que representan los elementos más costoso para los sistemas analizados, evitando por ejemplo que se produzcan cambios bruscos y repentinos en sus niveles de carga.

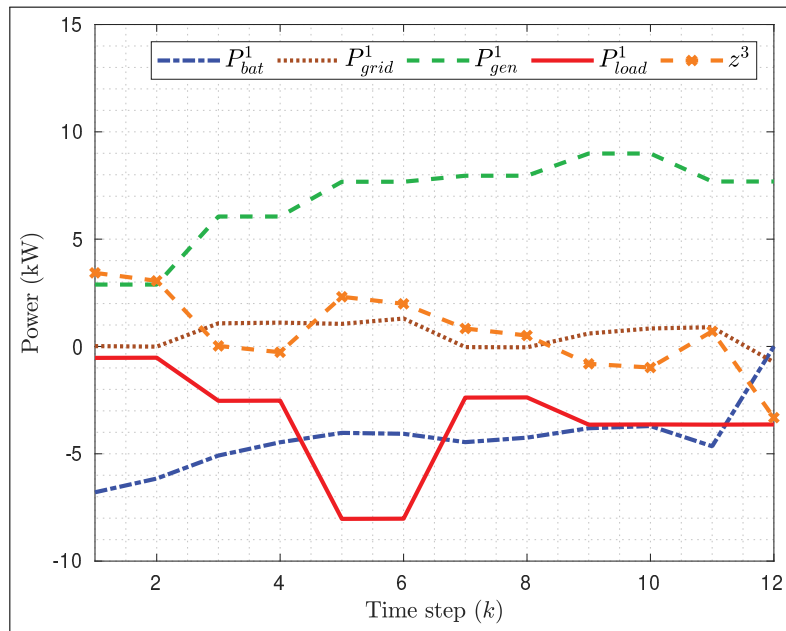


Figura 5.16: Variables manipuladas y perturbaciones para la microrred **1** al formar coalición $\mathcal{C}_2 = (1, 3)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1)$. P_{bat}^1 : potencia gestionada por el banco de baterías. P_{grid}^1 : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{gen}^1 : potencia generada por los recursos renovables. P_{load}^1 : demanda de la microrred. z^3 : potencia intercambiada con la microrred **3**.

La última simulación presentada, se refiere a la coalición $\mathcal{C}_3 = (4, 5)$ de la estructu-

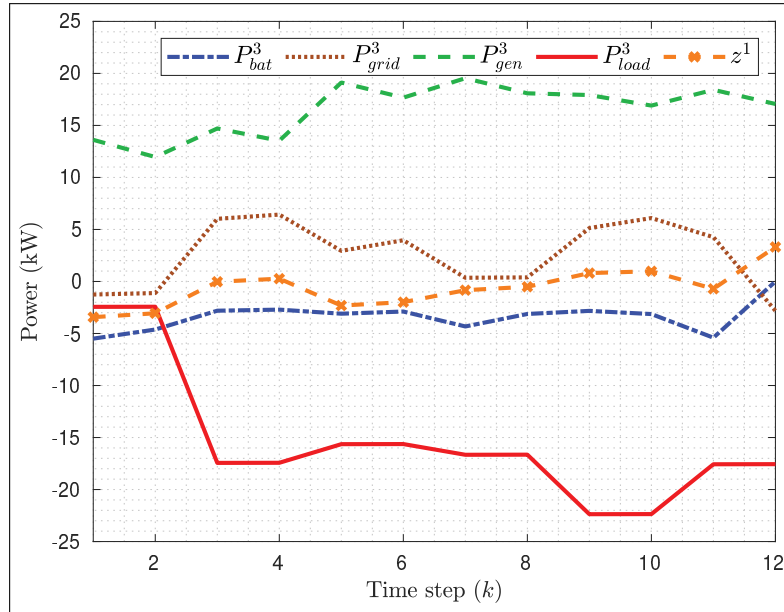


Figura 5.17: Variables manipuladas y perturbaciones para la microrred **3** al formar coalición $\mathcal{C}_2 = (1, 3)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1)$. P_{bat}^3 : potencia gestionada por el banco de baterías. P_{grid}^3 : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{gen}^3 : potencia generada por los recursos renovables. P_{load}^3 : demanda de la microrred. z^1 : potencia intercambiada con la microrred **1**.

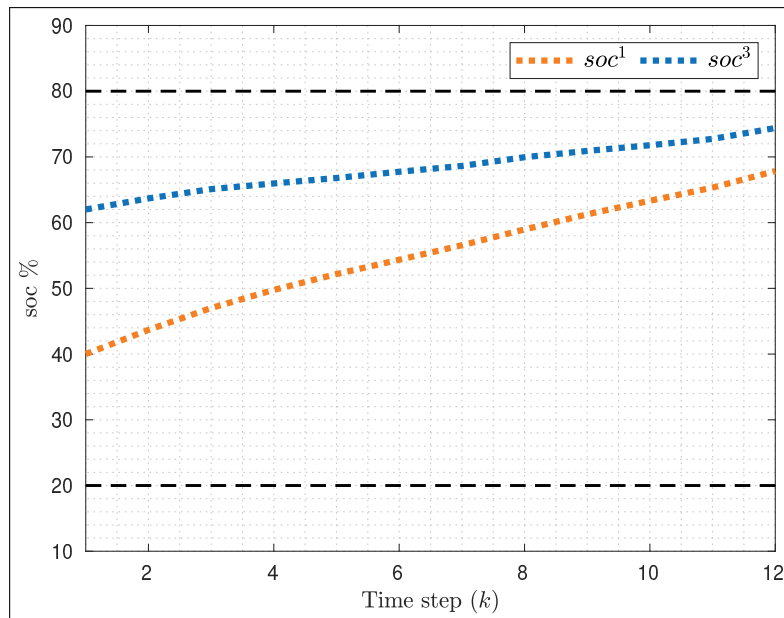


Figura 5.18: Evolución de los estados de carga para los sistemas de almacenamiento para las microrredes **1** y **3** al formar coalición $\mathcal{C}_2 = (1, 3)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1)$. soc^1 : estado de carga para las baterías de la microrred **1**. soc^3 : estado de carga para las baterías de la microrred **3**.

ra $\mathcal{P}_2(\mathcal{N}, \Lambda_2)$, cuyos resultados se observan en las Figs. 5.19, 5.20 y 5.21. Nuevamente como se dispone del estado final alcanzado por el almacenamiento para la microrred 4, producto de la simulación mostrada para la coalición $\mathcal{C}_3 = (2, 4)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1)$, se toma como estado inicial el 35 % indicado en la Fig. 5.15.

Esta coalición se forma con la microrred 5, que es la de mayor escala en cuanto a sus variables eléctricas, lo cual presenta un desafío extra el de asociarse con otra microrred y encontrar sus acciones óptimas de manera conjunta. Los resultados obtenidos son satisfactorios en cuanto a los objetivos planteados, donde se observa una destacada interacción entre las microrredes, con valores importantes si se pone en contexto con las referencias de la microrred 4 (que es la de menor tamaño), como se aprecia en la Fig. 5.19.

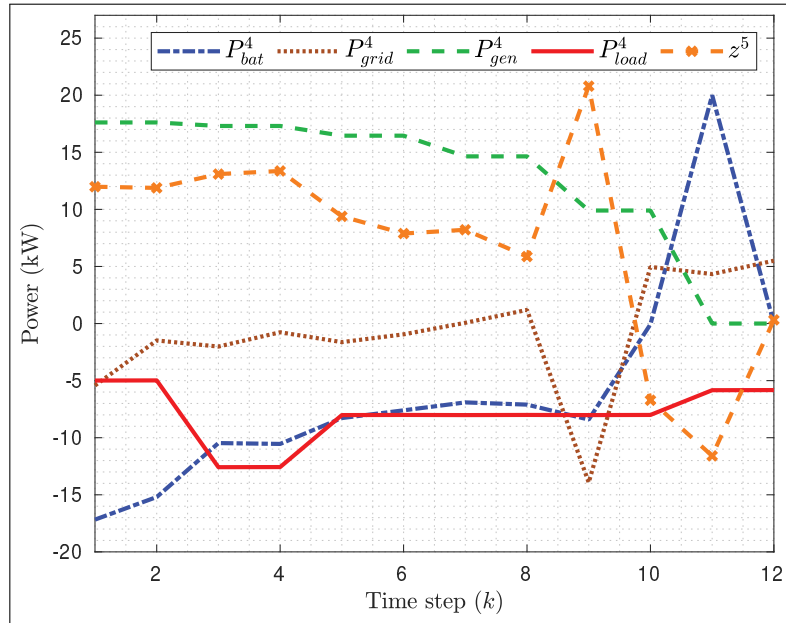


Figura 5.19: Variables manipuladas y perturbaciones para la microrred 4 al formar coalición $\mathcal{C}_3 = (4, 5)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_2(\mathcal{N}, \Lambda_2)$. P_{bat}^4 : potencia gestionada por el banco de baterías. P_{grid}^4 : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{gen}^4 : potencia generada por los recursos renovables. P_{load}^4 : demanda de la microrred. z^5 : potencia intercambiada con la microrred 5.

Para resaltar la gran flexibilidad en la gestión del sistema de la estrategia propuesta, se indica que los operadores de las microrredes tienen la posibilidad en cada instante de tiempo definido por T_t , que es cuando se determinan las coaliciones a formarse, de poder elegir sus prioridades al configurar el vector de pesos λ^p en forma particular, contando con información necesaria para la mejor toma de decisiones posible, como ser su estado actual para su sistema de almacenamiento y pronósticos de generación y demanda de energía.

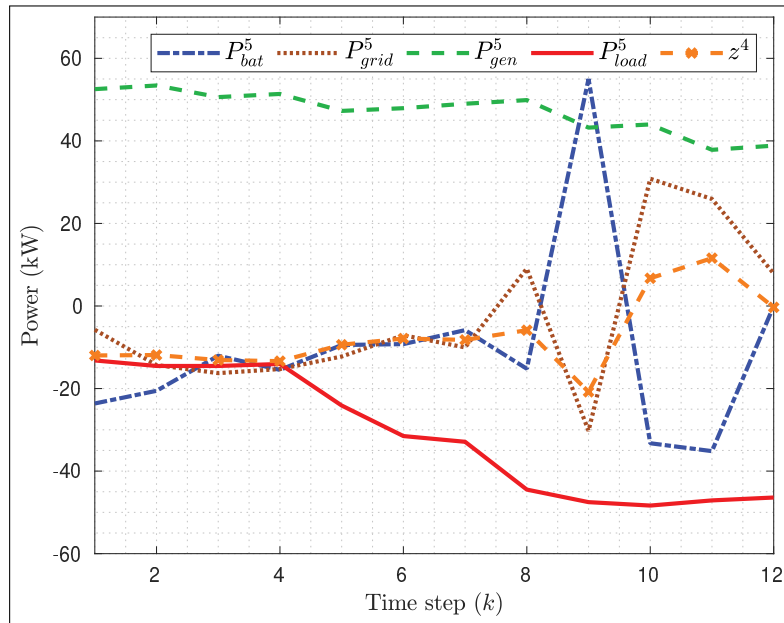


Figura 5.20: Variables manipuladas y perturbaciones para la microrred 5 al formar coalición $\mathcal{C}_3 = (4, 5)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_2(\mathcal{N}, \Lambda_2)$. P_{bat}^5 : potencia gestionada por el banco de baterías. P_{grid}^5 : potencia intercambiada con la red eléctrica. P_{gen}^5 : potencia generada por los recursos renovables. P_{load}^5 : demanda de la microrred. z^4 : potencia intercambiada con la microrred 4.

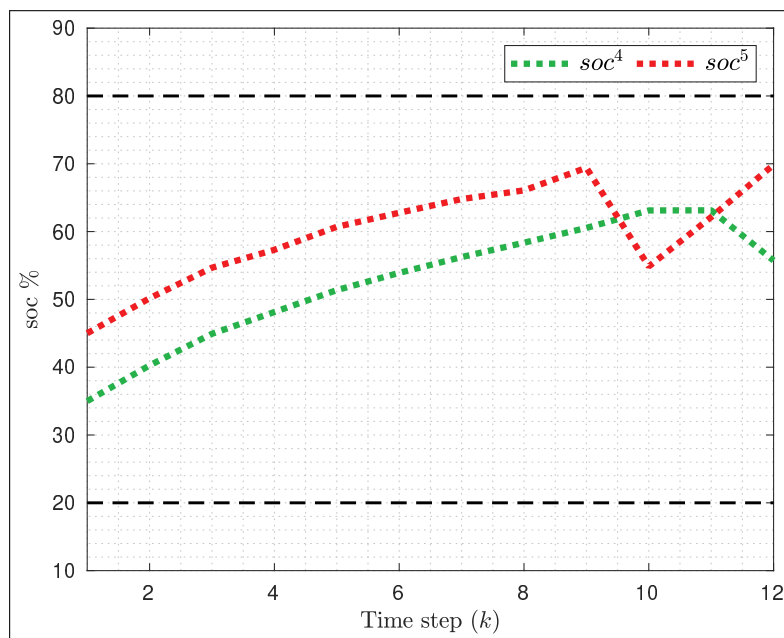


Figura 5.21: Evolución de los estados de carga para los sistemas de almacenamiento para las microrredes 4 y 5 al formar coalición $\mathcal{C} = (4, 5)$ que pertenece a la estructura $\mathcal{P}_2(\mathcal{N}, \Lambda_2)$. soc^4 : estado de carga para las baterías de la microrred 4. soc^5 : estado de carga para las baterías de la microrred 5.

5.6. Microrredes con limitaciones para la interconexión

Al tratar con sistemas heterogéneos representados por grafos no dirigidos, puede suceder que los integrantes (nodos) del grafo no tengan la oportunidad, posibilidad o simplemente la predisposición de comunicarse directamente con cualquiera de los nodos restantes. Esta situación es muy probable al tratar con sistemas reales, donde las opciones de formación para las coaliciones en un enfoque de control coalicional se ven afectadas.

El sistema de microrredes analizado en la sección anterior y el cual se utilizó para realizar la formulación de la estrategia de control económico coalicional con fundamentos en los juegos cooperativos n -personales, se considero una configuración de topología en malla, es decir que cualquier microrred tenía acceso a la red eléctrica y también la posibilidad de establecer un comercio directo de energía local con cualquiera de las restantes microrredes del sistema. Esta no es la única manera de lograr la interconexión en su sistema de microrredes, donde otra opción es una red con arquitectura radial o estrella, como se indica en la Fig. 5.22, o una topología en cadena, la cual se ve reflejada en la Fig. 5.23. Una buena referencia sobre posibles configuraciones para la interconexión de comunidades de microrredes, se encuentra en [Saha et al., 2023]. Es importante destacar que la topología en malla, es la que mayores virtudes y opciones ofrece para alcanzar los valores óptimos en los índices de desempeño que se fijan tanto a nivel global para el sistema, como también individuales para cada integrante de la comunidad.

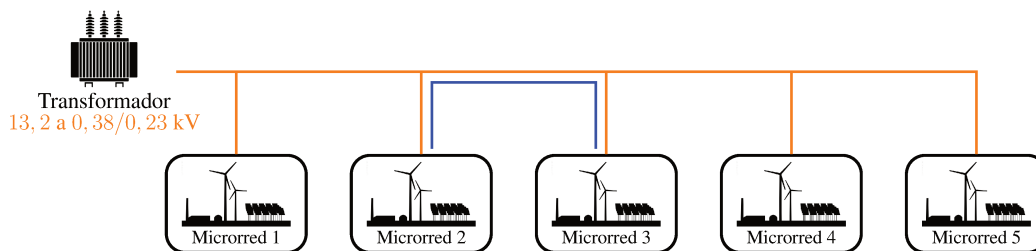


Figura 5.22: Sistema de microrredes con una arquitectura de red radial.

En una arquitectura de red radial representada por la Fig. 5.22, cada microrred se encuentra conectada a la red eléctrica a través de la línea de potencia del sistema de distribución, pero no tiene la posibilidad de establecer una conexión local entre las demás microrredes con el objetivo de formar coaliciones para que se produzca el comercio de energía entre ellas. Sin embargo, con esta configuración, en ciertas situaciones y escenarios, se puede pensar de utilizar la misma línea de distribución para realizar la interacción entre microrredes, pero ello viene de la mano con diversos

problemas relacionados con la gestión, control, implementación y hasta la posibilidad de saturar la capacidad de transmitir energía para las líneas.

Cuando una comunidad de microrredes se propone a través de una interconexión con arquitectura de red en cadena, significa que las microrredes además de contar con acceso a la red eléctrica, disponen de enlaces extras para poder comunicarse e intercambiar energía con sus homólogos vecinos adyacentes, lo cual puede ser observado en la Fig. 5.23. Con esta topología se intenta incentivar las transacciones comerciales de energía entre las microrredes del sistema, las cuales podrán ser de forma directa (sin intermediarios) solamente con el subsistema adyacente. Lógicamente que en esta configuración, si se compara con la topología en malla, se reducen las opciones disponibles para la formación de coaliciones; como por ejemplo, la coalición entre las microrredes 1 y 3 no es factible de ser realizada sin la intervención de la microrred 2.

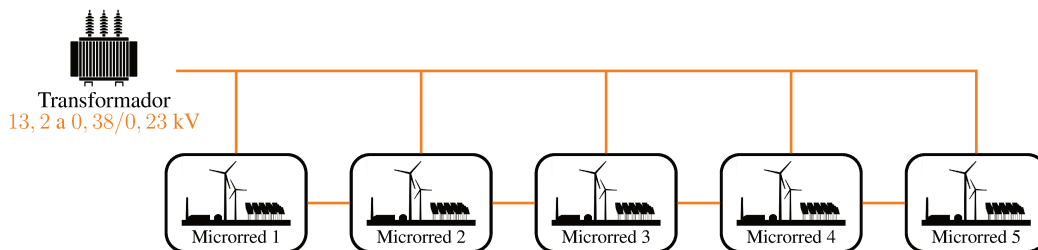


Figura 5.23: Sistema de microrredes con una arquitectura de red en cadena.

Además puede presentarse el caso, en que durante un periodo de tiempo, un propietario de una microrred o en todo caso más de uno, adopte la posición de no cooperar, lo cual modificaría nuevamente las opciones para formar coaliciones a través de esta nueva topología de red o grafo de cooperación disponibles para realizar los diferentes agrupamientos cooperativos. Para este nuevo escenario, así como la arquitectura radial o en cadena descritas recientemente, u otra alternativa de conexión con limitaciones en la comunicación, como puede ser las configuraciones en serie, anillo o ciertas combinaciones mixtas; resulta necesario tenerlas en consideración para determinar la mejor estructura de coalición a implementar en una comunidad de microrredes bajo el enfoque de control económico coalicional con aplicación de los juegos cooperativos n-personales.

Al utilizar los juegos cooperativos n-personales o coalicionales (TU-Games) y como concepto de solución para estos, el operador o valor de Shapley, se está suponiendo la posibilidad de cooperación total entre los diferentes agentes (jugadores) involucrados; por lo tanto, para las situaciones donde se tenga restricción o limitación en la comunicación, será necesario disponer con otro tipo de herramientas o fundamentos para realizar el análisis de las posibles interacciones entre los distintos jugadores.

En función de este nuevo escenario planteado y en base a los conceptos abordados por la teoría de juegos, Roger B. Myerson propuso en [Myerson, 1977], que luego extendido en los trabajos [Myerson, 1980, Myerson, 1991], las “*situaciones de comunicación*”. El fundamento principal esbozado por Myerson para estudiar los juegos cooperativos bajo estas nuevas condiciones, es que entre los escenarios extremos de la cooperación total entre jugadores y la no cooperación absoluta, existe numerosas posibilidades intermedias que son sumamente interesantes, y que en definitiva son las de mayor probabilidad que se presenten en casos reales.

Las situaciones de comunicación son la extensión directa de los juegos cooperativos (TU-Games) para modelar a los juegos con restricciones en la comunicación. El primer modelo en estudiar este juego TU donde se contempla la existencia de restricciones en la formación de coaliciones, son los juegos cooperativos con estructuras de coalición propuestos en [Aumann and Dreze, 1974], donde para indicar la posibilidad de una cooperación limitada, los autores suponen una partición de \mathcal{N} (el conjunto de los jugadores) en la forma de $\mathcal{B} = \{\mathcal{B}_1, \mathcal{B}_2, \dots, \mathcal{B}_r\}$, a la que llamaron estructuras de coalición. El desarrollo de este juego se ve caracterizado por dos propiedades fundamentales: (i) los jugadores solamente pueden cooperar dentro de cada coalición definida por la división del sistema, no estando permitido la comunicación entre jugadores que pertenecen a diferentes coaliciones, y (ii) no se puede compartir beneficios entre jugadores que se encuentren en elementos distintos de la partición del sistema, lo que justifica imponer a cualquier regla de reparto la condición de que satisfaga algún tipo de eficiencia en los elementos.

Roger B. Myerson en su trabajo [Myerson, 1977], propone un punto de vista diferente, al relacionar el juego cooperativo con un grafo de cooperación, suponiendo que los jugadores cooperarán en un juego alcanzando una serie de acuerdos bilaterales entre ellos. Cada uno de estos acuerdos cooperativos puede ser representado por un enlace entre los jugadores que alcanzan el acuerdo, de modo que cualquier estructura de cooperación puede ser representada mediante un conjunto de enlaces, que se identifica por medio de un grafo cuyas aristas son los enlaces individuales (acuerdos). De esta manera, se pueden identificar todas las posibles estructuras de cooperación con el conjunto de todos los grafos definidos para la cantidad de jugadores \mathcal{N} existentes en el sistema. La existencia de un grafo (\mathcal{N}, γ) o directamente γ (notar que no se indica el grafo completo $\gamma_{\mathcal{N}}$, donde $\gamma \subset \gamma_{\mathcal{N}}$), implica por lo tanto que no todas las coaliciones son posibles, considerando solamente factibles a aquellas que sean conexas en el grafo γ . Algunos conceptos, definiciones y notaciones útiles para el manejo de grafos, se describen en el Apéndice A.

Dado un grafo de cooperación γ , las estructuras de coaliciones asociadas naturalmente al grafo, serán entonces la división de \mathcal{N} en componentes conexas (\mathcal{N}/γ) . Estas

coaliciones (componentes conexas) hacen el papel de los elementos para la división del modelo desarrollado en [Aumann and Dreze, 1974]. Sin embargo, nuevamente debe notarse que dos grafos de cooperación diferentes γ_1 y γ_2 , pueden dar como resultado la misma estructura de cooperación $\mathcal{N}/\gamma_1 = \mathcal{N}/\gamma_2$; por lo tanto, el modelo propuesto por los autores en [Aumann and Dreze, 1974] puede ser considerando un caso particular al de Myerson [Myerson, 1977], el que se obtendría al considerar el grafo, siendo que para cada una de las coaliciones \mathcal{B}_r de la estructura \mathcal{B} , existiera un enlace entre los jugadores de dicha coalición. En este sentido, el modelo de Myerson es más rico y general, el cual permite considerar situaciones en las que el grafo restringido a cada una de las componentes no es completo.

A continuación se brinda la definición formal para una *situación de comunicación*, a la que Myerson en su trabajo original llamo *juegos con grafos de cooperación*, y que con el tiempo se ha impuesto la denominación referenciada en primer lugar como: “situaciones de comunicación”.

Definición 7 Una *situación de comunicación* es una terna indicada por $(\mathcal{N}, \mathbf{v}, \gamma)$, en la que $(\mathcal{N}, \mathbf{v})$ es un juego (TU-Games) y (\mathcal{N}, γ) o directamente γ , es un grafo no dirigido. \square

Se denota como $\mathcal{CS}^{\mathcal{N}}$ al conjunto de todas las situaciones de comunicación con grupo de jugadores \mathcal{N} . No se supone ninguna relación y/o restricción particular entre el juego \mathbf{v} y el grafo γ , más allá del hecho de que todos los nodos del grafo representan a los jugadores del juego cooperativo n-personal; por lo tanto, dada una situación de comunicación $(\mathcal{N}, \mathbf{v}, \gamma)$, surge la definición de un nuevo juego que se indica como juego restringido al grafo: \mathbf{v}^γ .

Definición 8 Dada una *situación de comunicación* $(\mathcal{N}, \mathbf{v}, \gamma)$, se define el juego restringido al grafo como $(\mathcal{N}, \mathbf{v}^\gamma)$, donde:

$$\mathbf{v}^\gamma(\mathcal{C}) = \sum_{C_l \in \mathcal{C}/\gamma} \mathbf{v}(C_l), \quad \forall \mathcal{C} \subseteq \mathcal{N}. \quad (5.16)$$

\square

Este nuevo juego representa las posibilidades económicas de los jugadores teniendo en cuenta las comunicaciones disponibles; es decir, que en este juego, el valor de cada coalición está condicionado por las restricciones existentes sobre los enlaces de comunicación que impone el grafo.

Esta definición admite la siguiente interpretación intuitiva: si una coalición \mathcal{C} es conexas en el grafo γ , es decir, que cada uno de sus miembros (jugadores) pueden comunicarse directa o indirectamente con los restantes sin necesitar la ayuda de alguno

o algunos de los miembros que no pertenecen a la coalición \mathcal{C} , entonces los jugadores pueden lograr coordinarse para obtener la cantidad $v(\mathcal{C})$. Sin embargo, si \mathcal{C} no es conexa, no todos los jugadores pueden coordinarse con cada uno de los restantes, y en este caso, la coalición se dividirá en un número de componentes conexas, en función de la división dictada por \mathcal{C}/γ . En este escenario, los jugadores de \mathcal{C} deberán entonces limitarse a cooperar sus acciones dentro de cada una de estas componentes, y la cantidad que podrán obtener será precisamente la indicada en la definición del juego restringido al grafo $v^\gamma(\mathcal{C})$, es decir la suma v -valores (juego original) de las componentes. Se debe notar, que si el grafo de cooperación γ es el grafo completo $\gamma_{\mathcal{N}}$, entonces todas las coaliciones son conexas y el juego restringido al grafo v^γ coincide con el juego original v , lo cual es consistente, ya que en este caso, se está suponiendo que en el modelo no existen restricciones para la formación de coaliciones.

En resumen, para un juego restringido al grafo v^γ , el valor de cada coalición está condicionado por las restricciones en la comunicación que impone el grafo, y se calcula de acuerdo a la Ec. (5.16), como la suma de los v -valores que pueden obtener sus subcoaliciones conexas maximales (subconjuntos conexas más grandes de \mathcal{C}).

Ahora bien, así como para un juego cooperativo n -personal se tenía una regla de reparto que asignaba los valores a cada jugador involucrado, también se tiene una definición similar para las situaciones de comunicación.

Definición 9 Una regla de reparto para una situación de comunicación es una función $\mu : \mathcal{CS}^{\mathcal{N}} \rightarrow \mathbb{R}^{|\mathcal{N}|}$, donde $\mu_r(\mathcal{N}, v, \gamma) \in \mathbb{R}$ representa el pago que el jugador $r \in \mathcal{N}$ obtiene por participar en la situación de comunicación (\mathcal{N}, v, γ) , por lo tanto el vector de pagos es $\mu(\mathcal{N}, v, \gamma) = [\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_{|\mathcal{N}|}]^T \in \mathbb{R}^{|\mathcal{N}|}$. \square

Myerson en [Myerson, 1977], propuso su regla de reparto para las situaciones de comunicación en función del operador de Shapley y del juego restringido al grafo, la cual es indicada a continuación.

Definición 10 El valor de Myerson es la regla de reparto para situaciones de comunicación definida por:

$$\mu(\mathcal{N}, v, \gamma) = \phi(\mathcal{N}, v^\gamma), \forall (\mathcal{N}, v, \gamma) \in \mathcal{CS}^{\mathcal{N}},$$

donde ϕ es el valor de Shapley y v^γ es el juego restringido al grafo. \square

De la anterior definición se puede deducir fácilmente, que el valor de Myerson se obtiene al reemplazar el juego original por el juego restringido al grafo ($v \rightarrow v^\gamma$) en el operador del valor de Shapley (Definición 5).

Observación 16 El criterio que se estableció en la Proposición 1 para decidir que estructura de coalición implementar, se consideraron las contribuciones marginales ponderadas definidas por el juego original (v) que generan las microrredes al formar las coaliciones con la cual se compone la estructura. Ahora bien, cuando se analicen las posibles estructuras en sistemas con restricciones en la comunicación, se utilizará el mismo criterio fijado, pero en función de las contribuciones marginales ponderadas dictadas por el juego restringido al grafo (v^γ), por lo que, en la Proposición 1 se reemplaza el juego original por el juego restringido al grafo ($v \rightarrow v^\gamma$), para realizar el análisis de todas las posibles estructuras permitidas por el grafo de cooperación γ , para luego poder decidir cual de estas implementar sobre el sistema. \square

5.6.1. Ejemplo de microrredes interconectadas en cadena

Para contextualizar sobre un ejemplo concreto, los conceptos expuestos para la extensión del control predictivo económico-coalicional basado en modelo a sistemas con restricciones en su comunicación, y por ende en la formación de coaliciones, se toma para el análisis la misma comunidad constituida por las 5 microrredes ya presentada, pero con la diferencia que su interconexión en esta oportunidad será con una topología en cadena (Fig. 5.23). Si se realiza una representación esquemática a través de un grafo no dirigido para esta arquitectura de red, este tiene la forma mostrada en la Fig. 5.24.



Figura 5.24: Grafo en cadena γ .

El grafo de comunicación γ disponible, es un subconjunto del grafo completo $\gamma_{\mathcal{N}}$ definido en la Sección 5.3, es decir que: $\gamma \subset \gamma_{\mathcal{N}} = \{\{p, q\} \mid p, q \in \mathcal{N}, p \neq q\}$, donde para el grafo en cadena de la Fig. 5.24, se tiene que $\gamma = \{\{1, 2\}, \{2, 3\}, \{3, 4\}, \{4, 5\}\}$; por lo tanto, la topología de red o grafo de cooperación Λ_k activo en un instante de tiempo k , que definen las coaliciones a formarse en relación a la estructura de coalición seleccionada, será un subconjunto de γ ($\Lambda_k \subseteq \gamma$).

Se debe notar que en una situación de comunicación, el conjunto de agentes vecinos $q \in \mathcal{N}_p = \{q \mid \{p, q\} \in \gamma\} \subset \mathcal{N}$ para cada microrred p del sistema, con los cuales se puede comunicar de forma directa a través del grafo γ (definido al formular el problema general en la Sección 5.3), no resulta estar constituido por el resto de los agentes que constituyen a la comunidad de microrredes, como si ocurría al tratar con el grafo completo $\gamma_{\mathcal{N}}$, si no que estará restringido a las opciones ofrecidas por el grafo de conexión. Para el caso particular del grafo en cadena que se toma como ejemplo de

base, se tiene que: $\mathcal{N}_1 = \{(2)\}$, $\mathcal{N}_2 = \{(1), (3)\}$, $\mathcal{N}_3 = \{(2), (4)\}$, $\mathcal{N}_4 = \{(3), (5)\}$ y $\mathcal{N}_5 = \{(4)\}$.

Además se considera importante señalar, que este conjunto de agentes vecinos \mathcal{N}_q , son los que limitan el tamaño máximo posible para la variable z_k^q de cada microrred p , que tiene la finalidad de materializar el intercambio del recurso eléctrico entre microrredes cuando se formen las diferentes colisiones admisibles $\binom{C_i}{z_k^q}$. Cuando se considero la comunidad de microrredes con una interconexión en malla, se tenía que toda microrred disponía de 4 (cuatro) posibles enlaces, cada uno de ellos conectaba en forma directa con los otros integrantes del sistema. En cambio, con una interconexión en cadena, claramente se observa que las microrredes ubicadas en los extremos (1 y 5) solamente tiene la posibilidad de conexión directa con una microrred (1 enlace), mientras que las restantes pueden disponer de dos opciones. Lógicamente que luego los enlaces realmente disponibles dependerán de la estructura de coalición que se implemente sobre el sistema, las cuales deben verificar lo indicado en la Observación 11.

De acuerdo a las limitaciones en los enlaces disponibles dictados por el grafo en cadena γ , que simbolizan la interconexión entre las microrredes de la comunidad, el número de coaliciones factibles que pueden formarse se ve reducida. Las posibilidades de estos agrupamientos conexos, se indican en la Tabla 5.13.

Tabla 5.13: Posibles coaliciones para la comunidad de 5 microrredes en cadena.

1	$\mathcal{C} = (1)$	7	$\mathcal{C} = (2, 3)$	13	$\mathcal{C} = (1, 2, 3, 4)$
2	$\mathcal{C} = (2)$	8	$\mathcal{C} = (3, 4)$	14	$\mathcal{C} = (2, 3, 4, 5)$
3	$\mathcal{C} = (3)$	9	$\mathcal{C} = (4, 5)$	15	$\mathcal{C} = (1, 2, 3, 4, 5)$
4	$\mathcal{C} = (4)$	10	$\mathcal{C} = (1, 2, 3)$	16	$\mathcal{C} = (\emptyset)$
5	$\mathcal{C} = (5)$	11	$\mathcal{C} = (2, 3, 4)$		
6	$\mathcal{C} = (1, 2)$	12	$\mathcal{C} = (3, 4, 5)$		

En función de estas posibles coaliciones de microrredes, la cantidad de estructuras de coalición $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda)$ admisibles también se ve afectada, donde estas estructuras están formadas por coaliciones que son disjuntas (Observación 11); por lo tanto, en esta oportunidad se tendrán solamente 16 posibles estructuras (recordar que con la topología en malla se tenía 52 posibilidades, definidas por el número de Bell), las cuales son observadas en la Tabla 5.14.

Para determinar cual estructura de coalición $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda)$ se va implementar en cada instante de tiempo (T_t) donde se decida realizar el análisis del sistema, se debe aplicar el criterio fijado por la Proposición 1, con la salvedad de que en esta oportunidad se utiliza el juego restringido al grafo v^γ en lugar del juego original v (Observación 16).

Aquí se considera oportuno indicar un caso concreto de como influye el concepto

Tabla 5.14: Estructuras de coalición para la comunidad de 5 microrredes en cadena.

1	$\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) = \{(1), (2), (3), (4), (5)\}$	9	$\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) = \{(1, 2), (3), (4, 5)\}$
2	$\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) = \{(1), (2, 3), (4), (5)\}$	10	$\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) = \{(1, 2), (3, 4, 5)\}$
3	$\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) = \{(1), (2), (3, 4), (5)\}$	11	$\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) = \{(1, 2), (3, 4), (5)\}$
4	$\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) = \{(1), (2), (3), (4, 5)\}$	12	$\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) = \{(1, 2, 3), (4), (5)\}$
5	$\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) = \{(1), (2, 3, 4), (5)\}$	13	$\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) = \{(1, 2, 3), (4, 5)\}$
6	$\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) = \{(1), (2), (3, 4, 5)\}$	14	$\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) = \{(1, 2, 3, 4), (5)\}$
7	$\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) = \{(1), (2, 3), (4, 5)\}$	15	$\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) = \{(1), (2, 3, 4, 5)\}$
8	$\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) = \{(1, 2), (3), (4), (5)\}$	16	$\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) = \{(1, 2, 3, 4, 5)\}$

del juego restringido al grafo v^γ en el análisis de las posibles estructuras. Por ejemplo, al realizar el análisis de la estructura número 10 de la Tabla 5.14, es decir la $\mathcal{P}(\mathcal{N}, \Lambda) = \{(1, 2), (3, 4, 5)\}$, se necesita determinar las contribuciones marginales individuales de las microrredes al formar la coalición $\mathcal{C} = (3, 4, 5)$. Por un lado, la contribución marginal de la microrred 3 en el juego restringido al grafo será:

$$CM_3 = v^\gamma(3, 4, 5) - v^\gamma(4, 5).$$

De acuerdo a la definición de v^γ , y como las coaliciones $(3, 4, 5)$ y $(4, 5)$ son ambas conexas en γ , se tiene que: $v^\gamma(3, 4, 5) = v(3, 4, 5)$ y $v^\gamma(4, 5) = v(4, 5)$. Con el mismo criterio, pero al determinar las contribución marginal para la microrred 4, se tiene que:

$$CM_4 = v^\gamma(3, 4, 5) - v^\gamma(3, 5).$$

En esta oportunidad, se debe observar que la coalición $(3, 5)$ no es conexa en γ , por lo tanto, el valor para este agrupamiento en el juego restringido al grafo es: $v^\gamma(3, 5) = v(3) + v(5)$; es decir, la suma de los v -valores de las componentes conexas (en este caso lo constituye una sola microrred). La contribución marginal de la microrred 5, presenta las mismas características que en el cálculo de la 3, ya que la coalición $(3, 4)$ es conexa en γ . La situación descrita en el cálculo de la contribución marginal de la microrred 4, se va a presentar al realizar el análisis de las contribuciones marginales para las coaliciones formadas por 3 o más microrredes.

Empleando el mismo criterio económico $\ell_{\mathcal{C}_i}$ definido al tratar con el ejemplo de las microrredes conectadas con una arquitectura en malla, el cual fue utilizado para determinar del valor de cada coalición a través del problema de optimización (5.5), se obtiene que para el caso de las mismas microrredes conectadas en cadena por medio del grafo γ , se recomiendan formar las siguientes estructuras coalicionales:

- $00:00 \text{ h} \rightarrow \mathcal{P}_0(\mathcal{N}, \Lambda_0) = \{\mathcal{C}_1, \mathcal{C}_2, \mathcal{C}_3\} = \{(1, 2), (3, 4), (5)\},$

- 06:00 h $\rightarrow \mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1) = \{\mathcal{C}_1, \mathcal{C}_2, \mathcal{C}_3\} = \{(1, 2), (3, 4), (5)\}$,
- 12:00 h $\rightarrow \mathcal{P}_2(\mathcal{N}, \Lambda_2) = \{\mathcal{C}_1, \mathcal{C}_2, \mathcal{C}_3\} = \{(1, 2), (3), (4, 5)\}$,
- 18:00 h $\rightarrow \mathcal{P}_3(\mathcal{N}, \Lambda_3) = \{\mathcal{N}\} = \{(1, 2, 3, 4, 5)\}$.

A los fines de poder comparar resultados y obtener conclusiones, se optó que el tiempo donde se decide que estructura se debe formar (T_t), se considera igual que en el ejemplo anterior a seis horas ($T_t = 6$), por lo tanto, se tiene cuatro momentos para una jornada diaria donde se analizan y se toman decisiones sobre las coaliciones a formar entre las microrredes.

Se puede observar, que las primeras dos estructuras recomendadas (en los horarios 00:00 y 06:00 h) son diferentes a las presentadas al considerar las microrredes conectadas en malla, ya que las indicadas en su momento: $\mathcal{P}_0(\mathcal{N}, \Lambda_0) = \{(2), (1, 5), (3, 4)\}$ y $\mathcal{P}_1(\mathcal{N}, \Lambda_1) = \{(5), (1, 3), (2, 4)\}$ no resultan factibles de formarse a causa de las restricciones impuestas por el grafo γ , debido a que las coaliciones (1, 5), (1, 3) y (2, 4) no pueden ser formadas. En cambio, las estructuras de coalición para los horarios de 12:00 y 18:00 h coinciden con las señaladas para la configuración en malla, lógicamente con la diferencia sustancial de que los enlaces disponibles en estas estructuras para realizar el comercio local de energía entre microrredes, resulta en un número menor ya que estos están restringidos a las posibilidades brindadas por el grafo en cadena.

Esta situación de coincidencia en el tipo de estructuras recomendadas era de esperarse, ya que la función propuesta como criterio económico que define el juego cooperativo planteado entre las microrredes, tiene como uno de los objetivos principales la minimización de las pérdidas de energía que se generen en los diferentes enlaces existentes, y como la misma depende de la distancia geográfica a la que se encuentran los distintos agentes, se espera que las coaliciones tiendan a formarse con los sistemas vecinos más cercanos, siempre y cuando se tenga la necesidad de compartir el recurso eléctrico. También tiene lógica que esta coincidencia de estructuras se produzca en estos horarios, ya que es donde se producen los mayores consumo de energía y las distintas microrredes pueden llegar a necesitar de algún recurso eléctrico externo para satisfacer su demanda, como el suministrado por otra microrred o directamente por la red eléctrica. Continuando con esta línea de razonamiento, si se llega a proponer un criterio diferente que defina la función característica del juego cooperativo, las coaliciones y por ende las estructuras serán distintas.

Por último, para la generación de las acciones de control óptimas en las microrredes del sistema, se aplica en cada coalición determinada, la misma estrategia de MPC dictada por el problema (5.6), donde para la variable z^{c_i} de cada coalición, solamente se van a considerar los enlaces disponibles y definidos por el grafo γ considerado.

5.7. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se desarrolló un enfoque coalicional a través de la teoría de juegos cooperativos, para el control predictivo económico basado en modelo aplicado a una comunidad de microrredes conectadas a una red eléctrica. Aquí se extendió la estrategia formulada en el Capítulo 3 y se logró dar alcance al último objetivo planteado para cualquier EMS, al considerar la interacción y/o coordinación de una microrred con otros sistemas vecinos homólogos.

La estrategia de control resultante consiste de una estructura jerárquica compuesta por dos niveles. El nivel superior, es el encargado de determinar que coaliciones deben formarse por medio del planteo de un juego cooperativo n -personal. Aquí se analiza las contribuciones marginales ponderadas que cada entidad genera al sumarse a las diferentes coaliciones posibles, para decidir que agrupamiento es el óptimo en relación a un criterio económico establecido. Mientras que en el nivel inferior, las acciones de control óptimas para los miembros que pertenecen a cada coalición, se obtiene de forma conjunta a través de una estrategia EMPCT.

Para la comunidad o grupo de microrredes, primero se consideró una interconexión por medio de una red con topología en malla, es decir que cualquier miembro de esta comunidad tiene la posibilidad de comunicarse con el resto de los participantes de forma directa, lo que habilita la posibilidad de utilizar el operador de Shapley como el concepto de solución de conjunto para el juego cooperativo n -personal formulado, que se basa precisamente en la suma ponderada de sus contribuciones marginales.

Para el ejemplo presentado, se propuso una comunidad formada por cinco microrredes interconectadas en el nivel baja tensión, donde cada uno de estos sistema cuenta con su propia unidad de control, fuentes de generación renovables para la obtención de electricidad y medios para el almacenamiento de la energía. Se formuló un criterio económico a optimizar, el cual considera aspectos relacionados con el desempeño del sistema, donde algunos de ellos persigue objetivos generales de gestión y otros particulares de cada microrred. Los resultados de simulación arrojaron las coaliciones óptimas que deben formarse considerando un horizonte de control de 24 horas, donde también las variables manipuladas para cada microrred, fueron determinadas por medio de estrategias optimizantes, al aplicar y resolver una estrategia de EMPCT para cada coalición formada.

Unos de los aspectos más destacables de la propuesta realizada, es la utilización de un marco teórico-conceptual como la teoría de juegos cooperativos, junto a un enfoque aplicable del problema de control óptimo como el MPC, donde primero se analizaron todas las posibles interacciones entre las distintas entidades involucradas, para luego decidir que agrupamiento (coalición) resulta ser el más rentable desde la perspectiva

del criterio económico establecido, finalizando con la generación de acciones óptimas para todos los agentes que forman parte del sistema.

Es interesante resaltar, que la metodología implementada es extensible a sistemas donde la microrredes tengan una configuración diferente a la utilizada en el ejemplo, donde solamente es necesario proponer un índice o criterio económico apropiado a optimizar, acorde a los elementos y características para las nuevas microrredes a considerar.

También, se realizó una extensión para la propuesta de control realizada, al considerar grupos de microrredes donde se tenga restringida la comunicación; es decir, que estén conectadas por medio de un grafo que no sea completo, como por ejemplo un grafo en cadena. Para esta configuración, se modificó la proposición establecida como criterio de decisión para la elección de las estructuras de coalición, empleando el concepto del juego restringido al grafo desarrollado por Roger B. Myerson.

Por último, se encuentra interesante indicar, que esta estrategia jerárquica de control predictivo económica-coalicional basado en modelo, resulta aplicable a otros tipos de sistemas, no quedando restringida solamente a comunidades de microrredes; como por ejemplo, pudiendo ser un sistema de suministro para agua potable o una red de distribución y abastecimientos para ciertos tipos de productos, donde el requisito consiste en poder modelar la dinámica para el sistema de interés y formular el índice económico que se quiera optimizar.

Capítulo 6

Conclusiones y futuras líneas de investigación

Este último capítulo está destinado a indicar las conclusiones finales de la investigación que dieron lugar a la redacción de este documento, y a establecer futuras líneas de estudio para continuar con los avances en relación a los temas tratados a lo largo de todo el manuscrito.

6.1. Conclusiones

En esta tesis se realizaron propuestas para la estrategia de control a implementarse como sistema de gestión de la energía (EMS) para las microrredes eléctricas. Este representa el nivel superior de las estructuras de control jerárquico utilizadas para gobernar a este tipo de sistemas. Los controladores desarrollados abarcaron todos los objetivos requeridos por un EMS, es decir: (i) gestionar la microrred bajo criterios económicos, (ii) control de la energía intercambiada entre los recursos de la microrred, (iii) interacción con la red eléctrica principal, (iv) gestionar la participación como agente activo en el mercado eléctrico y (v) la coordinación con otras microrredes o subsistemas vecinos.

En las diferentes contribuciones realizadas, se utilizó la estrategia de control optimizante conocida como MPC, la cual representa un enfoque aplicable a sistemas reales del problema teórico-matemático de control óptimo. Una característica operativa sobre las microrredes, es que en esta investigación se consideraron aquellas que operarán conectadas a una red eléctrica.

El primer aporte realizado consistió de un controlador predictivo económico con la capacidad de mantener la factibilidad y estabilidad para el lazo control ante posibles cambios del criterio optimizado (EMPCT). Esta formulación encuentra su fundamento

en que las microrredes en su sistema de gestión, necesitan considerar aspectos económicos relacionados a sus componentes, así como también la participación activa como un agente de mercado en el comercio de la electricidad, donde debido a su dinámica y a los cambios de objetivos que puede considerar el operador o propietario de la microrred, el controlador óptimo debe ser capaz de mantener la viabilidad de encontrar una solución factible al problema matemático por resolver en cada instante de tiempo. El desempeño de esta estrategia, fue comprobada por medio de simulaciones realizadas sobre una microrred con escala residencial, lográndose observar su correcto funcionamiento.

Por la fuerte presencia de los recursos renovables (RERs) como fuente principal para la generación de la energía eléctrica requerida por las microrredes, así como también debido a las variaciones en su demanda, estos distritos energéticos se corresponden con la clase de sistemas perturbados por variables aleatorias. Al implementar el lazo de control EMPCT, fue necesario considerar predicciones nominales para los perfiles de potencia generados por los RERs y para la demanda por parte de las cargas. Con el objetivo de contemplar en la formulación de estos controladores posibles errores de pronósticos, se propuso una estructura de control óptimo formada por el EMPCT desarrollado y un MPC estocástico (SCMPC) basado en escenarios. Ambos controladores forman una estructura jerárquica, siendo el EMPCT el encargado de generar las consignas de referencia óptimas para el SCMPC que actúa como regulador. Al proponer utilizar la estrategia estocástica basada en escenarios, no fue necesario realizar alguna suposición adicional para las funciones de distribución de las variables aleatorias, en su lugar se necesita contar con muestras representativas para cada una.

El desempeño de la estructura de control óptimo compuesta por el EMPCT y SCMPC, fue comprobada al simular este sistema de control sobre una microrred pensada para el complejo universitario de la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Reconquista. Además como una característica extra, se propuso utilizar un sistema de almacenamiento con una configuración híbrida. A través de esta estructura, se logró obtener la gestión óptima del sistema y al mismo tiempo considerar posibles errores en las predicciones utilizadas para las variables aleatorias. También se debe resaltar que el enfoque estocástico, genera soluciones menos conservadoras que uno robusto, debido precisamente a su concepción e idea.

Con el objetivo de que los EMS propuestos consideraran la interacción con sistemas homólogos y así ir logrando alcanzar el concepto emergente de red inteligente, se extendió el controlador EMPCT a una comunidad de microrredes. Para dar solución al problema de control óptimo en este nuevo sistema heterogéneo, se eligió un enfoque coalicional, donde se pone en consideración la formación de coaliciones o agrupamientos de los agentes variable con el paso del tiempo. Como cada microrred

(nodo inteligente en el contexto de la nueva red eléctrica), tiene su controlador local con sus propias directivas, se utilizó los conceptos teóricos establecidos en la teoría de juegos cooperativos n-personales, para analizar los conflictos de intereses que puedan existir entre cada integrante de la comunidad. Esta idea dio como resultado la formulación de un controlador predictivo económico - coalicional, mediante el cual primero se analiza y decide que coaliciones son las más apropiadas a formarse en relación a juego cooperativo (en forma de una función característica), y una vez que las coaliciones son definidas, los integrantes en cada una de ellas determinen sus acciones de control en forma coordinada.

Se consideró una comunidad de cinco microrredes para demostrar el funcionamiento de la estrategia coalicional, donde se definió la función característica del juego a través de un criterio económico a optimizar para todo el sistema. Se pudo observar la variación de las coaliciones óptimas con el paso del tiempo y también las variables de control elegidas por las distintas microrredes cuando se encuentran formando una coalición, de acuerdo a un índice de desempeño particular definido para cada microrred.

Para la obtención de todos los modelos de predicción necesarios para la implementación de las diferentes estrategias de MPC tratadas en esta tesis, se aplicó una metodología general de modelado que es extensible de manera directa para otras configuraciones de microrredes. Se considera importante indicar que esta manera de modelar las microrredes, resulta válida para utilizarla en los lazos de control del sistema de gestión de la energía (EMS), donde no se requiere captar ciertas dinámicas específicas del sistema. Distinto sería el caso, si por ejemplo fuera necesario obtener un modelo de microrred para utilizarlo en los controladores inferiores de la estructura jerárquica, donde los objetivos de control son la regulación de la tensión y frecuencia, siendo que aquí si se necesita ser más precisos al considerar elementos que afecten la dinámica de tales variables. Para los lectores interesados, en [Sen and Kumar, 2018] se tiene una buena referencia sobre los aspectos generales y objetivos en el modelado de microrredes.

Para finalizar, también se indica que han sido desarrolladas herramientas complementarias para poder generar las predicciones nominales de las perturbaciones consideradas, que son necesarias para la implementación de las estrategias para el control por medio de MPC, donde cada una de estas variables no manipuladas es asociada al comportamiento de una variable aleatoria.

6.2. Futuras líneas de investigación

Es evidente que generar el escenario y contar con las herramientas adecuadas para facilitar de inclusión para los recursos renovables como fuente principal para la gene-

ración de electricidad, así como también el ir modificando la topología y concepción de la red eléctrica, es de gran interés para el futuro. Se considera que los temas tratados en esta tesis abarcan ambos objetivos, por lo que la relevancia de continuar con la investigación y desarrollo es importante. A continuación se enumeran una serie de temas que se corresponden con este fin:

- (i) Implementar en tiempo real sobre los algoritmos de control las herramientas de pronóstico para las variables no manipuladas. Este tema ya ha sido investigado, aunque no ha sido tratado en la redacción de esta tesis. Trabajos como el [Alarcón et al., 2023b] con base en la aplicación de las redes neuronales recurrentes son importantes, ya que el minimizar los errores de predicción en este tipo de variables mejoran del desempeño para el lazo de control, sobre todo para la demanda de potencia por parte de la microrred, ya que es bien específica y particular en función de la configuración y escala del sistema. Aquí, el poder disponer de muestras reales representativas y la aplicación de herramientas para generar una predicción, se considera la única manera de poder disminuir el error de pronóstico para esta variable; no ocurriendo lo mismo para los valores de potencia obtenida a través de los RERs, ya que para este caso, por medio de la información obtenida de los sitios meteorológicos y la utilización de elementos como los desarrollados en esta tesis, se obtienen muy buenas predicciones.
- (ii) Proponer modelos matemáticos para los sistemas con mejores características de fidelidad, pero con la precaución de no aumentar demasiado la complejidad de su concepción, lo cual se traduciría en incrementos para la potencia de cálculo requerida para hacer efectiva la implementación de los lazos de control MPC. Se entiende que los modelos lineales utilizados en esta tesis para describir la dinámica de los sistemas para el almacenamiento de la energía, son una simplificación del comportamiento real y no lineal de estos elementos. Sobre esta idea, el poder generar modelos más precisos representa una clara línea futura de trabajo, con el objetivo de proponer modelos con una mayor fidelidad pero no incrementado en demasía su complejidad que lo vuelan impráctico de ser implementados. Obviamente que mejores modelos van de la mano con una mayor dificultad, por lo tanto, en este punto se observa una buena oportunidad para aplicar técnicas de aprendizaje maquina (ML: Machine Learning), especialmente las que tratan con el aprendizaje profundo y por refuerzo, donde una de sus mayores virtudes es la de obtener buenos resultados para problemas complejos, necesitando un menor costo computacional que otras técnicas convencionales. El utilizar este tipo de herramientas para el modelado de sistemas, nos brinda la posibilidad de buscar soluciones eficientes para poder emular ciertas características operativas

que soy muy difíciles o costosas de captar, como por ejemplo el deterioro o envejecimiento en las aptitudes o capacidades eléctricas de las baterías por el simple paso del tiempo y su respectivo uso.

- (iii) Considerar en la estrategia de control EMPCT desarrollada, estaciones de carga inteligente para vehículos eléctricos. Debido a la cada vez mayor cantidad de medios para el transporte con propulsión eléctrica o híbrida, los sistemas energéticos con la capacidad para el control de sus recursos (como una microrred), deben considerar la gestión de estaciones para la carga de vehículos. Se considera que la estrategia EMPCT propuesta en esta tesis, resulta una opción muy interesante para gestionar puestos de carga en sus diferentes modos de operación, ya sea como una carga no controlada, como también de forma inteligente (unidireccional: carga controlada y bidireccional: carga y descarga controlada). A través del EMPCT como sistema de gestión de la energía, se puede formular y establecer estrategias para la transacción del recurso en estas estaciones, donde los propietarios de los vehículos, así como también en de la microrred, logren cumplir con sus objetivos de gestión. Esta nueva situación de operación, contribuye con las características cambiantes del criterio de gestión para la microrred, por lo cual, un controlador predictivo económico con la capacidad de mantener la factibilidad de encontrar una solución ante la variación del índice a optimizar, es apropiado como EMS para este tipo de sistemas.

- (iv) Aproximación de estrategias de MPC a través de técnicas de aprendizaje maquina (ML). La implementación de las distintas ramas de la inteligencia artificial en diversas áreas de la ingeniería, como lo es el aprendizaje maquina, y dentro de este el aprendizaje profundo (DP: Deep Learning), son cada día más habituales debido principalmente a los excelentes resultados que demuestran para dar soluciones factibles a problemas complejos. Sobre esta línea, algunas estrategias de control optimizantes, ya sea por la definición del sistema dinámico de interés o por su propio diseño o concepción, dan como resultados acciones de control que requiere una potencia de cálculo computacional que las convierte en inviables de ser aplicadas en tiempo real, para lo cual, se necesita proponer y disponer de opciones factibles. Por ejemplo, en el controlador estocástico basado en escenarios (SCMPC) propuesto para la estructura de control óptimo del EMS, sus variables manipuladas (acciones de control) se corresponden con una realimentación de estados. Se sabe que las acciones expresadas como funciones parametrizadas por medio de una realimentación de perturbaciones (o estados) [Goulart et al., 2006], brindan un mejor desempeño para el control de sistemas perturbados. En relación a esto, si se piensa en la implementación de una acción

para el control por medio de un enfoque estocástico basado en escenarios con esta configuración, el número de muestras necesarias crece en forma considerable, que sumado a los tiempos de muestreo acotados que se utiliza en esta estrategia, transforman al problema matemático por resolver en uno muy desafiante. Por lo tanto, se considera que la investigación para el desarrollo de aproximaciones explícitas para estrategias de MPC por medio de técnicas del aprendizaje automático (como por ejemplo, el utilizar redes neuronales recurrentes profundas), representa un área muy atractiva para ser estudiada, sobre todo con lo relacionado para intentar demostrar las propiedades teóricas de estabilidad y factibilidad en los lazos de control.

- (v) Aplicaciones de los conceptos teóricos de la teoría de juegos a problemas de control óptimo para grandes sistemas heterogéneos, donde se requiere analizar conflictos de intereses entre los diferentes agentes con distintos criterios u objetivos, es una área de extrema importancia y muy interesante desde todo punto de vista. Continuar con el desarrollo para la utilización de estos enfoques matemáticos para la concepción de las redes eléctricas inteligentes, constituye un pilar fundamental hacia el futuro. Por ejemplo, indagar las posibles aplicaciones para problemas de control similares al tratado en esta tesis, por medio de ideas más amplias y ambiciosas de la teoría de juegos, como lo es el concepto de solución del Equilibrio de Nash [Nash Jr, 1996, Myerson, 1978]; donde a través de este, se puede llegar a considerar una mayor cantidad de escenarios posibles, en función a la predisposición, disponibilidad de información y objetivos fijados por partes de los jugadores involucrados. Por otro lado, nuevamente las técnicas de aprendizaje maquinal, pueden ayudar a relajar el cálculo asociado con el mapeo requerido para todas las posibles coaliciones, cuando se trate de estudiar redes con un mayor número de sistemas independientes (microrredes), pudiendo extender sin mayores requerimientos de potencia para el cálculo, la estrategia de control predictivo económico - coalicional basado en modelo propuesta en este documento.

Apéndice A

Definiciones sobre grafos

Definición 11 *Un grafo no dirigido es un par (\mathcal{N}, γ) , en el que $\mathcal{N} = \{1, 2, \dots, n\} \subset \mathbb{N} \setminus \{0\}$ es un conjunto finito de vértices o nodos y γ un conjunto de aristas o enlaces; es decir, pares no ordenados $\{i, j\}$, tal que $\gamma \subseteq \gamma_{\mathcal{N}} = \{\{i, j\} \mid i, j \in \mathcal{N}, i \neq j\}$. \square*

Notaremos como grafo completo con n nodos al par $(\mathcal{N}, \gamma_{\mathcal{N}})$ y $\Gamma^{\mathcal{N}}$ a la familia de todos los grafos (\mathcal{N}, γ) con conjunto de nodos \mathcal{N} . Cuando no haya ambigüedad con respecto a \mathcal{N} , nos referiremos al grafo (\mathcal{N}, γ) como γ . Si $\eta \subset \gamma$, diremos que (\mathcal{N}, η) es un subgrafo de (\mathcal{N}, γ) .

Si $\{i, j\} \in \gamma$ diremos que los nodos i y j están directamente conectados por el grafo γ . En cambio si i y j no están directamente conectados en γ pero existe un camino que los conecta, es decir, si para un cierto $t > 2$ existe una sucesión $(i_1 = i, i_2, \dots, i_t = j)$ tal que $\{i_k, i_{k+1}\} \in \gamma$ para todo $k \in \{1, \dots, t-1\}$, diremos que están indirectamente conectados. Se utiliza el termino conectados por el grafo, para referirse a cualquiera de las situaciones anteriores.

Un grafo (\mathcal{N}, γ) es conexo si dos nodos cualesquiera de \mathcal{N} están conectados en γ . Se considera también conexo, a todo grafo formado con un único nodo.

Un subconjunto $\mathcal{S} \subset \mathcal{N}$ es conexo en (\mathcal{N}, γ) si el grafo parcial $(\mathcal{S}, \gamma|_{\mathcal{S}})$ es conexo, donde $\gamma|_{\mathcal{S}} = \{\{i, j\} \in \gamma \mid i, j \in \mathcal{S}\}$.

La noción de conexión establece una relación de equivalencia entre los nodos de un grafo, induciendo una división de \mathcal{N} en un número de *componentes conexas*. Dos nodos i y j ($i \neq j$) pertenecen a la misma componente conexa, si y solo si, están conectados (directa o indirectamente).

Notaremos como \mathcal{N}/γ el conjunto de todas las componentes conexas de \mathcal{N} en γ . Para cada $\mathcal{S} \subset \mathcal{N}$, \mathcal{S}/γ será el conjunto de todas las componentes conexas en el grafo parcial $(\mathcal{S}, \gamma|_{\mathcal{S}})$. El grafo (\mathcal{N}, γ) es conexo si y solo si $|\mathcal{N}/\gamma| = 1$, y cada subconjunto $\mathcal{S} \subset \mathcal{N}$ será conexo si y solo si $|\mathcal{S}/\gamma| = 1$.

Para cada nodo $i \in \mathcal{N}$, notaremos como $C_i(\mathcal{N}, \gamma)$ a la clase de equivalencia a la

que pertenece el nodo i , por lo tanto: $C_i(\mathcal{N}, \gamma) = \{j \in \mathcal{N} \mid j \text{ esta conectado con } i\}$. Si $C_i(\mathcal{N}, \gamma) = \{i\}$ diremos que i es un nodo aislado en γ .

Notaremos como $L_i(\gamma) = \{\{i, j\} \mid j \in \mathcal{N} \text{ e } \{i, j\} \in \gamma\}$ al conjunto de enlaces incidentes en el nodo i . Eliminando a aquellos enlaces de γ que sean incidentes en i , se obtiene el subgrafo de γ , que notaremos como $\gamma_{-i} = \gamma \setminus L_i(\gamma)$.

Para cada nodo $i \in \mathcal{N}$, el grado para este en el grafo γ se define como $d_i(\mathcal{N}, \gamma) = |L_i(\gamma)|$, es decir, el número de enlaces incidentes en el.

Un ciclo en un grafo (\mathcal{N}, γ) , es un camino cerrado que no utiliza a ningún nodo más de una vez. Formalmente, es una sucesión ordenada de nodos $(i_1, i_2, \dots, i_t, i_{t+1})$, con $t \geq 3$, tal que $\{i_1, i_2, \dots, i_t\} \subset \mathcal{N}$ y $\{i_k, i_{k+1}\} \in \gamma$ para todo $k \in \{1, 2, \dots, t\}$ con $i_{t+1} = i_1$.

Definición 12 *El grafo (\mathcal{N}, γ) es ciclo-completo, si para cada ciclo $(i_1, i_2, \dots, i_t, i_{t+1})$, el subgrafo correspondiente al ciclo es un grafo completo $(\mathcal{N}, \gamma_{\mathcal{N}})$.* □

Definición 13 *El grafo (\mathcal{N}, γ) es un árbol, si es conexo y no contiene ciclos.* □

Definición 14 *El grafo (\mathcal{N}, γ) es una estrella con centro en el nodo i , si el conjunto de enlaces disponibles se definen como $\gamma = \{\{i, j\} \mid j \in \mathcal{N}, j \neq i\}$. Los nodos $j \in \mathcal{N}$ reciben el nombre de satélites.* □

Definición 15 *El grafo (\mathcal{N}, γ) es una cadena, si el conjunto de enlaces disponibles son $\gamma = \{\{1, 2\}, \{2, 3\}, \{3, 4\}, \dots, \{n-1, n\}\}$.* □

Definición 16 *Dado el grafo (\mathcal{N}, γ) y $\mathcal{S} \subset \mathcal{N}$, se define a la envoltura conexa de \mathcal{S} en (\mathcal{N}, γ) como $\mathcal{H}(\mathcal{N}, \gamma, \mathcal{S}) = \cap \{\mathcal{T} \subset \mathcal{N} \mid \mathcal{S} \subset \mathcal{T}, \mathcal{T} \text{ conexo en } (\mathcal{N}, \gamma)\}$.* □

Apéndice B

Juego cooperativo n-personal

Definición 17 Se tiene un conjunto finito de jugadores $\mathcal{N} \subset \mathbb{N} \setminus \{0\}$ y coaliciones de ellos $\mathcal{C} \subseteq \mathcal{N}$. Un juego cooperativo n-personal (coalicional) en forma de función característica o juego de utilidad transferible (TU-Games), es descrito por el par (\mathcal{N}, v) , donde v indica una función que asocia a cada coalición posible un número real, el cual representa el valor (costo o beneficio) que obtiene la coalición si sus miembros cooperan. Una coalición es cualquier elemento de $2^{\mathcal{N}} = \{\mathcal{C} | \mathcal{C} \subseteq \mathcal{N}\}$, por lo que $v : 2^{\mathcal{N}} \rightarrow \mathbb{R}$, donde se verifica el valor nulo del conjunto vacío $v(\emptyset) = 0$. \square

Notaremos con $|\mathcal{C}|$ a la cardinalidad de la coalición $\mathcal{C} \subseteq \mathcal{N}$ y $\mathcal{G}^{\mathcal{N}}$ al conjunto de todos los juegos cooperativos con cantidad de jugadores \mathcal{N} . En este conjunto $\mathcal{G}^{\mathcal{N}}$ se definen las operaciones de suma, producto y multiplicación por un escalar de la siguiente manera: Dado dos juegos cooperativos (\mathcal{N}, v) y $(\mathcal{N}, w) \in \mathcal{G}^{\mathcal{N}}$ y $\lambda \in \mathbb{R}$, se tiene que:

- $(\mathcal{N}, v + w) \in \mathcal{G}^{\mathcal{N}}$, donde $(v + w)(\mathcal{C}) = v(\mathcal{C}) + w(\mathcal{C}) \quad \forall \mathcal{C} \subseteq \mathcal{N}$,
- $(\mathcal{N}, v \cdot w) \in \mathcal{G}^{\mathcal{N}}$, donde $(v \cdot w)(\mathcal{C}) = v(\mathcal{C}) \cdot w(\mathcal{C}) \quad \forall \mathcal{C} \subseteq \mathcal{N}$,
- $(\mathcal{N}, \lambda v) \in \mathcal{G}^{\mathcal{N}}$, donde $(\lambda v)(\mathcal{C}) = \lambda v(\mathcal{C}) \quad \forall \mathcal{C} \subseteq \mathcal{N}$.

El conjunto de juegos $\mathcal{G}^{\mathcal{N}}$ junto con las operaciones definidas de suma, producto y multiplicación por un escalar, tiene estructura de espacio vectorial sobre el cuerpo de los números reales (\mathbb{R}) con dimensión $2^{|\mathcal{N}|} - 1$. La base más relevante para este espacio está formada por los juegos de unanimidad: $\{u_{\mathcal{C}}\}_{\emptyset \neq \mathcal{C} \subseteq \mathcal{N}}$.

Definición 18 Para toda coalición \mathcal{C} , tal que $\emptyset \neq \mathcal{C} \subseteq \mathcal{N}$, el juego de unanimidad es el par $(\mathcal{N}, u_{\mathcal{C}})$ cuya función característica se define como:

$$u_{\mathcal{C}}(\mathcal{T}) = \begin{cases} 1 & \text{si } \mathcal{C} \subseteq \mathcal{T}, \\ 0 & \text{en otro caso.} \end{cases} \quad (\text{B.1})$$

Para representar cualquier juego $(\mathcal{N}, \mathbf{v})$ en términos de esta base, es necesario conocer las coordenadas en ella, que son los coeficientes de unanimidad o dividendos de Harsanyi: $\{\Delta_v(\mathcal{C})\}_{\emptyset \neq \mathcal{C} \subseteq \mathcal{N}}$.

Definición 19 Para todo juego $(\mathcal{N}, \mathbf{v}) \in \mathcal{G}^{\mathcal{N}}$, sus dividendos de Harsanyi se obtienen como:

$$\Delta_v(\mathcal{C}) = \sum_{\mathcal{T} \subseteq \mathcal{C}} (-1)^{c-t} \mathbf{v}(\mathcal{T}), \quad \forall \mathcal{C} \in 2^{\mathcal{N}} \setminus \{0\}, \quad (\text{B.2})$$

donde $c = |\mathcal{C}|$ y $t = |\mathcal{T}|$ la cardinalidad de \mathcal{C} y \mathcal{T} respectivamente. \square

Una vez conocido los dividendos de Harsanyi, se puede expresar cualquier juego $(\mathcal{N}, \mathbf{v}) \in \mathcal{G}^{\mathcal{N}}$ en función de estos y del juego de unanimidad (base) para obtener el valor de las coaliciones:

$$\mathbf{v}(\mathcal{T}) = \sum_{\emptyset \neq \mathcal{C} \subseteq \mathcal{T}} \Delta_v(\mathcal{C}) \mathbf{u}_{\mathcal{C}}(\mathcal{T}) \Rightarrow \mathbf{v} = \sum_{\emptyset \neq \mathcal{C} \subseteq \mathcal{N}} \Delta_v(\mathcal{C}) \mathbf{u}_{\mathcal{C}}. \quad (\text{B.3})$$

Definición 20 Dado un juego cooperativo n -personal $(\mathcal{N}, \mathbf{v})$, donde $r \in \mathcal{N}$ y $\mathcal{C} \subseteq \mathcal{N} \setminus \{r\}$, la contribución marginal de r a \mathcal{C} en \mathbf{v} es: $CM_r = \mathbf{v}(\mathcal{C} \cup \{r\}) - \mathbf{v}(\mathcal{C})$. \square

En relación a la definición anterior, establecido un juego $(\mathcal{N}, \mathbf{v}) \in \mathcal{G}^{\mathcal{N}}$ y dos jugadores $r, s \in \mathcal{N}$, se dice que:

- (i) El jugador r es nulo si: $\mathbf{v}(\mathcal{C} \cup \{r\}) - \mathbf{v}(\mathcal{C}) = 0, \forall \mathcal{C} \subseteq \mathcal{N} \setminus \{r\}$, es decir si sus contribuciones marginales a cualquier coalición son nulas.
- (ii) El jugador r es pasivo si: $\mathbf{v}(\mathcal{C} \cup \{r\}) - \mathbf{v}(\mathcal{C}) = \mathbf{v}(\{r\}), \forall \mathcal{C} \subseteq \mathcal{N} \setminus \{r\}$.
Donde para aquellos jugadores donde se verifique $\mathbf{v}(\{r\}) = 0$, los concepto de jugador nulo y pasivo coinciden.
- (iii) Los jugadores r y s son simétricos si: $\mathbf{v}(\mathcal{C} \cup \{r\}) - \mathbf{v}(\mathcal{C}) = \mathbf{v}(\mathcal{C} \cup \{s\}) - \mathbf{v}(\mathcal{C}), \forall \mathcal{C} \subseteq \mathcal{N} \setminus \{r, s\}$, es decir si sus contribuciones marginales a todas coaliciones a las que ambos no pertenecen son iguales.

Bibliografía

- [Ackermann, 2012] Ackermann, T. (2012). *Wind power in power systems*. John Wiley & Sons. 35
- [Ackermann et al., 2001] Ackermann, T., Andersson, G., and Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric power systems research*, 57(3):195–204. 5
- [Acuerdo de París, 2015] Acuerdo de París, N. U. (2015). Convención marco sobre el cambio climático. 2
- [Afif et al., 2019] Afif, A., Rahman, S. M., Azad, A. T., Zaini, J., Islan, M. A., and Azad, A. K. (2019). Advanced materials and technologies for hybrid supercapacitors for energy storage—a review. *Journal of Energy Storage*, 25:100852. 30
- [Alamo et al., 2005] Alamo, T., de la Peña, D. M., Limón, D., and Camacho, E. F. (2005). Constrained min-max predictive control: Modifications of the objective function leading to polynomial complexity. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 50(5):710–714. 72
- [Alarcón et al., 2020a] Alarcón, M. A., Alarcón, R. G., González, A. H., and Ferramosca, A. (2020a). Economic model predictive control for energy management in a microgrid. In *2020 Argentine Conference on Automatic Control (AADECA)*, pages 1–6. IEEE. 20, 33, 34
- [Alarcón et al., 2020b] Alarcón, M. A., Alarcón, R. G., González, A. H., and Ferramosca, A. (2020b). Modeling a residential microgrid for energy management. In *2020 Argentine Conference on Automatic Control (AADECA)*, pages 1–6. IEEE. 20, 33, 36
- [Alarcón et al., 2021a] Alarcón, M. A., Alarcón, R. G., González, A. H., and Ferramosca, A. (2021a). Economic model predictive control for energy management in a hybrid storage microgrid. In *2021 XIX Workshop on Information Processing and Control (RPIC)*, pages 1–6. IEEE. 20, 33, 34

- [Alarcón et al., 2022] Alarcón, M. A., Alarcón, R. G., González, A. H., and Ferramosca, A. (2022). Economic model predictive control for energy management of a microgrid connected to the main electrical grid. *Journal of Process Control*, 117:40–51. [19](#), [33](#), [34](#), [36](#)
- [Alarcón et al., 2023a] Alarcón, M. A., Alarcón, R. G., González, A. H., and Ferramosca, A. (2023a). Cooperative n-personal games in the coalitional economic control of a microgrid community. In *2023 Argentine Conference on Automatic Control (AADECA)*, pages 1–6. [19](#)
- [Alarcón et al., 2021b] Alarcón, R. G., Alarcón, M. A., González, A. H., and Ferramosca, A. (2021b). State-space modelling of a commercial lithium-ion battery. In *2021 XIX Workshop on Information Processing and Control (RPIC)*, pages 1–6. IEEE. [20](#)
- [Alarcón et al., 2023b] Alarcón, R. G., Alarcón, M. A., González, A. H., and Ferramosca, A. (2023b). Lstm recurrent neural network for energy demand forecasting. In *2023 Argentine Conference on Automatic Control (AADECA)*, pages 1–6. [19](#), [39](#), [170](#)
- [Alarcón et al., 2023] Alarcón, M. A., Alarcón, R. G., González, A. H., and Ferramosca, A. (2023). A scenario-based economic-stochastic model predictive control for the management of microgrids. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 36:101205. [19](#)
- [Ananduta and Ocampo-Martinez, 2021] Ananduta, W. and Ocampo-Martinez, C. (2021). Event-triggered partitioning for non-centralized predictive-control-based economic dispatch of interconnected microgrids. *Automatica*, 132:109829. [114](#)
- [Andersson et al., 2019] Andersson, J. A. E., Gillis, J., Horn, G., Rawlings, J. B., and Diehl, M. (2019). CasADi – A software framework for nonlinear optimization and optimal control. *Mathematical Programming Computation*, 11(1):1–36. [61](#)
- [Angeli et al., 2011] Angeli, D., Amrit, R., and Rawlings, J. B. (2011). On average performance and stability of economic model predictive control. *IEEE transactions on automatic control*, 57(7):1615–1626. [50](#), [56](#)
- [Arabali et al., 2012] Arabali, A., Ghofrani, M., Etezadi-Amoli, M., Fadali, M. S., and Baghzouz, Y. (2012). Genetic-algorithm-based optimization approach for energy management. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28(1):162–170. [43](#)

- [Arcos-Aviles et al., 2016] Arcos-Aviles, D., Pascual, J., Marroyo, L., Sanchis, P., and Guinjoan, F. (2016). Fuzzy logic-based energy management system design for residential grid-connected microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(2):530–543. 43
- [Asociación Electrotécnica Argentina, 2016] Asociación Electrotécnica Argentina, A. (2016). Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles. viviendas, oficinas y locales (unitarios). Technical report, AEA 90364-7-771. CA-BA, Argentina. 36
- [Aumann and Dreze, 1974] Aumann, R. J. and Dreze, J. H. (1974). Cooperative games with coalition structures. *International Journal of Game Theory*, 3:217–237. 158, 159
- [Bellman, 1966] Bellman, R. (1966). Dynamic programming. *Science*, 153(3731):34–37. 10
- [Bellman and Dreyfus, 2015] Bellman, R. E. and Dreyfus, S. E. (2015). *Applied dynamic programming*, volume 2050. Princeton university press. 10
- [Bidram and Davoudi, 2012] Bidram, A. and Davoudi, A. (2012). Hierarchical structure of microgrids control system. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4):1963–1976. 7
- [Bordons et al., 2015] Bordons, C., Torres, F. G., and Valverde, L. (2015). Gestión óptima de la energía en microrredes con generación renovable. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, 12(2):117–132. 42
- [Bornay, 2022] Bornay (2022). Aerogeneradores. <https://www.bornay.com/es>. 36
- [Burke, 2010] Burke, A. (2010). Ultracapacitor technologies and application in hybrid and electric vehicles. *International Journal of Energy Research*, 34(2):133–151. 29
- [Calafiore, 2010] Calafiore, G. C. (2010). Random convex programs. *SIAM Journal on Optimization*, 20(6):3427–3464. 88, 89, 90
- [Campi and Garatti, 2008] Campi, M. C. and Garatti, S. (2008). The exact feasibility of randomized solutions of uncertain convex programs. *SIAM Journal on Optimization*, 19(3):1211–1230. 88
- [Cannon et al., 2011] Cannon, M., Kouvaritakis, B., Raković, S. V., and Cheng, Q. (2011). Stochastic tubes in model predictive control with probabilistic constraints. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 56(1):194–200. 73

- [Chanfreut et al., 2020] Chanfreut, P., Maestre, J. M., and Camacho, E. F. (2020). Coalitional model predictive control on freeways traffic networks. *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, 22(11):6772–6783. [122](#)
- [Chanfreut et al., 2022] Chanfreut, P., Maestre, J. M., Hatanaka, T., and Camacho, E. F. (2022). Fast clustering for multi-agent model predictive control. *IEEE Transactions on Control of Network Systems*. [122](#)
- [Chisci et al., 2001] Chisci, L., Rossiter, J. A., and Zappa, G. (2001). Systems with persistent disturbances: predictive control with restricted constraints. *Automatica*, 37(7):1019–1028. [72](#)
- [Cominesi et al., 2017] Cominesi, S. R., Farina, M., Giulioni, L., Picasso, B., and Scattolini, R. (2017). A two-layer stochastic model predictive control scheme for microgrids. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 26(1):1–13. [73](#)
- [De Brito et al., 2012] De Brito, M. A. G., Galotto, L., Sampaio, L. P., e Melo, G. d. A., and Canesin, C. A. (2012). Evaluation of the main mppt techniques for photovoltaic applications. *IEEE transactions on industrial electronics*, 60(3):1156–1167. [34](#)
- [Denholm et al., 2020] Denholm, P., Mai, T., Kenyon, R. W., Kroposki, B., and O’malley, M. (2020). *Inertia and the power grid: A guide without the spin*. National Renewable Energy Laboratory. [6](#)
- [Di Cairano et al., 2014] Di Cairano, S., Bernardini, D., Bemporad, A., and Kolmanovsky, I. V. (2014). Stochastic mpc with learning for driver-predictive vehicle control and its application to hev energy management. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 22(3):1018–1031. [73](#)
- [D’Jorge et al., 2020] D’Jorge, A., Santoro, B. F., Anderson, A., González, A. H., and Ferramosca, A. (2020). Stochastic model predictive control for tracking linear systems. *Optimal Control Applications and Methods*, 41(1):65–83. [73](#)
- [Du et al., 2018] Du, Y., Wang, Z., Liu, G., Chen, X., Yuan, H., Wei, Y., and Li, F. (2018). A cooperative game approach for coordinating multi-microgrid operation within distribution systems. *Applied energy*, 222:383–395. [115](#)
- [Dubey and Guruviah, 2019] Dubey, R. and Guruviah, V. (2019). Review of carbon-based electrode materials for supercapacitor energy storage. *Ionics*, 25(4):1419–1445. [30](#)

- [D’Jorge et al., 2017] D’Jorge, A., Ferramosca, A., and González, A. H. (2017). A robust gradient-based mpc for integrating real time optimizer (rto) with control. *Journal of Process Control*, 54:65–80. [72](#)
- [Eghbali et al., 2022] Eghbali, N., Hakimi, S. M., Hasankhani, A., Derakhshan, G., and Abdi, B. (2022). Stochastic energy management for a renewable energy based microgrid considering battery, hydrogen storage, and demand response. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 30:100652. [73](#)
- [Elkazaz et al., 2020] Elkazaz, M., Sumner, M., and Thomas, D. (2020). Energy management system for hybrid pv-wind-battery microgrid using convex programming, model predictive and rolling horizon predictive control with experimental validation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 115:105483. [42](#)
- [Fang et al., 2011] Fang, X., Misra, S., Xue, G., and Yang, D. (2011). Smart grid—the new and improved power grid: A survey. *IEEE communications surveys & tutorials*, 14(4):944–980. [6](#)
- [Fele et al., 2018] Fele, F., Debada, E., Maestre, J. M., and Camacho, E. F. (2018). Coalitional control for self-organizing agents. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 63(9):2883–2897. [111](#)
- [Fele et al., 2017] Fele, F., Maestre, J. M., and Camacho, E. F. (2017). Coalitional control: Cooperative game theory and control. *IEEE Control Systems Magazine*, 37(1):53–69. [111](#), [115](#)
- [Fele et al., 2014] Fele, F., Maestre, J. M., Hashemy, S. M., de la Peña, D. M., and Camacho, E. F. (2014). Coalitional model predictive control of an irrigation canal. *Journal of Process Control*, 24(4):314–325. [122](#)
- [Ferramosca et al., 2009] Ferramosca, A., Limón, D., Alvarado, I., Alamo, T., and Camacho, E. F. (2009). Mpc for tracking with optimal closed-loop performance. *Automatica*, 45(8):1975–1978. [57](#)
- [Ferramosca et al., 2014] Ferramosca, A., Limon, D., and Camacho, E. F. (2014). Economic mpc for a changing economic criterion for linear systems. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 59(10):2657–2667. [50](#), [56](#), [57](#)
- [Ferramosca et al., 2012] Ferramosca, A., Limón, D., González, A. H., Alvarado, I., and Camacho, E. F. (2012). Robust MPC for tracking zone regions based on nominal predictions. *Journal of Process Control*, 22(10):1966–1974. [72](#)

- [Ferramosca et al., 2010] Ferramosca, A., Rawlings, J. B., Limón, D., and Camacho, E. F. (2010). Economic mpc for a changing economic criterion. In *49th IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*, pages 6131–6136. IEEE. [50](#), [56](#), [57](#)
- [Forouzandeh et al., 2020] Forouzandeh, P., Kumaravel, V., and Pillai, S. C. (2020). Electrode materials for supercapacitors: a review of recent advances. *Catalysts*, 10(9):969. [30](#)
- [Garcia-Torres et al., 2021] Garcia-Torres, F., Bordons, C., Tobajas, J., Real-Calvo, R., Santiago, I., and Grieu, S. (2021). Stochastic optimization of microgrids with hybrid energy storage systems for grid flexibility services considering energy forecast uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(6):5537–5547. [73](#)
- [Gillies, 1953] Gillies, D. B. (1953). *Some theorems on n-person games*. Princeton University. [126](#)
- [Goulart et al., 2006] Goulart, P. J., Kerrigan, E. C., and Maciejowski, J. M. (2006). Optimization over state feedback policies for robust control with constraints. *Automatica*, 42(4):523–533. [171](#)
- [Guerrero et al., 2010] Guerrero, J. M., Vasquez, J. C., Matas, J., De Vicuña, L. G., and Castilla, M. (2010). Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids—a general approach toward standardization. *IEEE Transactions on industrial electronics*, 58(1):158–172. [7](#)
- [Hasaneen and Mohammed, 2008] Hasaneen, B. and Mohammed, A. A. E. (2008). Design and simulation of dc/dc boost converter. In *2008 12th International Middle-East Power System Conference*, pages 335–340. IEEE. [34](#)
- [Hazem Mohammed et al., 2018] Hazem Mohammed, O., Amirat, Y., and Benbouzid, M. (2018). Economical evaluation and optimal energy management of a stand-alone hybrid energy system handling in genetic algorithm strategies. *Electronics*, 7(10):233. [43](#)
- [Jones, 2021] Jones, D. (2021). Global electricity review 2021. [2](#), [4](#)
- [Kirk, 2004] Kirk, D. E. (2004). *Optimal control theory: an introduction*. Courier Corporation. [9](#)
- [Korthauer, 2018] Korthauer, R. (2018). *Lithium-ion batteries: basics and applications*. Springer. [28](#)

- [Kouvaritakis and Cannon, 2016] Kouvaritakis, B. and Cannon, M. (2016). Model predictive control. *Switzerland: Springer International Publishing*, 38. [10](#)
- [Kularatna and Gunawardane, 2021] Kularatna, N. and Gunawardane, K. (2021). *Energy Storage Devices for Renewable Energy-Based Systems: Rechargeable Batteries and Supercapacitors*. Academic Press. [27](#)
- [Kull et al., 2021] Kull, T., Zeilmann, B., and Fischerauer, G. (2021). Field-ready implementation of linear economic model predictive control for microgrid dispatch in small and medium enterprises. *Energies*, 14(13):3921. [42](#)
- [La Bella et al., 2022] La Bella, A., Klaus, P., Ferrari-Trecate, G., and Scattolini, R. (2022). Supervised model predictive control of large-scale electricity networks via clustering methods. *Optimal Control Applications and Methods*, 43(1):44–64. [115](#), [122](#)
- [Laboratory, 2019] Laboratory, N. R. E. (2019). Pvwatts calculator. Recuperado de <https://pvwatts.nrel.gov/index.php>. [33](#), [47](#), [76](#)
- [Lasseter, 2001] Lasseter, B. (2001). Microgrids [distributed power generation]. In *2001 IEEE power engineering society winter meeting. Conference proceedings (Cat. No. 01CH37194)*, volume 1, pages 146–149. IEEE. [6](#), [22](#)
- [Lasseter, 2011] Lasseter, R. H. (2011). Smart distribution: Coupled microgrids. *Proceedings of the IEEE*, 99(6):1074–1082. [7](#)
- [Lasseter and Paigi, 2004] Lasseter, R. H. and Paigi, P. (2004). Microgrid: A conceptual solution. In *2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No. 04CH37551)*, volume 6, pages 4285–4290. IEEE. [6](#), [22](#)
- [Limón et al., 2008] Limón, D., Alvarado, I., Alamo, T., and Camacho, E. F. (2008). Mpc for tracking piecewise constant references for constrained linear systems. *Automatica*, 44(9):2382–2387. [57](#)
- [Limón et al., 2010] Limón, D., Alvarado, I., Alamo, T., and Camacho, E. F. (2010). Robust tube-based mpc for tracking of constrained linear systems with additive disturbances. *Journal of Process Control*, 20(3):248–260. [72](#)
- [Limón et al., 2009] Limón, D., Alamo, T., Raimondo, D. M., Peña, D. M. d. l., Bravo, J. M., Ferramosca, A., and Camacho, E. F. (2009). Input-to-state stability: a unifying framework for robust model predictive control. In *Nonlinear model predictive control*, pages 1–26. Springer. [72](#)

- [Lorenzen et al., 2017] Lorenzen, M., Dabbene, F., Tempo, R., and Allgöwer, F. (2017). Constraint-tightening and stability in stochastic model predictive control. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 62(7):3165–3177. 73
- [Lubosny and Lubosny, 2003] Lubosny, Z. and Lubosny, Z. (2003). *Wind turbine operation in electric power systems: advanced modeling*. Springer. 35
- [Ma et al., 2015] Ma, Y., Matuško, J., and Borrelli, F. (2015). Stochastic model predictive control for building hvac systems: Complexity and conservatism. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 23(1):101–116. 73
- [Maciejowski, 2002] Maciejowski, J. M. (2002). *Predictive control: with constraints*. Pearson education. 10
- [Maestre et al., 2014a] Maestre, J., Muñoz de la Peña, D., Jiménez Losada, A., Alga-ba, E., and Camacho, E. (2014a). A coalitional control scheme with applications to cooperative game theory. *Optimal Control Applications and Methods*, 35(5):592–608. 111
- [Maestre et al., 2014b] Maestre, J. M., Negenborn, R. R., et al. (2014b). *Distributed model predictive control made easy*, volume 69. Springer. 111
- [Maheshwari et al., 2018] Maheshwari, A., Heck, M., and Santarelli, M. (2018). Cycle aging studies of lithium nickel manganese cobalt oxide-based batteries using electrochemical impedance spectroscopy. *Electrochimica Acta*, 273:335–348. 53, 59, 92
- [Maheshwari et al., 2020] Maheshwari, A., Paterakis, N. G., Santarelli, M., and Gibescu, M. (2020). Optimizing the operation of energy storage using a non-linear lithium-ion battery degradation model. *Applied Energy*, 261:114360. 53, 54, 59, 92
- [Manandhar et al., 2017] Manandhar, U., Ukil, A., Gooi, H. B., Tummuru, N. R., Kollimalla, S. K., Wang, B., and Chaudhari, K. (2017). Energy management and control for grid connected hybrid energy storage system under different operating modes. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(2):1626–1636. 28
- [Maschler et al., 2020] Maschler, M., Zamir, S., and Solan, E. (2020). *Game theory*. Cambridge University Press. 112
- [Matlab, 2020] Matlab (2020). *version 9.10.0 (R2020b)*. The MathWorks Inc., Natick, Massachusetts. 33, 60

- [Mayne, 2016] Mayne, D. Q. (2016). Robust and stochastic model predictive control: Are we going in the right direction? *Annual Reviews in Control*, 41:184–192. [73](#)
- [Mayne et al., 2005] Mayne, D. Q., Seron, M. M., and Raković, S. V. (2005). Robust model predictive control of constrained linear systems with bounded disturbances. *Automatica*, 41(2):219–224. [72](#)
- [Meza et al., 2018] Meza, H. A., García, J. L. M., and Mora, S. S. (2018). Estrategias de control mppt aplicadas en un convertidor dc/dc tipo boost para sistemas fotovoltaicos. *Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada*, 2(30):102–108. [33](#)
- [Morgenstern and Von Neumann, 1953] Morgenstern, O. and Von Neumann, J. (1953). *Theory of games and economic behavior*. Princeton university press. [125](#), [126](#)
- [Muros, 2021] Muros, F. (2021). El control coalicional en el marco de la teoría de juegos cooperativos. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 18(2):97–112. [111](#)
- [Muros, 2019] Muros, F. J. (2019). *Cooperative game theory tools in coalitional control networks*. Springer. [111](#)
- [Myerson, 1977] Myerson, R. B. (1977). Graphs and cooperation in games. *Mathematics of operations research*, 2(3):225–229. [158](#), [159](#), [160](#)
- [Myerson, 1978] Myerson, R. B. (1978). Refinements of the nash equilibrium concept. *International journal of game theory*, 7:73–80. [172](#)
- [Myerson, 1980] Myerson, R. B. (1980). Conference structures and fair allocation rules. *International Journal of Game Theory*, 9:169–182. [158](#)
- [Myerson, 1991] Myerson, R. B. (1991). *Game theory: analysis of conflict*. Harvard university press. [158](#)
- [Naidu, 2002] Naidu, D. S. (2002). *Optimal control systems*. CRC press. [9](#)
- [Nash Jr, 1996] Nash Jr, J. (1996). Non-cooperative games. In *Essays on Game Theory*, pages 22–33. Edward Elgar Publishing. [172](#)
- [Negenborn and Maestre, 2014] Negenborn, R. R. and Maestre, J. M. (2014). Distributed model predictive control: An overview and roadmap of future research opportunities. *IEEE Control Systems Magazine*, 34(4):87–97. [111](#)

- [Oldewurtel et al., 2012] Oldewurtel, F., Parisio, A., Jones, C. N., Gyalistras, D., Gwerder, M., Stauch, V., Lehmann, B., and Morari, M. (2012). Use of model predictive control and weather forecasts for energy efficient building climate control. *Energy and Buildings*, 45:15–27. [73](#)
- [Oldewurtel et al., 2010] Oldewurtel, F., Parisio, A., Jones, C. N., Morari, M., Gyalistras, D., Gwerder, M., Stauch, V., Lehmann, B., and Wirth, K. (2010). Energy efficient building climate control using stochastic model predictive control and weather predictions. In *Proceedings of the 2010 American control conference*, pages 5100–5105. IEEE. [73](#)
- [Olivares et al., 2015] Olivares, D. E., Lara, J. D., Cañizares, C. A., and Kazerani, M. (2015). Stochastic-predictive energy management system for isolated microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(6):2681–2693. [73](#)
- [Olivares et al., 2014] Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Cañizares, C. A., Iravani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A. H., Gomis-Bellmunt, O., Saeedifard, M., Palma-Behnke, R., et al. (2014). Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on smart grid*, 5(4):1905–1919. [7](#)
- [Owen, 2013] Owen, G. (2013). *Game theory*. Emerald Group Publishing. [112](#)
- [Pannocchia, 2019] Pannocchia, G. (2019). Distributed model predictive control. [111](#)
- [Parisio et al., 2016] Parisio, A., Rikos, E., and Glielmo, L. (2016). Stochastic model predictive control for economic/environmental operation management of microgrids: An experimental case study. *Journal of Process Control*, 43:24–37. [73](#)
- [Patrinos et al., 2011] Patrinos, P., Trimboli, S., and Bemporad, A. (2011). Stochastic mpc for real-time market-based optimal power dispatch. In *2011 50th IEEE Conference on Decision and Control and European Control Conference*, pages 7111–7116. IEEE. [73](#)
- [Paulson et al., 2019] Paulson, J. A., Santos, T. L., and Mesbah, A. (2019). Mixed stochastic-deterministic tube mpc for offset-free tracking in the presence of plant-model mismatch. *Journal of process control*, 83:102–120. [73](#)
- [Pepermans et al., 2005] Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., and D’haeseleer, W. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy policy*, 33(6):787–798. [5](#)

- [Pereira et al., 2015] Pereira, M., Limon, D., de la Peña, D. M., Valverde, L., and Alamo, T. (2015). Periodic economic control of a nonisolated microgrid. *IEEE Transactions on industrial electronics*, 62(8):5247–5255. [42](#)
- [Petrov and Mordecki, 2008] Petrov, V. V. and Mordecki, E. P. (2008). *Teoría de la probabilidad*. Number 519.2 PET. Dirac. [88](#)
- [Pontryagin, 1987] Pontryagin, L. S. (1987). *Mathematical theory of optimal processes*. CRC press. [10](#)
- [Prandini et al., 2012] Prandini, M., Garatti, S., and Lygeros, J. (2012). A randomized approach to stochastic model predictive control. In *2012 IEEE 51st IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*, pages 7315–7320. IEEE. [88](#)
- [Prékopa, 2013] Prékopa, A. (2013). *Stochastic programming*, volume 324. Springer Science & Business Media. [87](#)
- [Qin and Badgwell, 2003] Qin, S. J. and Badgwell, T. A. (2003). A survey of industrial model predictive control technology. *Control engineering practice*, 11(7):733–764. [10](#)
- [Rahwan et al., 2012] Rahwan, T., Michalak, T., Wooldridge, M., and Jennings, N. R. (2012). Anytime coalition structure generation in multi-agent systems with positive or negative externalities. *Artificial Intelligence*, 186:95–122. [119](#)
- [Rao and Rawlings, 1999] Rao, C. V. and Rawlings, J. B. (1999). Steady states and constraints in model predictive control. *AIChE Journal*, 45(6):1266–1278. [83](#)
- [Rawlings et al., 2012] Rawlings, J. B., Angeli, D., and Bates, C. N. (2012). Fundamentals of economic model predictive control. In *2012 IEEE 51st IEEE conference on decision and control (CDC)*, pages 3851–3861. IEEE. [50](#), [56](#)
- [Rawlings et al., 2017] Rawlings, J. B., Mayne, D. Q., and Diehl, M. (2017). *Model predictive control: theory, computation, and design*, volume 2. Nob Hill Publishing Madison, WI. [10](#), [72](#)
- [Rawlings and Stewart, 2008] Rawlings, J. B. and Stewart, B. T. (2008). Coordinating multiple optimization-based controllers: New opportunities and challenges. *Journal of process control*, 18(9):839–845. [120](#)
- [Saad et al., 2011] Saad, W., Han, Z., and Poor, H. V. (2011). Coalitional game theory for cooperative micro-grid distribution networks. In *2011 IEEE international conference on communications workshops (ICC)*, pages 1–5. IEEE. [114](#)

- [Saad et al., 2012] Saad, W., Han, Z., Poor, H. V., and Basar, T. (2012). Game-theoretic methods for the smart grid: An overview of microgrid systems, demand-side management, and smart grid communications. *IEEE Signal Processing Magazine*, 29(5):86–105. 114
- [Saha et al., 2023] Saha, D., Bazmohammadi, N., Vasquez, J. C., and Guerrero, J. M. (2023). Multiple microgrids: A review of architectures and operation and control strategies. *Energies*, 16(2):600. 115, 133, 156
- [Schildbach et al., 2014] Schildbach, G., Fagiano, L., Frei, C., and Morari, M. (2014). The scenario approach for stochastic model predictive control with bounds on closed-loop constraint violations. *Automatica*, 50(12):3009–3018. 88
- [Schildbach et al., 2013] Schildbach, G., Fagiano, L., and Morari, M. (2013). Randomized solutions to convex programs with multiple chance constraints. *SIAM Journal on Optimization*, 23(4):2479–2501. 88, 89
- [Sen and Kumar, 2018] Sen, S. and Kumar, V. (2018). Microgrid modelling: A comprehensive survey. *Annual reviews in control*, 46:216–250. 169
- [Servicio Metereológico Nacional Argentino, 2022] Servicio Metereológico Nacional Argentino, P. (2022). Pronósticos y datos históricos metereológicos. <https://www.smn.gob.ar/>. 36, 77
- [Shapley, 1952] Shapley, L. S. (1952). *Notes on the n-person game, III: Some variants of the von Neumann-Morgenstern definition of solution*. Rand Corporation. 126
- [Shapley, 1953] Shapley, L. S. (1953). A value for n-person games. *Contributions to the Theory of Games*, 2. 126
- [Su et al., 2014] Su, W., Wang, J., and Roh, J. (2014). Stochastic energy scheduling in microgrids with intermittent renewable energy resources. *IEEE Transactions on Smart grid*, 5(4):1876–1883. 73
- [Sun et al., 2023] Sun, R., Wang, L., Song, W., Li, G., and Li, Q. (2023). A coalitional game theoretic energy transaction algorithm for networked microgrids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 144:108494. 114
- [Tummuru et al., 2015] Tummuru, N. R., Mishra, M. K., and Srinivas, S. (2015). Dynamic energy management of renewable grid integrated hybrid energy storage system. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(12):7728–7737. 28

- [Weber, 1988] Weber, R. J. (1988). Probabilistic values for games. *The Shapley Value. Essays in Honor of Lloyd S. Shapley*, pages 101–119. [126](#)
- [Xiao et al., 2004] Xiao, W., Dunford, W. G., and Capel, A. (2004). A novel modeling method for photovoltaic cells. In *2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No. 04CH37551)*, volume 3, pages 1950–1956. IEEE. [32](#)
- [Xu et al., 2017] Xu, B., Zhao, J., Zheng, T., Litvinov, E., and Kirschen, D. S. (2017). Factoring the cycle aging cost of batteries participating in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2):2248–2259. [53](#)
- [Zavala et al., 2009] Zavala, V. M., Constantinescu, E. M., Krause, T., and Anitescu, M. (2009). On-line economic optimization of energy systems using weather forecast information. *Journal of Process Control*, 19(10):1725–1736. [73](#)
- [Zeng and Wang, 2015] Zeng, X. and Wang, J. (2015). A parallel hybrid electric vehicle energy management strategy using stochastic model predictive control with road grade preview. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 23(6):2416–2423. [73](#)
- [Zhang et al., 2015] Zhang, X., Grammatico, S., Schildbach, G., Goulart, P., and Lygeros, J. (2015). On the sample size of random convex programs with structured dependence on the uncertainty. *Automatica*, 60:182–188. [90](#), [91](#)
- [Zou et al., 2019] Zou, H., Mao, S., Wang, Y., Zhang, F., Chen, X., and Cheng, L. (2019). A survey of energy management in interconnected multi-microgrids. *IEEE Access*, 7:72158–72169. [116](#), [131](#)

**Doctorado en Ingeniería
mención Inteligencia Computacional, Señales y Sistemas**

Título de la obra:

**Diseño y aplicación de estrategias de control predictivo económico -
estocástico para la gestión de microrredes eléctricas**

Autor: Martín Alejandro Alarcón

Lugar: Santa Fe, Argentina

Palabras Claves:

control predictivo basado en modelo, sistema de gestión de la energía,
microrredes eléctricas, energía renovables, control económico, control
estocástico basado en escenarios, control coalicional, teoría de juegos,
juego cooperativo n-personal