



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO.

---

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DISEÑO, SIMULACIÓN Y COMPARACIÓN DE ESTRATEGIAS DE CONTROL  
PARA ESTABILIZACIÓN DE MICRO-REDES EN CC CON PRESENCIA DE  
VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.

TESIS.

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica

PRESENTA:

Ingeniero en Electrónica Cesar Alejandro Chávez Cerna

DIRECTOR DE TESIS:

Doctor en Filosofía en Ingeniería Eléctrica Norberto García Barriga

CO-DIRECTOR DE TESIS:

Doctor en Filosofía en Ingeniería Industrial Manuel Rico Secades



Morelia, Michoacán, Agosto 2018.



# Agradecimientos

*Quiero agradecer a Dios por darme la vida y darme fuerza de voluntad para cumplir mis metas.*

*Agradecer a mi familia por contar con su apoyo en todo momento, por alentarme en las buenas y en las malas y por ser parte fundamental de mi formación.*

*A mi padre y madre Gilberto y Silvia, que han dado todo de su parte para el bien estar su hijo, sus consejos y regaños han hecho de mi la persona que ahora soy. A mis hermanos Luis Enrique, José Alfredo y Gilberto por todos los momentos que hemos compartido juntos y por su gran apoyo.*

*A mi novia Tanya por haber llegado a mi vida y llenarme de amor y cariño, por su apoyo incondicional en las buenas y en las malas, por permitirme llenarla de cariño y por acompañarme en todo momento.*

*Agradecer a la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, a mis compañeros y amigos que han compartido conmigo esta gran etapa que formó parte de mi vida.*

*Al Dr. Norberto García Barriga por haber compartido sus conocimientos conmigo para lograr el desarrollo de este trabajo, también por su apoyo incondicional en todas las decisiones tomadas que hicieron posible culminar este trabajo.*

*Al Dr. Manuel Rico Secades, Dr. José Antonio Javier Calleja y al equipo de trabajo del laboratorio de iluminación de la Universidad de Oviedo, por haberme permitido realizar este trabajo en conjunto, por haber aprendido de ustedes, su ayuda ha sido parte indispensable para lograr este objetivo.*

*Por último, agradecer a CONACYT por su invaluable apoyo para realizar actividades de investigación.*



# Resumen

Las micro-redes en Corriente Alterna (CA) y Corriente Continua (CC) son elementos clave para la integración de fuentes de energía distribuidas e intermitentes, así como también los sistemas de almacenamiento de energía. En particular, las micro-redes en CC representan un nuevo paradigma en los niveles de distribución que evitan etapas redundantes de conversión debido a la naturaleza en CC de nuevas fuentes de energía renovable o unidades de almacenamiento tales como solar y baterías, respectivamente. Además, muchas de las nuevas cargas son electrónicas en CC o algunas cargas tradicionales en CA, tales como máquinas de inducción. Este tipo de cargas pueden aparecer como cargas en CC cuando son controladas mediante manejadores de motores o inversores CC/CA.

En esta tesis se estudia el desarrollo de estrategias de regulación primaria para múltiples fuentes de energía utilizadas micro-redes de CC. En particular, la micro-red de CC que se estudia en este trabajo de tesis cuenta con la presencia de fuentes de energía conectadas en paralelo mediante un bus de acoplamiento en CC. Además, se estudia un enfoque de inyección de corriente. El control primario se basa en los métodos de tipo caída, el cual regular corriente en función de la tensión del bus o “DROOP” y el método Maestro-Esclavo (MS), en donde las funciones principales del sistema de control de la micro-red de CC (en los modos aislado y conectado a la red) son la distribución del flujo de potencia en proporción a la capacidad nominal y la adecuada regulación del voltaje del bus común. Además, la operación de la micro-red de CC en el modo conectado a la red incorpora la posibilidad de participación de un Inversor Fuente de Voltaje (IFV) para intercambiar potencia reactiva.

En esta tesis la micro-red en CC incluye un Generador Fotovoltaico (GFV) como fuente de energía distribuida, un Vehículo Eléctrico (VE) como elemento de almacenamiento de energía y un IFV para usar la red eléctrica de distribución en CA como elemento de regulación. Los parámetros del Módulo Fotovoltaico (MFV) se determinan usando los datos del fabricante y un método iterativo. La combinación serie-paralelo de celdas y módulos fotovoltaicos se modela de acuerdo con un modelo

de circuito equivalente simplificado. Las curvas características del MFV se validan con las curvas características proporcionadas por el fabricante para diferentes valores de temperatura e irradiancia.

En este trabajo, la batería del VE se considera que está basada en la tecnología Ion-de-Litio (Li-ion). La carga de la batería Li-ion se realiza mediante el modo de corriente constante y se hace uso de un convertidor de CC/CC tipo medio puente. La batería se modela utilizando una representación de circuito equivalente.

Los estudios de simulación de la micro-red se realizan utilizando el simulador de sistemas electromagnéticos de potencia (PSCAD / EMTDC). El entorno de PSCAD/EMTDC permite la representación de cada componente con un nivel muy alto de detalle, lo cual permite realizar pruebas de control avanzadas y la gestión de energía. En particular, todos los convertidores de electrónica de potencia están implementados con un IGBT o un puente completo de IGBT's, modulados con técnicas PWM y equipado con filtros. Por lo tanto, todo el espectro de armónicos se considera tanto en el lado de CC como en el de CA.

Los resultados de simulación obtenidos con las estrategias de control DROOP y Maestro-Eslavo muestran un buen comportamiento de la micro-red en CC. Además, se propone un método híbrido, el cual explota los beneficios de combinar los métodos DROOP y Maestro-Eslavo. En comparación con los métodos tradicionales, esta estrategia de control híbrida mejora la distribución tanto de potencia y la regulación de voltaje en el bus principal. Los resultados de simulación indican que esta estrategia de control muestra un desempeño adecuado en la respuesta transitoria y de estado estable.

**Palabras clave:** *Micro-red en CC, Vehículo eléctrico, Control DROOP, Control Maestro-Eslavo, Control híbrido.*

# Abstract

AC and DC microgrids are key elements to integrate intermittent, distributed energy resources as well as energy storage systems. In particular, DC microgrids have emerged at distribution levels as a new paradigm that avoids redundant conversion stages due to the DC nature of new renewable energy sources or storage units such as solar and batteries, respectively. In addition, many of the new loads are electronic DC loads or some traditional AC loads, such as induction machines, can appear as DC loads when controlled by inverted-fed drive systems.

This thesis deals with the development of primary control strategies for multiple sources in DC microgrids. The DC microgrid with parallel sources and a current-fed paradigm are investigated in this work. The primary control is based on the droop and master-slave methods, where power sharing and adequate voltage regulation are the main functions of the DC microgrid control system in stand-alone and grid-tied modes. Furthermore, the operation of the DC microgrid in the grid-tied mode adds the possibility of participation of an interlinking inverter in reactive power exchange.

The DC microgrid comprises a solar PV array as a distributed energy source, an electric vehicle as an energy storage element and a voltage source inverter to use the utility grid as a regulation element. The solar PV module parameters are computed using manufacture specifications and an iterative method. Series and parallel combination of solar cells and modules are modelled according to a simplified equivalent circuit model. The solar PV characteristic curves are validated with the characteristic curves provided by the manufacture for different irradiances and temperatures.

In this work, the battery of the electric vehicle is considered based on Li-ion technology. The Li-ion battery charging is performed by a constant current mode and a half-bridge DC-DC converter. The battery pack is modelled using an equivalent circuit representation.

Simulation studies of the microgrid are performed using an electromagnetic power system simulator (PSCAD/EMTDC). The PSCAD/EMTDC environment allows for the representation of each component with a very high level of detail and testing ad-

vanced control and energy management systems. In particular, all power electronics converters are built with single or total controlled bridge based on IGBT's, modulated with PWM techniques and equipped with filters. Therefore, the whole harmonic spectrum is accounted both at the DC side and at the AC one.

Simulations results with both droop and master-slave control strategies highlighted the good behavior of the DC microgrid. In addition, a hybrid method is proposed which exploits the advantages from both droop control and master-slave control methods, this propose hybrid strategy enhances both power sharing and voltage regulation at the main bus. Simulations results indicate that this control strategy shows a good transient and steady-state performance.

**Keywords:** *DC microgrid, Electric vehicle, Droop control, Master-Slave control, Hybrid control.*

# Contenido

Agradecimientos . . . . .	I
Resumen . . . . .	III
Abstract . . . . .	V
Lista de Figuras . . . . .	XI
Lista de Tablas . . . . .	XV
Lista de Símbolos . . . . .	XVII
Lista de Publicaciones . . . . .	XXI
1. Introducción . . . . .	1
1.1. Planteamiento del problema . . . . .	1
1.2. Antecedentes . . . . .	3
1.3. Revisión del estado del arte . . . . .	4
1.4. Objetivo general . . . . .	9
1.5. Hipótesis . . . . .	10
1.6. Contribuciones . . . . .	10
1.7. Justificación . . . . .	11
1.8. Metodología . . . . .	12
1.9. Descripción de Capítulos . . . . .	13
2. Estrategias de control para micro-redes en CA y CC . . . . .	15
2.1. Generalidades . . . . .	16
2.2. Elementos de una micro-red. . . . .	17
2.2.1. Elementos de regulación . . . . .	18
2.2.2. Elementos de generación . . . . .	19
2.2.2.1. Modo de extracción de máxima potencia . . . . .	20
2.2.2.2. Modo regulación . . . . .	21
2.3. Control de micro-redes . . . . .	22
2.3.1. Objetivos de control . . . . .	22
2.3.2. Control jerárquico . . . . .	23
2.3.2.1. Regulación primaria en una micro-red . . . . .	27
2.4. Revisión del Control DROOP convencional en sistemas de potencia de CA . . . . .	29

2.5.	Control de corriente tipo DROOP para micro-redes de CC . . . . .	31
2.6.	Control de fase tipo DROOP para sistemas de CC . . . . .	34
2.7.	Control corriente tipo Maestro-Esclavo para micro-redes de CC . . . . .	35
2.8.	Control de fase tipo Maestro-Esclavo para sistemas de CC . . . . .	37
2.9.	Control híbrido . . . . .	38
2.10.	Sumario . . . . .	40
3.	Modelado y control de la micro-red en CC . . . . .	41
3.1.	Arquitectura de la micro-red en CC . . . . .	41
3.2.	Generador fotovoltaico . . . . .	44
3.2.1.	Modelado del arreglo fotovoltaico . . . . .	44
3.2.2.	Convertidor CC/CC elevador para la conexión del GFV y la micro-red . . . . .	49
3.2.3.	Seguimiento del punto de máxima potencia . . . . .	53
3.3.	El vehículo eléctrico: modelado y alternativas de operación . . . . .	55
3.3.1.	Modelo de la batería del vehículo eléctrico . . . . .	56
3.3.2.	Estrategia de recarga para baterías de VE's . . . . .	61
3.3.3.	Convertidor CC/CC de medio puente para la batería del VE . . . . .	63
3.3.4.	Control Maestro-Esclavo para la regulación de la tensión en el bus usando VE's . . . . .	67
3.3.5.	Control DROOP para la regulación del VE . . . . .	68
3.4.	Alternativas de uso de la red eléctrica en CA como elemento de regulación de la micro-red en CC . . . . .	70
3.4.1.	Diseño de un IFV para el acoplamiento entre la red eléctrica y la micro-red . . . . .	70
3.4.2.	Control de fase tipo Maestro-Esclavo para la regulación de la tensión en el bus . . . . .	74
3.4.3.	Control de fase tipo DROOP para la regulación de la corriente en el bus . . . . .	77
3.5.	Sumario . . . . .	78
4.	Casos de estudio . . . . .	79
4.1.	Caso base . . . . .	83
4.2.	Caso A . . . . .	85
4.3.	Caso B . . . . .	90
4.4.	Caso C: Micro-red en modo interconectada usando al VE y la red eléctrica como elementos de regulación . . . . .	93
4.4.1.	Caso C1: Falla monofásica . . . . .	94
4.4.2.	Caso C2: Variación de carga . . . . .	97
4.4.3.	Caso C3: Variación de irradiancia y temperatura . . . . .	102
4.5.	Conclusiones . . . . .	107

---

5. Conclusiones	111
5.1. Conclusiones generales . . . . .	111
5.2. Trabajos futuros . . . . .	113
Apéndices	114
A. Proceso de obtención de los parámetros de GFV a partir de la hoja de datos de fabricante	115
B. Ficha técnica para el panel fotovoltaico IUSASOL-PV-01-250	119
C. Modelo equivalente de la batería del VE	123
D. Sintonización de los controladores PI's	127
E. Determinación de los parámetros para la función de la recta DROOP para el VE	135
F. Determinación de los parámetros para la función de la recta de control de fase tipo DROOP en el inversor	139
G. Datos de simulación	145
G.1. Caso Base . . . . .	145
G.2. Caso A . . . . .	146
G.3. Caso B . . . . .	148
G.4. Caso C1 . . . . .	149
G.5. Caso C2 . . . . .	151
G.6. Caso C3 . . . . .	153
Referencias	155



# Lista de Figuras

1.1. Funciones de una red inteligente. . . . .	4
1.2. Clasificación de las principales estrategias de control para micro-redes. . . . .	8
2.1. Estructura de una micro-red híbrida. . . . .	17
2.2. Modos de operación para un elemento de regulación. . . . .	19
2.3. Modos de operación MPPT para un elemento de generación. . . . .	20
2.4. Modo de operación de regulación para un elemento de generación. . . . .	22
2.5. Estructura de control jerarquía para una micro-red. . . . .	26
2.6. Niveles de control en un conjunto de micro-redes. . . . .	27
2.7. Nivel de control inferior y superior para reguladores primarios. . . . .	28
2.8. Sistema de dos generadores conectados mediante una línea de transmisión. . . . .	29
2.9. Característica de regulación de frecuencia en un generador síncrono. . . . .	30
2.10. Fuente de voltaje conectada a un nodo de CA. . . . .	31
2.11. Representación gráfica de la estrategia DROOP: (a) gráfica de voltaje-corriente y (b) gráfica de corriente-voltaje. . . . .	33
2.12. Gráfica de la recta para estrategia <i>PDC</i> . . . . .	35
2.13. Estrategia de control híbrida basada en técnicas Maestro-Esclavo y DROOP. . . . .	39
3.1. Arquitectura de la micro-red en CC en modo aislado. . . . .	42
3.2. Arquitectura de la micro-red en CC interconectada a la red de distribución de CA. . . . .	43
3.3. Circuito equivalente de una celda fotovoltaica. . . . .	45
3.4. Circuito equivalente del GFV. . . . .	47
3.5. Curvas características para el MFV (a) curvas I-V a diferentes temperaturas y (b) curvas I-V a diferentes niveles de irradiación. . . . .	48
3.6. Topología de convertidor CD/CD elevador. . . . .	50
3.7. Esquema de conmutación PWM para el control del convertidor CC/CC elevador. . . . .	52

3.8. Implementación del control con MPPT para un GFV conectado a una micro-red en CC. . . . .	52
3.9. Ubicación del punto de máxima potencia en la curva I-V. . . . .	54
3.10. Diagrama de flujo del seguimiento del punto de máxima potencia. . .	55
3.11. Circuito equivalente de Thevenin para una celda de batería. . . . .	57
3.12. Circuito equivalente para un conjunto celdas. (a) Conexiones serie-paralelo y (b) Circuito equivalente. . . . .	60
3.13. Perfil de carga para una celda de ion de litio. . . . .	63
3.14. Topología de convertidor CC/CC bidireccional medio puente. . . . .	64
3.15. Formas de onda típicas en la operación de convertidor CC/CC bidireccional medio puente. . . . .	65
3.16. Regulador de corriente del VE. . . . .	66
3.17. Patrón de conmutación del convertidor medio puente operando en modo corriente. . . . .	66
3.18. Implementación del control MS para dos VE's conectados a la micro-red.	68
3.19. Implementación del control DROOP para dos VE's conectados a la micro-red. . . . .	69
3.20. Topología del inversor trifásico. . . . .	71
3.21. Esquema de conmutación SPWM en el inversor. . . . .	73
3.22. Patrón de conmutación SPWM para el IFV. . . . .	74
3.23. Implementación de la estrategia PMS la micro-red de CC. . . . .	76
3.24. Esquema de control PMS en el IFV. . . . .	76
3.25. Implementación de la estrategia PDC en una micro-red de CC. . . . .	78
4.1. Topología de la micro-red para la operación en modo aislado. . . . .	80
4.2. Topología de la micro-red para la operación en modo conectado a la red de CA. . . . .	83
4.3. Resultados de simulación del caso base: (a) potencias, (b) corrientes, (c) voltaje en el bus de CC y (d) estado de carga. . . . .	84
4.4. Resultados comparativos de simulación para el caso A con controles PDC y PMS: (a) voltaje en el bus y (b) estado de carga. . . . .	87
4.5. Comparación resultados de la simulación para el caso A utilizando las estrategias de control PDC y PMS: (a) Potencia activa trifásica, (b) potencia reactiva trifásica, (c) potencia del GFV, (d) potencia del VE, (e) potencia del inversor y (f) potencia de la carga. . . . .	88
4.6. Resultados comparativos de la simulación para el caso A usando controles PDC y PMS: (a) corriente en el GFV, (b) corriente en el VE, (c) corriente en la carga, (d) corriente en el inversor (e) ángulo de fase y (f) modulación en amplitud. . . . .	89
4.7. Comparación de resultados para el caso B de las estrategias DROOP y Maestro-Esclavo: (a) voltaje en el bus de CC y (b) estado de carga. . . . .	91

4.8. Comparación de resultados para el caso B de las estrategias DROOP y Maestro-Eslavo. (a) Potencia de GFV, (b) potencia del VE, (C) potencia de la carga (d) corriente del GFV, (e) corriente del VE y (f) corriente de la carga. . . . .	92
4.9. Resultados comparativos de la simulación para el caso C1 PDC y PMS: (a) voltaje en el bus y (b) estado de carga. . . . .	94
4.10. Resultados comparativos de la simulación para el caso C1 utilizando las estrategias de control PDC y PMS. (a) Potencia activa trifásica, (b) potencia reactiva trifásica, (c) potencia del GFV, (d) potencia del VE, (e) potencia del inversor y (f) potencia de la carga. . . . .	95
4.11. Resultados comparativos de la simulación para el caso C1 PDC y PMS: (a) corriente del GFV, (b) corriente del VE, (C) corriente en la carga, (d) corriente del inversor, (e) ángulo de fase y (f) modulación en amplitud. . . . .	96
4.12. Resultados comparativos de la simulación para el caso C2 aplicando los controles PDC y PMS: (a) voltaje en el bus y (b) estado de carga. . . . .	98
4.13. Resultados comparativos de la simulación para el caso C2 aplicando los controles PDC y PMS: (a) potencia activa trifásica, (b) potencia reactiva trifásica, (c) potencia del GFV, (d) potencia del VE, (e) potencia del inversor y (f) potencia de la carga. . . . .	99
4.14. Resultados comparativos de la simulación para el caso C2 aplicando los controles PDC y PMS: (a) corriente del GFV, (b) corriente del VE (C) corriente en la carga, (d) corriente del inversor (e) ángulo de fase y (f) modulación en amplitud. . . . .	100
4.15. Resultados comparativos de la simulación para el caso C3 utilizando las estrategias de control PDC y PMS. (a) Potencia activa trifásica, (b) potencia reactiva trifásica, (c) potencia del GFV, (d) potencia del VE, (e) potencia del inversor y (f) potencia de la carga. . . . .	104
4.16. Resultados comparativos de la simulación para el caso C3 aplicando los controles PDC y PMS. (a) corriente del GFV, (b) corriente del VE (C) corriente en la carga, (d) corriente del inversor (e) ángulo de fase y (f) modulación en amplitud. . . . .	105
4.17. Resultados comparativos de la simulación para el caso C3 aplicando los controles PDC y PMS: (a) voltaje en el bus y (b) estado de carga. . . . .	106
A.1. Circuito equivalente de una celda fotovoltaica. . . . .	116
C.1. Circuito equivalente para un arreglo de módulos batería. (a) Conexiones serie-paralelo de módulos y (b) Circuito equivalente de la batería. . . . .	124
D.1. Respuesta típica de un proceso ante una entrada escalón unitario. . . . .	128
D.2. Determinación de $t_1$ y $t_2$ por el método de C. L. Smith. . . . .	129
D.3. Respuesta ante un escalón unitario para el control de voltaje del convertidor medio puente. . . . .	130

D.4. Respuesta ante un escalón unitario para el control de potencia reactiva del inversor. . . . .	131
D.5. Determinación de $t_1$ y $t_2$ por el método de C. L. Smith. . . . .	132
E.1. Recta DROOP y sus parámetros. . . . .	136
E.2. Recta DROOP utilizada para el control en el VE. . . . .	137
F.1. IFV conectado a la red. . . . .	140
F.2. Análisis vectorial de variables en el inversor. . . . .	140
F.3. Gráfica de la recta para el control de fase tipo DROOP. . . . .	141
F.4. Gráfica de la recta para el control de fase DROOP y sus parámetros. . . . .	143

# Lista de Tablas

2.1. Micro-redes de prueba en América del Norte . . . . .	25
3.1. Parámetros calculados para simular una CFV, MFV y GFV . . . . .	49
3.2. Comparación de los datos proporcionados por el fabricante y los obtenidos mediante simulación . . . . .	49
3.3. Parámetros de la celda. . . . .	58
3.4. Clasificación de los cargadores de VE's. . . . .	62
4.1. Síntesis de los casos de estudio. . . . .	81
4.2. Parámetros eléctricos de la micro-red. . . . .	82
4.3. Variables en estado estable para el caso A antes y después de aplicar la perturbación. . . . .	86
4.4. Resultados en estado estable para el caso B antes y después de aplicar la perturbación. . . . .	91
4.5. Resultados en estado estable para el caso C2 antes y después de aplicar la perturbación. . . . .	101
4.6. Resultados en estado estable para el caso C3 antes y después de aplicar la perturbación. . . . .	103
4.7. Porcentaje de regulación de voltaje y FDP para las distintas estrategias de control . . . . .	108
D.1. Reglas para sintonizar controladores por el método de respuesta transitoria de Ziegler y Nichols. . . . .	129



## Lista de Símbolos

CA	Corriente alterna.
CC	Corriente continua.
$C_d$	Capacitancia de sobretensión de la batería.
$C_{d,m}$	Capacitancia de sobretensión de un módulo de la batería.
$C_{d,bat}$	Capacitancia de sobretensión de la batería.
CFV	Celda fotovoltaica.
$C_N$	Capacidad nominal de la batería.
$C_{bus}$	Capacitor del bus de CC.
$D$	Ciclo de trabajo.
$\Delta_v$	Incremento de voltaje.
DROOP	Regulación de corriente en función de la tensión del bus.
$f$	Frecuencia
$f_s$	Frecuencia de conmutación.
GFV	Generador fotovoltaico.
I	Corriente.
IFV	Inversor Fuente de Voltaje.
$I_a$	Corriente de la fase a.
$I_b$	Corriente de la fase b.
$I_{bat}$	Corriente de salida de una batería.
$I_{CFV}$	Corriente de la celda fotovoltaica.
$I_c$	Corriente de la fase c.
$I_{carga}$	Corriente de la carga en la micro-red.
$I_{celda}$	Corriente de salida de una celda de batería.
$I_D$	Corriente del diodo.
$I_{GFV}$	Corriente del generador fotovoltaico.
$I_{INV}$	Corriente del inversor.
$I_L$	Corriente del convertidor medio puente.
$I_m$	Corriente de salida de un módulo de batería.
$I_{MAX}$	Corriente máxima.
$I_{MIN}$	Corriente mínima.
$I_{MPP}$	Corriente en el punto de máxima potencia.
$I_{ph}$	Fotocorriente inducida en un celda fotovoltaica.
$i_{reg}$	Corriente de regulación.
$I_{sat}$	Corriente de saturación en una celda fotovoltaica.
$I_{sc}$	Corriente de corto circuito de un modulo fotovoltaico.
$I_{sc,GFV}$	Corriente de corto circuito del generador fotovoltaico.
$I_{VE}$	Corriente del vehículo eléctrico en la micro-red.
$k$	Pendiente o razón de cambio de la recta DROOP.
MAX	Máximo.

$K_\theta$	Pendiente o razón de cambio de la recta tipo DROOP.
$L_1$	Inductor del convertidor medio puente.
$ma$	Modulación en amplitud.
$mf$	Modulación en frecuencia.
MFV	Módulo fotovoltaico.
MIN	Mínimo.
MPP	Punto de máxima potencia.
MPPT	Seguimiento del punto de máxima potencia.
MS	Maestro-Esclavo.
$\eta$	Factor de idealidad.
NOM	Nominal.
$N_p$	Número de celdas en paralelo.
$N_{pM}$	Número de módulos en paralelo.
$N_s$	Número de celdas en serie.
$N_{sM}$	Número de módulos en serie.
P	Potencia activa.
P&O	Pertubar y observar.
$P_{carga}$	Potencia en la carga en la micro-red.
PDC	Control de fase tipo DROOP.
$P_{GFV}$	Potencia del generador fotovoltaico en la micro-red.
$\theta$	Ángulo de fase.
$\theta_{inv}$	Ángulo de fase del inversor.
$\theta_{MAX}$	Ángulo de fase máximo.
$\theta_{MIN}$	Ángulo de fase mínimo.
$\theta_r$	Ángulo de fase de la red.
$\theta_{ref}$	Ángulo de fase de referencia.
PI	Proporcional-Integral.
$P_{INV}$	Potencia del inversor en la micro-red.
PLL	Amarre de fase.
$P_{MAX}$	Potencia máxima.
$P_{MIN}$	Potencia mínima.
$P_{VE}$	Potencia del vehículo eléctrico en la micro-red.
PWM	Modulación de ancho de pulso.
$Q$	Potencia reactiva.
$q$	señal de control para el convertidor elevador.
$Q_{red}$	Potencia reactiva de la red.
$Q_{ref}$	Potencia reactiva de referencia.
$R_d$	Resistencia de sobretensión de la celda de batería.
$R_{d,m}$	Resistencia de sobretensión de un módulo de batería.
$R_{d,bat}$	Resistencia de sobretensión de un arreglo batería.
$R_p$	Resistencia en paralelo.
$R_{p,GFV}$	Resistencia paralelo del generador fotovoltaico.
$R_s$	Resistencia en serie.
$R_{s,GFV}$	Resistencia serie del generador fotovoltaico.
$R_{s,m}$	Resistencia interna de un módulo de batería.
$R_{s,bat}$	Resistencia interna de un arreglo de batería.

$SOC$	Estado de carga de la batería.
$SOC_0$	Estado de carga inicial de la batería.
SPWM	Modulación senoidal de ancho de pulso.
$T_{1H}$	Señal de control del interruptor de la rama H en el convertidor medio puente.
$T_{1L}$	Señal de control del interruptor de la rama L en el convertidor medio puente.
$T_{AH}$	Señal de control del interruptor A de la rama superior del inversor trifásico.
$T_{AL}$	Señal de control del interruptor A de la rama inferior del inversor trifásico.
$T_{Apag}$	Tiempo de apagado del interruptor.
$T_{BL}$	Señal de control del interruptor B de la rama inferior del inversor trifásico.
$T_{BH}$	Señal de control del interruptor B de la rama superior del inversor trifásico.
$T_{CL}$	Señal de control del interruptor C de la rama inferior del inversor trifásico.
$T_{CH}$	Señal de control del interruptor C de la rama superior del inversor trifásico.
$T_s$	Periodo de conmutación de la señal portadora.
V2G	Vehicle-to-Grid.
$V_{bat}$	Voltaje en terminales de una batería.
$V_{bus}$	Voltaje en el bus.
$V_{CFV}$	Voltaje de la celda fotovoltaica.
$\widehat{V}_{control}$	Amplitud de la señal moduladora.
$V_{control}$	Voltaje de Control.
VE	Vehículo eléctrico.
$V_{GFV}$	Voltaje de salida del generador fotovoltaico.
$V_{HV}$	Voltaje de lado de alta tensión en el convertidor medio puente.
$V_i$	Voltaje de entrada del convertidor elevador.
$V_k$	Valor de voltaje actual.
$V_{k+1}$	Valor de voltaje posterior.
$V_{k-1}$	Valor de voltaje anterior.
$V_{LV}$	Voltaje de lado de baja tensión del convertidor medio puente.
$V_{MAX}$	Voltaje máximo.
$V_{MIN}$	Voltaje mínimo.
$V_{MPP}$	Voltaje en el punto de máxima potencia.
$V_{NOM}$	Voltaje nominal.
$V_o$	Voltaje de salida del convertidor elevador.
$V_{oc}$	Voltaje de circuito abierto de un modulo fotovoltaico.
$V_{oc,GFV}$	Voltaje de circuito abierto del generador fotovoltaico.
$V_{oc,m}$	Voltaje de circuito abierto de un módulo de batería.
$V_{oc,bat}$	Voltaje de circuito abierto de una batería.
$V_{ref}$	Voltaje de referencia.
$V_{st}$	Magnitud de la señal diente de sierra.
$V_t$	Voltaje térmico.
$V_{tri}$	Amplitud de la señal portadora.



# Lista de Publicaciones

- C. Chávez y N. Garcia “Equivalent circuit model for series-parallel-cell configured battery pack using PSCAD/EMTDC”, *en la memoria del 3rd “Electric Vehicles International Symposiu” (EVIS), Abril 2018.*



# Capítulo 1

## Introducción

En el presente capítulo, se presenta una breve descripción de los objetivos de esta tesis, la revisión del estado del arte y antecedentes de este trabajo. Además, se presenta la justificación y metodología utilizada para el desarrollo de esta tesis. Finalmente se hace una descripción por capítulos.

### 1.1. Planteamiento del problema

Los vehículos eléctricos conectados a la red eléctrica representan un paso importante en la ruta hacia una transición en el sector del transporte con mínimas emisiones contaminantes. Sin embargo, los vehículos eléctricos conectados a las redes eléctricas incrementan el consumo de energía. Las estaciones de recarga de vehículos eléctricos pueden causar problemas en la red de energía eléctrica debido a las altas corrientes demandadas para la recarga del mismo. La emisión indirecta de gases de efecto invernadero causado por la demanda de energía en las estaciones de recarga depende, en su mayoría del tipo de generación de reserva que posea el sistema eléctrico de potencia, en donde la capacidad de reserva está constituida básicamente por plantas de generación de combustibles fósiles [Jansen10]. Con el propósito de proveer la energía demandada por los vehículos eléctricos, la capacidad de reserva de generación

deberá expandirse, una posible solución es el uso de sistemas de energías renovables para asistir las estaciones de recarga. Además, el patrón observado en los usuarios de vehículos eléctricos indica que prefieren cargar sus vehículos cuando es más conveniente para ellos y sin tomar en cuenta los periodos de menos demanda [Lu14]. Por lo tanto, la red eléctrica en áreas locales y durante el día presenta condiciones de alto estrés causado por la demanda de los vehículos eléctricos.

Por otra parte, las políticas actuales de transición energética en México promueven la expansión de las fuentes renovables de energía y la integración de generación distribuida [SENER14]. Sin embargo, la integración masiva de generación distribuida en los últimos años ha mostrado los retos que enfrentan los operadores de red para conservar los parámetros de calidad del suministro eléctrico y la capacidad de regular los flujos de potencia [SENER14]. Este problema se da principalmente en nivel de distribución, ya que las redes actuales no están diseñadas para soportar generación eléctrica a este nivel, tampoco existen mecanismos que permitan controlar la producción en cada momento. Por su parte, el desarrollo de la generación distribuida de tipo renovable se puede orientar para usarse en auto-consumo y, como consecuencia, reducir los efectos en la red eléctrica. Es aquí en donde surge el desarrollo del concepto de una micro-red, en donde la función principal es contribuir al balance de energía en los sistemas eléctricos. Para realizar esta función las micro-redes incorporan fuentes de energía renovables, sistemas de almacenamiento de energía y conexión a la red eléctrica [Lidula11].

En este contexto, el desarrollo de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos equipada con fuentes de generación renovable se puede desarrollar bajo el concepto de micro-red local, en donde se busca poseer capacidad para producir y consumir energía en un esquema de auto-consumo. La intermitencia típica de la fuente renovable de energía se regula a través del sistema de almacenamiento de energía integrado a la micro-red.

## 1.2. Antecedentes

La primera red eléctrica fue instalada en el año 1886, la cual tenía la estructura siguiente: una central generadora de energía, una red de distribución y un control de demanda [Paliwal14]. En el siglo XX las redes locales con el paso del tiempo fueron creciendo de forma importante hasta que finalmente se interconectaron por razones económicas y de fiabilidad.

En la década de los 60's, las redes eléctricas de los países desarrollados habían llegado ya a ser muy grandes, maduras y altamente interconectadas con miles de centrales de generación. En la década de los 70's y hasta la década de los 90's, la creciente demanda dio lugar a aumentar el número de centrales generadoras de energía [Geddes92]. En algunas zonas el suministro de energía, especialmente en las horas pico, no era abastecido en su totalidad, lo que resultaba en mala calidad de la energía incluso se llegaban a tener interrupciones en el suministro energía y caídas de tensión.

El avance en los sistemas de comunicación y la electrónica de potencia han favorecido el desarrollo en los últimos años del concepto de Red Eléctrica Inteligente (REI). A diferencia de las redes eléctricas tradicionales las redes inteligentes comprenden al sistema de transmisión y distribución, a los generadores y a los usuarios. Además, incorporan tecnologías digitales de forma tal que exista un flujo de información bidireccional entre generadores y consumidores reduciéndose así los costos de generación y transmisión, mejorando al mismo tiempo la eficiencia y la confiabilidad. Dicho lo anterior, una REI se define como una red eléctrica que puede integrar de forma inteligente acciones de todos los usuarios conectados a ella, generadores, cargas, dispositivos bidireccionales e incluso micro-redes externas, con la finalidad de crear una red más eficiente, sustentable y económica, la cual puede tomar decisiones inteligentes de manera autónoma que garantice la seguridad y el suministro de energía en la micro-red y la operación de la misma en todo momento [Ekanayake12].

En la Figura 1.1 se muestran algunas de las funciones principales que se deben

cumplir en una red inteligente. En ella se puede apreciar que el concepto de red eléctrica inteligente involucra aspectos clave como la incorporación de fuentes renovables de energía, micro-redes y la participación del consumidor.



Figura 1.1: Funciones de una red inteligente.

### 1.3. Revisión del estado del arte

La estructura típica de una red eléctrica está evolucionando hacia una topología descentralizada en donde los sistemas de generación están ubicados cerca de los puntos

de consumo, también conocidos como sistemas de generación distribuida. En este contexto, las micro-redes han surgido como una de las alternativas más adecuadas para albergar de manera eficiente diferentes tipos de sistemas de generación distribuida gracias a los sistemas de almacenamiento de energía y las estrategias de control avanzadas.

Las micro-redes se utilizan en una amplia variedad de aplicaciones tales como redes de distribución, para el abastecimiento de cargas en aplicaciones de transporte tales como barcos o aviones y redes aisladas. Los investigadores han centrado la mayor parte de la actividad de investigación relacionada con las micro-redes en los sistemas de CA, ya que el conocimiento adquirido a lo largo de los años con la red eléctrica de CA se puede aplicar directamente para el desarrollo de micro-redes de CA. Por lo tanto, las micro-redes de CA están más enfocadas a operar en conjunto con la red principal de CA debido a su capacidad, su estructura simple y las similitudes que comparten [Jadav17].

Por otro lado, el estudio de micro-redes en CC se ha abordado en los últimos años con mucho interés. Sin embargo, es poco común que en dichas micro-redes se incluya al vehículo eléctrico como un elemento de regulación y que provea soporte a la micro-red en situaciones de emergencia para el abastecimiento de cargas consideradas de gran importancia. Uno de los principales problemas para la integración del VE en redes de distribución, y en este caso en micro-redes, es predecir el comportamiento de movilidad del VE, el cual depende de cada individuo que maneja un VE. Para determinar la demanda del VE durante el proceso de recarga, es necesario desarrollar un patrón de disponibilidad de VE's estacionados que permita determinar un esquema de recarga factible del VE. En este trabajo se considera que el VE se encuentra estacionado y conectado a la micro-red durante un tiempo suficiente para cargar y descargar su batería. Además, se considera que se conoce el estado de carga inicial de la batería [Alonso14].

En la mayoría de los casos el VE se representa como una carga de potencia no

controlada. Es importante mencionar que en este trabajo de tesis, se modela únicamente al VE como su equivalente a una batería, no se toma en cuenta el modelo del VE en movimiento ni el sistema de propulsión.

En [Liu15] se propone una micro-red en CC para una estación de recarga de VE's, la cual incluye generación fotovoltaica, almacenamiento mediante baterías e interconexión con la red de distribución mediante un inversor. Una aportación importante de este trabajo es la estrategia de control para la regulación del bus de CC, la cual es conocida como estrategia Maestro-Esclavo. Esta estrategia consta de un doble lazo de retroalimentación, un lazo externo de regulación de voltaje y un lazo interno de regulación de corriente. Además, se propone el uso de un control superior el cual gestiona la recarga de los VE's conectados a la micro-red, haciendo uso de la disponibilidad de autoconsumo de energía fotovoltaica mediante pronósticos y mediciones disponibles.

En [Zhang15] se propone una estación de recarga basada en una micro-red en CC, la cual está constituida por un GFV, un inversor monofásico que sirve de enlace con la red de distribución y VE's conectados a la misma. Además, se propone el concepto Vehicle-to-Grid (V2G), en donde el VE puede actuar como una nueva fuente de suministro hacia la micro-red. El artículo propone una estrategia de control unificada, en donde el voltaje en el bus de CC es controlado por el inversor monofásico. La clave de la estrategia de control reside en maximizar el uso de la energía solar tanto como sea posible y ante un escenario de emergencia se utiliza la energía almacenada en el VE para dar soporte a la micro-red.

En [Chen14] se presenta una estructura de una micro-red en CC para una estación de recarga de VE's que es capaz de proveer servicios V2G tales como soporte de potencia Activa (P) y Reactiva (Q) a la red y almacenamiento de energía. Como medio de enlace tiene un convertidor bi-direccional CC/CC y un inversor CC/CA. El inversor CC/CA posee una estrategia de control DROOP de doble lazo cerrado con control P,Q. Las simulaciones correspondientes son realizadas en SIMULINK, las cuales se presentan bajo distintos modos de operación como son en modo aislado y

modo conectado a la red. Los resultados indican la transferencia bi-direccional de energía de forma efectiva y se garantiza la estabilidad del sistema en ambos modos de operación.

Respecto a estrategias para el control y la autorregulación de una micro-red en CC, existen en la literatura diversas propuestas desarrolladas en sistemas de control en dos capas: un control primario y un control central coordinado [Dragicevic16]. El control local o control primario se basa en mediciones locales, mientras que para lograr el control central coordinado es necesario contar con líneas de comunicación entre los elementos que intervienen en la micro-red. El control local sirve para regular convertidores y juega un papel muy importante no solo para lograr la regulación del voltaje y la corriente, sino también para habilitar estrategias de control coordinadas que se integran en un nivel más alto de control.

En [Yu16] se presentan una de las estrategias más comunes para la autorregulación de una micro-red conocido como estrategia de control DROOP. Esta estrategia se basa en la regulación de corriente de entrada y salida de la micro-red en función del voltaje en el bus. Una de las principales ventajas de esta estrategia de control reside en no requerir canales de comunicación entre los elementos que intervienen en la micro-red.

En [Dragicevic16] se presenta una estrategia de control descentralizada basada en la señalización del voltaje en el bus (DC bus signalig, DBS). Esta estrategia de control es una variante del control DROOP y toma acciones basándose en la variación de voltaje del bus de CC, a través del cual cada elemento conectado a la micro-red puede determinar de forma independiente cuándo cambiar su modo interno de operación. Un método alternativo de estabilización para la micro-red que se presenta en este artículo es un método de control distribuido. Este método es una combinación del método centralizado y descentralizado, ya que no existe un control central. Sin embargo, se pueden lograr las funciones del control centralizado, ya que los controles locales se conectan entre ellos mediante comunicación digital. La ventaja que presenta este método respecto los otros dos métodos, es que, si ocurre una falla en la comuni-

cación, los reguladores primarios continúan en operación manteniendo la estabilidad del sistema.

La Figura 1.2 sintetiza las principales estrategias de control para micro-redes reportadas en la literatura [Unamuno15b]. Las contribuciones se clasifican en tres niveles de control que participan en la regulación de la micro-red.

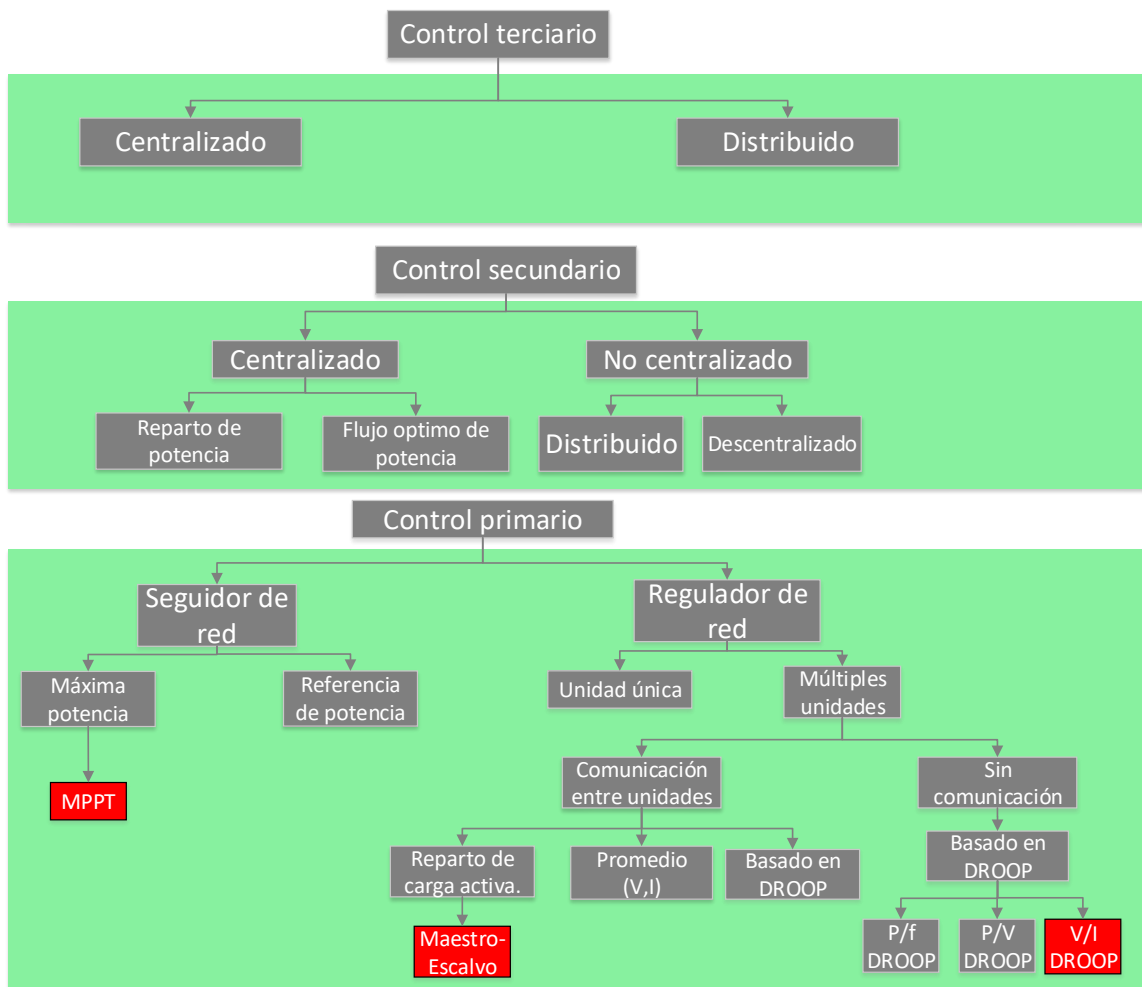


Figura 1.2: Clasificación de las principales estrategias de control para micro-redes.

En el trabajo [Capistrano14] se presenta el desarrollo de un modelo de optimización dinámica para gestionar la energía generada en una micro-red eléctrica de CC. El

modelo de optimización considera la dinámica de carga y descarga de los elementos de almacenamiento presentes en la micro-red, los pronósticos de energía eólica y los precios de compra y venta de energía. Además, se añade un esquema de control óptimo no lineal para los diferentes convertidores presentes en la micro-red. Los resultados indican que el control óptimo propuesto permite una eficiente operación en el despacho energético de la micro-red.

El nivel de control primario presenta trabajos en dos categorías conocidos como seguidor de red y regulador de red. La primera de ellas incluye a los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (*Maximum Power Point Tracking, MPPT*) entre ellos se encuentra el algoritmo Perturbar y Observar (P&O), el cual se implementa en esta tesis. Por otro lado, las estrategias de control de regulación de red DROOP y Maestro-Esclavo también son estudiadas en este trabajo de tesis. Los niveles de control secundario y terciario no son estudiados en este trabajo de tesis, sin embargo, se hace mención de ellos puesto que son de gran relevancia para el estudio realizado durante el desarrollo de la misma.

Cabe mencionar que no existen precedentes de estudios para micro-redes en CC en las cuales sus elementos combinen más de una estrategia de control. Por tal motivo resulta de gran interés estudiar el comportamiento de la micro-red basada en un sistema de control híbrido que combine estrategias MS y DROOP. Es por ello que en este trabajo se desarrollarán controles primarios que se puedan utilizar para la gestión de micro-redes en CC.

## **1.4. Objetivo general**

El objetivo general de esta tesis es el desarrollo de estrategias de control primario que permitan estabilizar la operación de micro-redes de CC con presencia de sistemas de almacenamiento de energía y generación distribuida. En particular, en este trabajo se investiga la utilización del VE y la red eléctrica en CA como elementos de regulación

de voltaje y corriente para la micro-red.

Los objetivos particulares de esta tesis son:

- Desarrollar los sistemas de control basados en las estrategias de control Maestro-Eslavo y DROOP para los convertidores de electrónica de potencia.
- Desarrollar el modelo de un VE que permita el intercambio de energía con la micro-red en CC, aplicando el concepto V2G.
- Desarrollar el modelo de un GFV a partir de sus ecuaciones características y validarlo mediante las curvas de Corriente y Voltaje (I-V) reportadas por el fabricante.
- Desarrollar el modelo del inversor fuente de corriente trifásico para enlazar la micro-red en CC con la red eléctrica de CA para el intercambio de potencia activa y reactiva.
- Desarrollar las estrategias de control y los controladores de electrónica de potencia en un ambiente de simulación de transitorios electromagnéticos para considerar el espectro armónico completo tanto en CC como en CA.

## 1.5. Hipótesis

La implementación de sistemas de control basados en la combinación de los métodos Maestro-Eslavo y DROOP permitirá no solo la estabilización de la micro-red en CC, sino también una gestión de energía en la micro-red más flexible y confiable ante un gran número de fallas y perturbaciones.

## 1.6. Contribuciones

Las contribuciones de este trabajo son:

1.- Implementación del control de fase tipo DROOP en un inversor trifásico para manipular el flujo de potencia entre la micro-red en CC y la red eléctrica en CA.

2.- Desarrollo e implementación de una estrategia de control híbrida basada en la combinación de las estrategias de control DROOP y Maestro-Esclavo para la regulación de la corriente y el voltaje en la micro-red de CC haciendo uso de un VE y un IFV.

## 1.7. Justificación

El incremento en la contaminación ambiental, el precio del petróleo y la insuficiencia de reservas para suplir la demanda futura, han fomentado la búsqueda de nuevas alternativas de combustible para el transporte. Dentro de las múltiples posibilidades, se encuentran los VE's como una de las opciones más prominentes. Países como Noruega, Francia, Alemania, Estados Unidos y España han incrementado el número de VE's en los últimos años. A nivel mundial el uso de VE's ha demostrado ser una importante alternativa de movilidad sostenible para suplir los altos costos y la escasez de combustibles fósiles, contribuyendo así con la protección del medio ambiente.

La incorporación de forma masiva de VE's al sistema eléctrico ocasiona una demanda importante de energía debido a los niveles de corriente que demandan dichos vehículos. Con el propósito de evitar el deterioro de la calidad del suministro eléctrico debido a la presencia de los vehículos eléctricos, se debe desarrollar una infraestructura de recarga flexible que permita el intercambio de potencia activa y reactiva.

El uso de una micro-red inteligente permite al usuario controlar su generación y consumo de energía. Esta habilidad para regular el flujo de potencia bidireccional puede ayudar a economizar energía y hacer un uso más eficiente de la misma. El empleo de esta tecnología reduce costos y facilita la integración de fuentes de energía renovables. Además, este enfoque permite reducir las emisiones de gases emitidos a la atmósfera, preservar los recursos naturales y contribuir a minimizar el calentamiento

global.

Durante los últimos años se ha reportado un intenso trabajo de investigación sobre la recarga de VE's conectados a la red eléctrica. Sin embargo, existen un número reducido de artículos que analicen la operación de micro-redes de CC con presencia de generación fotovoltaica y VE's operando bajo el concepto V2G.

## 1.8. Metodología

La micro-red de CC que se estudia en esta tesis combina elementos clave como un GFV, un VE y un IFV conectado a la red eléctrica de CA. La estructura de esta micro-red promueve el auto consumo de acuerdo a la producción del GFV y la capacidad de almacenamiento del VE. En este trabajo, tanto el VE como el IFV asumen el papel de elementos de regulación.

El modelo del VE se desarrollará usando el modelo de una batería de ion de litio con una configuración similar a la del vehículo Nissan Leaf, en donde la respuesta de carga y descarga se modela mediante un polinomio de tercer grado. Además, el modelo equivalente de un arreglo de baterías de ion de litio se obtendrá escalando el modelo de una celda de ion de litio con el propósito de obtener un modelo reducido que conserve las características dinámicas del modelo detallado pero que reduzca el esfuerzo de cómputo. Además, las baterías de ion de litio se cargan en el modo de corriente constante con un cargador nivel 2, el cual utiliza un convertidor CC/CC de medio puente que permite un flujo de potencia bidireccional.

El modelo del GFV se basa en el circuito equivalente de una celda, el cual consta de una fuente de corriente en antiparalelo con un diodo que modelan su comportamiento no lineal, una resistencia en derivación y una resistencia en serie para representar las pérdidas internas. Los parámetros del modelo del GFV se calculan a partir de los datos del fabricante del módulo fotovoltaico y aplicando un método iterativo tipo Newton. Para validar el modelo se comparan las curvas I-V obtenidas por simulación

con las curvas I-V reportadas por el fabricante. El acoplamiento entre el GFV y la micro-red se realiza mediante un convertidor elevador CC/CC. El seguimiento del punto de máxima potencia se realiza mediante el algoritmo P&O.

El acoplamiento de la micro-red en CC con la red eléctrica en CA se realiza mediante un IFV trifásico, el cual permite el flujo bi-direccional de P y Q. Por su parte, el control del flujo de potencia se hace con la técnica de modulación sinusoidal de ancho de pulso (Sinusoidal Pulse-Width Modulation, SPWM).

Por otro lado, la gestión de la micro-red se realiza mediante la aplicación de las técnicas Maestro-Eslavo y control DROOP en los elementos de regulación. Además, se estudiará la respuesta transitoria y de estado estable de la micro-red aplicando una estrategia de control híbrida que utilice las estrategias Maestro-Eslavo y control DROOP.

## 1.9. Descripción de Capítulos

El contenido de esta tesis está organizado en cinco capítulos. En el Capítulo 1 se presenta una introducción, la descripción del problema, la revisión de estado del arte, la hipótesis, la justificación, metodología y objetivos de esta tesis.

En el Capítulo 2 se hace una revisión de los distintos tipos de micro-redes y su sistema de gestión. Además, se describen las dos principales estrategias de control para las micro-redes en CC. Se comparan las dos principales estrategias y la posible combinación de ellas para lograr una mejor gestión de la micro-red.

En el Capítulo 3 se presenta el modelado y control de la micro-red desarrollada en esta tesis. Se explica también la arquitectura de la misma con los componentes principales que intervienen en ella. Se hace una breve descripción de los funciones que tiene cada uno de los elementos conectados en la micro-red.

En el Capítulo 4 se presentan los casos de estudios que validan por simulación la operación a la micro-red. Se evalúa el desempeño de la micro-red de CC ante

escenarios como cambios de variables ambientales y una falla monofásica en la red de CA.

En el Capítulo 5 se presentan las conclusiones y trabajos futuros de esta tesis.

## Capítulo 2

# Estrategias de control para micro-redes en CA y CC

Una de las características distintivas de una micro-red respecto de una red de distribución convencional son las estrategias de control para la gestión de la energía. Las estrategias de control para micro-redes deben controlar de forma óptima el uso de los sistemas de almacenamiento y a su vez, aprovechar al máximo la generación renovable. Además, la micro-red debe operar de manera óptima tanto en modo aislado como en modo interconectada a la red.

Usualmente, las estrategias de control para micro-redes se rigen bajo una estructura jerárquica de control que se divide en tres niveles, en donde el control primario generalmente está asociado al control de las corrientes de los elementos conectados al bus de CC y/o CA. El control secundario está relacionado con la regulación de voltaje y/o frecuencia del bus, mientras que el control terciario optimiza la reducción de pérdidas, la reducción de costos, la venta de energía y la confiabilidad del sistema.

Es este capítulo se describirán las estrategias de control más relevantes para micro-redes, su estructura jerárquica y su clasificación según el modo de operación.

## 2.1. Generalidades

La estructura clásica de una red de distribución tiende a cambiar hacia una topología descentralizada en donde los generadores están más cerca de los puntos de consumo y, además, se incorporan fuentes renovables de energía. Este enfoque trae nuevos retos para la gestión y control de las nuevas topologías de redes capaces de albergar de una forma más eficiente a las fuentes de generación intermitentes. En este contexto, surgen las micro-redes como una alternativa muy prometedora capaz de incorporar sistemas de almacenamiento que mitigan la intermitencia que producen las fuentes de generación renovables.

El enfoque inicial para las micro-redes apuntaba hacia micro-redes de naturaleza en CA, ya que el conocimiento que se ha ganado a través de los años acerca de las redes de distribución y transmisión en CA puede ser aplicado directamente para el desarrollo de micro-redes de la misma naturaleza [Tapia13]. Sin embargo, durante las últimas dos décadas, han surgido nuevas formas de transmisión de energía en CC y con ello también las micro-redes en CC. La transmisión de energía en CC ofrece numerosas ventajas en comparación con la transmisión en CA, entre ellas se encuentra: mayor eficiencia, mejor calidad de la energía, mayor estabilidad ante perturbaciones y alta confiabilidad ante fallas [Dragicevic16]. En la micro-red de CC no existe la necesidad de sincronización y no existe el flujo de potencia reactiva, lo cual permite un uso más efectivo y práctico de la energía en la micro-red.

Dentro del contexto de las micro-redes han surgido nuevas topologías que combinan tanto CC como CA. Estas micro-redes se conocen como micro-redes híbridas y se caracterizan por habilitar la integración de sistemas de naturaleza en CA a través de una red en CC manteniendo la infraestructura de ambas [Unamuno15b]. Las micro-redes híbridas, presentan las ventajas que ofrecen ambas micro-redes (CA y CC) facilitando la inclusión de sistemas de generación distribuida, sistemas de generación renovables y sistemas de almacenamiento.

Como se puede apreciar en la Figura 2.1, una micro-red híbrida está compuesta por micro-redes de CA y CC, enlazadas a través de convertidores de electrónica de potencia. La integración de convertidores de potencia no solo permite el intercambio de potencia entre las micro-redes de CA y CC, sino también incrementa las posibilidades de gestión de energía en la micro-red y con ello la posibilidad de proveer otros servicios para la red principal tales como la **corrección de parámetros de calidad de la energía** y proveer reactivos a la red.

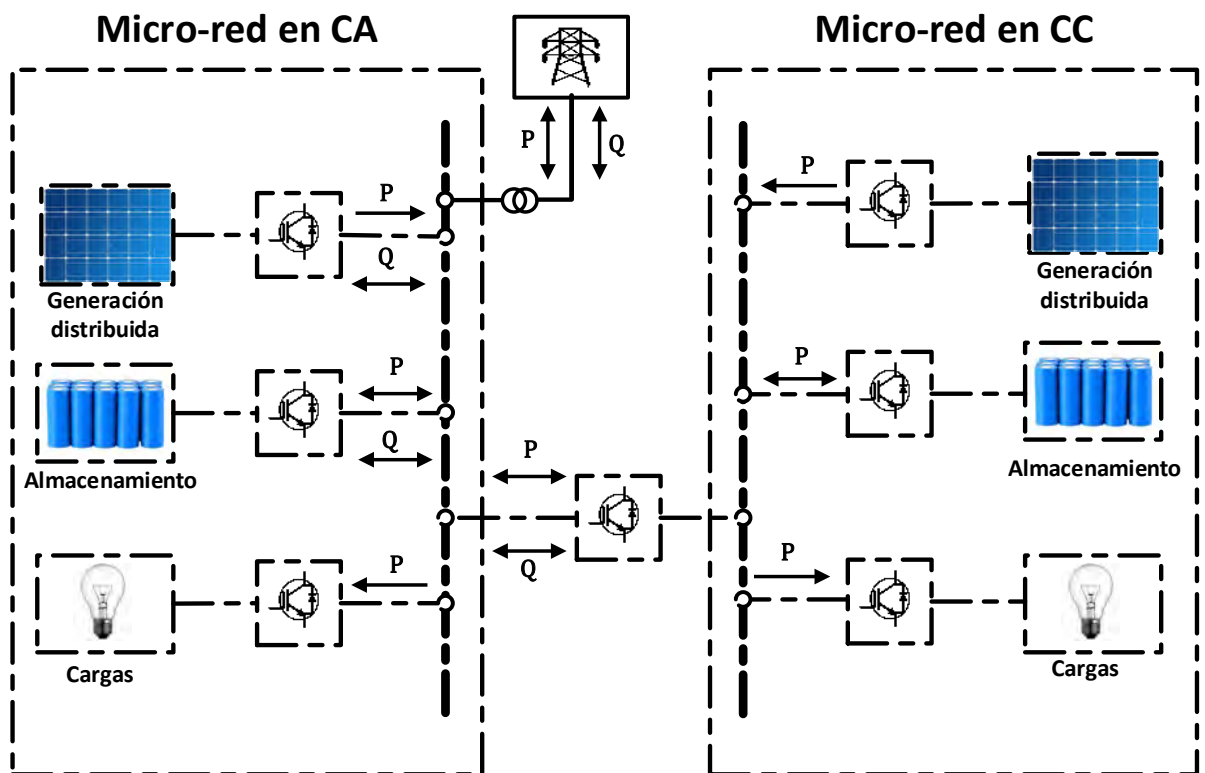


Figura 2.1: Estructura de una micro-red híbrida.

## 2.2. Elementos de una micro-red.

Una micro-red moderna está constituida por elementos de generación, elementos de regulación y cargas. Cada elemento de la micro-red conecta al bus de voltaje a través

de módulos de electrónica de potencia. La conexión en paralelo ofrece numerosas ventajas ya que permite la distribución uniforme de corriente entre cada elemento de la red y un balance de potencia adecuado.

A continuación, se describen los elementos que interviene en la micro-red, sus funciones, modos de operación y estrategias para su regulación.

### 2.2.1. Elementos de regulación

Los dispositivos de regulación contribuyen al control del voltaje y frecuencia en la micro-red. En la literatura este tipo de dispositivos son conocidos como dispositivos de formación de red (grid-forming devices) o dispositivos de soporte de red (grid-supporting devices) [Unamuno15a]. Los sistemas de almacenamiento son unos de los agentes más importantes para crear dispositivos de regulación en una micro-red. Estos elementos pueden ayudar a compensar el balance entre generación y demanda durante los distintos modos de operación que puedan presentarse en la micro-red.

La Figura 2.2 describe estados operativos de un elemento de regulación. En el modo 1 de operación no existe un intercambio de potencia entre el elemento de regulación y la micro-red. En este estado operativo existe un balance perfecto entre generación y carga por lo cual no se requiere la intervención del elemento de regulación.

Cuando la potencia generada es mayor que la demandada se tiene  $V_{bus} > V_{nom}$ . Bajo esta condición el elemento de regulación opera en el modo 2 y absorbe la potencia excedente. El modo de operación 3 entra en funcionamiento cuando se tiene  $V_{bus} > V_{max}$ . En esta condición el elemento de regulación mantiene la corriente a un valor constante.

Un comportamiento similar se presenta cuando hay una excesiva demanda de potencia en la micro-red. Cuando se cumple que  $V_{bus} < V_{nom}$  el elemento de regulación opera en el modo 4. En este modo el elemento de regulación se descarga hacia la micro-red a una razón de descarga definida por el sistema de control.

Finalmente, el elemento de regulación opera en el modo 5 cuando la demanda de la

micro-red es muy grande y el  $V_{bus}$  está por debajo umbral mínimo preestablecido. En este escenario el elemento de regulación mantiene la inyección de corriente constante. Un estado de protección es el modo 0, este modo se presenta cuando el elemento de regulación no es capaz de proveer energía a la micro-red, lo cual se refleja en un estado de carga (*State-of-Charge, SoC*) por debajo del 5% o por el contrario que ya no sea capaz de recibir energía, en donde el *SoC* es mayor al 95%.

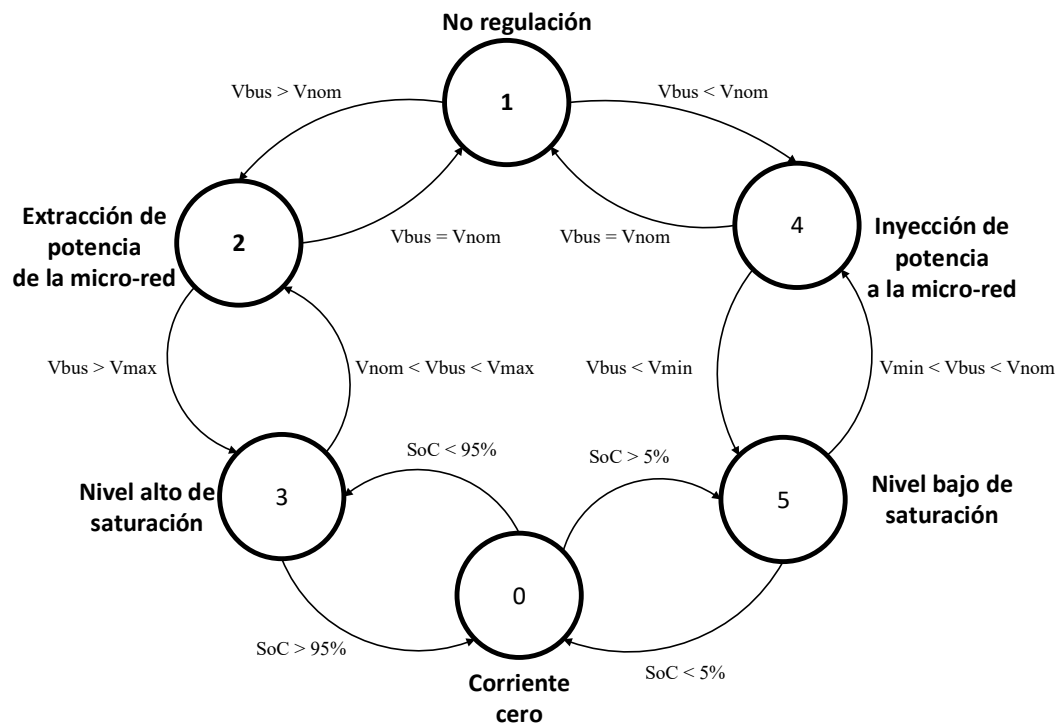


Figura 2.2: Modos de operación para un elemento de regulación.

### 2.2.2. Elementos de generación

Los sistemas de generación en su mayoría provienen de fuentes de energía renovables. Este tipo de fuentes de energía son altamente fluctuantes e intermitentes ya que dependen de las condiciones climáticas. En la mayoría de los casos se busca extraer la máxima potencia disponible en cada instante. Sin embargo, estos sistemas pueden operar en dos distintos escenarios: extracción de máxima potencia y regulación de

energía.

### 2.2.2.1. Modo de extracción de máxima potencia

En el modo de extracción de máxima potencia el sistema de control del elemento de generación está diseñado para extraer la mayor cantidad de energía posible de la fuente de generación renovable. Estos dispositivos no contribuyen a la regulación de voltaje y frecuencia en la micro-red y normalmente operan en función de una referencia externa determinada por un nivel de control superior. Estos dispositivos son nombrados seguidores de red (grid-following devices) ya que su tarea principal es adaptarse a las características de la micro-red y realizar una tarea específica. En la mayoría de los casos esta tarea consiste precisamente en el seguimiento del punto de máxima potencia de las fuentes de generación renovables [Paliwal14].

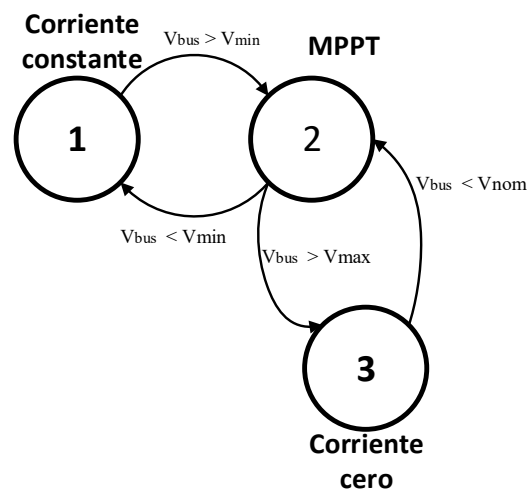


Figura 2.3: Modos de operación MPPT para un elemento de generación.

En la Figura 2.3 se observa el diagrama de estados de un elemento de generación en el modo MPPT. Esta figura describe tres distintos estados bajo los cuales opera el este elemento. El primer modo de operación es el modo corriente constante (modo 1), en el cual se busca evitar las altas corrientes que puedan ser perjudiciales para los

elementos más sensibles en el sistema. Este modo de operación se presenta cuando el voltaje del bus de la micro-red se encuentra en un rango de  $0 < V_{bus} < V_{min}$ .

En el modo 2 el elemento de generación opera en el punto de máxima potencia (MPP). Este modo de operación se presenta cuando el voltaje en el bus de la micro-red se encuentra en un rango de  $V_{min} < V_{bus} < V_{max}$ . Por otro lado, cuando el voltaje en el bus rebasa el valor máximo permitido  $V_{max}$ , el elemento de generación opera en el modo 3, en donde el flujo de corriente es cero. Cabe mencionar que en este estado operativo presenta un desaprovechamiento de la energía, ya que los elementos de generación provenientes de fuentes de energías renovables buscan la extracción de máxima potencia en todo momento.

#### 2.2.2.2. Modo regulación

El elemento de generación entra en modo regulación mediante una orden de un nivel de control superior. En este modo de operación el elemento de generación tiene la tarea de regular la potencia que es entregada a la micro-red con la finalidad de regular voltaje y frecuencia en la misma. No es muy común usar un elemento de generación para regular la micro-red. La mayoría de los convertidores vinculados a los elementos de generación renovables son configurados para que operen únicamente en el punto de máxima potencia. Sin embargo, los nuevos modelos de generación distribuida requieren también de la participación de estos generadores para la regulación de la micro-red, creando así sistemas de gestión de micro-redes más sofisticados.

En la Figura 2.4 se pueden apreciar el diagrama de estados para el elemento de generación en este modo de operación. Cuando el voltaje en el bus de la micro-red se encuentra en un rango de  $0 < V_{bus} < V_{min}$ , el elemento de generación opera en el punto de máxima potencia (modo 1). Cuando el valor del  $V_{bus}$  se encuentra en el rango  $V_{min} < V_{bus} < V_{max}$ , el sistema de control iguala la potencia de generación con la potencia de demanda operando en modo regulación (modo 2). Si el voltaje en el bus rebasa el valor máximo establecido, el elemento de generación opera en el modo

3 y la corriente es cero. De igual forma que en el caso anterior, este estado operativo presenta un desaprovechamiento de energía en el elemento de generación.

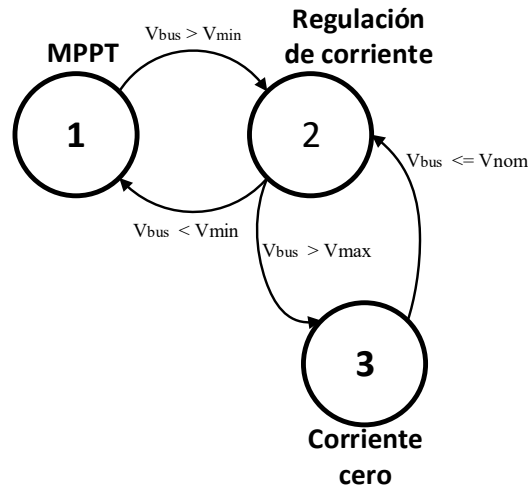


Figura 2.4: Modo de operación de regulación para un elemento de generación.

## 2.3. Control de micro-redes

A pesar de que las micro-redes en CA basadas en inversores se han desarrollado más ampliamente, las micro-redes en CC han surgido recientemente en los niveles de distribución. Las de fuentes de energías renovables o sistemas de almacenamiento de energía poseen características eléctricas en CC idóneas para su incorporación en una micro-red en CC, evitando etapas de conversión redundantes [Chen13]. Además, las micro-redes de CC pueden resolver algunas desventajas de los sistemas en CA tales como corrientes de arranque en el transformador, sincronización en frecuencia, flujo de potencia reactiva, desbalance y aspectos de calidad de la energía [Balog12].

### 2.3.1. Objetivos de control

una micro-red está constituida por un conjunto de fuentes que inyectan energía y cargas que la consumen, interconectadas a través de una red de distribución. Dada la

intermitencia natural de las cargas, las fuentes se deben ajustar dinámicamente para proveer la potencia demandada en todo momento, manteniendo al mismo tiempo el voltaje y la frecuencia deseada en las terminales del consumidor.

En virtud de que las fuentes pueden presentar diferentes capacidades nominales, es deseable compartir la demanda de potencia total entre las distintas fuentes en proporción a su capacidad. Este enfoque amplía la vida útil de las unidades de generación en la micro-red al evitar escenarios de sobre-estrés. Además, el manejo de la energía de las diversas fuentes debe garantizar una regulación de voltaje y frecuencia adecuada.

### 2.3.2. Control jerárquico

El cumplimiento de los objetivos de control de una micro-red moderna demanda la adopción de una arquitectura de control sofisticada. Las estrategias de control que son adoptadas por la mayoría de los autores que cubren características como estabilidad, protección y balance de potencia se basan en una estructura jerárquica. Este enfoque incorpora tres niveles de control principales en los cuales cada uno de ellos es responsable de la regulación de la micro-red a diferente escala.

Numerosas micro-redes han sido implementadas a nivel de laboratorio para realizar investigaciones en todo el mundo y mayormente en Estados Unidos con el fin de analizar el funcionamiento de las micro-redes a detalle. La mayoría de los experimentos que realizan científicos son sistemas aislados o conectados a la red para ayudar a las comunidades cercanas a ellos. Dado que el nuevo concepto de la micro-red es muy versátil, las condiciones, los usos y los objetivos del experimento han sido muy variados. En la Tabla 2.1 se presentan varios ejemplos de micro-redes de prueba existentes en América del Norte, en donde se menciona el tipo de energía integrada, tipo de almacenamiento y control.

La Figura 2.5 describe los tres principales niveles de control en una estructura jerárquica [Palizban15, Bouzid15]. Se puede apreciar que existen básicamente tres

niveles de control jerárquico: global/terciario, micro-red/secundario y local/primario. Los tres niveles de control en conjunto se encargan de gestionar una micro-red de forma óptima.

La Figura 2.6 muestra una estructura de control jerárquica aplicada a un conjunto de micro-redes, en ella se puede apreciar que el control terciario toma acciones sobre el nivel secundario, el cual a su vez gobierna el control primario modificando referencias de voltaje y corriente. Finalmente, el control primario actúa sobre los elementos de la micro-red, operando los generadores, sistemas de almacenamiento de energía y cargas según las referencias establecidas.

El propósito de control primario o regulación primaria es realizar un control de corriente y voltaje en las unidades de generación distribuida y las unidades de almacenamiento mediante los controladores de electrónica de potencia. Debe garantizarse la regulación de frecuencia y/o voltaje en la micro-red en base a referencias establecidas por niveles superiores de control. En esta etapa se incorporan también las protecciones de nivel inferior en la micro-red. El nivel de control primario se encuentra en cada convertidor de potencia conectado a los elementos de la micro-red.

Por otro lado, el propósito principal del control secundario es la regulación de voltaje y/o frecuencia en la micro-red, las cuales son asociadas directamente a los cambios de cargas o generación. El control secundario es el encargado de proveer las referencias necesarias a los reguladores primarios para alcanzar un objetivo común. Las tareas que suele realizar un control secundario es el control de potencia activa y reactiva, control de desviación  $V/f$  y la sincronización con la red.

Tabla 2.1: Micro-redes de prueba en América del Norte

<b>Nombre del proyecto</b>	<b>Tipo de generación</b>	<b>Almacenamiento</b>	<b>Control</b>
CERTS Testbed, Ohio	Gas	Baterías	Descentralizado
UW Madison Testbed, Wisconsin	Gas y Solar FV.	Baterías	Descentralizado
University of Miami Testbed, Florida	Solar FV y Celdas de combustible	Baterías	Descentralizado
Sandia National Lab Testbed, Washington, DC	Solar FV, Eólica y Diesel	Baterías	Descentralizado
UT Arlington Testbed, Texas	Solar FV, Eólica, Celdas de combustible, Diesel y Gas	Baterías	Descentralizado
FIU Testbed, Florida	Solar FV, Eólica y Celdas de combustible	Volante de inercia	Centralizado y Basada en agentes
Laboratory scale microgrid testbed, New Jersey	Solar FV	Baterías	Centralizado
UT Austin, Texas	Diesel y Gas	Volante de inercia	Descentralizado
Microgrid testbed at Albuquerque, New Mexico	Solar FV, Celdas de combustible, Gas y Cogeneración	Capacitores	Descentralizado
Utility Microgrid at Los Alamos, New Mexico	Solar FV	Baterías	Descentralizado
RIT Microgrid, New York	Solar FV, Eólica y Celdas de combustible	No	Descentralizado
Mad River Park Microgrid, Vermont	Solar FV y Diesel	Baterías	Descentralizado
Palmade Microgrid, California	Eólica, Hidráulica, Diesel y Gas	Baterías	Descentralizado
Hawai Hydrogen Power Park, Hawaii	Solar FV, Eólica y Celdas de combustible	Baterías	Centralizado

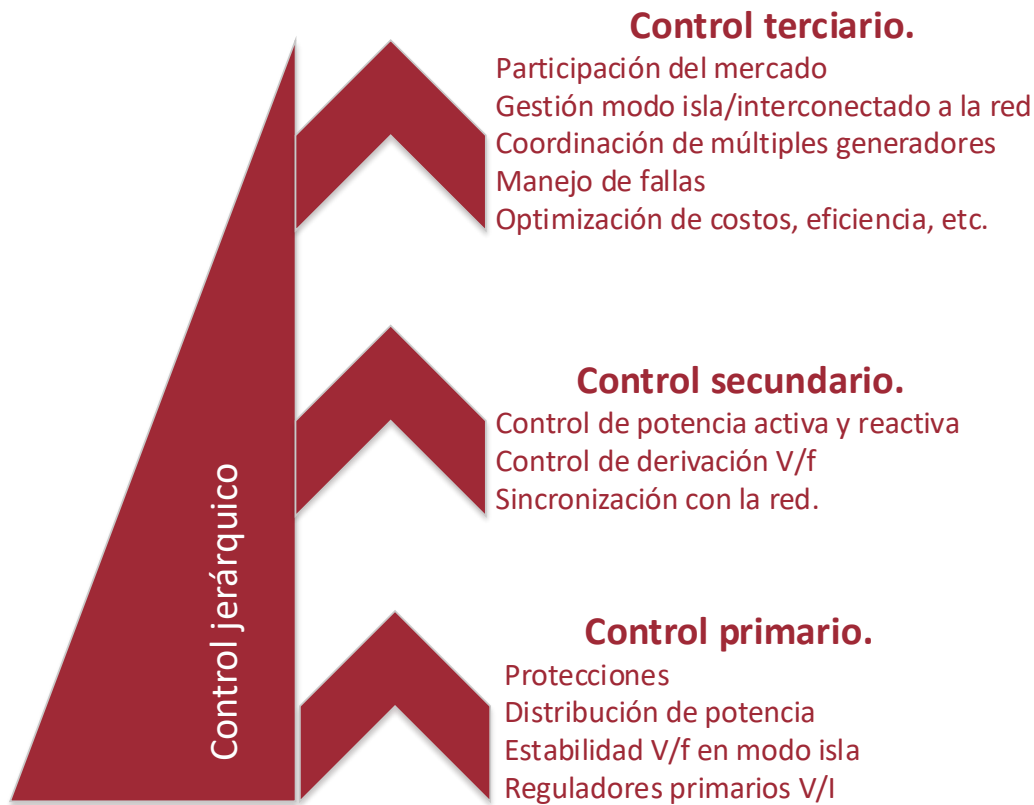


Figura 2.5: Estructura de control jerarquía para una micro-red.

El nivel terciario de control es el encargado de gestionar un conjunto de micro-redes interconectadas entre sí mediante la red eléctrica de distribución. Este nivel de control puede tener varios criterios de decisiones, el principal de ellos es la participación del mercado eléctrico (costos de energía). Además, se encarga de la gestión en modo aislado e interconectado de las micro-redes, el manejo de fallas y la optimización en costos y eficiencia.

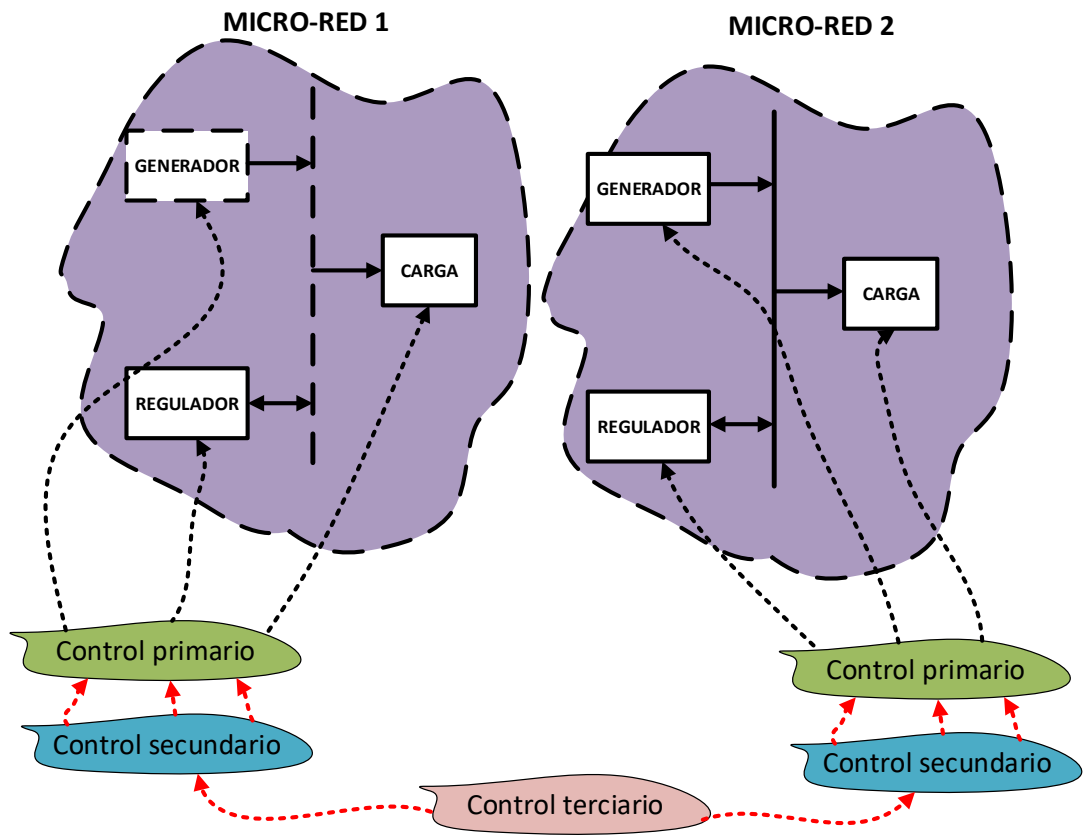


Figura 2.6: Niveles de control en un conjunto de micro-redes.

### 2.3.2.1. Regulación primaria en una micro-red

Un sistema de regulación primaria para una micro-red consta básicamente de una fuente de energía conectada a un convertidor de electrónica de potencia en conexión paralelo con el bus de la micro-red. El convertidor permite la gestión de la fuente de energía y este puede ser unidireccional o bidireccional según el tipo de elemento que represente la fuente de energía. La Figura 2.7 describe la estructura de un control primario aplicado a un convertidor de electrónica de potencia. Las técnicas de control primarias empleadas para micro-redes se componen, en general, de dos principales capas de control: el nivel inferior y el nivel superior (Ver figura 2.7).

El escenario de nivel inferior usualmente contiene los lazos de regulación más rápidos, los cuales son los responsables de regular el voltaje y la corriente en la salida de los convertidores. De manera similar, el nivel superior de regulación primaria, el cual tiene una respuesta más lenta que el anterior, determina el valor de referencia en el cual el convertidor debe ser controlado. En otras palabras, el regulador primario de nivel inferior define la respuesta transitoria y el regulador primario de nivel superior determina el punto de operación en estado estable para los convertidores de potencia.

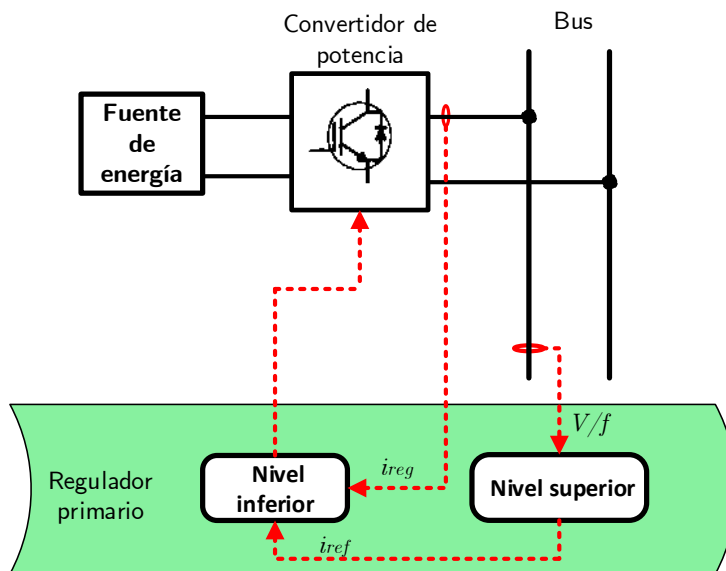


Figura 2.7: Nivel de control inferior y superior para reguladores primarios.

Por lo tanto, el propósito del controlador local o primario es realizar el control de corriente y voltaje de los dispositivos de interfaz (convertidores de potencia) conectados a las unidades de generación y regulación. En este nivel de control se debe garantizar la administración óptima de la energía de los recursos y la correcta distribución de energía a la vez que se proporciona estabilidad de voltaje y/o frecuencia en la micro-red.

## 2.4. Revisión del Control DROOP convencional en sistemas de potencia de CA

En un sistema eléctrico de potencia convencional en CA, los generadores síncronos se interconectan. La Figura 2.8 describe en ejemplo con dos generadores conectados a través de una línea de transmisión. Cada uno de estos generadores es equipado con un gobernador de velocidad, el cual se describe mediante una característica de regulación en términos de “*Potencia-frecuencia*” según se describe en la Figura 2.9 [Bergen86]. De esta forma cada generador colabora para compensar los cambios en la carga a través de su característica DROOP “*Potencia-frecuencia*”. Obsérvese que en este caso se utiliza a la frecuencia del sistema como un canal de comunicación para el sistema de control, ya que esta es una variable común para realizar control tanto de P como de Q.

El control DROOP, propuesto por primera vez en una micro-red de CA en 1993 [Chandorkar93], es una técnica que permite compartir el suministro de la potencia demandada entre diferentes fuentes sin necesidad de canales de comunicación.

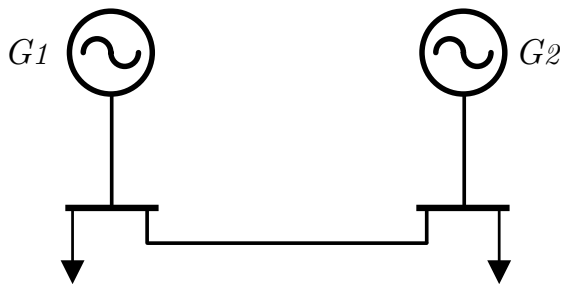


Figura 2.8: Sistema de dos generadores conectados mediante una línea de transmisión.

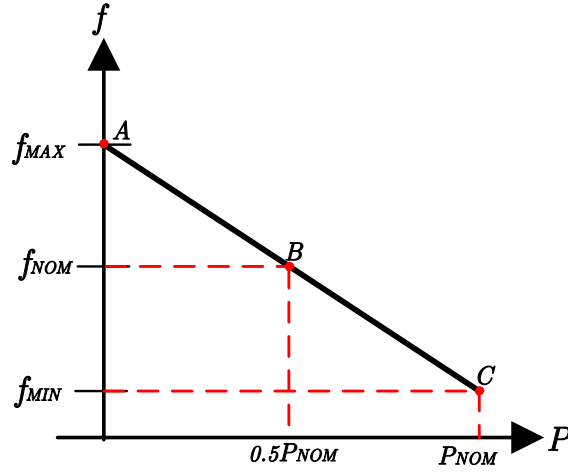


Figura 2.9: Característica de regulación de frecuencia en un generador síncrono.

Esta estrategia de control es ampliamente utilizada para lograr la regulación primaria de frecuencia en micro-redes de CA. El principio de operación del método DROOP se puede explicar considerando el circuito equivalente de un inversor fuente de voltaje conectado a un nodo de CA, como se muestra en la Figura 2.10. Asumiendo que los armónicos de alta frecuencia son despreciables, el inversor se puede modelar como una fuente de CA a frecuencia fundamental definida por  $E\angle\delta$ . El voltaje del nodo de CA es  $V\angle 0^\circ$  y la impedancia de acoplamiento es  $Z\angle\theta$ .

Por lo tanto, la potencia compleja intercambiada con el bus de CA es,

$$S = V \cdot I^* = \frac{V \cdot E\angle(\theta - \delta)}{Z} - \frac{V^2\angle\theta}{Z} \quad (2.1)$$

Asumiendo que la impedancia  $Z\angle\theta$  es puramente inductiva, entonces se tiene,

$$P = \left( \frac{V \cdot E}{\omega L} \right) \text{Sen}(\delta) \quad (2.2)$$

$$Q = \frac{V \cdot E \cdot \text{Cos}(\delta) - V^2}{\omega L} \quad (2.3)$$

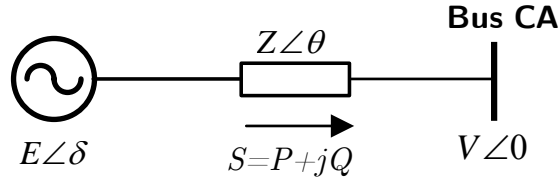


Figura 2.10: Fuente de voltaje conectada a un nodo de CA.

Se puede apreciar que  $P$  depende predominantemente del ángulo de potencia ( $\delta$ ), mientras que  $Q$  depende básicamente de la magnitud del voltaje ( $E$ ).

Por lo tanto, el control DROOP en el control desacoplado de potencia activa y reactiva por medio de la frecuencia y la amplitud del voltaje de salida [Chandorkar93]

$$\omega = \omega^* - D_P \cdot P \quad (2.4)$$

$$E = E^* - D_Q \cdot Q \quad (2.5)$$

en donde,  $E^*$  y  $\omega^*$  representan el voltaje de salida RMS y la frecuencia angular para condiciones sin carga, respectivamente. Además,  $D_P$  y  $D_Q$  son los coeficientes DROOP.

## 2.5. Control de corriente tipo DROOP para micro-redes de CC

Para el caso de la micro-red en CC, el objetivo de la estrategia de control DROOP es la estabilización del bus de voltaje de CC. El principio de funcionamiento se basa en la variación de la resistencia virtual de salida que añaden los convertidores electrónicos a la micro-red mediante su conexión en paralelo y esto contribuye a lograr una distribución de corriente uniforme entre ellos [Kurohane10].

Para aplicar esta estrategia se propone una relación lineal entre la tensión del bus de CC y la corriente del elemento de regulación, en donde se fijan los límites de operación ( $I_{\min}$ ,  $I_{\max}$ ,  $V_{\max}$  y  $V_{\min}$ ) dentro de los cuales este elemento debe operar. La Figura 2.11 muestra la representación característica de la estrategia DROOP, en donde se puede apreciar su representación en términos  $I_{reg} - V_{bus}$  (ver Figura 2.11(a)) o bien en términos  $V_{bus} - I_{reg}$  (ver Figura 2.11(b)). El sentido negativo de la corriente  $I_{reg}$  indica que fluye hacia el bus de CC de la micro-red. Los límites de operación se establecen en función de las corrientes máximas que pueden ser absorbidas o inyectadas por el elemento de regulación y de las características de la micro-red.

La resistencia virtual que se añade en la operación de los convertidores representa la pendiente de la curva DROOP (ver Figura 2.11). La pendiente  $k$  se define en función de las características del sistema de control [Ito04]. Una pendiente pequeña en la característica  $V_{bus} - I_{reg}$  indica una aportación pequeña de voltaje causada por una desviación del voltaje. La variable de control es la corriente del elemento de regulación ( $i_{reg}$ ) y esta se regula en función de la tensión del bus de la micro-red ( $V_{bus}$ ).

Por lo tanto, el control DROOP se define de la siguiente forma,

$$i_{reg} = k \cdot v_{bus} - I_b \quad (2.6)$$

y

$$k = \frac{I_{max} - I_{min}}{V_{max} - V_{min}} \quad (2.7)$$

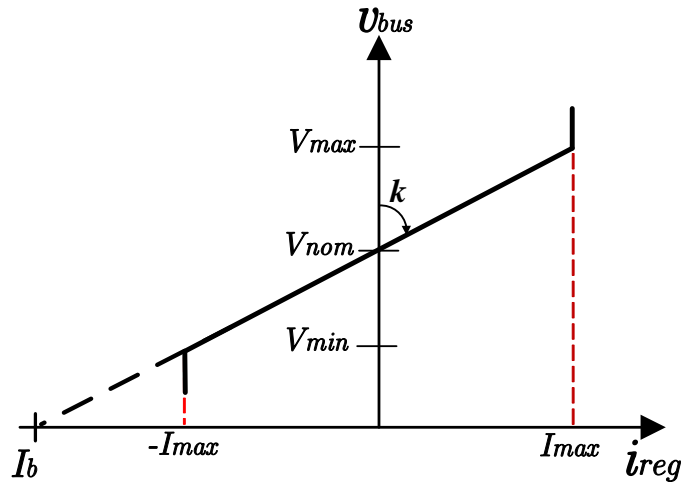
en donde,

$i_{reg}$  es la corriente del elemento de regulación [A]

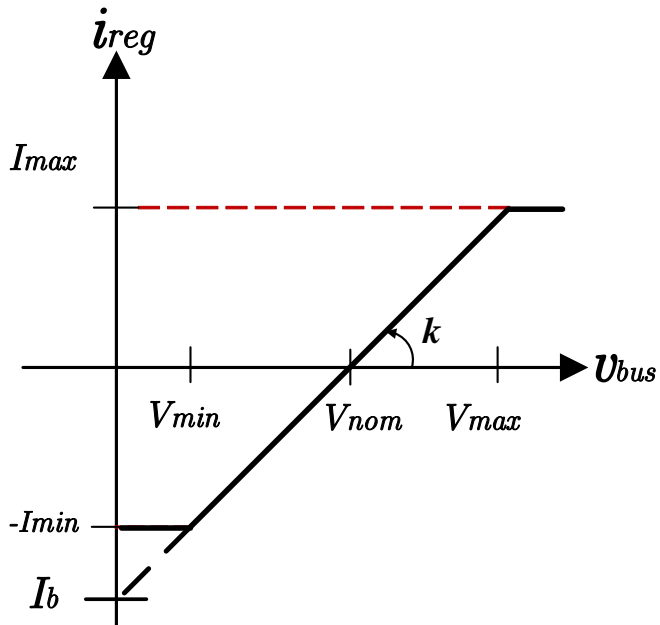
$k$  es la conductancia virtual de salida [A/V]

$v_{bus}$  es voltaje en bus de CC [V]

$I_b$  es la corriente de elemento de regulación para un voltaje de corto circuito [A]



(a)



(b)

Figura 2.11: Representación gráfica de la estrategia DROOP: (a) gráfica de voltaje-corriente y (b) gráfica de corriente-voltaje.

Esta estrategia de control puede ser implementada en una micro-red sin la necesidad de enlaces de comunicación entre los elementos que intervienen en ella, lo que ayuda a reducir los costos de implementación de una micro-red y aumenta la

confiabilidad del sistema. Haciendo uso de esta estrategia de control, los elementos de regulación en la micro-red pueden conectarse y desconectarse sin necesidad de reestructurar todo el sistema de control ya que cada unidad trabaja de forma independiente.

Sin embargo, este método enfrenta algunas deficiencias que se deben tener en cuenta, ya que puede existir una baja precisión en el reparto de energía lo que resulta en desviaciones de tensión en el bus sobre el valor nominal establecido.

## 2.6. Control de fase tipo DROOP para sistemas de CC

La estrategia de control de fase tipo DROOP dependiente de la tensión del bus (*Phase Droop Control, PDC*) es una variante de la estrategia de control DROOP. Esta estrategia se aplica a dispositivos inversores fuente de voltaje, los cuales sirven como enlace entre la red eléctrica en CA y la micro-red en CC. Mediante el uso de la estrategia PDC se regula la micro-red mediante la variación del ángulo de fase del IFV ( $\theta_{inv}$ ) omitiendo la regulación de corriente debido a la relación casi lineal que existe entre ( $\theta_{inv}$ ) e  $i_{reg}$  [Rico-Secades16]. En la Figura 2.12 se muestra la representación gráfica de la estrategia de control PDC.

La estrategia PDC se implementa mediante la variación lineal de  $\theta_{inv}$  en función de  $V_{bus}$  (ver Figura 2.12). Para el caso del PDC los límites de operación son el ángulo máximo y mínimo de desfase ( $\theta_{max}$  y  $\theta_{min}$ ).

La ecuación de la recta PDC se establece de la forma siguiente,

$$\theta_{inv} = k_{\theta} \cdot v_{bus} + \theta_b \quad (2.8)$$

en donde,

$\theta_{inv}$ , es el ángulo de fase entre el voltaje de salida del inversor y la red [rad].



entre los elementos de regulación que intervienen en la micro-red. En la práctica, al incluir enlaces de comunicación digital al sistema ya sea mediante cables o comunicación inalámbrica se elevan los costos de implementación en la micro-red y se reduce la confiabilidad debido a que en caso de una falla o interferencia en el canal de comunicación puede perderse la estabilidad del sistema ya que el elemento maestro no tendría control sobre los esclavos.

Sin embargo, esta estrategia de control presenta grandes ventajas, ya que el reparto de energía es muy preciso lo que lleva a un error cero en estado estable. Por otro lado, esta estrategia de control no tiene la capacidad “Plug and Play” ya que es necesario rediseñar el sistema de control al añadir o quitar elemento de la micro-red [Rahmani17]

La estrategia MS es un tipo de control en el cual uno de los elementos de regulación controla el voltaje (Maestro) y el resto de ellos regulan corriente (Esclavos). El elemento maestro envía ordenes de referencia de corriente a los esclavos mediante un canal de comunicación. En la estrategia MS se selecciona como elemento maestro el elemento de regulación con mayor capacidad de transferencia de potencia. La regulación de voltaje se basa en un control PI, el cual se define por las ecuaciones siguientes:

$$e = V_{ref} - v_{bus} \quad (2.9)$$

$$i_{reg} = K_p \cdot e + \frac{K_p}{T_i} \int e \cdot dt \quad (2.10)$$

en donde,

$i_{reg}$  es la corriente de regulación del bus [A]

$v_{bus}$  es voltaje en bus de CC [V]

$V_{ref}$  es el voltaje de referencia [V]

$e$  es el error [V]

El Maestro ocupa el papel principal de regulación en la micro-red ya que este es quien coordina los demás elementos. Además, el elemento Maestro es operado en

modo de control de voltaje y los esclavos son operados en modo de control de corriente. por lo tanto, el objetivo del Maestro es llevar la tensión del bus de CC a un valor de referencia fijo el cual es establecido por un nivel control superior.

## 2.8. Control de fase tipo Maestro-Eslavo para sistemas de CC

En el apartado 2.6 se describió una estrategia simplificada que ayuda a la implementación de un control tipo DROOP en dispositivos IFV. De igual forma esta simplificación puede realizarse para reducir la complejidad de implementación del control Maestro-Eslavo en un inversor fuente de voltaje. Lo que se busca en la estrategia de fase tipo Maestro-Eslavo (*Phase Master-Slave, PMS*) es eliminar el bloque de regulación de corriente, el cual aumenta la complejidad de la implementación de control MS en los dispositivos IFV.

La regulación de voltaje se realiza mediante un control PI, el cual se define a partir de las ecuaciones siguientes,

$$e_{\theta} = V_{ref} - v_{bus} \quad (2.11)$$

$$\theta_{inv} = K_{p\theta} \cdot e_{\theta} + \frac{K_{p\theta}}{T_{i\theta}} \int e_{\theta} \cdot dt \quad (2.12)$$

en donde,

$\theta_{inv}$  es el ángulo de fase del IFV [A]

$v_{bus}$  es voltaje en bus de CC [V]

$V_{ref}$  es el voltaje de referencia [V]

$e_{\theta}$  es el error [V]

De igual forma que en la implementación del control PDC, en este trabajo se hace uso de la estrategia PMS en un IFV trifásico que enlaza una micro-red en CC con la

red eléctrica en CA. El control PMS aplicado al IFV permite la regulación del flujo de potencia activa y el control del flujo de potencia reactiva se logra regulando el voltaje en terminales del IFV. Por su parte, el control del intercambio de potencia reactiva se implementa mediante un control PI convencional.

## 2.9. Control híbrido

Las estrategias de control MS y DROOP y sus variantes PDC y PMS presentan algunas desventajas particulares. Por ejemplo, la estrategia MS presenta problemas de confiabilidad debido al canal de comunicación que este requiere para su operación. Sin embargo, esta estrategia tiene un error cero en estado estable ya que logra una distribución precisa y equitativa entre los elementos de regulación en la micro-red.

Por otro lado, la estrategia DROOP presenta una pobre regulación de voltaje y baja precisión de intercambio de potencia. Sin embargo, esta estrategia tiene la capacidad “Plug and Play” que permite añadir y quitar elementos de la micro-red sin necesidad de reestructurar nuevamente todo el esquema de control ya que cada elemento opera de forma individual y sin necesidad de comunicación entre ellos.

Con la finalidad de aprovechar las ventajas individuales de cada una de las estrategias de control, en este trabajo se propone estudiar una estrategia híbrida para los elementos de regulación para lograr un reparto uniforme de la carga. Esto permite aumentar la confiabilidad del sistema de control y eliminar los enlaces de comunicación.

Para aprovechar los beneficios de ambas estrategias en una misma micro-red, se propone establecer un módulo Maestro para el elemento de regulación presente en la micro-red con mayor capacidad de transferencia de energía. Este módulo debe tener la tarea única de regular el voltaje en el bus a un valor establecido. El resto de los módulos operarán bajo la estrategia DROOP o PDC regulando la corriente o el ángulo de fase en función de la tensión que tenga el bus, respectivamente. La Figura 2.13

describe la propuesta híbrida desarrollada en esta tesis.

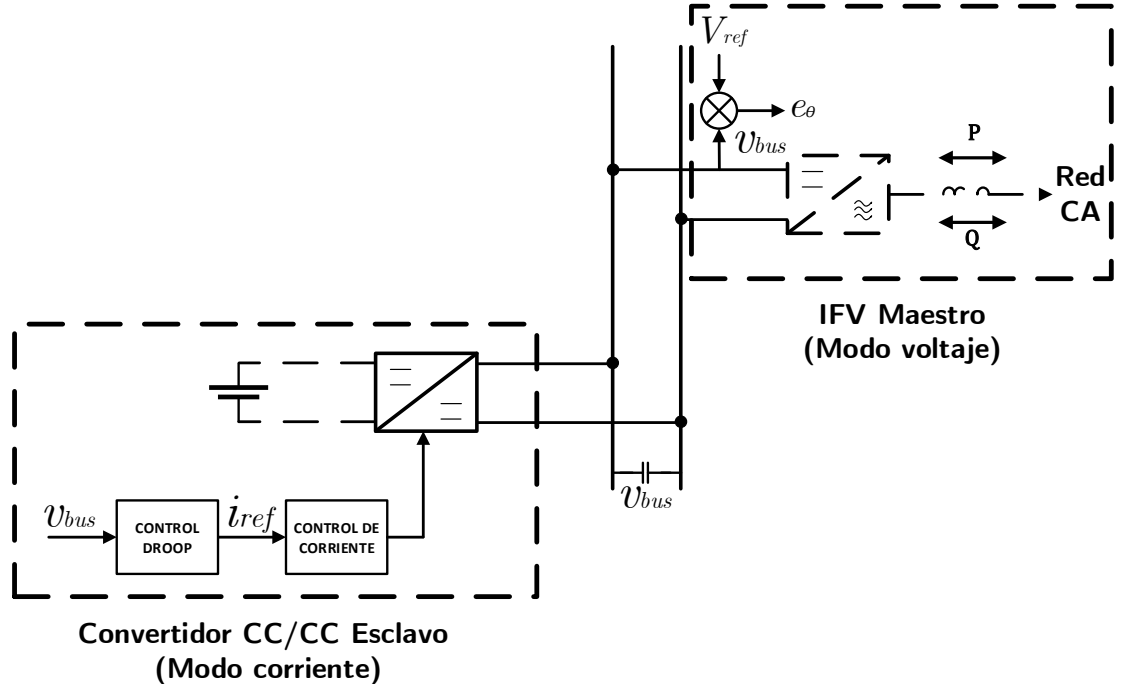


Figura 2.13: Estrategia de control híbrida basada en técnicas Maestro-Eslavo y DROOP.

Asumiendo que el IFV se opera mediante la estrategia PMS, el sistema de control compensa el error definido por,

$$e_\theta = V_{ref} - v_{bus} \quad (2.13)$$

Por otro lado, la corriente de un elemento de regulación operado mediante la estrategia de control tipo DROOP se define por,

$$i_{reg} = k \cdot v_{bus} - I_b \quad (2.14)$$

Obsérvese que el  $v_{bus}$  es la variable que enlaza las estrategias de control implementadas tanto en el elemento de regulación como en el IFV.

## **2.10. Sumario**

En este capítulo se presentó un panorama general de las estrategias de control que pueden ser utilizadas en la micro-red de CC. Las micro-redes están compuestas en su fuentes de generación renovables y cargas altamente intermitentes que introducen fluctuaciones a la micro-red. Para resolver este problema, se deben incorporar sistemas de almacenamiento que ayuden a la regulación de la micro-red. Los generadores y/o elementos de regulación, coordinados por un sistema de control adecuado pueden proveer de la energía suficiente para el autoabastecimiento de la micro-red e incluso dar soporte a la red de distribución en CA en momentos estratégicos.

Se han presentado las estrategias de control primarias implementadas en este trabajo, la cuales se basan en controles tipo DROOP y Maestro-Esclavo. Además, se presenta una alternativa de control basada en la combinación de las estrategias mencionadas. Para la implementación física del control Maestro-Esclavo es necesario contar con un canal de comunicación digital, el cual permite al Maestro enviar ordenes a los esclavos. Esta característica le da poca confiabilidad al sistema de control, ya que al perder el enlace de comunicación se puede perder la estabilidad de la micro-red. Por su parte, el control DROOP no requiere de comunicación entre los elementos conectados a la micro-red, ya que cada elemento actúa de manera independiente.

En este trabajo de tesis se propone una combinación de ambas estrategias de control, con la finalidad de obtener un sistema más robusto y flexible. Cabe mencionar que el canal de comunicación no fue utilizado durante las simulaciones realizadas en este trabajo, ya que en todos los experimentos fueron realizados con un único elemento maestro sin incluir elementos esclavos.

## Capítulo 3

# Modelado y control de la micro-red en CC

En este capítulo se presenta el modelado de cada uno de los elementos que intervienen en la micro-red en CC, así como también su control y modos de operación de cada uno de ellos. Se incluirán las principales estrategias en el control de la micro-red: Maestro-Esclavo, control DROOP y sus variantes PDC y PMS. Además, se realizará el seguimiento del punto de máxima potencia para el generador fotovoltaico mediante la estrategia P&O. Finalmente, se analizará la combinación de estas estrategias en una misma micro-red, observando ventajas y desventajas que puedan presentarse.

### 3.1. Arquitectura de la micro-red en CC

La arquitectura de la micro-red en CC desarrollada en este trabajo de tesis consiste de cuatro principales elementos: un GFV, un VE, cargas y un IFV. Se presentan dos modos de operación en la micro-red, el primero de ellos es el modo aislado (ver Figura 3.1). Para este modo de operación no se cuenta con la presencia de la red eléctrica en CA.

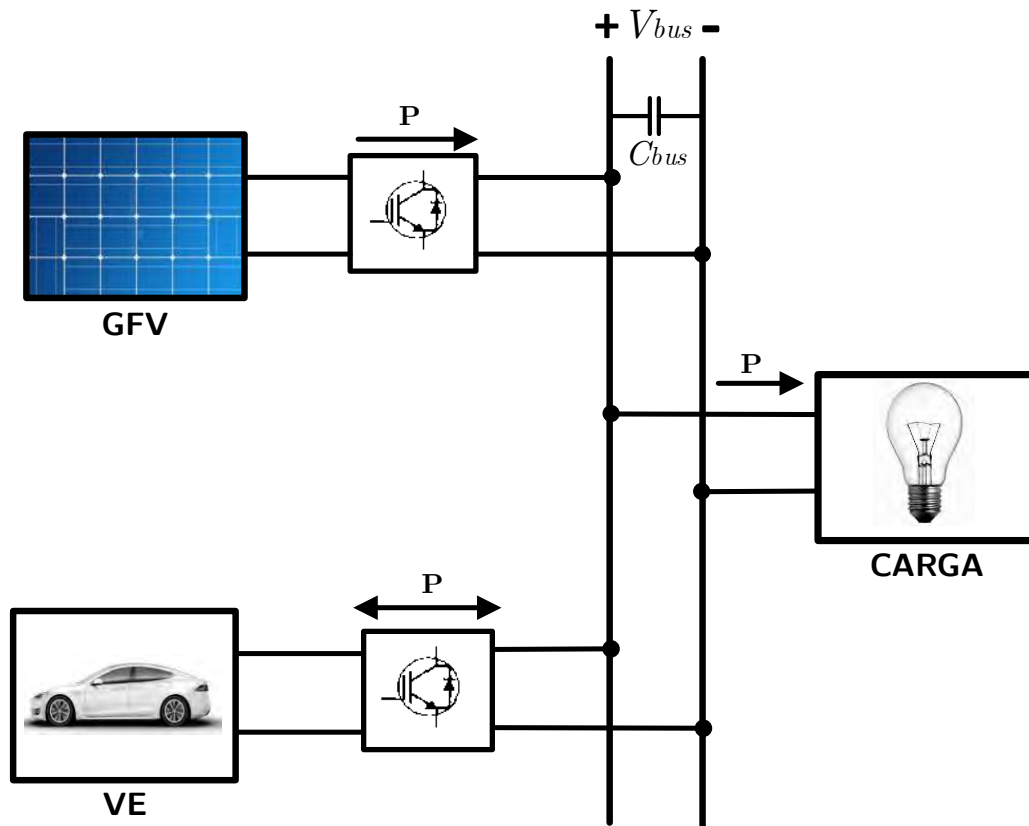


Figura 3.1: Arquitectura de la micro-red en CC en modo aislado.

En la topología de la micro-red destacan los convertidores de potencia. Estos convertidores son los encargados de acoplar cada dispositivo que se conecta a la micro-red. Para el GFV se utiliza un convertidor CC/CC elevador, para el VE se utiliza un convertidor CC/CC bidireccional medio puente y para el enlace con la red eléctrica CA se hace uso de un convertidor IFV trifásico. En el transcurso de este capítulo se explican las topologías de los convertidores y las técnicas de control para su operación. El capacitor de enlace  $C_{bus}$  tiene la función de amortiguar las fluctuaciones y el rizado que se presentan en el bus de CC. Estas fluctuaciones son introducidas por los elementos conectados a la micro-red debido a la conmutación de los convertidores de electrónica potencia.

En el segundo modo denominado modo interconectado a la red (ver Figura 3.2), se tiene la presencia de la red eléctrica en CA como un elemento de regulación, en donde la red eléctrica en CA, provee de energía a la micro-red cuando esta la requiera. En este trabajo se modela el acoplamiento con la red eléctrica de distribución en CA mediante un IFV trifásico, un filtro de corriente y un transformador trifásico.

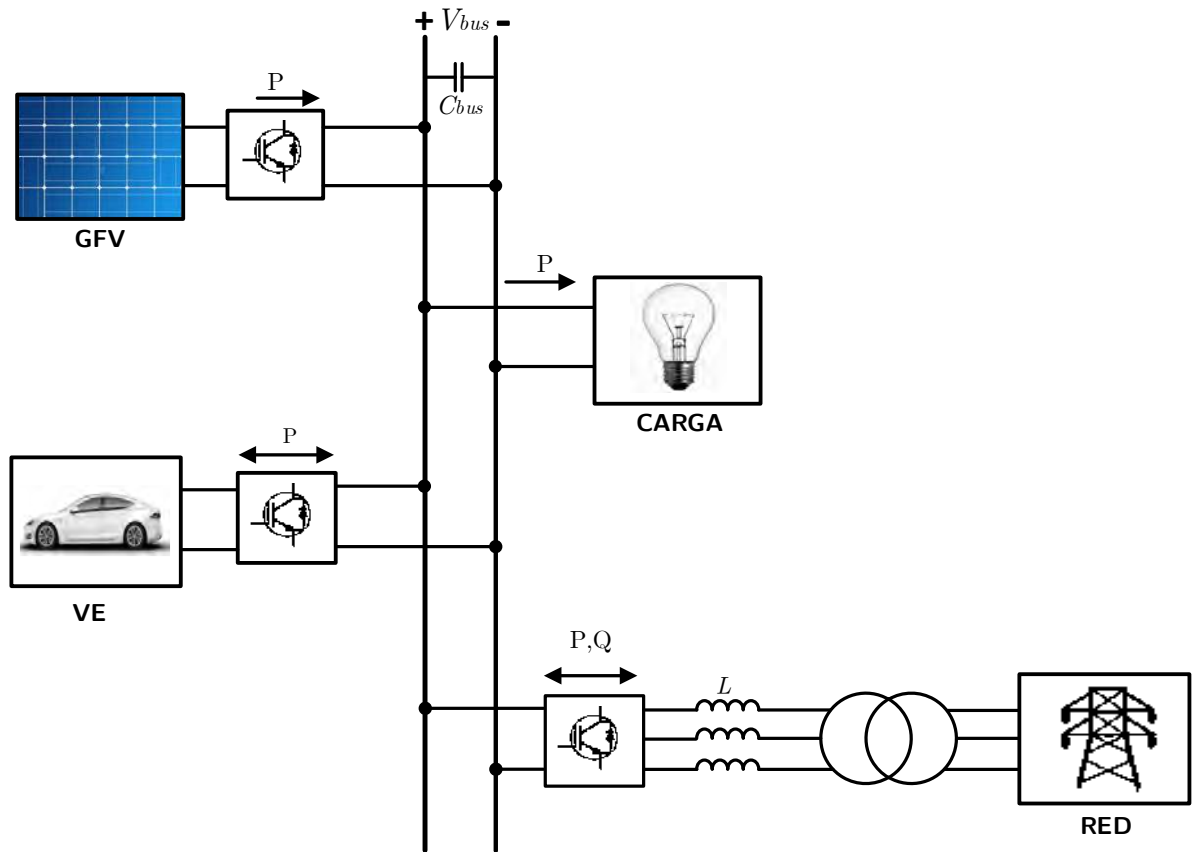


Figura 3.2: Arquitectura de la micro-red en CC interconectada a la red de distribución de CA.

## 3.2. Generador fotovoltaico

Un generador fotovoltaico está constituido por un arreglo serie-paralelo de módulos fotovoltaicos y convertidores de electrónica de potencia. A continuación, se describe el modelo implementado en esta tesis.

### 3.2.1. Modelado del arreglo fotovoltaico

Un GFV está construido básicamente por arreglos serie-paralelo de MFV's, los cuales a su vez están contruidos por celdas fotovoltaicas (CFV). La construcción física de la celda misma y el arreglo serie-paralelo que conforman un módulo fotovoltaico determinan la potencia de generación para determinadas condiciones de irradiancia y temperatura. El modelo de la CFV implementado en esta tesis se basa en un circuito equivalente que contiene una fuente de corriente ( $I_{ph}$ ), un diodo en antiparalelo, una resistencia en paralelo ( $R_p$ ) y una resistencia en serie ( $R_s$ ) que modela las pérdidas internas de la CFV [Wagner15]. En la Figura 3.3 se muestra el circuito equivalente de una CFV.

La corriente de salida de la CFV se define como [Femia13].

$$I_{CFV} = I_{ph} - I_D - \frac{V_{CFV} + I_{CFV} \cdot R_s}{R_p} \quad (3.1)$$

en donde,

$$I_D = I_{sat} \cdot \left( e^{\frac{V_{CFV} + I_{CFV} \cdot R_s}{\eta \cdot V_t}} - 1 \right) \quad (3.2)$$

Por lo tanto,

$$I_{CFV} = I_{ph} - I_{sat} \cdot \left( e^{\frac{V_{CFV} + I_{CFV} \cdot R_s}{\eta \cdot V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{CFV} + I_{CFV} \cdot R_s}{R_p} \quad (3.3)$$

en donde,

$I_{CFV}$  es la corriente de la celda fotovoltaica [A]

$I_D$  es la corriente del diodo [A]

$V_{CFV}$  es el voltaje de la celda fotovoltaica[V]

$I_{sat}$  es la corriente de saturación [A]

$\eta$  es el factor de idealidad del diodo

$V_t$  es el potencial térmico [V]

$I_{ph}$  es la fotocorriente inducida en una celda[A]

$R_s$  es la resistencia que representa las pérdidas internas [ $\Omega$ ]

$R_p$  es la resistencia que representa la corriente de dispersión a tierra [ $\Omega$ ]

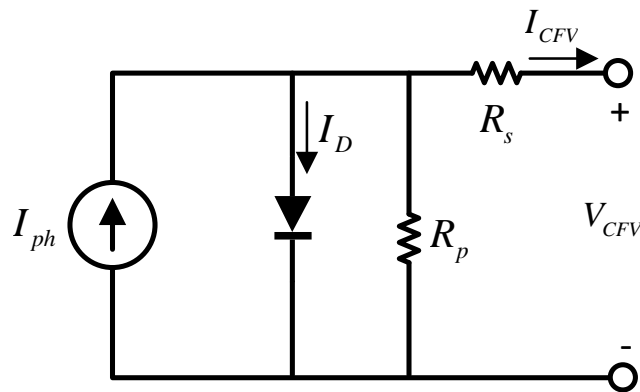


Figura 3.3: Circuito equivalente de una celda fotovoltaica.

Asumiendo que las CFV's que componen un MFV y un GFV son idénticas, entonces se puede aplicar un escalamiento de las ecuaciones básicas de la CFV tomando en cuenta el arreglo de módulos fotovoltaicos y la conexión de celdas al interior de cada módulo fotovoltaico [Castañer06]. La Figura 3.4 describe el circuito equivalente del GFV y las ecuaciones que describen el modelo son las siguientes,

$$I_{GFV} = N_p \cdot N_{pM} \cdot I_{CFV} \quad (3.4)$$

$$I_{ph,GFV} = N_p \cdot N_{pM} \cdot I_{ph} \quad (3.5)$$

$$V_{GFV} = N_s \cdot N_{sM} \cdot V_{CFV} \quad (3.6)$$

$$V_{oc,GFV} = N_s \cdot N_{sM} \cdot V_{oc,CFV} \quad (3.7)$$

$$R_{s,GFV} = \frac{N_s \cdot N_{sM}}{N_p \cdot N_{pM}} \cdot R_s \quad (3.8)$$

$$R_{p,GFV} = \frac{N_s \cdot N_{sM}}{N_p \cdot N_{pM}} \cdot R_p \quad (3.9)$$

en donde,

$I_{GFV}$  es la corriente del generador fotovoltaico [A]

$V_{GFV}$  es el voltaje del generador fotovoltaico [V].

$V_{oc,GFV}$  es el voltaje de circuito abierto para una celda [V].

$I_{ph,GFV}$  es la foto corriente inducida en un generador fotovoltaico [A].

$V_{oc,GFV}$  es el voltaje de circuito abierto del generador fotovoltaico [V].

$R_{s,GFV}$  representa las pérdidas internas del GFV [ $\Omega$ ].

$R_{p,GFV}$  representa las pérdidas por la corriente de dispersión para el GFV [ $\Omega$ ].

$N_s$  número de celdas en serie por cada MFV.

$N_p$  número de celdas en paralelo por cada MFV.

$N_{sM}$  número de módulos en serie en el GFV.

$N_{pM}$  número de módulos en paralelo en el GFV.

Por lo tanto, la ecuación que modela al GFV queda de la siguiente forma,

$$I_{GFV} = I_{ph,GFV} - N_p \cdot I_{sat} \cdot \left( e^{\frac{V_{GFV} + I_{GFV} \cdot R_{s,GFV}}{\eta \cdot N_s \cdot N_{sM} \cdot V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{GFV} + I_{GFV} \cdot R_{s,GFV}}{R_{p,GFV}} \quad (3.10)$$

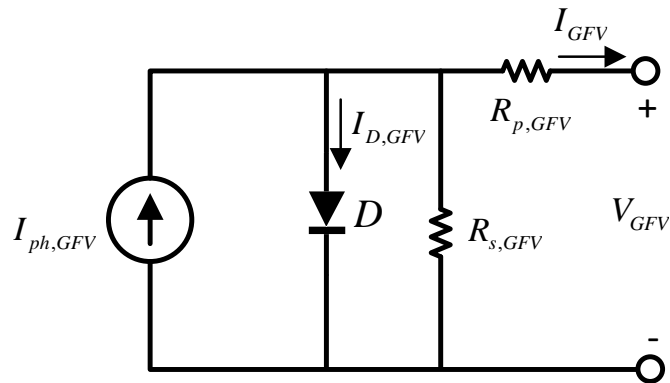
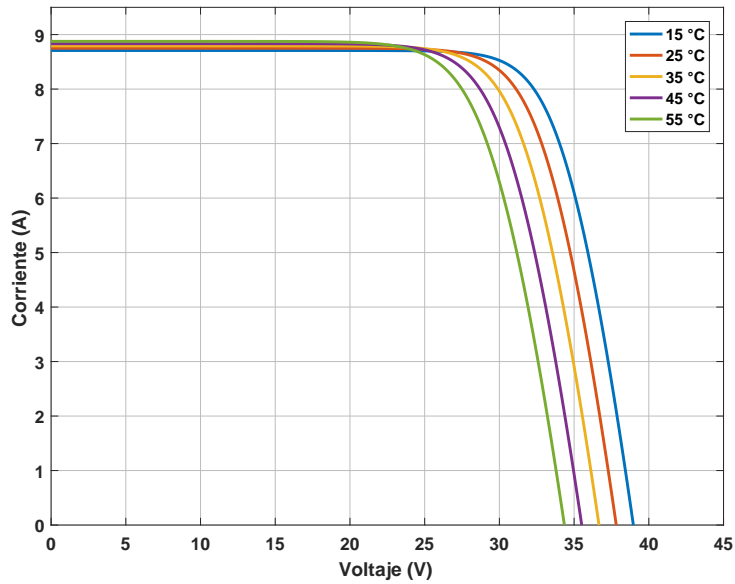


Figura 3.4: Circuito equivalente del GFV.

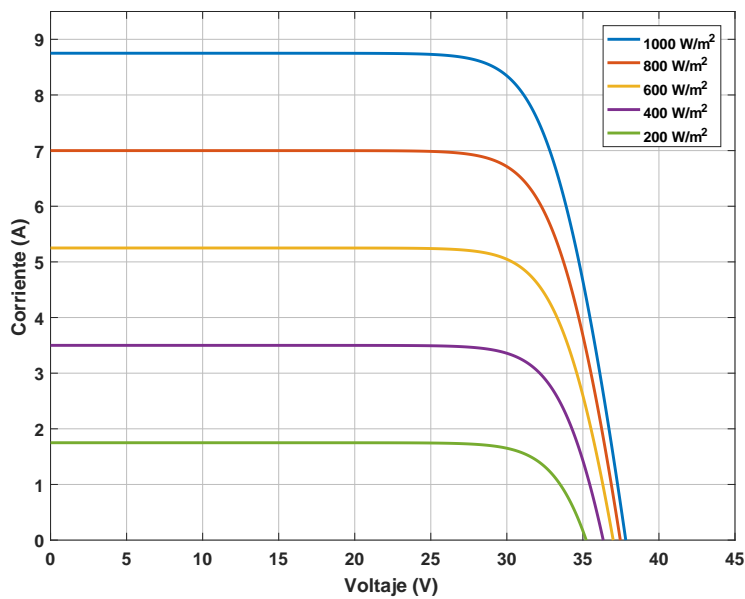
Algunos parámetros de la Ecuación (3.10) se pueden obtener directamente de la hoja de datos del fabricante ( $I_{sc}$  y  $V_{oc}$ ). Sin embargo, el fabricante no reporta los parámetros del circuito equivalente de la Figura 3.4 en función de los parámetros de una CFV ( $R_s$ ,  $R_p$ ,  $I_{sat}$  y  $V_t$ ). Para obtener estos valores es necesario resolver un sistema de ecuaciones no lineales mediante un proceso iterativo como se menciona en [Femia13]. En el apéndice A se describe el cálculo de los parámetros del modelo del GFV.

El GFV utilizado para este trabajo de tesis consta de un arreglo de 4x9 MFV's del fabricante IUSASOL PV-01-250. La Tabla 3.1 enlistan los parámetros calculados para simular una celda, un módulo y un generador fotovoltaico en un arreglo de 4x9 módulos fotovoltaicos. Las curvas características I-V del módulo fotovoltaico obtenidas por simulación para diferentes valores de irradiancia y temperatura del MFV se reportan en la Figura 3.5. Las curvas características obtenidas mediante simulación presentan un error menor al 2.73 % respecto a las curvas reportadas por el fabricante. Este porcentaje fue obtenido haciendo una comparación de los valores  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $I_{mpp}$  y  $V_{mpp}$  bajo condiciones estándar de prueba (ver Tabla 3.2). En el Apéndice B se

muestra la ficha técnica de este MFV, en donde se muestran las curvas características del mismo.



(a)



(b)

Figura 3.5: Curvas características para el MFV (a) curvas I-V a diferentes temperaturas y (b) curvas I-V a diferentes niveles de irradiación.

Tabla 3.1: Parámetros calculados para simular una CFV, MFV y GFV

<b>Datos obtenidos a partir del MFV IUSASOL PV-01-250</b>			
	<b>CFV</b>	<b>MFV</b>	<b>GFV</b>
<b>Parámetro</b>			
$I_{ph, stc}$	8.75 A	8.75 A	35 A
$I_{sat, stc}$	$6.38 \times 10^{-10}$ A	$3.83 \times 10^{-8}$ A	$1.53 \times 10^{-7}$ A
$R_s$	0.2992 $\Omega$	17.95 $\Omega$	40.39 $\Omega$
$R_p$	285.5 $\Omega$	4.75 $\Omega$	2.11 $\Omega$
$C$	235.74 A/K <sup>3</sup>	235.74 A/K <sup>3</sup>	235.74 A/K <sup>3</sup>
$\eta$	1.05	1.05	1.05

Tabla 3.2: Comparación de los datos proporcionados por el fabricante y los obtenidos mediante simulación

Parámetro	Fabricante	Simulación	% error
$I_{sc, stc}$	8.75 A	8.75 A	0 %
$V_{oc, stc}$	37.8 V	37.8 V	0 %
$I_{mpp, stc}$	8.04 A	8.26 A	2.73 %
$V_{mpp, stc}$	30.5 V	30.33 V	0.55 %

### 3.2.2. Convertidor CC/CC elevador para la conexión del GFV y la micro-red

El convertidor CC/CC elevador permite la conexión del GFV a la micro-red de CC. Además, ayuda a regular la potencia entregada por el GFV a la micro-red.

La regulación del voltaje en la salida del GFV por parte del convertidor elevador emula una carga variable obligando al GFV a trabajar en un punto de operación específico. Mediante esta regulación es posible operar al GFV en su punto de máxima potencia. Para el desarrollo de este trabajo de tesis se hace uso de la técnica P&O la cual se describe en la siguiente sección.

El voltaje de salida del convertidor se define por la ecuación (3.11),

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{1 - D} \quad (3.11)$$

$$T_s = \frac{1}{f_s} \quad (3.12)$$

en donde:

$V_o$  es el voltaje de salida del convertidor [V].

$V_i$  es el voltaje de entrada del convertidor [V].

$T_s$  es el periodo de conmutación de la señal portadora[Seg].

$D$  es el ciclo de trabajo de la señal PWM.

$f_s$  es la frecuencia de conmutación [Hz].

La Figura 3.6 muestra la topología del convertidor CC/CC elevador utilizada en este trabajo. El convertidor consta básicamente de un inductor ( $L$ ), un diodo y un IGBT ( $Q$ ).

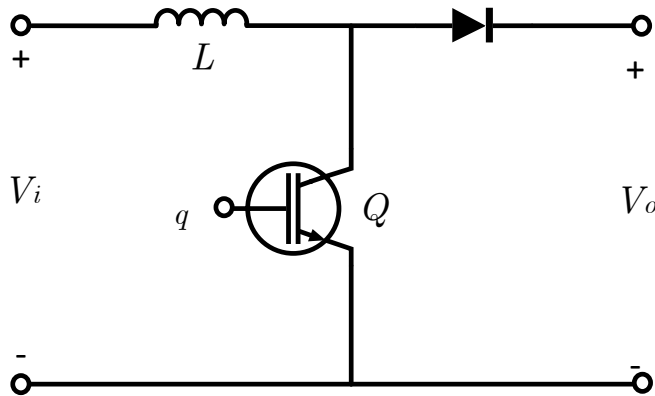


Figura 3.6: Topología de convertidor CD/CD elevador.

Mediante la conmutación del interruptor  $Q$  se regula la potencia que entrega el generador a la micro-red haciendo uso de la técnica de modulación de ancho de

pulso (Pulse width modulation, PWM) la cual genera un tren de pulsos de frecuencia constante. Esta señal se obtiene de la comparación de una señal portadora tipo diente de sierra ( $v_{st}$ ) de alta frecuencia y una señal de control ( $v_{control}$ ) aplicando el criterio siguiente:

$$\begin{aligned} q = 1, Si &\longrightarrow v_{control} > v_{st} \\ q = 0, Si &\longrightarrow v_{control} < v_{st} \end{aligned} \quad (3.13)$$

El ciclo de trabajo ( $D$ ) define el voltaje de salida del convertidor. La señal PWM identificada como  $q$  define los tiempos de encendido y apagado del interruptor Q.

La Figura 3.7 muestra el patrón de conmutación PWM y la comparación de las señales  $v_{st}$  y  $v_{control}$ . Existe una relación entre  $D$  con  $v_{control}$  dada por,

$$D = \frac{v_{control}}{V_{st}} \quad (3.14)$$

En la entrada del convertidor ( $V_i$ ) se conecta la salida del GFV y la salida del convertidor ( $V_o$ ) es conectada directamente al bus de CC de la micro-red (ver Figura 3.8). Es necesario medir de forma periódica la corriente y el voltaje del GFV, ya que estos valores se toman como referencia para la determinada operación del GFV en el punto de máxima potencia. La Figura 3.8 muestra la implementación del control con la estrategia MPPT para un GFV conectado a una micro-red en CC. En esta figura se distingue la capa del sistema de control y la parte de potencia.

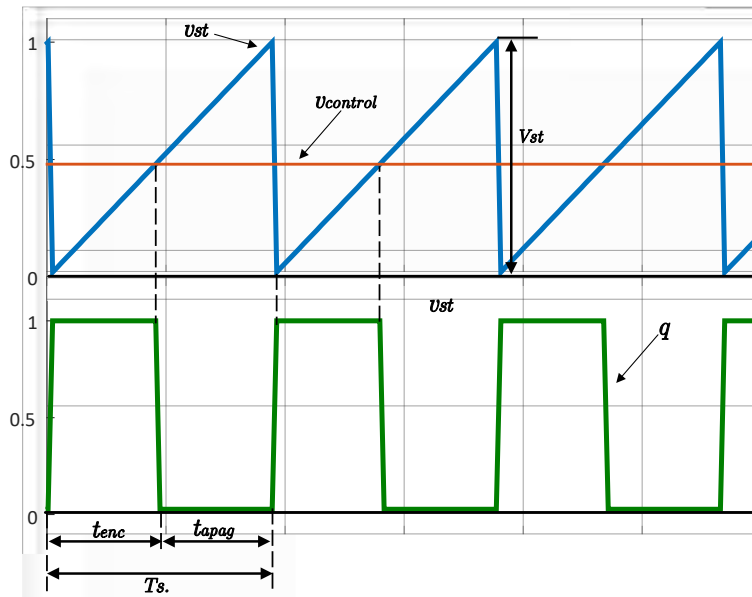


Figura 3.7: Esquema de conmutación PWM para el control del convertidor CC/CC elevador.

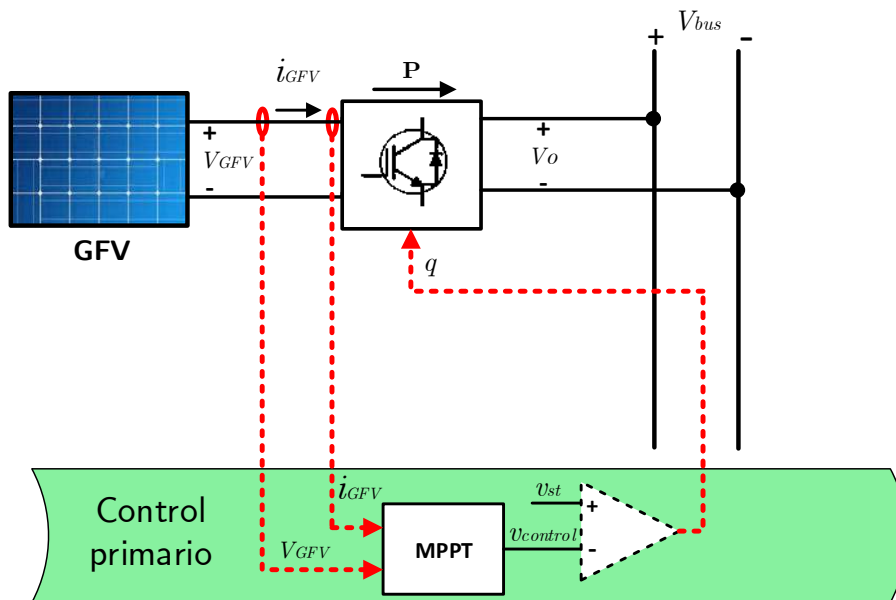


Figura 3.8: Implementación del control con MPPT para un GFV conectado a una micro-red en CC.

### 3.2.3. Seguimiento del punto de máxima potencia

El objetivo de los algoritmos MPPT es extraer la mayor cantidad de energía posible de una fuente de energía renovable altamente intermitente [Salas06]. El punto de máxima potencia varía continuamente ya que depende de variables ambientales tales como irradiancia y temperatura. En un sistema fotovoltaico el algoritmo MPPT determina el valor máximo en la curva P-V o en la rodilla de la curva I-V.

En este trabajo se utiliza el algoritmo P&O [Nedumgatt11] para operar el sistema fotovoltaico en el MPP bajo distintas condiciones climáticas. Este algoritmo hace uso del siguiente criterio: si el voltaje de operación del arreglo fotovoltaico se perturba en cierta dirección y la potencia extraída del mismo se incrementa, esto significa que el punto de operación se ha movido hacia el MPP. Por consiguiente, el voltaje de operación deberá perturbarse en la misma dirección nuevamente. Por otro lado, si la potencia extraída del arreglo fotovoltaico disminuye, el punto de operación se ha movido en dirección opuesta de la ubicación del MPP, por consiguiente, el voltaje de operación deberá ser perturbado en dirección contraria.

La Figura 3.9 describe la estrategia del algoritmo P&O para encontrar el punto de máxima potencia en la curva I-V. El algoritmo P&O aplica perturbaciones periódicas al voltaje de salida del sistema fotovoltaico, ya sea en dirección ascendente o descendente. Esta figura también muestra los puntos de operación de un sistema fotovoltaico a lo largo de la curva I-V aplicando algoritmo P&O, en donde  $\Delta V$  representa los incrementos periódicos de voltaje,  $V_k$  representa el voltaje operativo actual y  $V_{k-1}$  representa el estado operativo anterior en el sistema fotovoltaico.

Por otro lado, la Figura 3.10 muestra el diagrama de flujo para el seguimiento del punto de máxima potencia, en donde,  $I_k$ ,  $P_k$  y  $V_k$  representan la corriente, voltaje y potencia actual, mientras que  $I_{k-1}$ ,  $P_{k-1}$  y  $V_{k-1}$  son las mediciones de corriente, voltaje y potencia anteriores y  $\Delta V$  corresponde al incremento de voltaje.

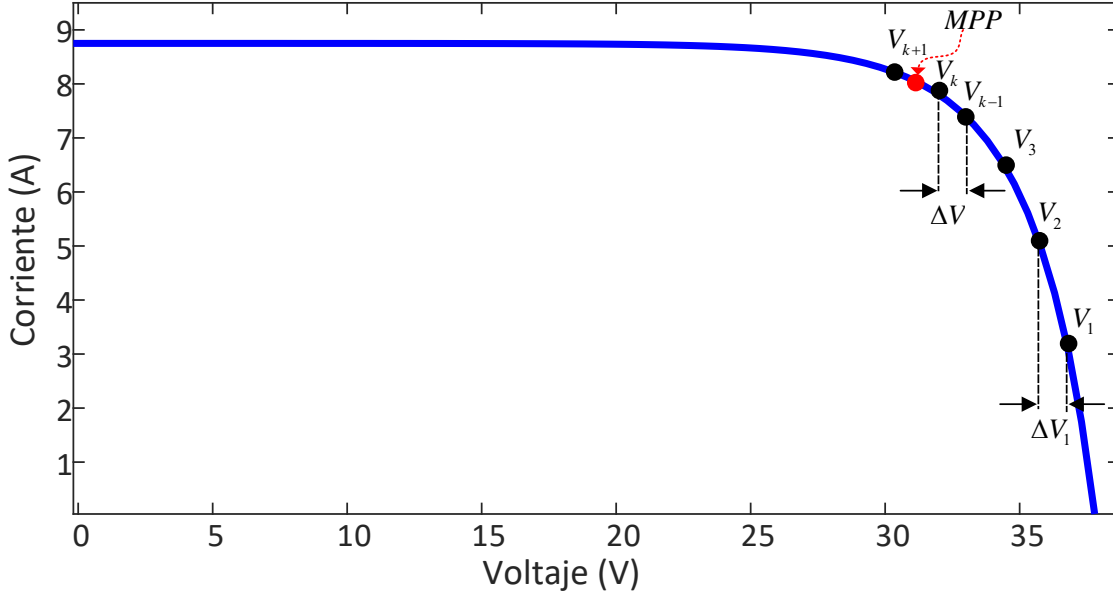


Figura 3.9: Ubicación del punto de máxima potencia en la curva I-V.

Como se puede apreciar en la Figura 3.10, el primer paso es medir la corriente y el voltaje actual ( $I_k$  y  $V_k$ ). Posteriormente se obtiene la potencia mediante el producto  $P(k) = V(k) \cdot I(k)$ . Se analiza si la potencia actual es igual a la anterior, si esto se cumple indica que no hubo modificación sobre la potencia mediante la perturbación anterior introducida.

De lo contrario, si  $(P(k) > P(k - 1))$  y  $(V(k) > V(k - 1))$ , lo cual indica que el MPP estará más próximo si se incrementa un paso el voltaje de control  $V_{control}(k+1) = V_{control}(k) + \Delta V$ , de lo contrario el MPP estará más cerca si se disminuye el voltaje de control  $V_{control}(k + 1) = V_{control}(k) - \Delta V$ . Por otro lado, si no se cumple la condición  $(P(k) > P(k - 1))$  y  $(V(k) > V(k - 1))$  entonces, el MPP estará más próximo en  $V_{control}(k + 1) = V_{control}(k) - \Delta V$ . Sin embargo, si  $(V(k) < V(k - 1))$  entonces el MPP estará más próximo en  $V_{control}(k + 1) = V_{control}(k) + \Delta V$ .

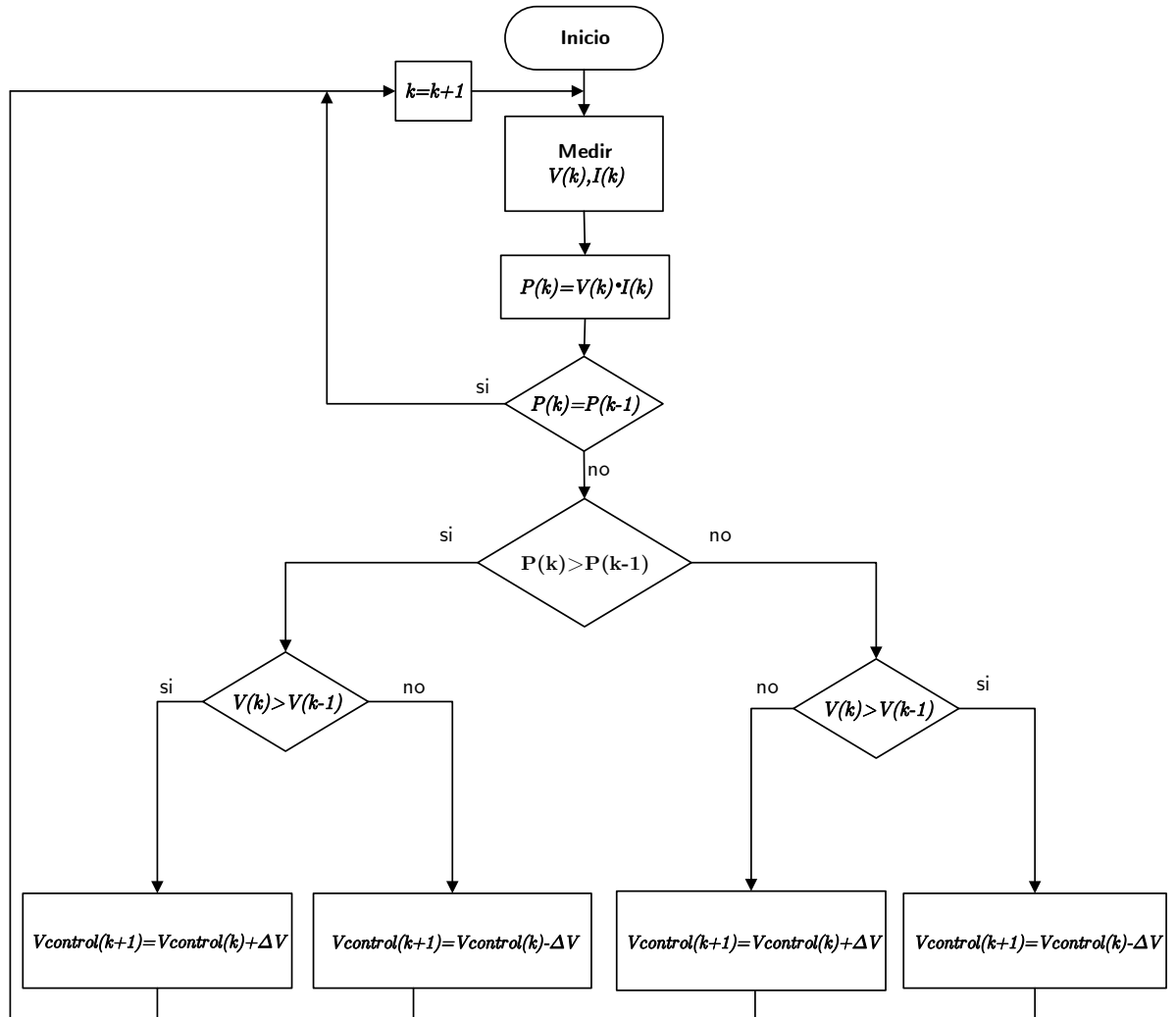


Figura 3.10: Diagrama de flujo del seguimiento del punto de máxima potencia.

### 3.3. El vehículo eléctrico: modelado y alternativas de operación

El enfoque tradicional para modelar los VE's conectados a la red eléctrica se basa en una representación como una carga de potencia operando bajo el concepto Grid-to-Vehicle(G2V) [Zhang15]. Sin embargo, algunos autores proponen a los vehículos

eléctricos como un elemento de intercambio de energía con la red eléctrica en CA, siendo estos operados bajo el concepto Vehicle-to-Grid (V2G). En el modo V2G, las baterías del VE pueden descargarse hacia la red para proveer servicios de abastecimiento de energía en momentos estratégicos. Además, también pueden ser un medio de almacenamiento y respaldo de energía renovable en una micro-red de CC.

En consecuencia, el concepto V2G podría aumentar significativamente la flexibilidad de una micro-red de CC ayudando al almacenamiento parcial de energía proveniente de fuentes renovable con alta intermitencia. Además, las baterías de los VE's pueden ser utilizadas para proveer servicios a la red eléctrica.

Los VE's se pueden modelar como cargas móviles cuyas características principales son el tiempo de carga, la demanda de potencia y la tasa de carga. En un análisis dinámico, como el control del VE, se deben considerar también modelos dinámicos de la batería del VE, donde estas pueden ser aproximadas mediante una fuente de voltaje y una resistencia serie, la cual representa la característica de potencia activa en el proceso de carga de la batería. Sin embargo, para fines de planificación y programación, se considera que administra a los vehículos eléctricos para proveer la información necesaria al operador de red, la cual de la flexibilidad requerida de servicio. Este agregador recibe entre múltiples datos, el SOC inicial, además asume que este SOC está dentro de un rango mínimo y máximo permitido y que se dispone de VE suficiente tiempo para realizar sus operaciones necesarias [Alonso14].

### 3.3.1. Modelo de la batería del vehículo eléctrico

La mayoría de las baterías de los VE's que existen hoy en día son fabricadas de Ion de Litio. Una forma común de modelar este tipo de baterías consiste en utilizar un circuito eléctrico equivalente, el cual describe el comportamiento general de la batería sin analizar los aspectos electroquímicos de la misma. El modelo del circuito equivalente es muy utilizado por los diseñadores de circuitos ya que puede aplicarse fácilmente en un simulador de circuitos eléctricos y conseguir una buena precisión de

este tipo de elementos [Einhorn10].

Para el desarrollo del presente trabajo, se ha optado por modelar una batería de Ion-Litio con la configuración interna similar a un VE comercial de la marca Nissan LEAF de 24 kWh [Zeff16]. Para construir el modelo completo de la batería se toma como base el modelo una celda de batería propuesto en [Einhorn10]. Este modelo evita resolver un sistema de ecuaciones diferenciales parciales acopladas las cuales se utilizan en modelos más complejos como son los modelos electroquímicos.

El modelo básico de un circuito equivalente de Thevenin se muestra en la Figura 3.11. Este circuito representa las pérdidas internas de una celda mediante una resistencia interna ( $R_s$ ). Además, se incluye el comportamiento transitorio mediante la incorporación de una resistencia de sobretensión ( $R_d$ ) en paralelo con un capacitor ( $C_d$ ), mientras que para representar el comportamiento de carga y descarga se incorpora una fuente de voltaje controlada.

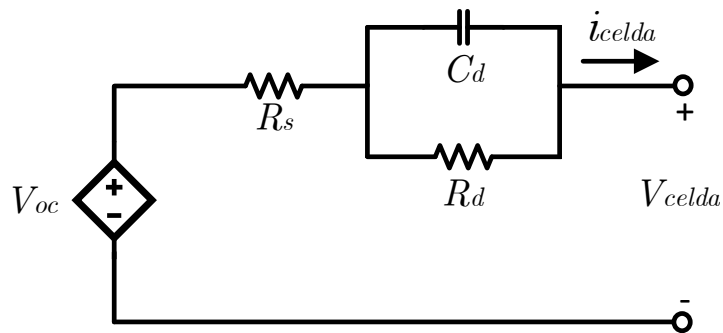


Figura 3.11: Circuito equivalente de Thevenin para una celda de batería.

La variación de los parámetros  $R_s$ ,  $R_d$  y  $C_d$  es lineal y depende del estado de carga. Por otro lado, la variación de  $V_{oc}$  se representa con un polinomio de tercer grado, en donde, la variable independiente es el *SOC*.

El conjunto de ecuaciones que describen el comportamiento dinámico de la celda son,

$$V_{oc} = a_3 \cdot SOC^3 + a_2 \cdot SOC^2 + a_1 \cdot SOC + a_0 \quad (3.15)$$

$$R_s = b_1 \cdot SOC + b_0 \quad (3.16)$$

$$C_d = c_1 \cdot SOC + c_0 \quad (3.17)$$

$$R_d = d_0 \quad (3.18)$$

$$SOC = SOC_0 - \frac{1}{C_N} \int_0^{t_0} i_{celda} dt \quad (3.19)$$

en donde,  $a_3$ ,  $a_2$ ,  $a_1$ ,  $a_0$ ,  $b_1$ ,  $b_0$ ,  $c_1$ ,  $c_0$  y  $d_0$  son las constantes que modelan el comportamiento de la celda. Esta constante se obtiene bajo un procedimiento de parametrización reportado en [Einhorn10]. Además,  $C_N$  es la capacidad nominal de la celda y  $SOC_0$  es el estado de carga inicial de la misma. La Tabla 3.3 muestra los valores de las constantes obtenidas para la celda modelada en este trabajo.

Tabla 3.3: Parámetros de la celda.

$a_0$	$a_1$	$a_2$	$a_3$	$b_0$
3.0527	3.2773	-5.1889	3.0698	0.001
$b_1$	$c_0$	$c_1$	$d_0$	$C_N$
-0.0004	67558	48668	0.000827	35Ah

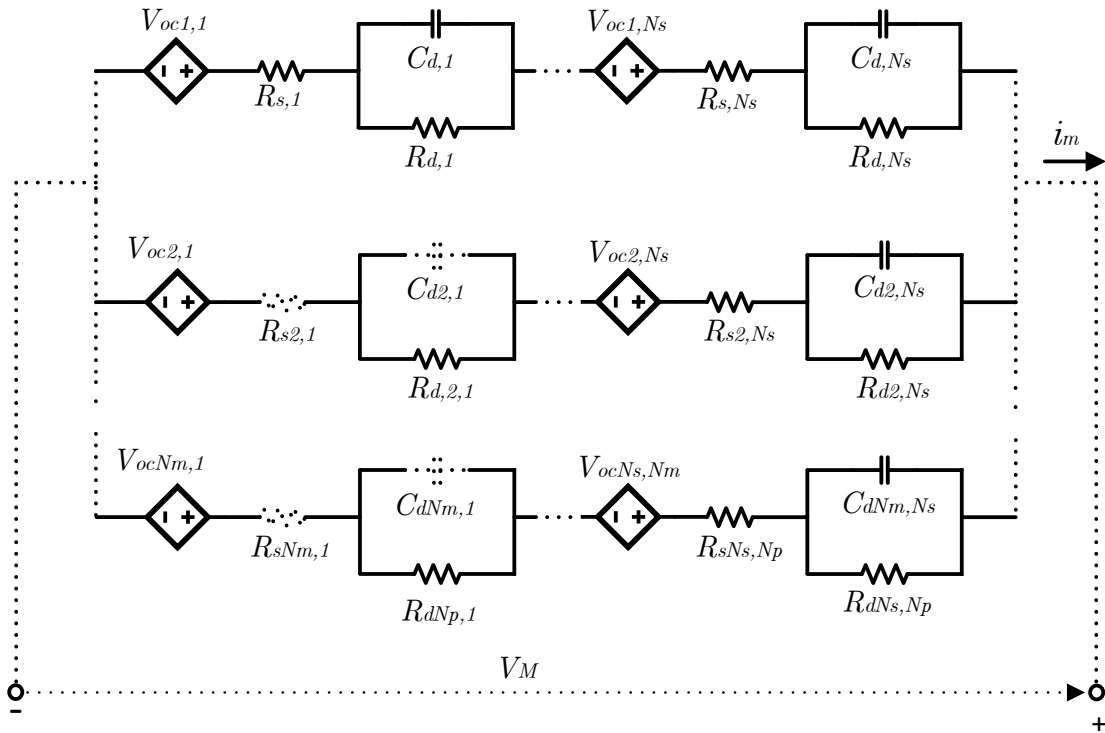
Nótese en la Ecuación 3.19 que  $SOC_0$  se define como un valor constante, el cual se supone que se conoce previamente. El SOC se define como el cociente entre la diferencia de la capacidad nominal y la cantidad neta de descarga de carga de una batería desde el último SOC completo. Debido a esta definición, se alcanza el SOC completo cuando la corriente de la batería cae por debajo de un valor predefinido a un

voltaje de carga constante y temperatura constante [Piller01]. Determinar y controlar el SOC es de importancia crítica en aplicaciones de VE's, híbridos o dispositivos portátiles. Estas aplicaciones requieren una medición precisa del SOC de la batería para proveer a los usuarios una indicación del tiempo de carga disponible.

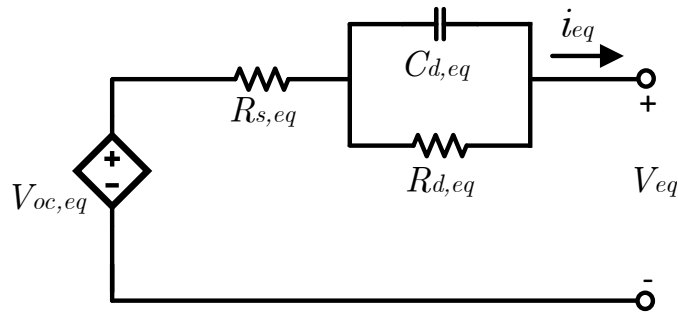
La estimación de SOC también puede ser útil para evitar situaciones perjudiciales como la sobredescarga y la sobrecarga, que pueden llevar a una reducción de la vida útil de la batería. Múltiples técnicas para medir o estimar el SOC para celdas de batería son reportadas en la literatura [Piller01], algunas de ellas incluyen redes neuronales artificiales y estimaciones basadas en lógica difusa [Chan00] o filtros Kalman [Plett04]. La mayoría de estos métodos han sido ampliamente utilizados y logran resultados aceptables en diferentes aplicaciones.

Sin embargo, la técnica más común para calcular SOC es el recuento de Ampere-horas o el conteo de Coulomb. En este método, la corriente que entra y sale de la batería se debe medir periódicamente. Por lo tanto, el SOC de la batería se actualiza sumando o restando la carga acumulada neta del último período. Este método es utilizado en este trabajo de tesis mediante la Ec. 3.19. El principal problema de esta técnica es que el contador de Coulomb es un estimador SOC de lazo abierto que solo mide la corriente de la batería y la integra. Los errores en el detector de corriente son acumulables cuanto más tiempo se opera el estimador, más grandes se vuelven estos errores.

Por otro lado, una batería de VE está compuesta por arreglos serie-paralelo de módulos, los cuales a su vez contienen internamente un arreglo de celdas (ver Figura 3.12).



(a)



(b)

Figura 3.12: Circuito equivalente para un conjunto celdas. (a) Conexiones serie-paralelo y (b) Circuito equivalente.

El modelo de una batería de un VE contiene la misma cantidad de elementos que el modelo de una celda, es por ello que a partir del modelo de una celda es posible

obtener un modelo equivalente para un arreglo de batería de VE. Para lograr esto, se hace realiza un proceso de extrapolación. En un caso ideal, se asume que todas las celdas son de la misma capacidad y construcción física. Esto asegura que los valores de los parámetros de cada celda sea exactamente los mismos y por lo tanto, el modelo de la batería dependa únicamente del número de celdas conectadas en serie ( $N_s$ ) y paralelo ( $N_p$ ) por batería.

Es importante mencionar que el voltaje en interno del circuito equivalente aumenta de manera proporcional a  $N_s$  e inversamente proporcional a  $N_p$  al igual que los elementos  $R_s$  y  $R_d$ . Por otro lado, la corriente del modelo equivalente aumenta de manera proporcional a  $N_p$  e inversamente proporcional a  $N_s$  al igual que  $C_d$ . La Figura 3.12 describe el modelo del circuito equivalente de Thevenin y el modelo obtenido a partir de un arreglo de celdas configuradas en serie-paralelo. Por su parte, el Apéndice C detalla la obtención del modelo equivalente del arreglo de baterías utilizado en este trabajo de tesis. El modelo equivalente de la batería reduce el esfuerzo computacional en el orden de 9,200 veces pero sin perder precisión respecto del modelo detallado [Chavez-Cerna18]. Las pruebas realizadas mediante simulación en el artículo mencionado reducen el tiempo de ejecución de 460 segundos a 0.5 segundos mediante la implementación de esta técnica.

### 3.3.2. Estrategia de recarga para baterías de VE's

La mayoría de las baterías tienen una capacidad nominal, medida en Ampere-hora (Ah) o en mili Ampere-hora (mAh). Este parámetro indica básicamente la corriente de descarga que pueden suministrar durante una hora antes de ser completamente descargada. Por ejemplo, una batería de 2400 mAh o 2.4Ah, puede abastecer de 2.4 A a un circuito en un período de tiempo de una hora. Esa sería una tasa de descarga de 1C, en donde se descarga la batería a corriente de capacidad nominal. Si la batería suministra 1200mA a un circuito, sería una tasa de descarga de 0.5C, y debería durar dos horas en descargarse. Algunas baterías permiten velocidades de descarga muy

altas, tales como 10C o 20C [Zaghib11].

Lo mismo pasa con el ciclo de carga de una batería. Por ejemplo, una batería de 2400mAh se permite cargar a una corriente máxima de 1200mA, lo cual corresponde a una tasa de carga de 0.5C. Por razones de seguridad, la mayoría de las baterías deben cargarse entre 0.5C y 0.7C. La mayoría de las baterías de ion de litio se cargan a 4.2 V por celda, voltajes más altos podrían aumentar la capacidad, pero reducir la vida útil. Para voltajes más bajos pueden aumentar los ciclos de carga de la batería a un costo de lapsos más prolongados de recarga.

Las baterías de VE's compuestas de ion de litio, se cargan en dos etapas: corriente constante y voltaje constante. En la Figura 3.13 se muestra de manera gráfica el perfil de carga para una celda de ion de litio, en el cual se denotan los modos de operación de corriente constante y de voltaje constante. Durante la etapa de corriente constante, la batería está básicamente conectada a una fuente de alimentación de corriente limitada a 0.5C-0.7C. Esta etapa se prolonga hasta que el voltaje de cada celda alcanza 4.1V-4.2V. Al final de esta etapa, la carga de la batería es de alrededor del 70-80%. Por su parte, en la etapa de voltaje constante el voltaje cada celda de la batería permanece en 4.1V-4.2V mientras la corriente de carga decae gradualmente. Cuando la corriente de carga está entre 3% y 10% de la capacidad nominal, la batería se considera completamente cargada. En este trabajo la recarga de las baterías del VE se realiza exclusivamente en el modo de corriente constante.

La Tabla 3.4 muestra la clasificación de los cargadores de VE's, los niveles de carga son básicamente 3 [Pokrzywa11] y se describen a groso modo en esta tabla.

Tabla 3.4: Clasificación de los cargadores de VE's.

	<b>Voltaje</b>	<b>Corriente máxima</b>	<b>Potencia</b>	<b>Tiempo de carga</b>
<b>Nivel 1</b>	120 Vac	12 - 16A	1.4 - 1.9kW	6 - 8hrs
<b>Nivel 2</b>	240 Vac	14 - 29A	3.3 - 7kW	3 - 4hrs
<b>Nivel 3</b>	200 - 600 Vcd	100 - 400A	50 - 240kW	80% en 30 min

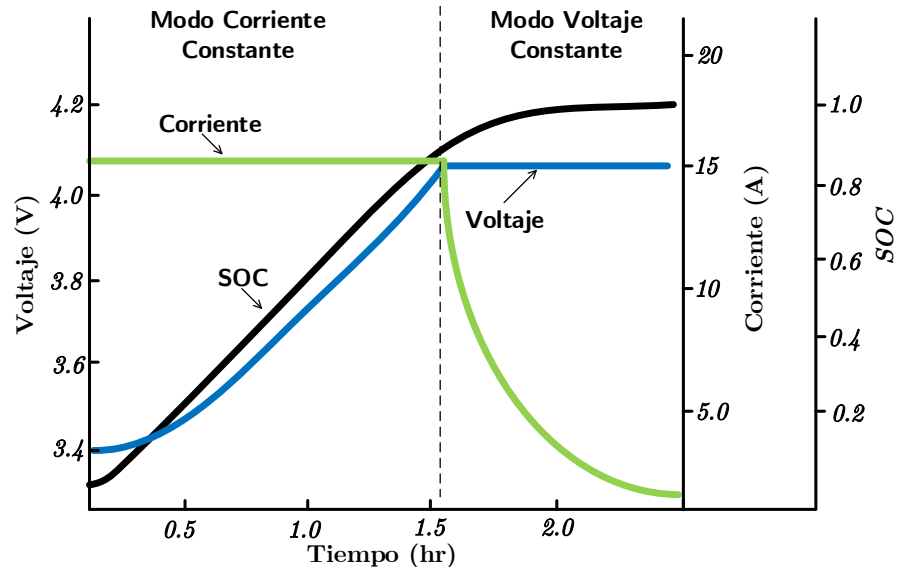


Figura 3.13: Perfil de carga para una celda de ion de litio.

### 3.3.3. Convertidor CC/CC de medio puente para la batería del VE

El convertidor de medio puente CC/CC permite el enlace entre la batería del VE y la micro-red en CC. Este convertidor presenta la característica de transferencia bidireccional de energía, la cual permite operar al VE en modo V2G. El convertidor CC/CC de medio puente presenta ventajas operativas sobre otros convertidores de este tipo, entre las que se encuentra su estructura simple, alta eficiencia y confiabilidad.

La Figura 3.14 muestra la estructura del convertidor CC/CC medio puente. En la topología de este convertidor se destacan los interruptores electrónicos ( $Q_1$  y  $Q_2$ ) en paralelo con dos diodos ( $D_1$  y  $D_2$ ). El filtro de segundo orden que forman  $L_1$  y  $C_1$  en el lado baja tensión produce un menor rizado en la corriente y el voltaje, lo cual es recomendable en aplicaciones como la carga/descarga de baterías con poco rizado en la corriente para lograr una mayor eficiencia y mayor vida útil. Por otro lado, la presencia de  $C_2$  del lado de alta tensión ayuda a filtrar algunos armónicos y mitigar

las fluctuaciones en el voltaje del bus de CC en la micro-red.

La operación del convertidor se basa en un control modo corriente. En este control, las formas de onda asociadas a la corriente inductor ( $I_L$ ) se muestran en la Figura 3.15. Esta figura describe la corriente  $I_L$  para la operación del convertidor en modo elevador y reductor, así como la transición entre un modo y otro.

En el modo de operación como reductor, es decir, cuando la potencia se transfiere del lado de alta tensión ( $V_{HV}$ ) al de baja tensión ( $V_{LV}$ ),  $Q_1$  es el interruptor activo, mientras que  $Q_2$  se mantiene apagado. En el modo de operación como elevador, es decir, cuando la potencia se transfiere del lado baja al de alta tensión,  $Q_2$  actúa como un interruptor controlado y  $Q_1$  se mantiene apagado.

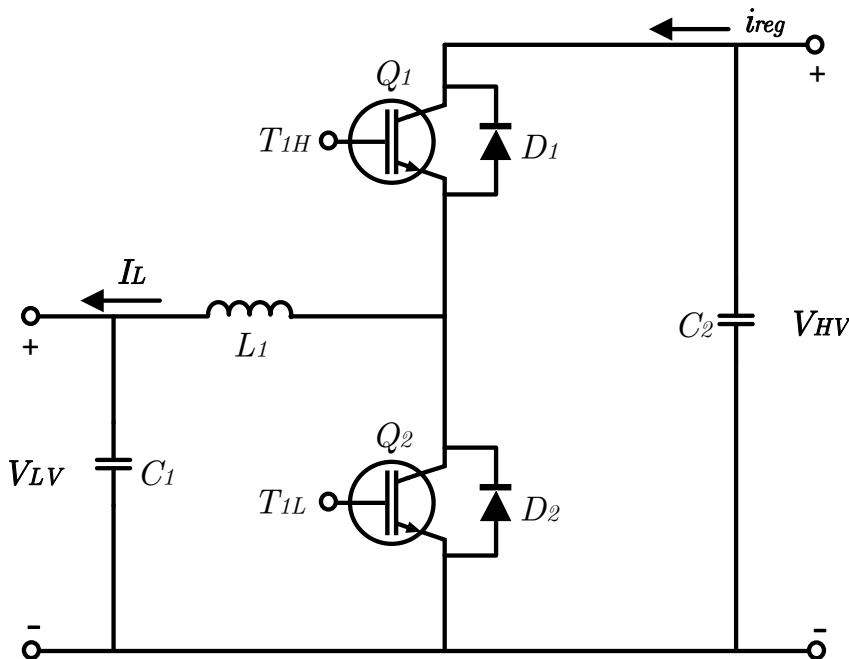


Figura 3.14: Topología de convertidor CC/CC bidireccional medio puente.

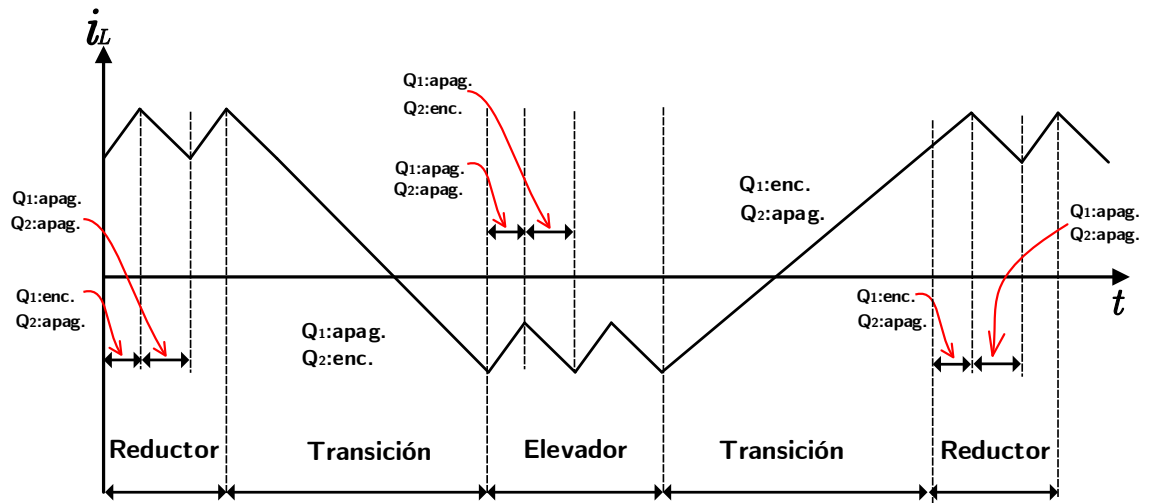


Figura 3.15: Formas de onda típicas en la operación de convertidor CC/CC bidireccional medio puente.

Asumiendo que el convertidor no tiene pérdidas, se tiene,

$$I_L \cdot V_{LV} = I_{reg} \cdot V_{HV} \quad (3.20)$$

Por lo tanto, la corriente promedio  $I_L$  en función de  $I_{reg}$  está dada por,

$$I_L = \frac{V_{HV}}{V_{LV}} \cdot I_{reg} \quad (3.21)$$

La Figura 3.16 describe el diagrama de bloques de la estrategia de control modo corriente. Este control determina cual interruptor accionar ( $Q_1$  o  $Q_2$ ) mediante la comparación de la señal de referencia  $I_{L,ref}$  y la corriente de la bobina  $I_L$ . Por otro lado, un demultiplexor determina el rumbo de los pulsos alto-bajo que corresponden a las señales  $T_{1L}$  y  $T_{1H}$ . Los pulsos alto-bajo son obtenidos a partir de la comparación de la diferencia del valor absoluto de las señales  $I_{L,ref}$  e  $I_L$  con cero. Por ejemplo, si  $|I_{L,ref}| - |I_L| > 0$  se activa el circuito mono-estable. La Figura 3.17 muestra el patrón de conmutación obtenido aplicando esta estrategia de control.

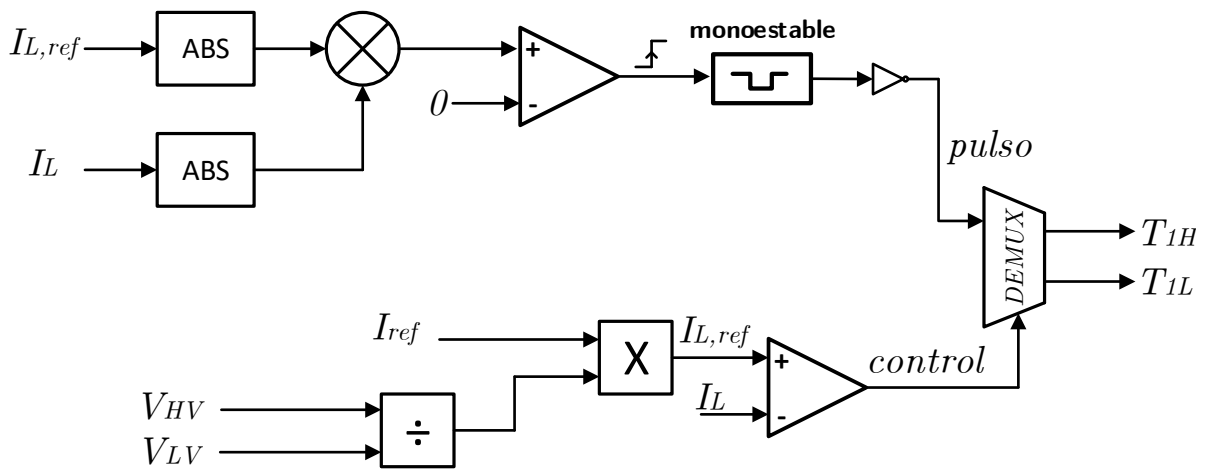


Figura 3.16: Regulador de corriente del VE.

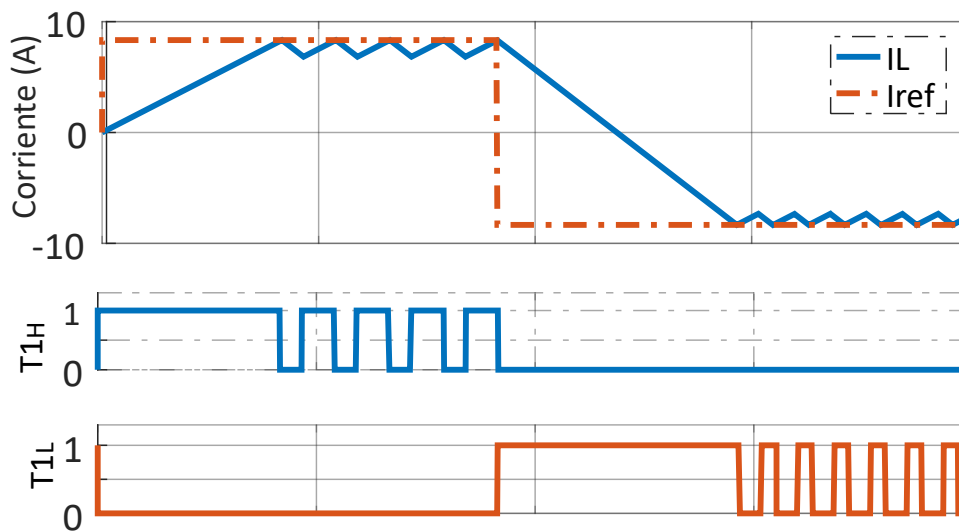


Figura 3.17: Patrón de conmutación del convertidor medio puente operando en modo corriente.

### 3.3.4. Control Maestro-Esclavo para la regulación de la tensión en el bus usando VE's

La estrategia de control MS regula la tensión del bus de CC en una micro-red de CC a un valor de referencia establecido. Esta estrategia se implementa para el control de la operación del convertidor CC/CC medio puente que conecta el VE a la micro-red. Como se mencionó anteriormente, se establece un módulo maestro, el cual determina la corriente de referencia para el regulador de corriente que contiene este internamente. El criterio de selección para el módulo maestro se basa en optar por el elemento con mayor capacidad de transferencia, ya que en caso de fallar la comunicación con los esclavos, el módulo maestro tratará de regular la micro-red por si solo. Por su parte, los esclavos regulan la corriente de referencia establecida por el módulo maestro.

Existe la posibilidad de contar con más de algún VE conectado a la micro-red. Cuando este caso se presenta, se establece un VE como módulo maestro, el cual será encargado de regular el voltaje en el bus de CC de la micro-red. Este módulo enviará las ordenes de referencia al resto de VE's conectados a la micro-red, los cuales operarán como controladores esclavos. En este trabajo de tesis se implementaron controles en la micro-red únicamente con la participación de módulos maestros, los esclavos no fueron tomados en cuenta.

La Figura 3.18 describe la implementación del control MS usando dos VE's en una misma micro-red de CC. Internamente, el bloque de regulación de tensión contiene un controlador PI, el cual provee una señal de referencia para los reguladores de corriente. Por su parte, los reguladores de corriente proveen las señales de conmutación  $T_{1L}$  y  $T_{1H}$  que accionan los interruptores electrónicos del convertidor tipo medio puente que conectan al VE con la micro-red.

El Apéndice D describe el cálculo de las ganancias para el control PI del regulador de tensión mediante el método Ziegler-Nichols.

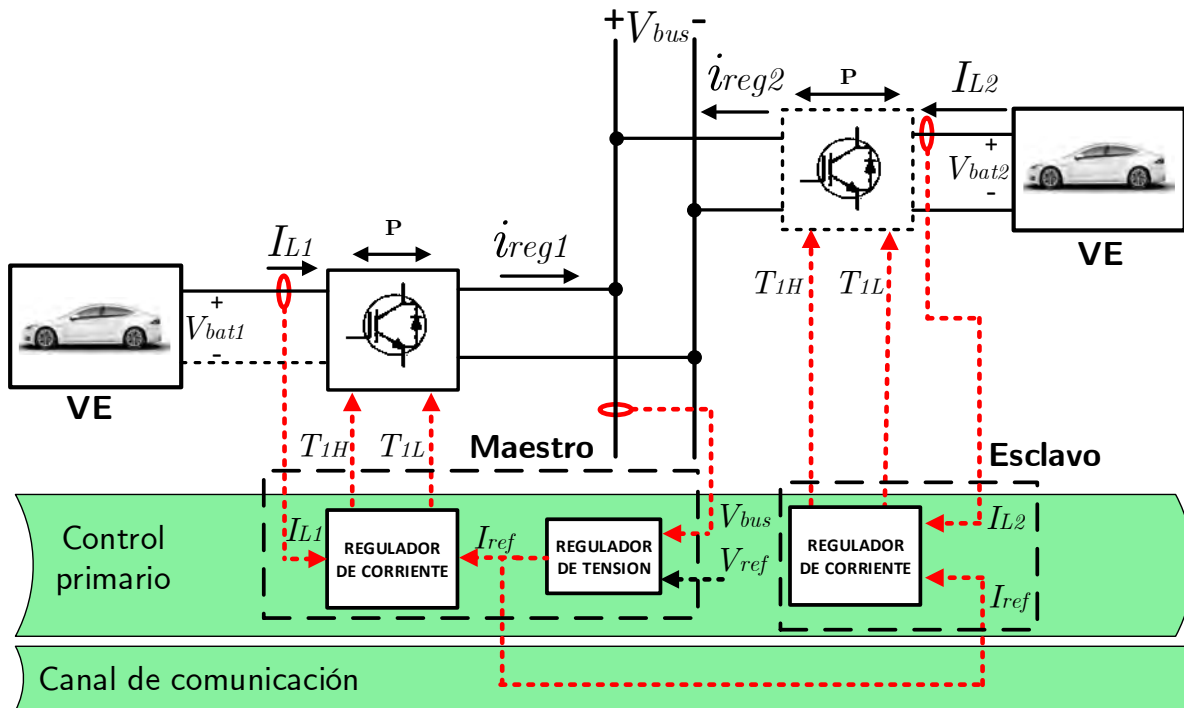


Figura 3.18: Implementación del control MS para dos VE's conectados a la micro-red.

### 3.3.5. Control DROOP para la regulación del VE

La estrategia de control DROOP regula la corriente de forma independiente para cada elemento de regulación conectado a la micro-red en función de la tensión del bus. En el esquema de control DROOP se presenta un único lazo de retroalimentación, el cual regula la corriente del VE. Por su parte, el control de voltaje en el bus se presenta en lazo abierto. En esta estrategia la variable en común que tienen los elementos de regulación es el  $V_{bus}$ .

La Figura 3.19 muestra la implementación del control DROOP aplicado a dos VE's conectados a una misma micro-red. En esta figura se observa la ausencia de un canal de comunicación para enlazar a los elementos de regulación. Además, se observa que la corriente que controla el regulador de tensión no es la corriente de

salida  $i_{reg}$ , sino la corriente promedio de entrada  $I_L$ . Sin embargo la relación entre estas corrientes está dada por el factor  $\frac{V_{bus}}{V_{bat}}$ , por lo cual es necesario agregarlo a la salida de módulo control DROOP. Por su parte, los reguladores de corriente proveen las señales de conmutación  $T_{1L}$  y  $T_{1H}$  que accionan los interruptores electrónicos del convertidor tipo medio puente que conectan al VE con la micro-red.

La función DROOP que se define para el intercambio de corriente entre el VE y la micro-red utilizada en este trabajo de tesis se muestra en el Apéndice E.

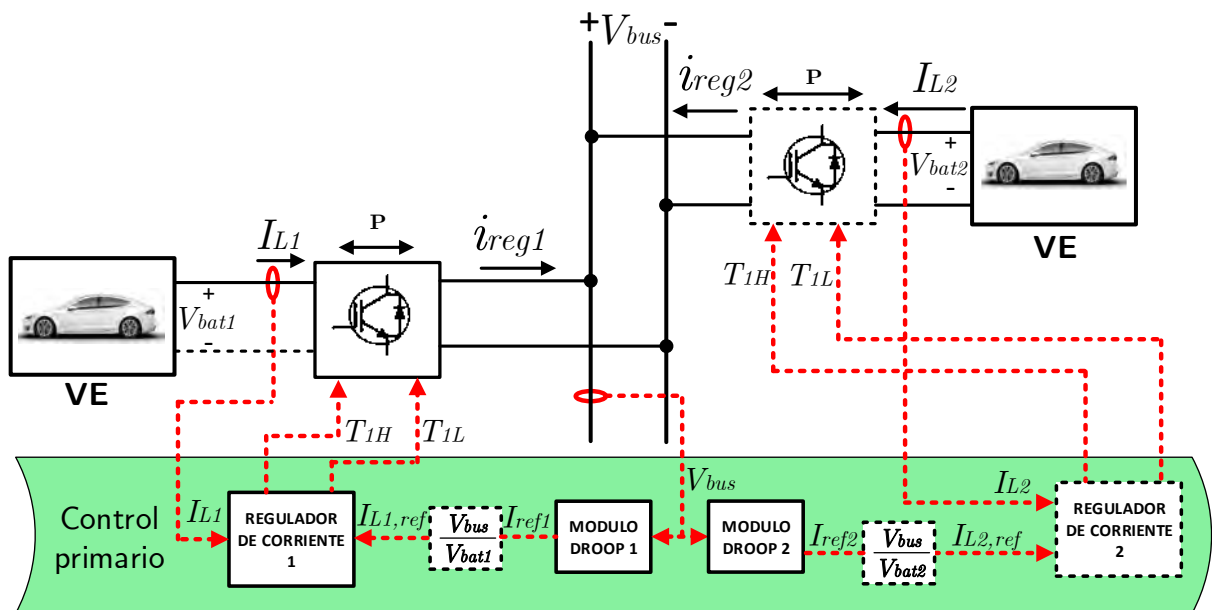


Figura 3.19: Implementación del control DROOP para dos VE's conectados a la micro-red.

### **3.4. Alternativas de uso de la red eléctrica en CA como elemento de regulación de la micro-red en CC**

Una micro-red puede abastecer su demanda de energía en todo momento mediante la conexión con la red principal de distribución en CA. Sin embargo, el objetivo de operación de la micro-red es aprovechar al máximo la energía disponible en las fuentes renovables locales. Por lo tanto, en la micro-red desarrollada en esta tesis la energía solar se debe utilizar en su totalidad para abastecer las cargas locales y además, se debe asegurar la estabilidad de la micro-red en todo momento. Para que esto sea posible la micro-red se asiste de la red en CA obteniendo energía de ella en momento que sean requerido por la micro-red, en donde el consumo de las cargas sea mayor que la generación local.

Para lograr la conexión entre la micro-red en CC y la red de distribución en CA se necesita de un convertidor IFV, el cual genere un voltaje en CA a partir de una entrada en CC. El voltaje en CA generado por el inversor debe estar sincronizado con el voltaje de la red de distribución. El control de flujo potencia activa y reactiva entre la red en CA y la micro-red en CC se realiza mediante la manipulación de la amplitud y fase del voltaje generado por el inversor.

#### **3.4.1. Diseño de un IFV para el acoplamiento entre la red eléctrica y la micro-red**

El circuito de potencia en un inversor trifásico consta de 6 interruptores electrónicos controlados con la topología que se muestra en la Figura 3.20. El objetivo de la estrategia SPWM es generar el patrón de conmutación para los 6 interruptores electrónicos que integran el puente trifásico, con el fin de producir una salida de voltaje balanceada. Este patrón de conmutación se obtiene a partir de la comparación

de una señal triangular de frecuencia y amplitud fija (portadora) con un conjunto señales senoidales de frecuencia y amplitud variables (moduladoras) [Mohan08].

En la técnica de conmutación SPWM la amplitud de la señal de salida se controla a través del índice de modulación ( $m_a$ ) definido por (3.22).

$$m_a = \frac{\widehat{V}_{control}}{\widehat{V}_{tri}} \quad (3.22)$$

en donde:

$m_a$  es la modulación en amplitud.

$\widehat{V}_{tri}$  representa la amplitud de la señal portadora.

$\widehat{V}_{control}$  representa la amplitud de la señal moduladora.

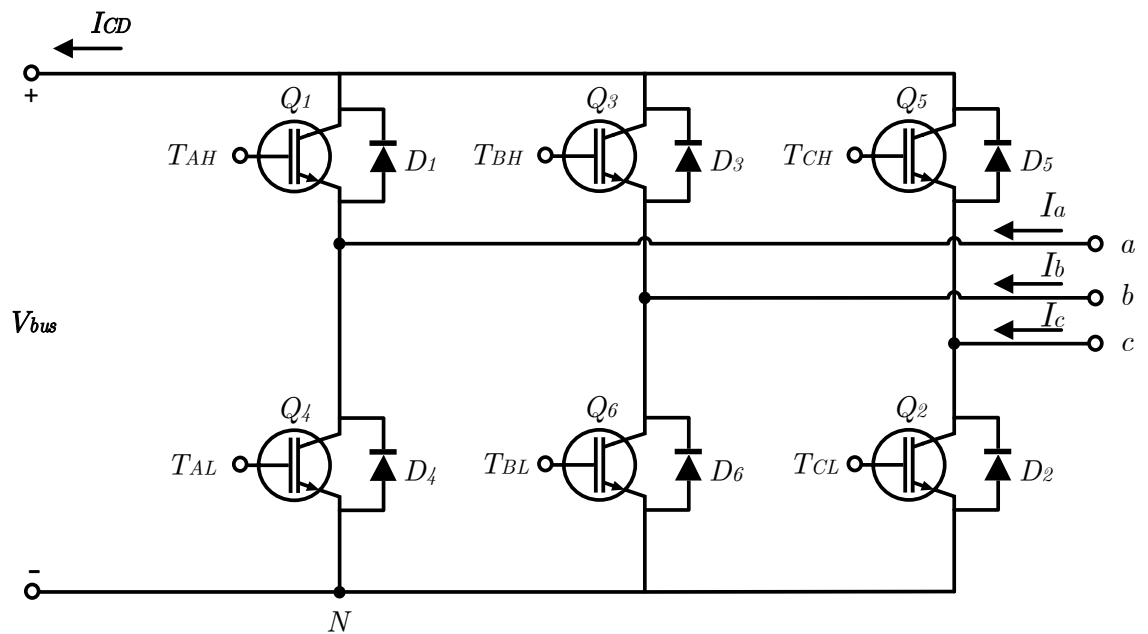


Figura 3.20: Topología del inversor trifásico.

La frecuencia de salida está definida en base a la frecuencia la señal moduladora ( $f_1$ ), mientras que el índice de modulación en frecuencia ( $m_f$ ) es definido por,

$$m_f = \frac{f_1}{f_s} \quad (3.23)$$

en donde:

$m_f$  es la modulación en frecuencia.

$f_s$  representa el valor de frecuencia de la portadora.

$f_1$  representa la frecuencia de la moduladora.

De esta manera, las características de los voltajes trifásicos en terminales del IFV se regulan modificando los parámetros ( $m_a$ ,  $m_f$ ). El patrón de conmutación para los interruptores ( $Q_1$ ,  $Q_2$ ,  $Q_3$ ,  $Q_4$ ,  $Q_5$ ,  $Q_6$ ) se obtiene mediante la comparación de las señales de control ( $V_a$ ,  $V_b$ ,  $V_c$ ) con una portadora de alta frecuencia ( $V_{tri}$ ) aplicando el criterio siguiente:

$$\begin{aligned}
 T_{AH} &= 1, Si \longrightarrow V_a > V_{tri} \\
 T_{AL} &= 1, Si \longrightarrow V_a < V_{tri} \\
 T_{BH} &= 1, Si \longrightarrow V_b > V_{tri} \\
 T_{BL} &= 1, Si \longrightarrow V_b < V_{tri} \\
 T_{CH} &= 1, Si \longrightarrow V_c > V_{tri} \\
 T_{CL} &= 1, Si \longrightarrow V_c < V_{tri}
 \end{aligned} \quad (3.24)$$

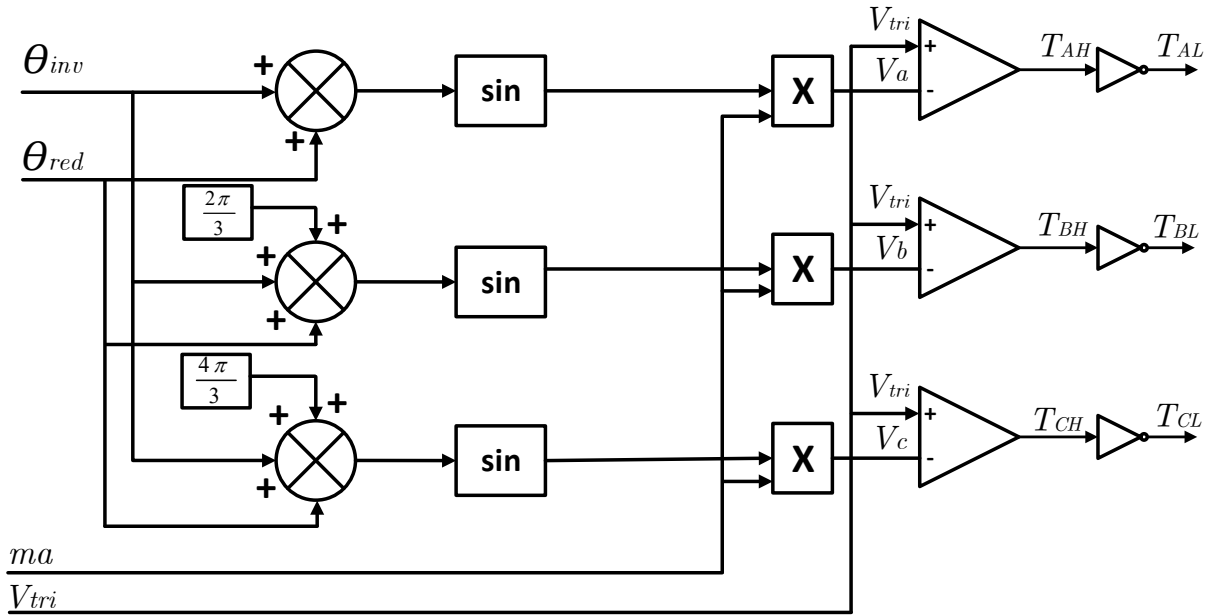


Figura 3.21: Esquema de conmutación SPWM en el inversor.

La Figura 3.21 muestra la estructura de control para la técnica SPWM aplicada al inversor trifásico. El esquema de conmutación SPWM que se aplica al inversor requiere de cuatro parámetros de entrada, en donde el primero de ellos es ángulo de acoplamiento con la red ( $\theta_{red}$ ) generado por el módulo PLL, el ángulo de fase del inversor  $\theta_{inv}$  obtenido mediante los módulos de control, la modulación de amplitud  $ma$  determinada por el regulador de potencia reactiva y la señal portadora de alta frecuencia  $V_{tri}$ .

En la Figura 3.22 se muestra el patrón de conmutación SPWM para los interruptores electrónicos del IFV. En esta figura se observa la comparación de las señales  $V_a$ ,  $V_b$  y  $V_c$  y  $V_{tri}$  y las señales de conmutación que accionan cada uno de los interruptores presentes en el IFV.

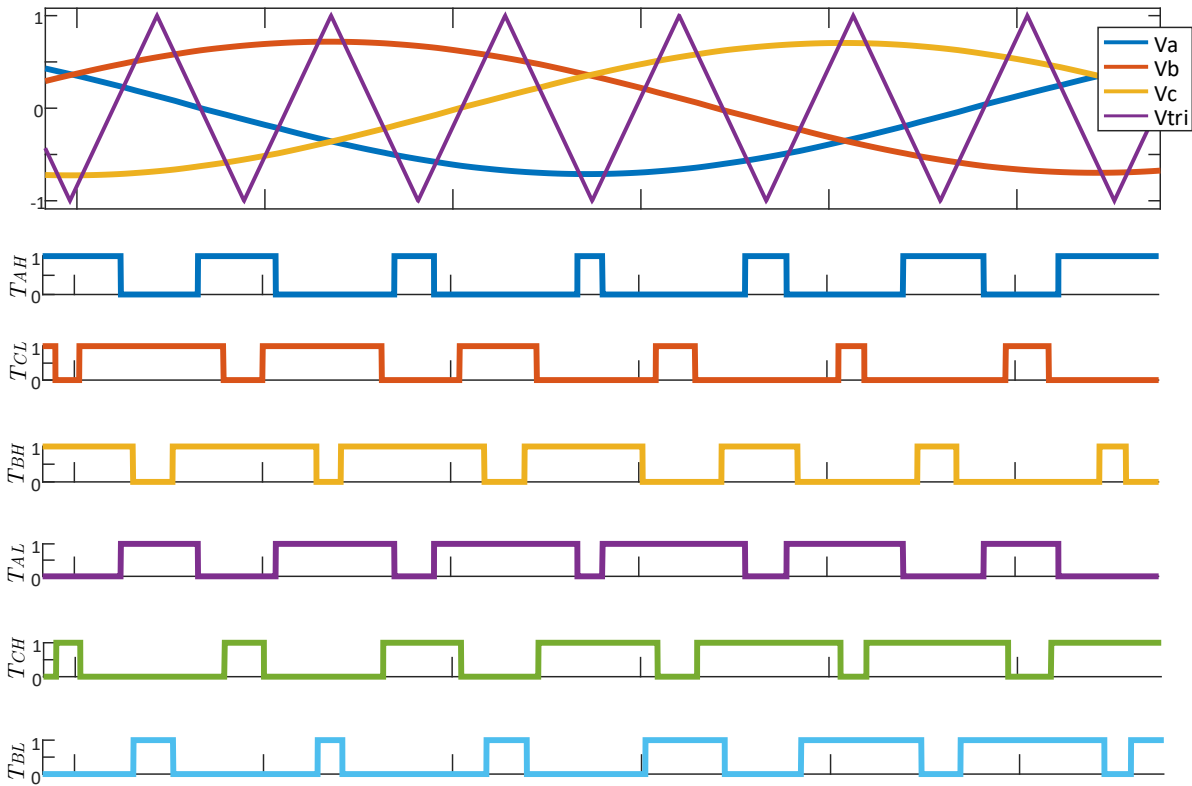


Figura 3.22: Patrón de conmutación SPWM para el IFV.

### 3.4.2. Control de fase tipo Maestro-Esclavo para la regulación de la tensión en el bus

Mediante la implementación de la estrategia de control PMS aplicada al IFV se puede regular la tensión del bus a un valor de referencia establecido. El control SPWM requiere de un módulo de sincronización PLL, el cual provee el ángulo de fase de la red para lograr sincronizar el IFV. Además, se requiere del control del índice  $ma$  para regular la amplitud del voltaje en terminales del IFV y el flujo de la potencia reactiva entre la red y la micro-red.

La Figura 3.23 describe la implementación de la estrategia PMS para un IFV. El módulo de regulación de la potencia  $Q$  contiene un controlador PI definido como,

$$e_Q = Q_{ref} - Q \quad (3.25)$$

$$ma = K_{pQ} \cdot e_Q + \frac{K_{pQ}}{T_{iQ}} \int e_Q \cdot dt \quad (3.26)$$

en donde,

$ma$  es el índice de modulación en amplitud

$Q$  es la potencia reactiva de la red [VAR]

$Q_{ref}$  es la potencia reactiva de referencia [VAR]

$e_Q$  es el error [VAR]

De igual forma, el módulo PMS contiene un regulador PI que actúa en base a la diferencia  $V_{ref}$  y  $V_{red}$  regulando el parámetro  $\theta_{inv}$  y su expresión matemática se define en la sección 2.8. Por otro lado, en el Apéndice E se muestra la sintonización de los reguladores PI usados en este trabajo de tesis.

En la Figura 3.24 se muestra la estructura interna de un regulador PMS. En esta estrategia de regulación se busca emular el comportamiento de la estrategia de control MS tratando de regular el ángulo de fase  $\theta_{inv}$  en función de las variaciones del voltaje en el bus.

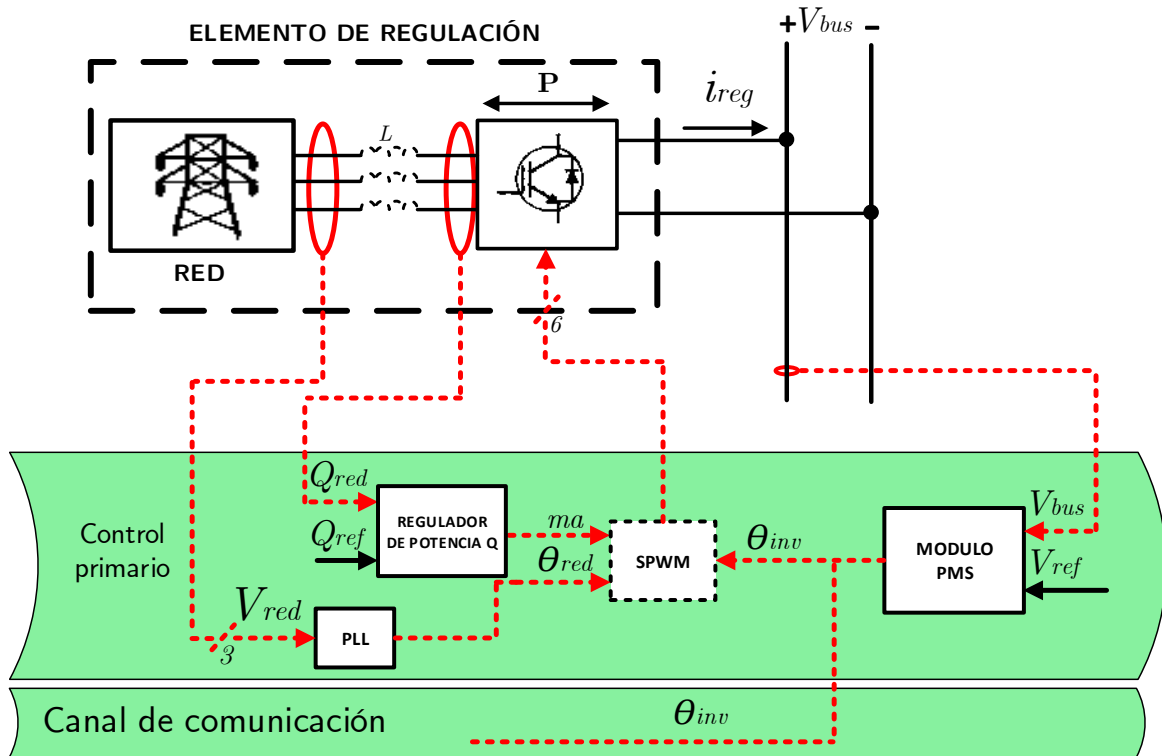


Figura 3.23: Implementación de la estrategia PMS la micro-red de CC.

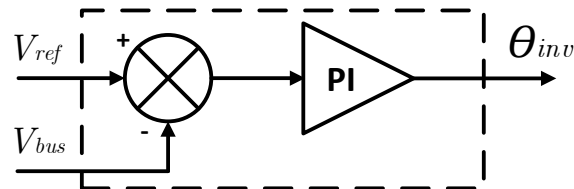


Figura 3.24: Esquema de control PMS en el IFV.

Es importante destacar en la Figura 3.23 que existe únicamente un IFV como elemento de regulación. Para aplicar la estrategia PMS cuando se presenta el caso de contar con más de algún IFV en la micro-red, se establece un módulo maestro y un conjunto de módulos esclavos. El maestro envía ordenes de referencia  $\theta_{inv}$  a los esclavos, los cuales deben actuar en función de dicha referencia. Además, es impor-

tante mencionar que cada IFV debe estar conectado a la misma red de CA para que el ángulo de sincronización  $\theta_{red}$  sea el mismo en cada uno de ellos.

### 3.4.3. Control de fase tipo DROOP para la regulación de la corriente en el bus

Una forma alternativa de controlar la operación del IFV como elemento de regulación se basa en el uso de la estrategia PDC. Esta estrategia tipo “DROOP” regula la corriente de entrada a la micro-red en función de la tensión en el bus de CC. El control DROOP precisa la regulación de corriente en función del voltaje en el bus, sin embargo para dispositivos IFV es necesario añadir un lazo de conversión de corriente a ángulo de fase ( $i_{ref}$  a  $\theta_{ref}$ ). Lo que se busca en el control PDC es eliminar ese lazo de conversión, dejando la regulación de la micro-red únicamente mediante la manipulación del ángulo de fase del voltaje generado por el IFV. La aplicación de control PDC se realiza de manera más sencilla facilitando su implementación en una micro-red. En la sección 2.6 se describe a detalle la operación del control PDC para dispositivos IFV en los cuales se aplica este tipo de control.

En la Figura 3.25 se muestra la implementación de la estrategia PDC en una micro-red. En esta figura se destacan el módulo PLL que determina el ángulo de fase para la sincronización con la red, el módulo de regulación de potencia reactiva que actúa mediante la manipulación de  $ma$ , el bloque SPWM para generar el patrón de conmutación que acciona los interruptores electrónicos de inversor y el módulo PDC que determina el ángulo de fase para el control de la potencia activa en el IFV.

De igual forma que en el control de corriente tipo DROOP, la función de la recta que define el control PDC involucra los límites de operación en el bus de CC,  $V_{MAX}$  y  $V_{MIN}$  y los valores máximo y mínimo para el ángulo de fase  $\theta_{MAX}$  y  $\theta_{MIN}$ . La obtención de estos valores se realiza mediante un procedimiento de diseño explicado más a detalle en el Apéndice E.

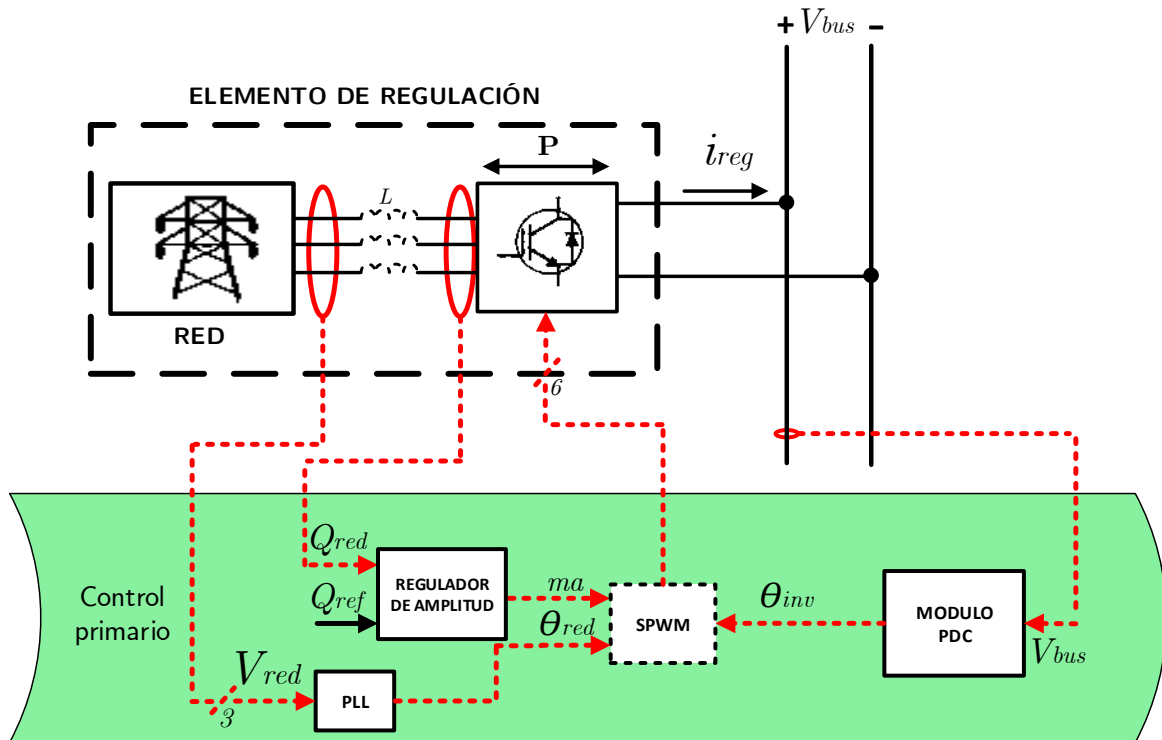


Figura 3.25: Implementación de la estrategia PDC en una micro-red de CC.

### 3.5. Sumario

Es este capítulo se presentó la arquitectura de la micro-red de estudio para este trabajo que consta de un VE, un GFV, las cargas y la conexión con la red de distribución en CA. Esta micro-red consta de dos modos de operación, el primero es el modo isla donde no se incluye la conexión con la red de CA y el segundo es el modo interconectado donde se conecta la micro-red con la red principal mediante un convertidor inversor CC/CA.

También se presentó el modelado de cada uno de los elementos que intervienen en la micro-red, sus convertidores electrónicos de potencia, que permiten el enlace con la micro-red y sus estrategias de control. Finalmente se presentó el modo de operación de la red el cual se evaluará en el capítulo siguiente.

# Capítulo 4

## Casos de estudio

En este capítulo se analizará una micro-red en CC constituida por un GFV, un VE y un conjunto de cargas bajo distintos escenarios de prueba tanto en modo aislado como modo interconectada a la red de CA. La gestión de la micro-red se realizará mediante las estrategias de control MPPT aplicada al GFV, Maestro-Esclavo y DROOP aplicado al VE, PDC y PMS aplicados al IFV. Se evalúa el desempeño de la micro-red en régimen transitorio y en estado estable para los casos de estudio siguientes:

- Caso base: La micro-red se opera en modo aislado sin presencia de elementos de regulación. Se incorpora un GFV, un VE y una carga.
- Caso A: La micro-red se opera en modo interconectada a la red de distribución en CA mediante un inversor trifásico fuente de voltaje. Se hace uso de la red en CA como elemento de regulación aplicando las estrategias PDC y PMS. En este caso de estudio, el VE es operado como una carga de potencia. Se analiza la respuesta de las variables de interés ante un cambio en las variables climáticas y se hace una comparación de las dos diferentes estrategias de control.
- Caso B: La micro-red se opera en modo aislado y se usa al VE como elemento de regulación haciendo uso de las estrategias MS y DROOP. Se analiza la respuesta

de las variables de interés ante un cambio en las condiciones ambientales en el GFV.

- Caso C: En este caso de estudio se analiza la operación de la micro-red de CC haciendo uso al VE y la red de CA como elementos de regulación. Se realizan pruebas de operación para la combinación de estrategias PDC-DROOP y PMS-DROOP aplicadas a los elementos de regulación. Se analiza la respuesta de las variables de interés bajo diferentes perturbaciones como una falla de fase a tierra, cambio de carga y variaciones en las variables ambientales.

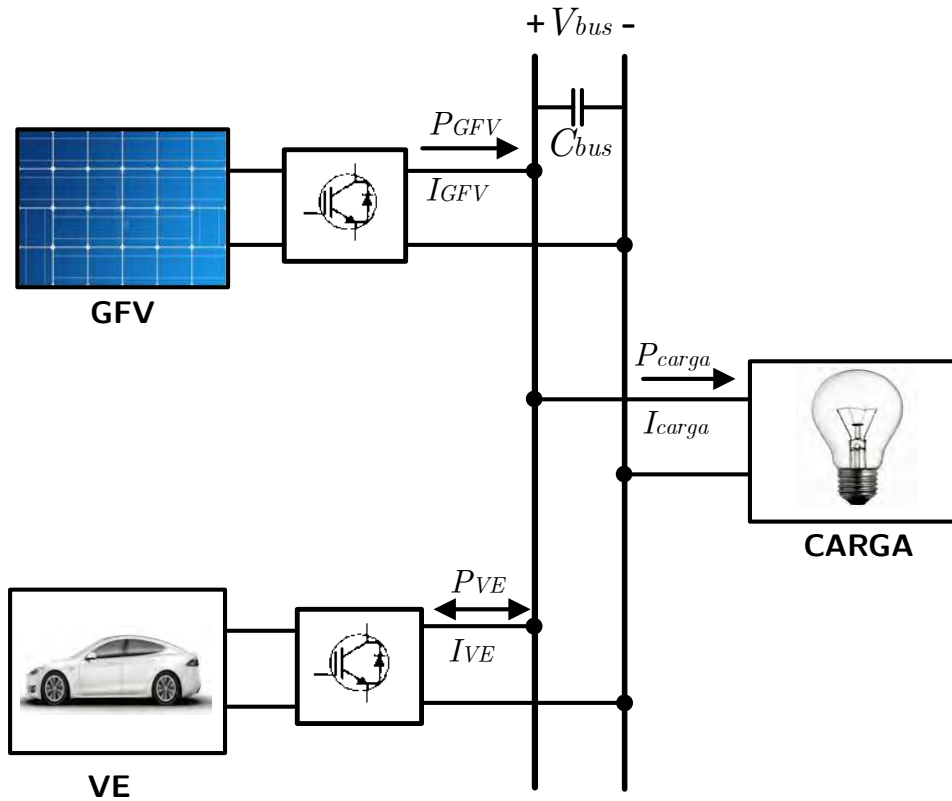


Figura 4.1: Topología de la micro-red para la operación en modo aislado.

La Tabla 4.1 muestra de manera resumida los casos de estudio. Por su parte, la topología de la micro-red en modo aislado se muestra en la Figura 4.1. Esta micro-

Tabla 4.1: Síntesis de los casos de estudio.

Casos de estudio				
	Descripción	Elementos presentes	Control usado	Perturbación
<b>Caso base</b>	Micro-red en modo aislado sin presencia de elementos de regulación	GFV y VE	Ninguno	Ninguna
<b>Caso A</b>	Micro-red modo interconectado haciendo uso de la red en CA como elemento de regulación	GFV, VE, IFV y Cargas	PDC y PMS	Variación en las variables ambientales
<b>Caso B</b>	Micro-red en modo aislado haciendo uso del VE como elemento de regulación	GFV, VE y Cargas	DROOP-PMS y DROOP-PDC	Variación en las variables ambientales
<b>Caso C1</b>	Micro-red modo interconectado haciendo uso del VE y la red como elementos de regulación	GFV, VE, IFV y Cargas	DROOP-PMS y DROOP-PDC	Falla monofásica fase a tierra
<b>Caso C2</b>	Micro-red modo interconectado haciendo uso del VE y la red como elementos de regulación	GFV, VE, IFV y Cargas	DROOP-PMS y DROOP-PDC	Variación en la carga
<b>Caso C3</b>	Micro-red modo interconectado haciendo uso del VE y la red como elementos de regulación	GFV, VE, IFV y Cargas	DROOP-PMS y DROOP-PDC	Variación en las variables ambientales

red consta de una VE, un GFV y una carga. Adicionalmente, se agrega un capacitor como medio de acoplamiento para los elementos que compone la micro-red y para amortiguar las fluctuaciones de voltaje.

Por otro lado, la topología de la micro-red en su modo interconectada a la red eléctrica en CA se muestra en la Figura 4.2. Se incorpora el inversor fuente de voltaje para la regulación de la micro-red. De igual forma, los parámetros bajo los cuales opera la micro-red se enlistan en la tabla 4.2. El apéndice G presenta los datos usados en cada una de las simulaciones.

Para poder evaluar el desempeño de la micro-red y de las estrategias de control presentadas en el desarrollo de esta tesis (DROOP, MS, PDC y PMS), se procede a simular el sistema eléctrico de la micro-red en CC en el software de simulación PSCAD/EMTDC.

Tabla 4.2: Parámetros eléctricos de la micro-red.

Generador fotovoltaico (GFV)	$P_{nom} = 9kW$ $V_{oc} = 340.2V$ , $I_{sc} = 35A$ $N_{pM} = 4$ y $N_{sM} = 9$ $N_s = 60$ y $N_p = 1$
Vehículo eléctrico (VE)	$Q=24$ kWh $V_{bat,nom} = 364.8V$ $C_{nom} = 66.2Ah$ 192 celdas de Ion-Litio $N_p = 2$ y $N_s = 96$ $V_{cel,nom} = 3.7V$
Convertidor CC/CC elevador	360 V/500 V, 10 kW, $f_s = 20$ kHz
Convertidor bidireccional CC/CC	360 V ( $V_{LV}$ )/ 500 V ( $V_{HV}$ ), 10 kW, $f_s = 10$ kHz
Inversor CC/CA trifásico	220 V/500 V, 50 kW, $f_s = 20.340$ kHz
Transformador elevador	220 V / 13.8 kV, 45 kVA Y-Y
Filtro	$L = 2.0mH$
Bus de CC	500 V $\mp$ 50 V $C_{bus} = 50000\mu F$
Red de CA	$V_{LL} = 13.8$ kV, $f = 60Hz$
Carga	2.5 kW

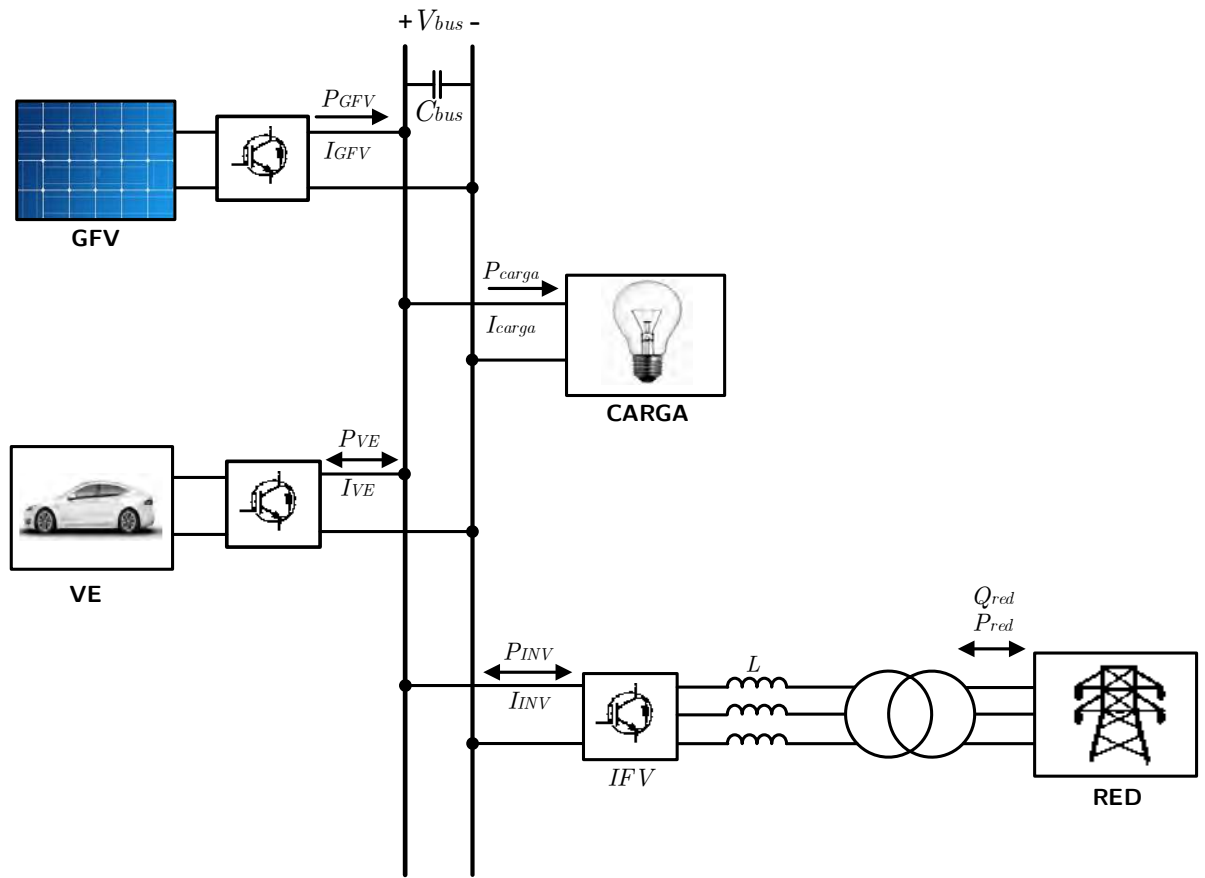


Figura 4.2: Topología de la micro-red para la operación en modo conectado a la red de CA.

## 4.1. Caso base

En el caso base la micro-red está constituida únicamente por un GFV y un VE. Mientras que el GFV se opera para maximizar la inyección de potencia, el VE opera como carga. El objetivo de este caso de estudio es mostrar la operación de la micro-red sin elementos de regulación. Además, se considera la presencia de una protección ubicada en el GFV. Esta protección se activa cuando el voltaje en el bus supera los 550V y desconecta el GFV de la micro-red. El GFV se reconecta a la micro-red

cuando se cumpla la condición de  $V_{bus} \leq V_{nom}$ . El estado de carga de la batería del VE se establece inicialmente de un 80 %, con ello se permite un margen de carga y descarga de la misma. En este estado el VE consume una corriente constante de aproximadamente 13.6 A y demanda 6.7 kW de potencia activa. El GFV opera en su valor nominal de 9 kW bajo condiciones de irradiancia y temperatura estándar (25 °C y 1000 W/m<sup>2</sup>).

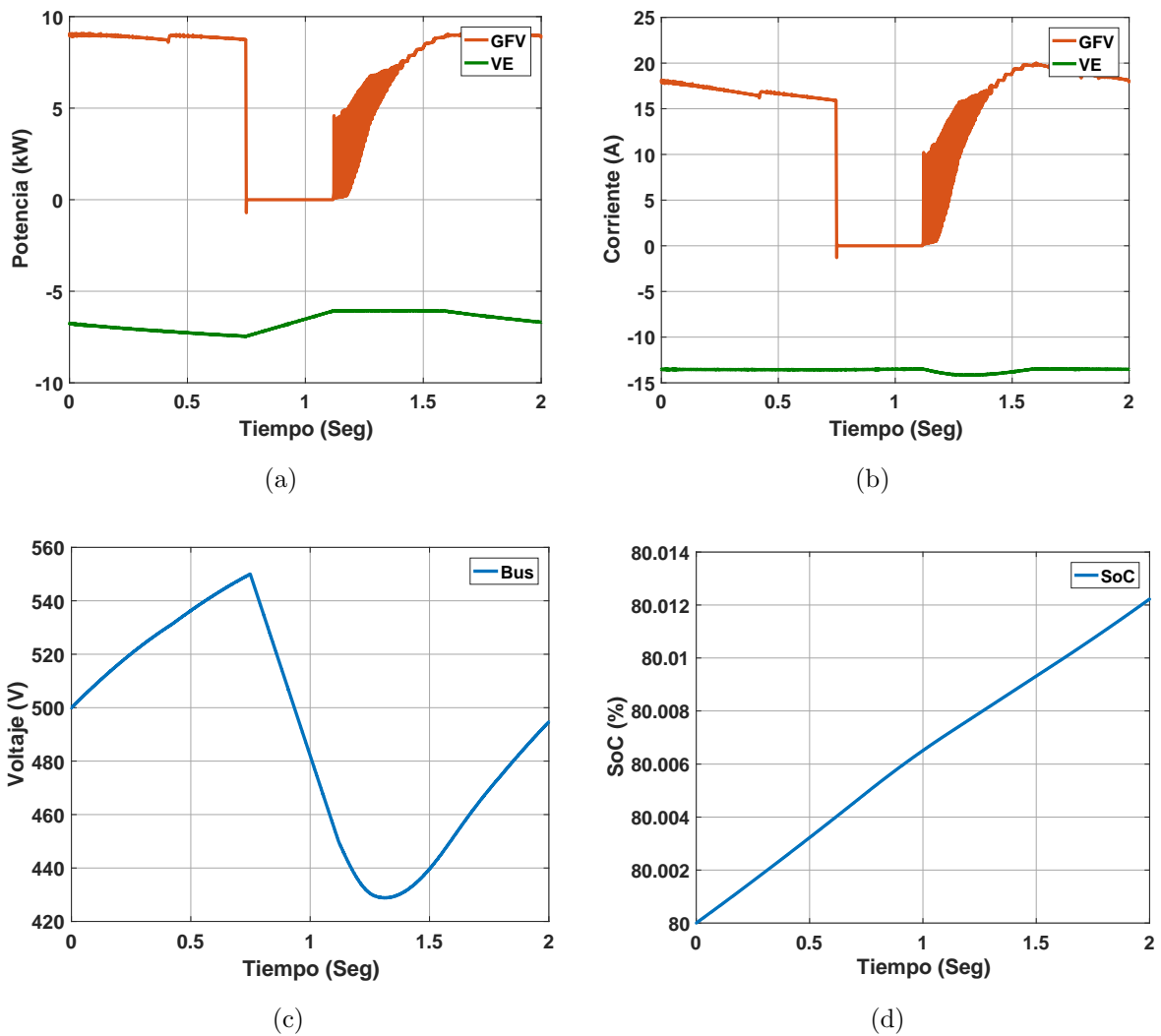


Figura 4.3: Resultados de simulación del caso base: (a) potencias, (b) corrientes, (c) voltaje en el bus de CC y (d) estado de carga.

Los resultados de simulación se muestran en la Figura 4.3. Las variables de interés para este caso son:  $V_{bus}$ ,  $SoC$ ,  $P_{VE}$ ,  $P_{GFV}$ ,  $I_{VE}$  y  $I_{GFV}$ . Se puede apreciar que la intermitencia en la potencia del GFV es muy alta debido a la operación de la protección cuando el voltaje en el bus es superior a 550 V (ver Figura 4.3(a)). Además, en la Figura 4.3(c) se puede apreciar la falta de regulación en el voltaje del bus de CC, ya que el voltaje fluctúa desde 430 V hasta 520 V.

La micro-red opera de forma no satisfactoria debido a que no se cumple el balance de potencia. Si bien el capacitor  $C_{bus}$  se descarga para mantener la operación del VE, las fluctuaciones en el bus de voltaje son muy importantes.

## 4.2. Caso A

En este caso de estudio la red eléctrica CA estará presente como un elemento de regulación. El enlace entre la red en CA y la micro-red se realiza mediante un inversor fuente de voltaje trifásico. La topología de la micro-red se puede observar en la Figura 4.2. Las funciones que adoptan el VE y el GFV son de carga y generador, respectivamente. Adicionalmente, se incluye una carga lineal de corriente constante.

En este caso de prueba se evalúan las estrategias de control PMS y PDC aplicadas al IFV trifásico y se realiza una comparación de la respuesta en estado transitorio y en estado estable en las variables de interés.

El estado de carga inicial del VE es de un 80 % y consume una corriente constante de 13.6 A y demanda 6.75 kW. El GFV opera inicialmente en su valor nominal de 9 kW bajo condiciones de irradiancia y temperatura de 1000 W/m<sup>2</sup> y 25°C, respectivamente. Por otro lado, la carga fija consume 2.5 kW. La referencia de potencia reactiva se establece en  $Q_{ref} = 0$  para fijar el factor de potencia igual a 1.

El tiempo total de simulación para este caso es de 2 segundos y se resuelve con un paso de integración de 1  $\mu s$ . Se inicia la simulación partiendo de un estado estable, en donde voltaje en el bus es de 499.57 Volts y el balance de potencia se encuentra

equilibrado. En un tiempo  $t = 0.5$  segundos se aplica una perturbación, haciendo un cambio en las condiciones de operación del GFV correspondiente a  $800 \text{ W/m}^2$  y  $20^\circ\text{C}$ . Finalmente, se analiza la respuesta transitoria y de estado estable de la micro-red.

Los resultados obtenidos en la simulación se muestran en las Figuras 4.4, 4.5, 4.6 y en la Tabla 4.3. En ellos Se puede observar que la regulación de la micro-red usando ambas estrategias de control es factible, observándose algunas diferencias en la respuesta transitoria y de estado estable.

Tabla 4.3: Variables en estado estable para el caso A antes y después de aplicar la perturbación.

Variable	Antes de la perturbación		Después de la perturbación	
	PMS	PDC	PMS	PDC
$P_{GFV}$	8.966 kW	8.966 kW	7.39 kW	7.39 kW
$P_{VE}$	-6.762 kW	-6.762 kW	-6.762 kW	-6.745 kW
$P_{carga}$	-2.499 kW	-2.499 kW	-2.499 kW	-2.493 kW
$P_{INV}$	0.271 kW	0.271 kW	1.896 kW	1.852 kW
$P_{red}$	-0.274 kW	-0.274	-1.845 kW	-1.827 kW
$V_{bus}$	499.8 V	499.8 V	499.8 V	498.6 V
$ma$	0.714	0.714	0.688	0.691
$\theta_{inv}$	$-0.182^\circ$	$-0.182^\circ$	$-2.04^\circ$	$-1.985^\circ$

Al revisar detalladamente las gráficas de los resultados se puede notar que ambas estrategias de control parten de un mismo estado operativo, esto indica que tanto para la estrategia PDC como PMS las variables de interés presentan los mismos valores. Sin embargo, después de aplicarse la perturbación, cada estrategia determina un nuevo y distinto estado operativo. Esto se puede apreciar de manera más clara en el voltaje del bus de CC de la Figura 4.4(a). El porcentaje de regulación de voltaje en el bus de CC para las estrategias PDC y PMS es  $3.24\%$  y  $0\%$ , respectivamente.

La respuesta transitoria en las distintas variables indican que para la estrategia PDC se tiene una respuesta sin oscilaciones. Sin embargo, la respuesta del control PDC presenta un mayor sobre impulso en algunas de las variables de interés. Por

ejemplo, el  $V_{bus}$  presenta un sobre impulso del 0.1805 % (ver Figura 4.4(a)). Por otro lado, la estrategia PMS presenta mayores oscilaciones que en la estrategia PDC. Nótese también, que para ambas estrategias de control presentan el mismo tiempo en llegar a un estado estable.

La Figura 4.5 y la Tabla 4.3 indican el equilibrio en el balance de potencia de la micro-red en estado estable antes y después de aplicar la perturbación. Puede observarse también que la potencia consumida por las cargas y el VE es abastecida por el GFV y la red en CA. De igual forma para la distribución de corrientes el balance se cumple en todo momento.

Es importante destacar en las Figuras 4.6 (b) y 4.4 (b) que el VE se mantiene cargando a corriente constante a razón de 0.0062 %/seg sin este verse afectado por la perturbaciones en la micro-red. Por su parte, la Figura 4.5(b) indica que el IFV opera con un factor de potencia unitario ya que mantiene la potencia reactiva en  $Q = 0$ .

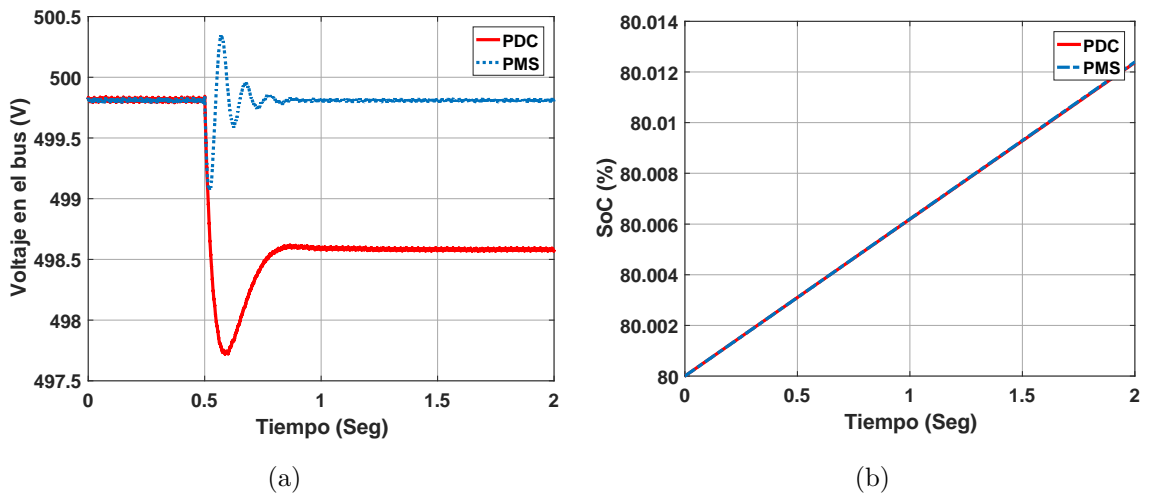


Figura 4.4: Resultados comparativos de simulación para el caso A con controles PDC y PMS: (a) voltaje en el bus y (b) estado de carga.

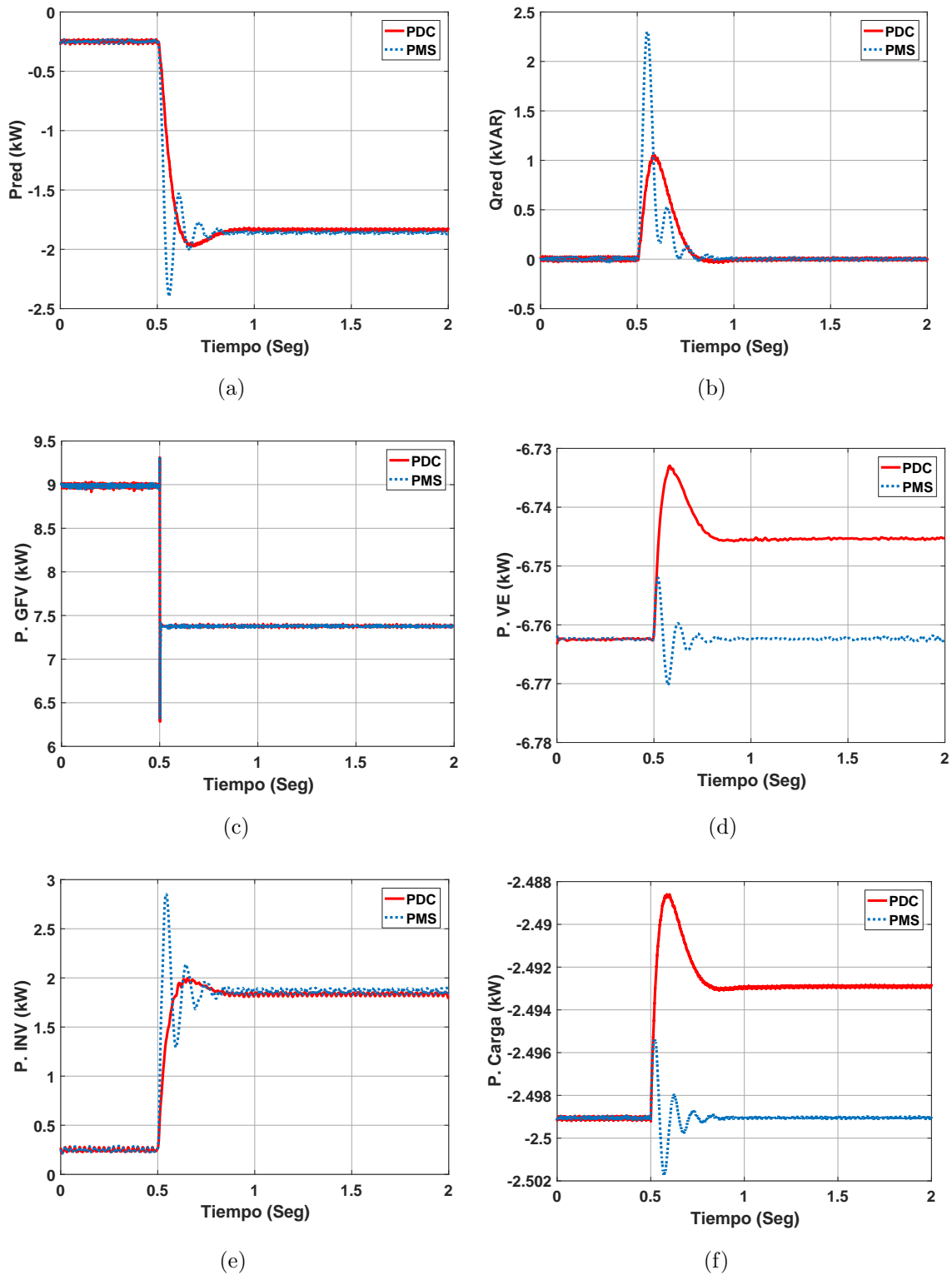


Figura 4.5: Comparación resultados de la simulación para el caso A utilizando las estrategias de control PDC y PMS: (a) Potencia activa trifásica, (b) potencia reactiva trifásica, (c) potencia del GFV, (d) potencia del VE, (e) potencia del inversor y (f) potencia de la carga.

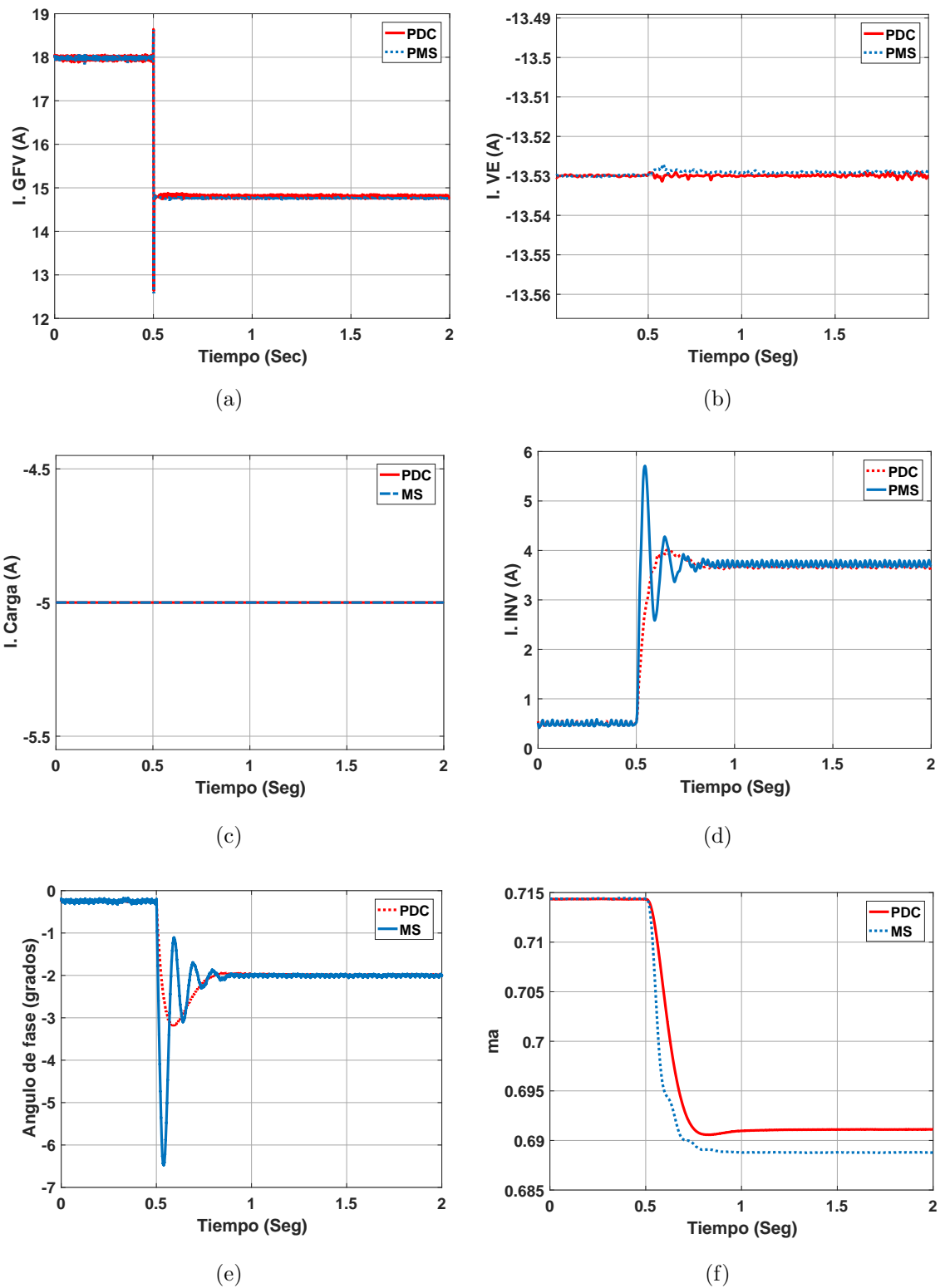


Figura 4.6: Resultados comparativos de la simulación para el caso A usando controles PDC y PMS: (a) corriente en el GFV, (b) corriente en el VE, (c) corriente en la carga, (d) corriente en el inversor (e) ángulo de fase y (f) modulación en amplitud.

### 4.3. Caso B

En este caso de estudio se opera a la micro-red en modo aislado (ver Figura 4.1). Los parámetros de la micro-red, del VE y GFV se reportan en la Tabla 4.2. Para este caso de estudio, el VE adopta la función de elemento de regulación. Por su parte, el GFV presenta la función de generador y se incluye una carga constante modelada como fuente de corriente constante. Se analiza el desempeño del VE como elemento de regulación haciendo uso de las estrategias de control DROOP y MS.

Para realizar estudios comparativos del desempeño de las estrategias de control MS y DROOP, se parte de la misma condición inicial de estado estable. El estado de carga inicial de la batería del VE es de un 80% y demanda una potencia de 6.5 kW. El GFV opera inicialmente en su valor nominal inyectando 9 kW hacia la micro-red para condiciones ambientales de  $1000 \text{ W/m}^2$  y  $25^\circ\text{C}$ . Por su parte, la carga consume una potencia de 2.5 kW.

La simulación tiene un tiempo de duración de 2 segundos y se utiliza un paso de integración de  $1\mu\text{s}$ . En el tiempo  $t=0.5$  segundos se aplica una perturbación representada por un cambio en las condiciones ambientales del GFV de  $800 \text{ W/m}^2$  y  $20^\circ\text{C}$ . Se analizan los resultados obtenidos en la simulación en estado transitorio y en estado estable.

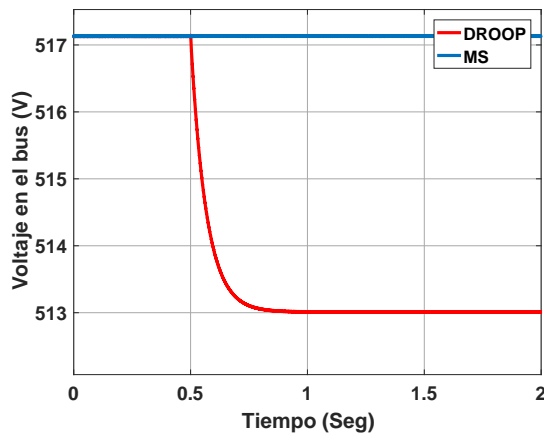
La Figura 4.7 muestra la solución en el tiempo del voltaje del bus de CC ( $V_{bus}$ ) y el estado de carga  $SOC$  de la batería, mientras que la Figura 4.8 presenta las corrientes  $I_{GFV}$ ,  $I_{VE}$  e  $I_{Carga}$  y las potencias  $P_{GFV}$ ,  $P_{VE}$  y  $P_{Carga}$ . Nótese en las Figuras 4.8 (a), (b) y (c) que la variación en la potencia generada por el GFV se reduce en un 17.7%, lo cual se ve reflejado en la potencia del VE. Por su parte, la regulación del voltaje para las estrategias DROOP y MS es del 0.79% y 0%, respectivamente.

Por otro lado, la respuesta transitoria presentada en las variables  $P_{GFV}$  y  $P_{VE}$  mostradas en las Figuras 4.8 (a) y (b) indican que el control DROOP presenta un respuesta similar a un sistema de primer orden con un tiempo de establecimiento del

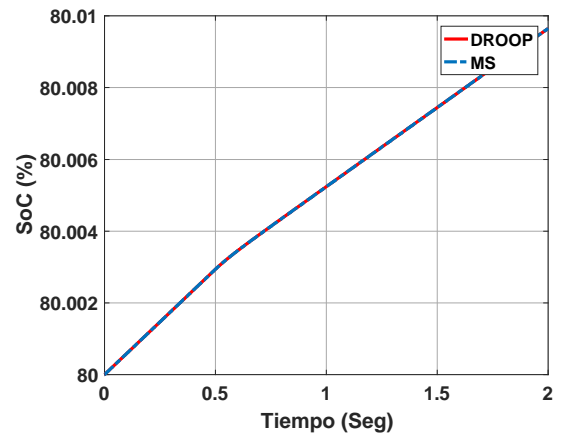
orden de los 0.3 segs, mientras que la respuesta del control MS es inmediata. Sin embargo, el control MS presenta un sobre impulso que para el caso de la variable  $P_{VE}$  es del orden del 9.61%. Los resultados de la Tabla 4.4 indican que el balance energético estado estable se cumple todo momento, antes y después de aplicar la perturbación.

Tabla 4.4: Resultados en estado estable para el caso B antes y después de aplicar la perturbación.

Análisis en estado estable				
	Antes de la perturbación		Después de la perturbación	
Variable	MS	DROOP	MS	DROOP
$P_{GFV}$	8.966 kW	8.966 kW	7.39 kW	7.39 kW
$P_{VE}$	-6.112 kW	-6.112 kW	-4.806 kW	-4.825 kW
$P_{carga}$	-2.584 kW	-2.584 kW	-2.584 kW	-2.565 kW
$V_{bus}$	517.2 V	517.2 V	517.2 V	513 V

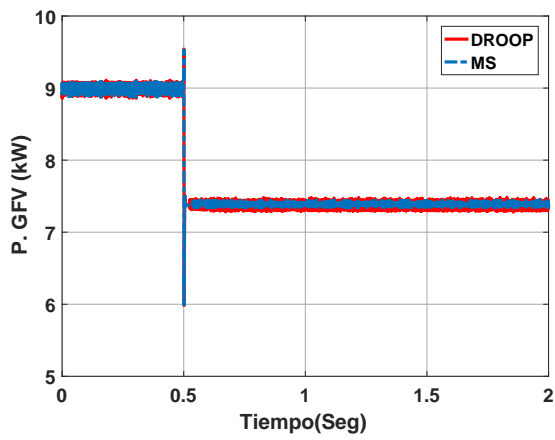


(a)

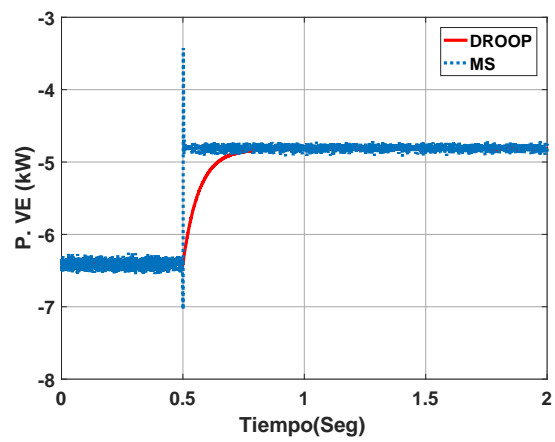


(b)

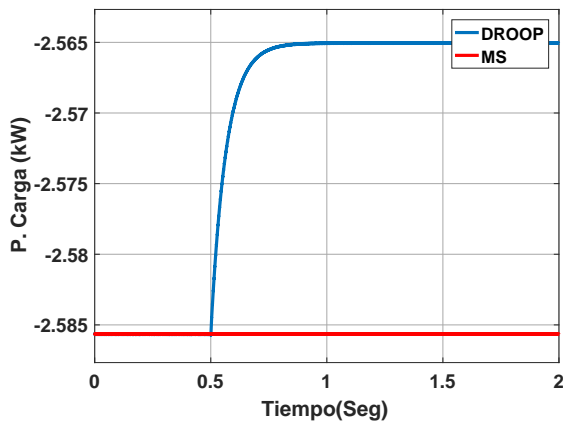
Figura 4.7: Comparación de resultados para el caso B de las estrategias DROOP y Maestro-Esclavo: (a) voltaje en el bus de CC y (b) estado de carga.



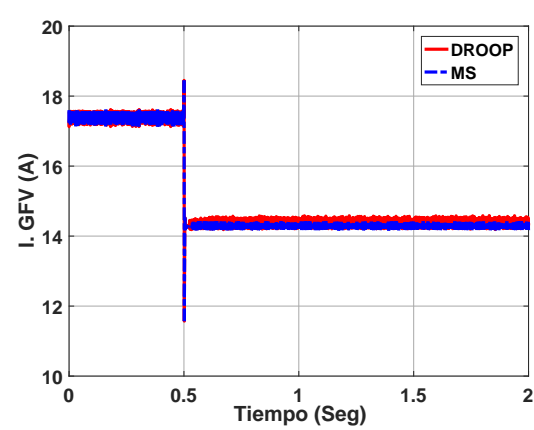
(a)



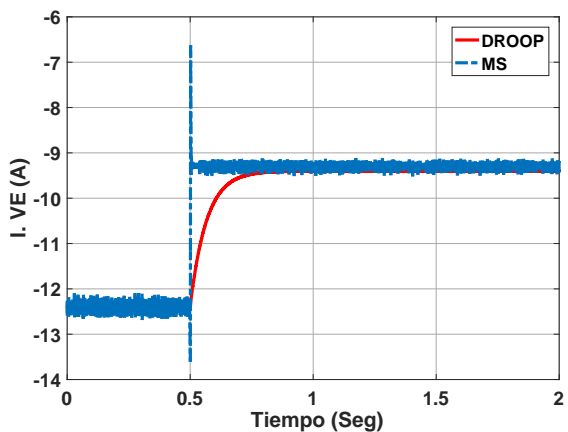
(b)



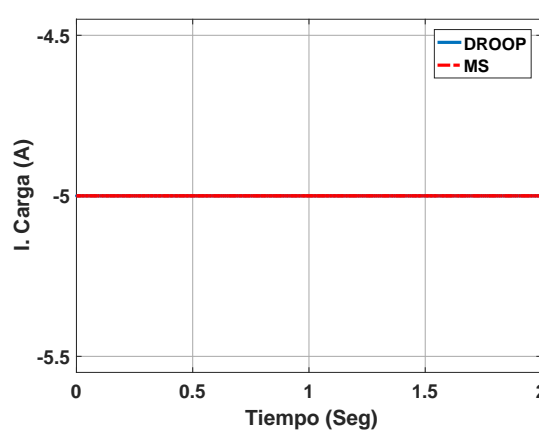
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 4.8: Comparación de resultados para el caso B de las estrategias DROOP y Maestro-Esclavo. (a) Potencia de GFV, (b) potencia del VE, (C) potencia de la carga (d) corriente del GFV, (e) corriente del VE y (f) corriente de la carga.

Respecto al estado de carga de la batería mostrado en la Figura 4.7(b), se aprecia que para ambas estrategias de control, antes de aplicar la perturbación el VE se cargaba a razón constante de 0.008 %/seg. Posterior a la perturbación la batería se carga a razón de 0.004 %/seg.

#### 4.4. Caso C: Micro-red en modo interconectada usando al VE y la red eléctrica como elementos de regulación

Para el caso C los dispositivos VE, GFV, IFV y la carga se incluyen en la micro-red. En este caso, el IFV y el VE adoptan la función de elementos de regulación, mientras que el GFV opera como seguidor de red. La topología de la micro-red se muestra en la Figura 4.2 con las características que se enlistan en la Tabla 4.2.

En este caso de estudio, se evalúa la combinación de las distintas estrategias de control aplicadas a los elementos de regulación. Para el primer escenario de operación se combina la estrategia DROOP aplicada al VE con la estrategia PDC aplicada al inversor (DROOP-PDC). En el segundo, se realiza la combinación de la estrategia DROOP aplicada al VE combinada con la estrategia PMS aplicada al inversor (DROOP-PMS). A esta segunda combinación se le denota como estrategia de control híbrida, ya que combina dos diferentes enfoques de distintas técnicas de regulación en una misma micro-red. Para evaluar la respuesta de las estrategias de control se proponen tres diferentes perturbaciones, dentro de las cuales se encuentra aplicar una falla monofásica en la red de distribución de CA, un cambio de carga y una variación en las variables ambientales en el GFV.

#### 4.4.1. Caso C1: Falla monofásica

En este escenario de operación se analiza la respuesta de los elementos presentes en la micro-red interconectada a la red eléctrica ante una falla monofásica. Se evalúa la combinación de las dos principales estrategias de control DROOP-PDC y DROOP-PMS mencionadas anteriormente.

Inicialmente se parte de un mismo punto de operación, en donde, el GFV es operado es condiciones nominales produciendo aproximadamente 9kW bajo condiciones de irradiancia y temperatura de  $1000 \text{ W/m}^2$   $25^\circ\text{C}$ , respectivamente. Por su parte, las carga consume una corriente constante de 5 A y una potencia de 2.5 kW. El VE operado como elemento de regulación demanda una potencia de 1.6 kW y la red 4.9 kW. Para fijar una factor de potencia igual a 1 en el IFV, la referencia de potencia reactiva se establece en  $Q_{ref} = 0$ .

El tiempo de simulación es de 2 segundos con un paso de integración de  $1 \mu\text{seg}$ . La falla monofásica se aplica en el tiempo  $t=0.5 \text{ seg}$  durante un periodo de 0.05 seg. Los resultados de la simulación se muestran en las Figuras 4.9, 4.10 y 4.11.

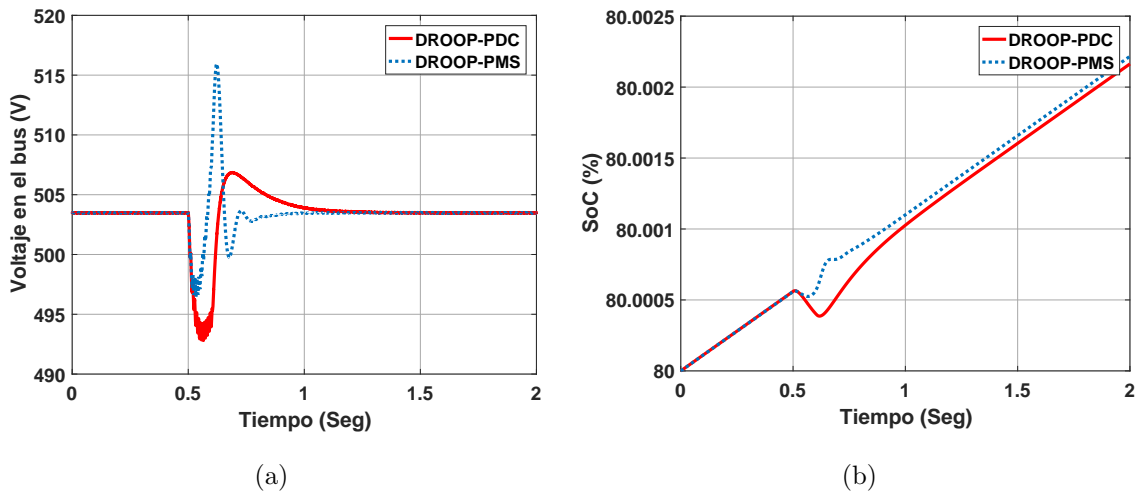


Figura 4.9: Resultados comparativos de la simulación para el caso C1 PDC y PMS: (a) voltaje en el bus y (b) estado de carga.

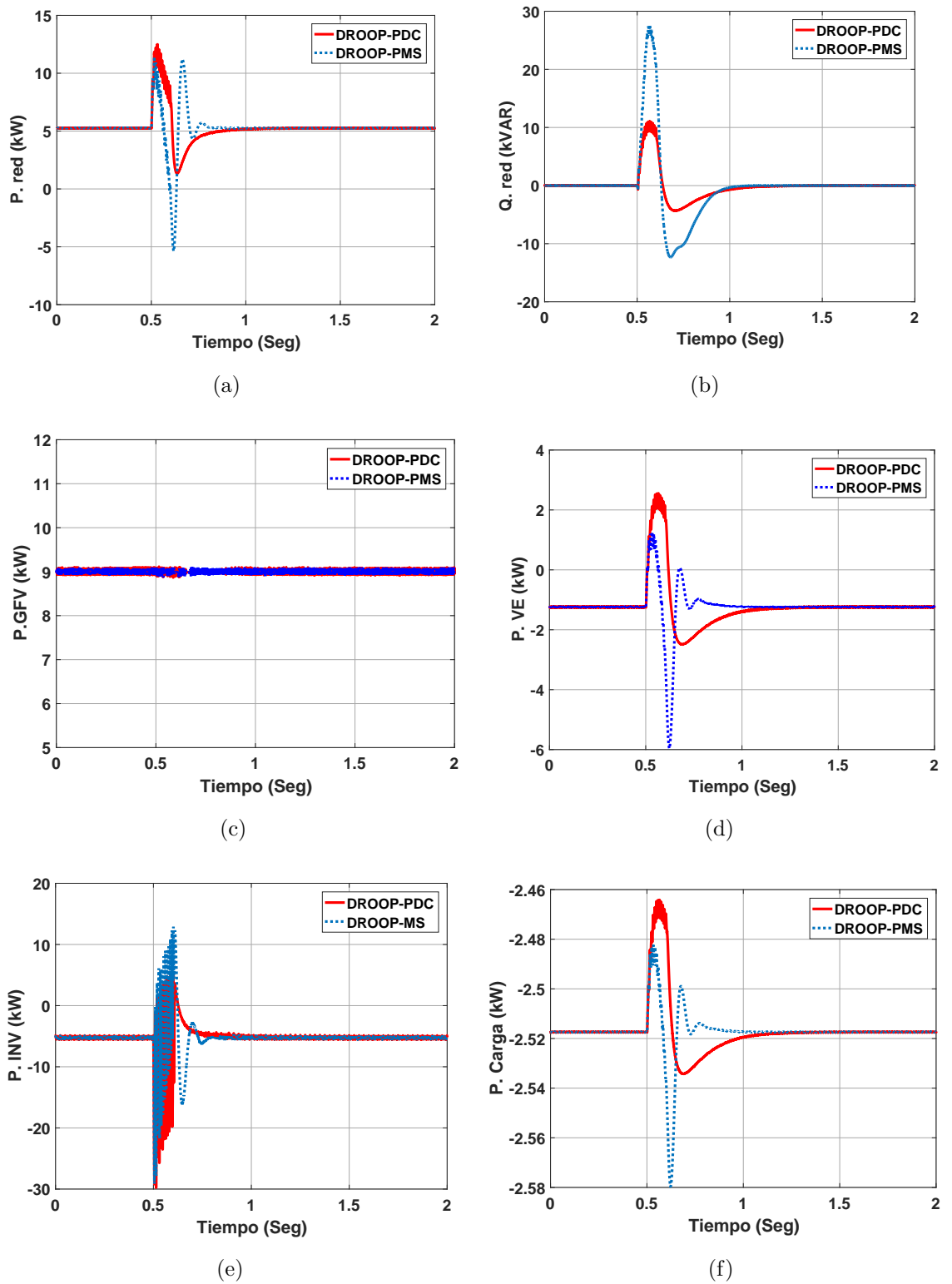


Figura 4.10: Resultados comparativos de la simulación para el caso C1 utilizando las estrategias de control PDC y PMS. (a) Potencia activa trifásica, (b) potencia reactiva trifásica, (c) potencia del GFV, (d) potencia del VE, (e) potencia del inversor y (f) potencia de la carga.

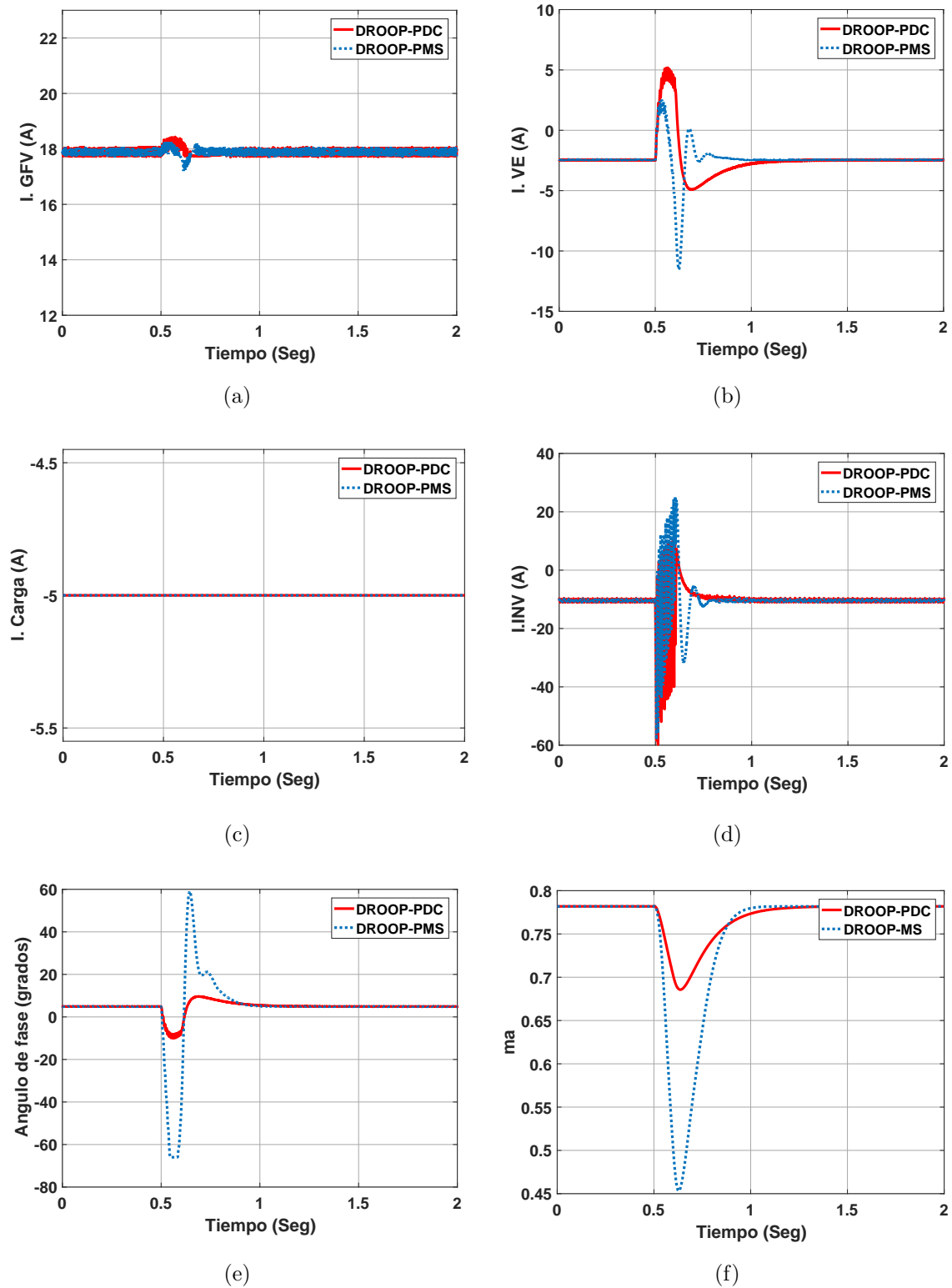


Figura 4.11: Resultados comparativos de la simulación para el caso C1 PDC y PMS: (a) corriente del GFV, (b) corriente del VE, (C) corriente en la carga, (d) corriente del inversor, (e) ángulo de fase y (f) modulación en amplitud.

Los resultados muestran que tanto la combinación de estrategias DROOP-PDC y DROOP-MS logran mantener la operación de la micro-red antes, durante y después de aplicarse la falla. Se puede apreciar en los resultados que ambas estrategias de control regresan al mismo estado operativo después de liberarse la falla manteniendo nuevamente el equilibrio energético tal como se muestra en las Figuras 4.10 y 4.11.

Observando las Figuras 4.9(b), 4.11(e) y 4.11(f) se aprecia que la combinación de estrategias DROOP-PDC presentan una respuesta más suave con sobre impulsos mucho menores que los presentados en la combinación DROOP-PMS. Esto es mas apreciable en el voltaje del bus, en donde la estrategia DROOP-PMS presenta un sobre impulso de 2.38 %, mientras que en la estrategia DROOP-PDC es tan solo del 0.59 %. El número de oscilaciones presentes en la mayoría de las variables de interés es de 3 para la estrategia DROOP-PMS y 1 para la estrategia DROOP-PDC. Nótese en la Figura 4.11(b) que los picos de máximos de corriente no sobrepasan los 15A, con ello se asegura que no existirá ningún daño en el VE, ya que la corriente máxima se encuentra dentro de los límites que establece un cargador nivel 2 [Pokrzywa11].

Por su parte, la regulación de voltaje es del 0 % para ambas estrategias de control debido a que la red no presenta cambios ni en generación ni en demanda. Además, el factor de potencia resulta ser el esperado ya que  $Q_{ref} = 0$  como se mencionó al inicio.

#### 4.4.2. Caso C2: Variación de carga

En este escenario de operación se analiza la respuesta de la micro-red aplicando una variación en la carga. Se observan los ajustes realizados por las estrategias de control para mantener la estabilidad de la micro-red y el balance de potencia. En este caso de estudio se evalúa la combinación de las estrategias DROOP-PDC y DROOP-PMS.

Inicialmente, el GFV es operado en condiciones nominales inyectando 9kW hacia la red operando bajo condiciones ambientales de 1000 W/m<sup>2</sup> 25°C. Por su parte, la carga consume una potencia de 2.5 kW. El VE opera como elemento de regulación y demanda una potencia de 1.25 kW. Además, se establece un factor de potencia igual

a 1 en el IFV, por lo cual la referencia de potencia reactiva se establece en  $Q_{ref} = 0$ .

La simulación tiene una duración de 2 segundos y un paso de integración de  $1\mu\text{seg}$ . En  $t=0.5$  segundos se aplica una perturbación representada por un cambio de carga instantáneo de 5 A a 10 A. Las Figuras 4.12, 4.13 y 4.14 muestran los resultados de la simulación antes y después de aplicar la perturbación. Además, la Tabla 4.5 sintetiza los valores en estado estable de algunas variables relevantes.

Los resultados indican que a pesar de que la simulación parte de un mismo estado operativo, al momento de aplicarse la perturbación cada estrategia determina un nuevo y distinto estado operativo lo cual es más apreciable en el voltaje en el bus (ver Figura 4.12(a)).

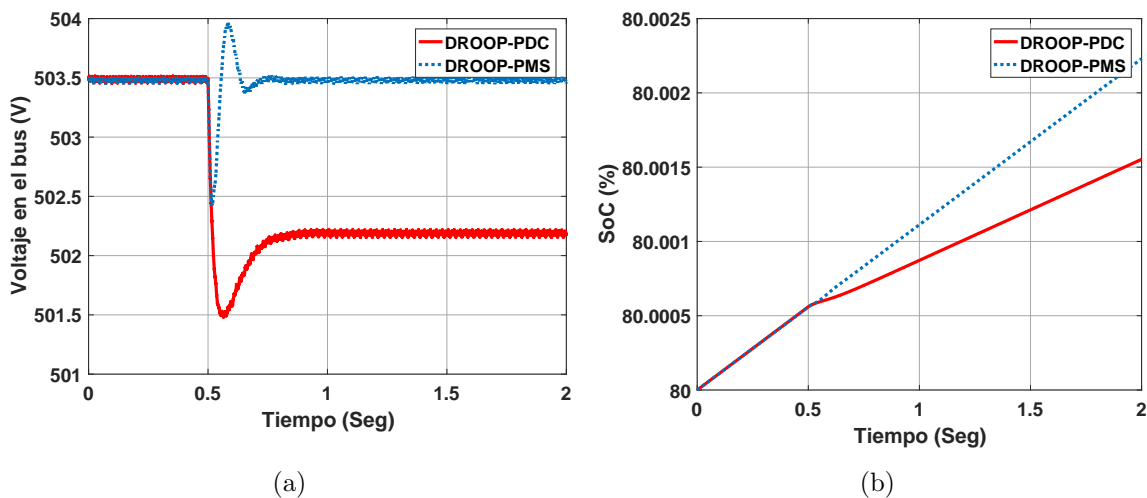


Figura 4.12: Resultados comparativos de la simulación para el caso C2 aplicando los controles PDC y PMS: (a) voltaje en el bus y (b) estado de carga.

La respuesta transitoria en las distintas variables indican que para la estrategia DROOP-PDC se tiene una respuesta más suave y sin oscilaciones. Sin embargo, esta estrategia de control presenta un sobre impulso mayor en algunas variables de interés. Por ejemplo, el  $V_{bus}$  presenta un sobre impulso del 0.14 % mientras que en la estrategia DROOP-PMS el sobre impulso es de 0.07 % (ver Figura 4.12(a)).

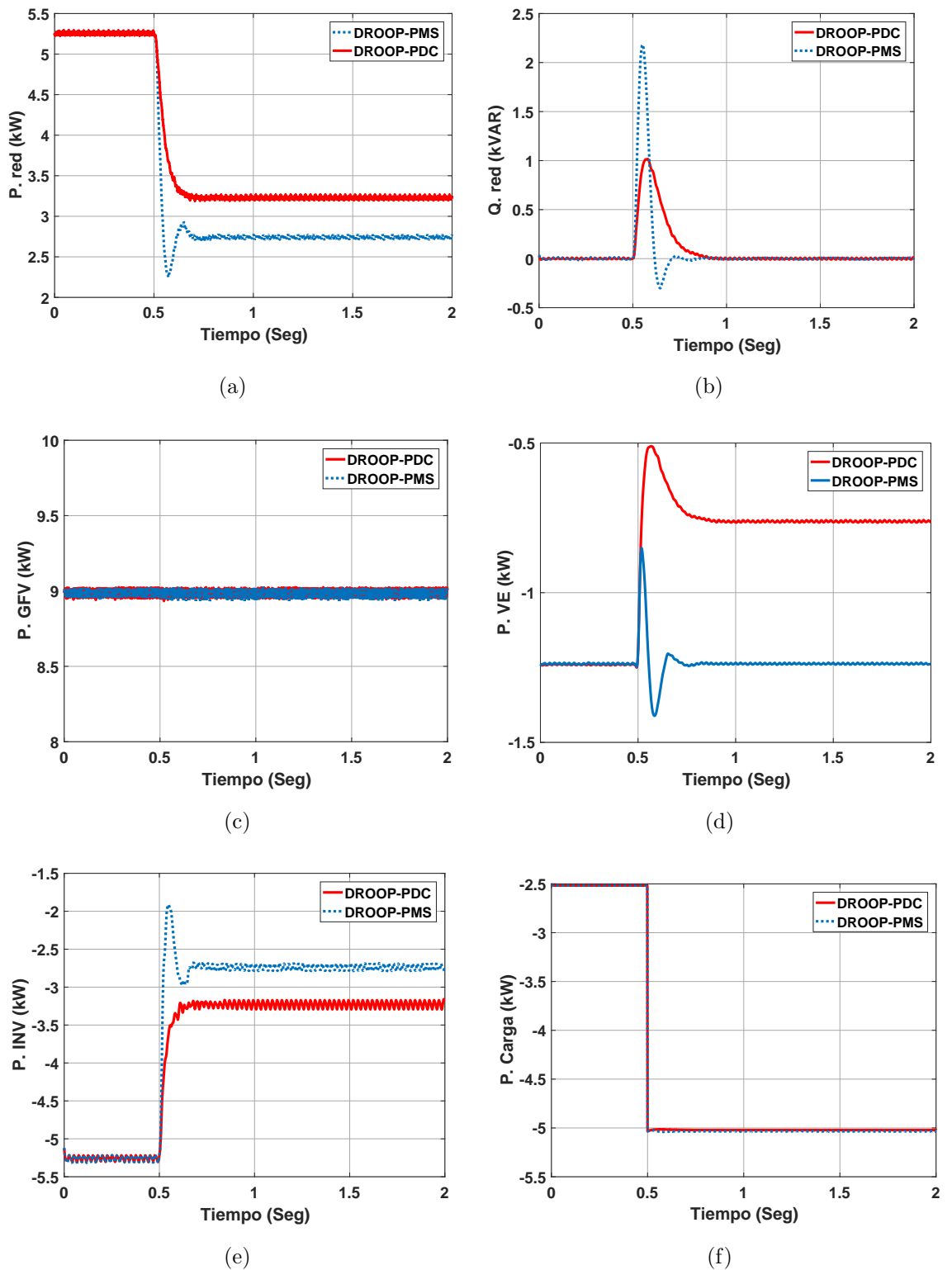


Figura 4.13: Resultados comparativos de la simulación para el caso C2 aplicando los controles PDC y PMS: (a) potencia activa trifásica, (b) potencia reactiva trifásica, (c) potencia del GFV, (d) potencia del VE, (e) potencia del inversor y (f) potencia de la carga.

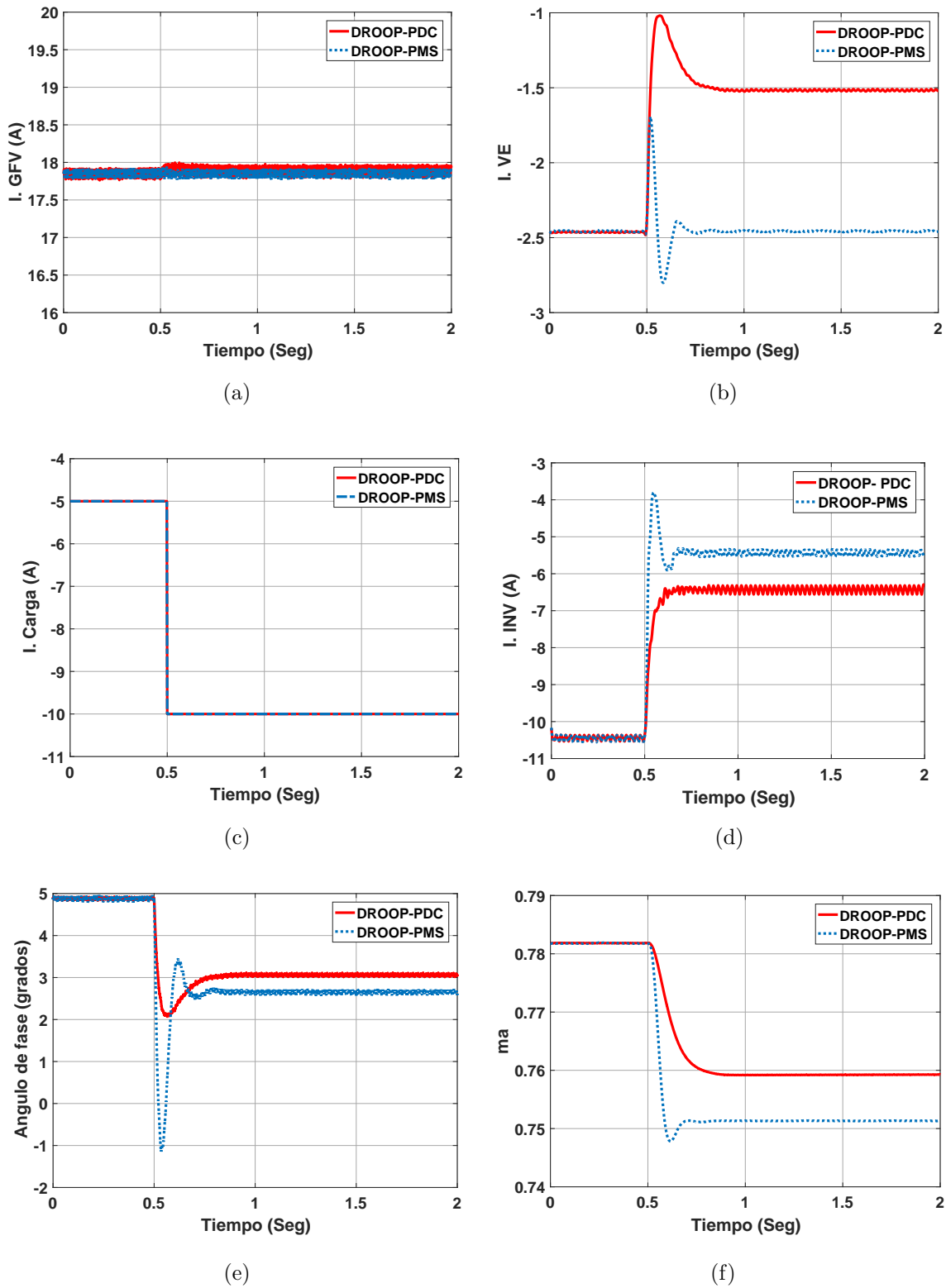


Figura 4.14: Resultados comparativos de la simulación para el caso C2 aplicando los controles PDC y PMS: (a) corriente del GFV, (b) corriente del VE (C) corriente en la carga, (d) corriente del inversor (e) ángulo de fase y (f) modulación en amplitud.

Tabla 4.5: Resultados en estado estable para el caso C2 antes y después de aplicar la perturbación.

Variable	Antes de la perturbación		Después de la perturbación	
	DROOP-PMS	DROOP-PDC	DROOP-PMS	DROOP-PDC
$P_{GFV}$	8.966 kW	8.966 kW	8.966 kW	8.966 kW
$P_{VE}$	-1.253 kW	-1.253 kW	-1.253 kW	-0.253 kW
$P_{carga}$	-2.499 kW	-2.499 kW	-4.988 kW	-4.98 kW
$P_{INV}$	-5.214 kW	-5.214 kW	-2.725 kW	-3.733 kW
$P_{red}$	5.2 kW	5.2	5.2 kW	3.73 kW
$V_{bus}$	503.5 V	503.5 V	503.5 V	502.2 V
$ma$	0.714	0.714	0.688	0.691
$\theta_{inv}$	4.9°	4.9°	2.7°	3.2°

La Figura 4.13 y la Tabla 4.5 indican el equilibrio en el balance de potencia de la micro-red en estado estable antes y después de aplicarse la perturbación. Obsérvese que la potencia consumida por las cargas y la demanda del VE es abastecida por el GFV y la potencia restante es enviada a la red en CA. Es importante hacer énfasis en los resultados de la Figura 4.13(d). Se puede apreciar que el control DROOP-PDC reduce la potencia demandada por parte del VE de -1.523 kW a -0.253 kW, mientras que el control DROOP-PMS es capaz de mantener constante la demanda de potencia antes y después del disturbio, lo cual resulta ser algo positivo en la distribución de flujos de potencia al interior de la micro-red. Esta información se corrobora en la potencia que se exporta a la red de CA que de igual forma se reporta en la Figura 4.13(a). Es evidente de esta figura que aplicando el control DROOP-PMS se exporta menos potencia hacia la red de CA que con el DROOP-PDC.

Con el propósito de cuantificar la habilidad de las alternativas de control para distribuir la potencia al interior de la micro-red, se propone a continuación una expresión para determinar el factor de distribución de potencia (FPD),

$$FDP = \frac{\sum_{i=1}^N P_{i,dem}}{\sum_{j=1}^M P_{j,gen}} \quad (4.1)$$

en donde,  $P_{i,dem}$  es la potencia demandada por la carga  $i$ ,  $P_{i,gen}$  es la potencia aportada por el generador  $j$ ,  $N$  y  $M$  son el número de cargas y generadores en la micro-red de CC.

Para este caso de estudio se tiene de la Tabla 4.5 que la potencia total generada es de 8.966 kW. Por su parte, la potencia total consumida después de la perturbación es de 5.233 kW y 6.241 kW para las estrategias DROOP-PDC y DROOP-PMS, respectivamente. Por lo tanto,

$$FDP_{DROOP-PDC} = \frac{5.233kW}{8.966kW} = 0.58$$

$$FDP_{DROOP-PMS} = \frac{6.241kW}{8.966kW} = 0.70$$

Es evidente que el FDP de la estrategia DROOP-PMS se encuentra más cercano a la unidad, por lo cual se evidencia una mejor distribución de potencia disponible en la micro-red.

Por otra parte, el estado de carga del VE (ver Figura 4.12(b)) para ambas estrategias de control, se incrementa a una razón de 0.0012 %/seg antes de aplicar el cambio de carga. Posterior al cambio de carga, para la estrategia DROOP-PMS se mantiene la misma razón de incremento, mientras que para la estrategia DROOP-PDC esta razón disminuye a 0.0004 %/seg.

#### 4.4.3. Caso C3: Variación de irradiancia y temperatura

En este escenario de operación se analiza la respuesta de la micro-red ante un cambio en las variables ambientales del GFV. Se evalúan las combinaciones de las estrategias de control DROOP-PDC y DROOP-PMS aplicadas en los distintos elementos de regulación. La topología de la micro-red es presentada en la Figura 4.2 y las características eléctricas de la misma se presentan en la Tabla 4.2.

Inicialmente la micro-red opera en una condición de estado estable, en donde el

GFV inyecta 9 kW, la carga consume una potencia de 2.5 kW, el VE demanda 1.25 kW. El tiempo de simulación es de 2 segundos con un paso de integración de  $1\mu\text{seg}$ . Inicialmente, el GFV parte de un estado estable es condiciones nominales con valores de irradiancia y temperatura de  $1000\text{ W/m}^2$  y  $25^\circ\text{C}$ . Posteriormente, en el tiempo  $t=0.5$  segundos se aplica un cambio instantáneo en la irradiancia y la temperatura del GFV, el cual va de  $1000\text{ W/m}^2$  a  $800\text{ W/m}^2$  y de  $25^\circ\text{C}$  a  $20^\circ\text{C}$ . Los resultados se presentan en las Figuras 4.15, 4.16, 4.17 y en la Tabla 4.6.

Se puede apreciar que el sistema presenta una respuesta muy aceptable ante este tipo de perturbaciones. Para ambas combinaciones de estrategias de control, la micro-red opera en una condición de estado estable, logrando un balance en las potencias y corrientes, además, presenta una buena respuesta transitoria. Los resultados indican que a pesar de que la simulación parte de un mismo estado operativo, al momento de aplicarse la perturbación cada estrategia determina un nuevo y distinto estado operativo. Esto es más apreciable en el voltaje en el bus (ver Figura 4.17(a)). Por su parte, La Figura 4.15 y la Tabla 4.6 indican el equilibrio en el balance de potencia de la micro-red en estado estable antes y después de aplicarse la perturbación.

Tabla 4.6: Resultados en estado estable para el caso C3 antes y después de aplicar la perturbación.

Variable	Antes de la perturbación		Después de la perturbación	
	DROOP-PMS	DROOP-PDC	DROOP-PMS	DROOP-PDC
$P_{GFV}$	8.966 kW	8.966 kW	7.39 kW	7.39 kW
$P_{VE}$	-1.22 kW	-1.22 kW	-1.22 kW	-0.93 kW
$P_{carga}$	-2.5184 kW	-2.5184 kW	-2.584 kW	-2.5133 kW
$P_{INV}$	-2.532 kW	-5.532 kW	-3.622 kW	-3.9467 kW
$P_{red}$	2.51 kW	2.51	3.6 kW	3.92 kW
$V_{bus}$	503.5 V	503.5 V	503.5 V	502.55 V
$ma$	0.7824	0.7824	0.7625	0.7675
$\theta_{inv}$	$4.9^\circ$	$4.9^\circ$	$3.6^\circ$	$3.8^\circ$

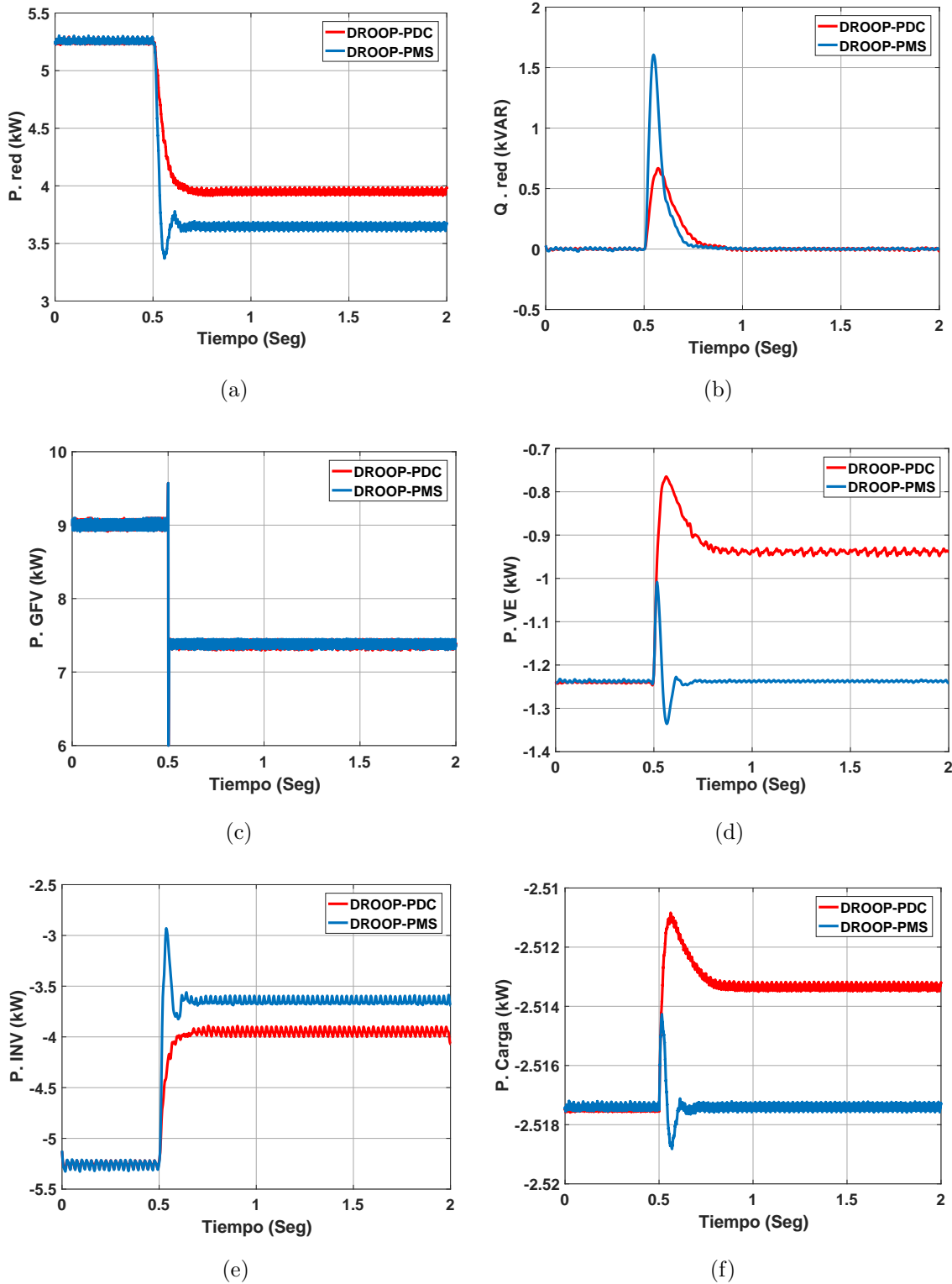


Figura 4.15: Resultados comparativos de la simulación para el caso C3 utilizando las estrategias de control PDC y PMS. (a) Potencia activa trifásica, (b) potencia reactiva trifásica, (c) potencia del GFV, (d) potencia del VE, (e) potencia del inversor y (f) potencia de la carga.

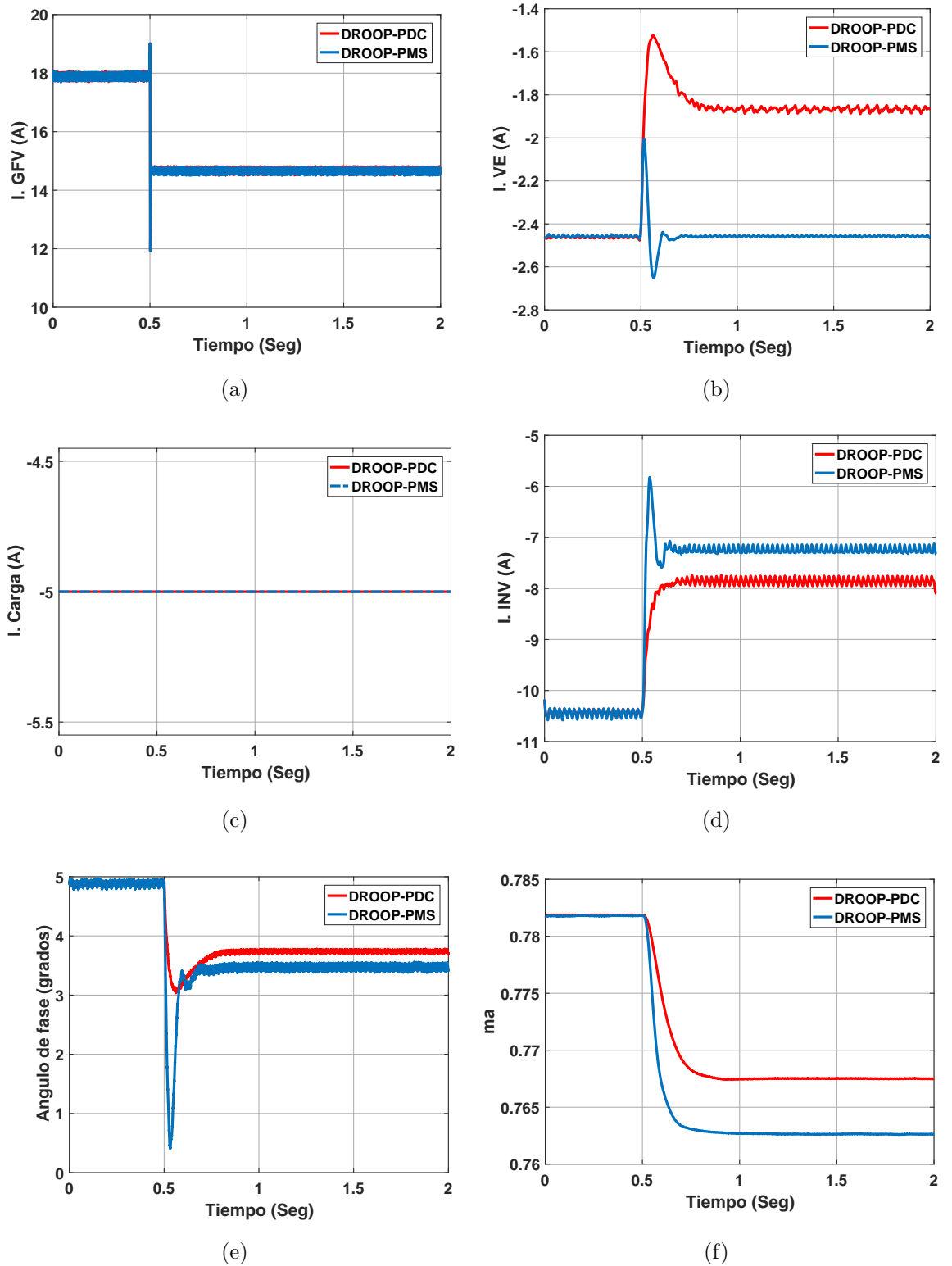


Figura 4.16: Resultados comparativos de la simulación para el caso C3 aplicando los controles PDC y PMS. (a) corriente del GFV, (b) corriente del VE (C) corriente en la carga, (d) corriente del inversor (e) ángulo de fase y (f) modulación en amplitud.

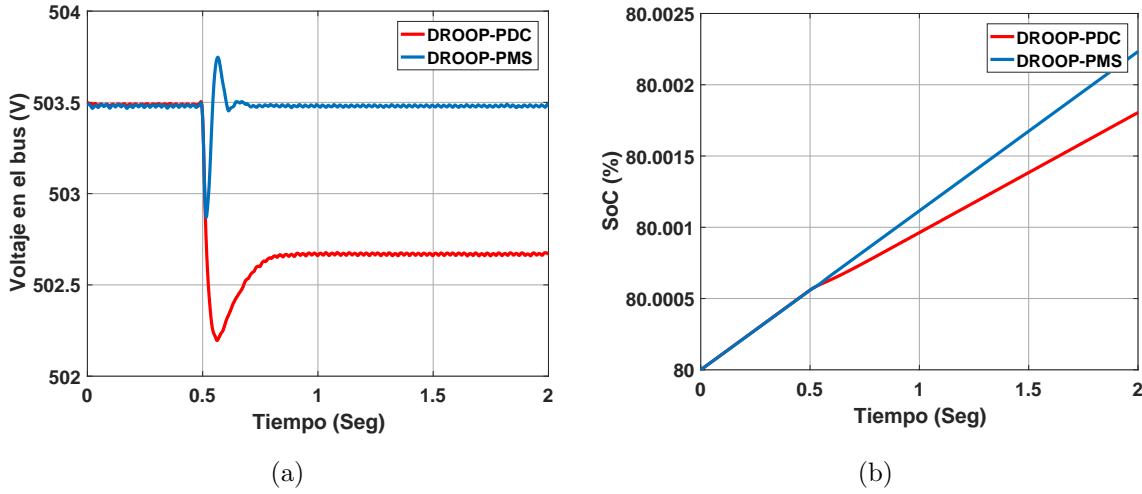


Figura 4.17: Resultados comparativos de la simulación para el caso C3 aplicando los controles PDC y PMS: (a) voltaje en el bus y (b) estado de carga.

La respuesta transitoria en las variables  $P_{INV}$  y  $P_{VE}$  usando las dos alternativas de control muestra un sobreimpulso que no supera el 15%. En general, la respuesta transitoria en las distintas variables indican que para la estrategia DROOP-PDC se tiene una respuesta más suave y sin oscilaciones. Sin embargo, esta estrategia presenta un sobre impulso mayor en algunas variables de interés como se puede ver en el  $V_{bus}$ , en donde el sobre impulso es de un 0.07% mientras que en la estrategia DROOP-PMS el sobre impulso es de un 0.04% (ver Figura 4.17(a)). El tiempo de establecimiento para ambas estrategias es el mismo.

Al igual que en el caso anterior, en este caso de estudio se realiza un análisis en la distribución de potencia mediante el factor FDP. Al observar la Tabla 4.6 se tiene que la potencia total generada después de aplicarse la perturbación es de 7.39 kW. Mientras que la potencia total demandada es de -3.804 kW y -3.443 kW para las estrategias DROOP-PMS y DROOP-PDC, respectivamente.

El calculo del factor de distribución de potencia indica que,

$$FDP_{DROOP-PDC} = \frac{3.443kW}{7.39kW} = 0.46$$

$$FDP_{DROOP-PMS} = \frac{3.804kW}{7.39kW} = 0.51$$

De manera coincidente con en el caso anterior, la estrategia DROOP-PMS presenta un mejor factor de distribución de potencia que se ve reflejado en una exportación de potencia activa ligeramente menor de la micro-red de CC hacia la red de CA.

## 4.5. Conclusiones

En este capítulo se presentaron un conjunto de casos de estudio que hicieron énfasis en el desempeño de las estrategias de control de la micro-red en CC. En el caso base, se presentó a la micro-red sin elementos de regulación ni conexión con la red principal. Se pudo observar que la micro-red opera de forma ineficiente y con limitaciones si no se cuenta con elementos de regulación.

Además, se pudo apreciar que no existe una regulación adecuada del voltaje en el bus y la intermitencia de la potencia del GFV es muy alta. Considerando lo anterior, se introduce el almacenamiento de energía y/o elementos de regulación con la finalidad de mitigar las fluctuaciones que se presentan en el bus de CC. Al introducir los regulación en la micro-red surge la necesidad de introducir una estrategia control que coordine a los diversos elementos de regulación que operen en la micro-red.

Las estrategias PDC y PMS son puestas a prueba mediante su implementación en una micro-red en modo interconectada, en donde el elemento de regulación es la red principal en CA. La estrategia PDC regula la corriente que intercambia el IFV, mientras que la estrategia PMS regula el voltaje de CC del bus. Las diferencias entre ambas pueden apreciarse en las gráficas de resultados, la estrategia PMS parece presentar una respuesta más oscilatoria, mientras que la estrategia control PDC presenta una respuesta poco más suave y con menor número de oscilaciones. Además, en

términos de capacidad de ambas estrategias de control para regular el voltaje del bus de CC se observa que la estrategia PDC presenta una mala regulación del voltaje, siendo la estrategia PMS la mejor para resolver este problema.

Por su parte, las estrategias DROOP y MS se evalúan en la micro-red operando en el modo aislado y utilizando el VE como un elemento de regulación. Los resultados obtenidos por simulación muestran que la estrategia MS presenta mayores oscilaciones, sin embargo esta estrategia actúa más rápido que la estrategia DROOP. Por otro lado, en términos de regulación de voltaje y distribución de potencia se observa que la estrategia DROOP actúa de forma ineficiente, siendo la estrategia MS es la mejor opción para atacar este problema.

La Tabla 4.7 muestra los porcentajes de regulación y el FDP para las dos combinaciones de estrategias en los distintos escenarios del caso C. El cuantificar de manera numérica los resultados resultó de gran ayuda para determinar cual es la mejor combinación en las estrategias. Como se observa en esta tabla la combinación híbrida parece presentar mejores resultados tanto en regulación de voltaje como en distribución de potencia.

Tabla 4.7: Porcentaje de regulación de voltaje y FDP para las distintas estrategias de control

	Porcentaje de regulación del voltaje		FDP	
	<b>DROOP-PDC</b>	<b>DROOP-PMS</b>	<b>DROOP-PDC</b>	<b>DROOP-PMS</b>
Caso C1	0 %	0 %	0.54	0.54
Caso C2	0.33 %	0 %	0.58	0.70
Caso C3	0.43 %	0 %	0.46	0.51

Los resultados de simulación de la estrategia DROOP-PDC y la estrategia híbrida DROOP-PMS indican que la combinación DROOP-PDC presenta una respuesta suave y sin oscilaciones. Sin embargo esta estrategia presenta una mala regulación en el voltaje y una ineficiente distribución de potencia según el factor FDP. Por otro

---

lado, la combinación híbrida es muy efectiva en la regulación del voltaje y presenta una mejor distribución de potencias. Sin embargo esta estrategia lleva consigo una respuesta transitoria con gran número de oscilaciones.



## Capítulo 5

# Conclusiones

### 5.1. Conclusiones generales

La implementación de micro-redes de CC requiere del uso de estrategias de control coordinadas que permitan mantener la operación estable de sistemas de generación distribuidos, sistemas de almacenamiento de energía, dispositivos de conversión de energía y cargas. Los bien conocidos métodos de control DROOP y Maestro-Eslavo son dos esquemas de control coordinados que han sido aplicados de manera exitosa en micro-redes tanto en CA como CC. Sin embargo, ambas opciones de control presentan desventajas y limitaciones inherentes para aplicaciones prácticas.

El control DROOP ofrece una alternativa de gestión de la micro-red sin necesidad de contar con un canal de comunicación dedicado para compartir datos entre los elementos de la misma. Sin embargo, los resultados reportados en esta tesis confirman las desventajas que presenta esta estrategia ya reportadas en la literatura entre las que destacan la facilidad con que se ve afectado la transferencia de potencia activa debido a las fluctuaciones en el bus de CC, lo cual se vuelve más evidente con la presencia de fuentes renovables de energía fluctuantes como el generador fotovoltaico. Por otra parte, esta estrategia de control presenta la capacidad “Plug and Play”, en donde se puede añadir y quitar elementos de la micro-red gobernados por esta

estrategia de control sin necesidad de reestructurar todo el esquema de control en la micro-red. En este trabajo de tesis, se mostró que la estrategia de control DROOP y su variante PDC, presentan respuestas transitorias más suaves y con un menor número de oscilaciones. Sin embargo, esta estrategia presenta una mala regulación en el voltaje del bus de CC.

La implementación del control Maestro-Esclavo demostró que es una estrategia ideal para regular el voltaje en el bus de CC de la micro-red. En este trabajo de tesis se demostró que la estrategia Maestro-Esclavo puede aplicarse a convertidores CC/CC e inversores CA/CC presentado respuestas aceptables en ambos convertidores. Para el caso del inversor de fuente de voltaje se puede aplicar una simplificación de esta estrategia, eliminando lazos de retroalimentación redundantes en el sistema de control. Las simulaciones realizadas en PSCAD/EMTDC mostraron que esta estrategia de control presenta oscilaciones durante la respuesta transitoria y un error pequeño en estado estable.

En este trabajo de tesis se ha propuesto un sistema de control híbrido para una micro-red de CC con conexión a una red de distribución de CA. Esta estrategia híbrida combina las mejores características del control DROOP y el control Maestro-Esclavo. El esquema de control Maestro-Esclavo se implementa para mejorar la regulación del voltaje del bus de CC. Mientras que el inversor fuente de voltaje se designa como Maestro operando con un control de voltaje, cada uno de los elementos esclavos operan en modo corriente. Por su parte, la capacidad de distribuir la potencia entre los componentes que constituyen la micro-red se implementa usando características DROOP. El canal de comunicación entre los elementos esclavos es el voltaje del bus de CC y, por lo tanto, no se requiere un canal de comunicación dedicado con este propósito. Los resultados de simulación obtenidos en PSCAD/EMTDC demuestran que el sistema de control híbrido provee un desempeño satisfactorio para regular el voltaje en el bus de CC y para coordinar la distribución de la potencia al interior de la micro-red. En general ambas estrategias de control presentan resultado aceptables. Es

necesario identificar las necesidades que se quieran satisfacer en una micro-red para poder definir que estrategia es la mejor opción. Sin embargo, el control DROOP-PMS mejora el porcentaje de regulación de 0.43% a 0% comparado con el control DROOP-PDC para el caso C3. Mientras que para el caso C2 la mejora es de 0.33% a 0% respectivamente. Por otro lado, en el FDP se pueden observar resultados más favorables para el caso C2 se presenta un FDP de 0.58 para el control DROOP-PDC y 0.78 para el control DROOP-PMS. Por su parte, en el caso C3 la mejora de FDP va de 0.46 a 0.51, siendo la unidad el factor deseable.

## 5.2. Trabajos futuros

A continuación, se enlistan los trabajos futuros considerados importante para continuar con este trabajo de investigación:

- Incluir el sistema de tracción y el patrón de movilidad en el modelado del VE.
- Implementar un control secundario que permita la regulación de potencia activa y reactiva hacia la red, la optimización de costos, el manejo de fallas y la participación del mercado.
- Incluir la dependencia de la temperatura en el modelo para tomar en cuenta los efectos en el flujo de potencia ante variaciones de temperatura ambientales.
- Incluir las impedancias de los elementos presentes en la micro-red tales como convertidores y líneas, para obtener una mayor precisión de resultados.
- Implementar un estimador de estado de las variable presentes en los elementos de regulación que son controlados con la estrategia DROOP mediante el análisis del voltaje en el bus de CC de la micro-red.
- Análisis de la calidad de la energía en micro-redes de CC.

- Implementar las estrategias de control propuestas en esta tesis en una plataforma de simulación “hardware-in-the-loop”.

## Apéndice A

# Proceso de obtención de los parámetros de GFV a partir de la hoja de datos de fabricante

En la Figura A.1 se muestra el circuito equivalente de una CFV. La representación matemática esta dada por el siguiente conjunto de ecuaciones: (A.1), (A.2) y (A.3) [Femia13].

La corriente de salida de la CFV se define como,

$$I_c = I_{ph} - I_D - \frac{V_c + I_c \cdot R_s}{R_p} \quad (\text{A.1})$$

en donde,

$$I_D = I_{sat} \cdot \left( e^{\frac{V_c + I_c \cdot R_s}{\eta \cdot V_t}} - 1 \right) \quad (\text{A.2})$$

Por lo tanto,

$$I_c = I_{ph} - I_{sat} \cdot \left( e^{\frac{V_c + I_c \cdot R_s}{\eta \cdot V_t}} - 1 \right) - \frac{V_c + I_c \cdot R_s}{R_p} \quad (\text{A.3})$$

en donde,

$I_c$  es la corriente de la celda [A]

$I_D$  es la corriente del diodo [A]

$V_c$  es el voltaje de la celda [V]

$I_{sat}$  es la corriente de saturación [A]

$\eta$  es el factor de idealidad del diodo

$V_t$  es el potencial térmico [V]

$I_{ph}$  es la fotocorriente inducida [A]

$R_s$  es la resistencia que representa las pérdidas internas [ $\Omega$ ]

$R_p$  es la resistencia que representa la corriente de dispersión a tierra [ $\Omega$ ]

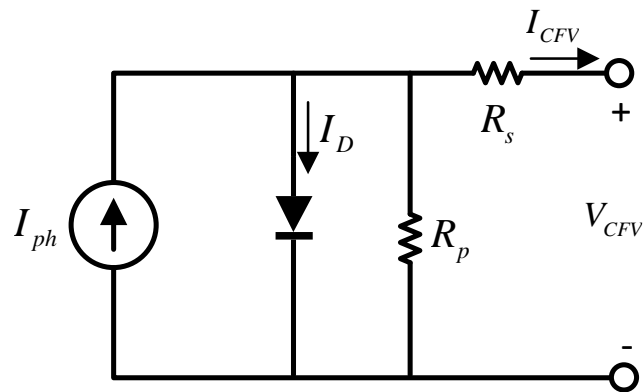


Figura A.1: Circuito equivalente de una celda fotovoltaica.

Las ecuaciones (A.4) a (A.7) representan el conjunto de ecuaciones que permiten obtener todos los parámetros necesarios para el modelado de una celda fotovoltaica. Estos parámetros son obtenidos en condiciones estándar de prueba (Standard Test Conditions, STC) bajo los cuales se toma como base una irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$  y  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  de temperatura ambiente.

$$\eta = \frac{\alpha_v - \frac{V_{oc,STC}}{T_{STC}}}{n_s \cdot V_{t,STC} \cdot \left( \frac{\alpha_i}{I_{ph,STC}} - \frac{3}{T_{STC}} - \frac{E_{gap}}{k \cdot T_{STC}^2} \right)} \quad (A.4)$$

$$I_{ph,STC} = I_{sc,STC} \quad (A.5)$$

$$V_{t,STC} = \frac{k \cdot T_{STC}}{q} \quad (A.6)$$

$$C = \frac{I_{sat,STC}}{T_{STC}^3 \cdot e^{-\frac{E_{gap}}{k \cdot T_{STC}}}} \quad (A.7)$$

en donde,

$I_{sc,STC}$  es la corriente de corto circuito un módulo fotovoltaico en STC [A]

$V_{oc,STC}$  es el voltaje de circuito abierto para módulo fotovoltaico en STC [V]

$I_{MPP,STC}$  es la corriente en el punto de máxima potencia en STC [A]

$V_{MPP,STC}$  es el voltaje en el punto de máxima potencia en STC [V]

$I_{sat,STC}$  es la corriente de saturación en STC [A]

$n_s$  es el número de celdas en serie por panel

$V_{t,STC}$  es el potencial térmico en STC [V]

$I_{ph,STC}$  es la fotocorriente inducida en STC [A]

$T_{STC}$  es la temperatura del panel en STC [°K]

$\alpha_i$  Coeficiente de temperatura del  $I_{sc}$  en [A/°C]

$\alpha_v$  Coeficiente de temperatura del  $V_{oc}$  en [V/°C]

$k$  es la constante de Boltzman igual a  $1.38 \times 10^{-23}$  [J/°K]

$q$  es la carga del electrón igual a  $1.16 \times 10^{-19}$  coulomb

$E_{gap}$  es la banda de energía igual a  $1.8 \times 10^{-19}$  [J]

El cálculo de los parámetros  $R_s$  y  $R_p$  requiere de la solución del sistema de ecuaciones que se muestra a continuación,

$$R_p = \frac{V_{MPP,STC} + I_{MPP,STC} \cdot R_s}{I_{ph} - I_{MPP,STC} - I_{sat,STC} \cdot \left( e^{\frac{V_{MPP,STC} + I_{MPP,STC} \cdot R_s}{\eta V_{t,STC}}} - 1 \right)} \quad (A.8)$$

$$I_{MPP,STC} - V_{MPP,STC} \cdot \frac{\frac{1}{R_p} + \frac{I_{sat,STC}}{\eta \cdot V_{t,STC}} \cdot e^{\frac{V_{MPP,STC} + I_{MPP,STC} \cdot R_s}{\eta V_{t,STC}}}}{1 + \frac{R_s}{R_p} + \frac{R_s \cdot I_{sat,STC}}{\eta \cdot V_{t,STC}} \cdot e^{\frac{V_{MPP,STC} + I_{MPP,STC} \cdot R_s}{\eta V_{t,STC}}}} = 0 \quad (A.9)$$

Los resultados obtenidos mediante el método de Newton-Raphson fueron los siguientes:

$$R_s = 0.2995 \, \Omega$$

$$R_p = 284.92 \, \Omega$$

Apéndice B

**Ficha técnica para el panel  
fotovoltaico IUSASOL-PV-01-250**

## PANEL FOTOVOLTAICO PV - Series

Módulo Policristalino  
IUSASOL – PV – 01 – 245/260



### ALTA CALIDAD

- ✓ IEC 61215 e IEC 61730.
- ✓ UL LISTED (UL 1703), Class C Fire Rating.
- ✓ Tolerancia Potencia de Salida +3/-0%.
- ✓ Test de carga frontal (5,400 Pa) (IEC).
- ✓ Prueba de Resistencia de Corrosión de Amoníaco.
- ✓ IEC 61701 (Prueba de Niebla Salina).

### Montaje rápido y económico

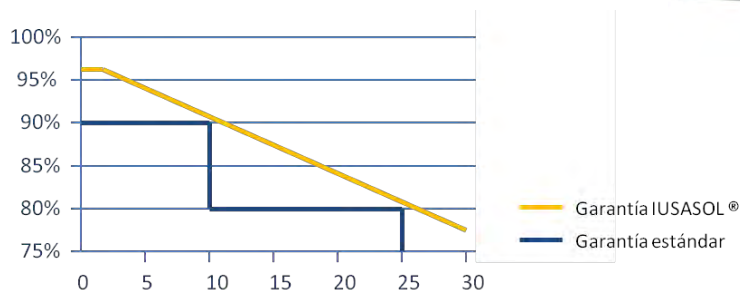
- ✓ Se entrega listo para la conexión.
- ✓ Conectores certificados y resistentes a la intemperie IEC (UL).
- ✓ 3 diodos bypass integrados.

### Garantía IUSASOL®

- ✓ Garantía de Producto: 20 años de garantía por defectos de materiales o fabricación.
- ✓ Garantía de Potencia lineal durante 25 años.



Parque Solar IUSASOL® 21MW - Pastejé Edo. de México



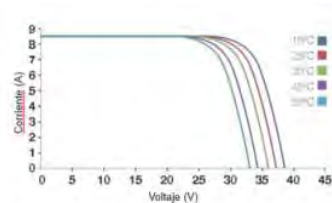
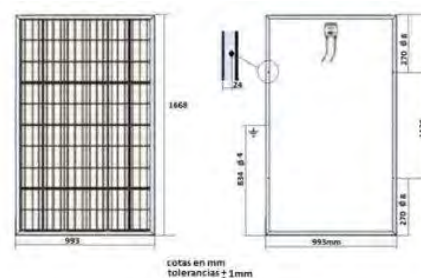
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Dimensiones	993 mm (W) x 1,668 mm (L) x 46,2 mm (H).
Peso	Aproximado 19 Kg.
Célula Solar	60 células en serie (6x10 matriz).
Cables y Conector	Cable de 4mm de sección (12 AWG) con conector MC4 resistente a la intemperie, certificado (UL listed), longitud 1.0 m.
Caja de conexión	IP68, IEC Certificada (UL listed).
Diodos bypass	3 diodos de bypass para prevenir la pérdida de potencia por sombra parcial.
Construcción	Frontal: Vidrio de alta transmisividad, texturizado y templado 3.2 mm (EN-12150). Encapsulante: EVA, Back Sheet: filme resistente a la intemperie.
Marco	Aluminio anodizado tipo 6063, con tomas de tierra.

**CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS**Comportamiento en STC: Irradiancia 1,000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula 25°C, AM 1.5

MODELO	PV-01-245	PV-01-250	PV-01-255	PV-01-260
Potencia Nominal (Pmax)	245 W	250 W	255 W	260 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	37.6 V	37.8 V	37.9 V	38.1 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8.63 A	8.75 A	8.86 A	8.98 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	30.5 V	30.6 V	30.9 V	31.1 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	8.04 A	8.17 A	8.27 A	8.36 A
Eficiencia	14.8 %	15.1%	15.4 %	15.7 %
Tolerancia de potencia (%Pmax)	+3/-0%	+3/-0%	+3/-0%	+3/-0%

**CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS**Comportamiento en STC: Irradiancia 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente 20°C, AM 1.5; velocidad del viento 1m/s

MODELO	PV-01-245	PV-01-250	PV-01-255	PV-01-260
Potencia Nominal (Pmax)	178 W	182 W	186 W	190 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	34.5 V	34.61 V	34.68 V	34.77 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	7.03 A	7.13 A	7.18 A	7.21 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	27.2 V	27.42 V	27.71 V	28.05 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	6.54 A	6.62 A	6.68 A	6.73 A

**Curva****Dimensiones****CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN**

Operación Nominal de la Celda	46°C ±2°C
Temperatura de Operación	-40°C a +85°C
Tensión máxima de sistema	DC 1,000 V (IEC) DC 600 V (UL)
Corriente Máxima Inversa	15 A
Coeficiente de temperatura Pmax	-0,44%/°C
Coeficiente de temperatura Voc	-0,334%/°C
Coeficiente de temperatura Isc	-0,048%/°C

**Certificaciones:**



## Apéndice C

# Modelo equivalente de la batería del VE

Las expresiones que definen los parámetros de un módulo a partir de los parámetros de la celda de la batería de Ion de Litio son las ecuaciones siguientes,

$$R_{s,m} = \frac{N_s}{N_p} R_s \quad (\text{C.1})$$

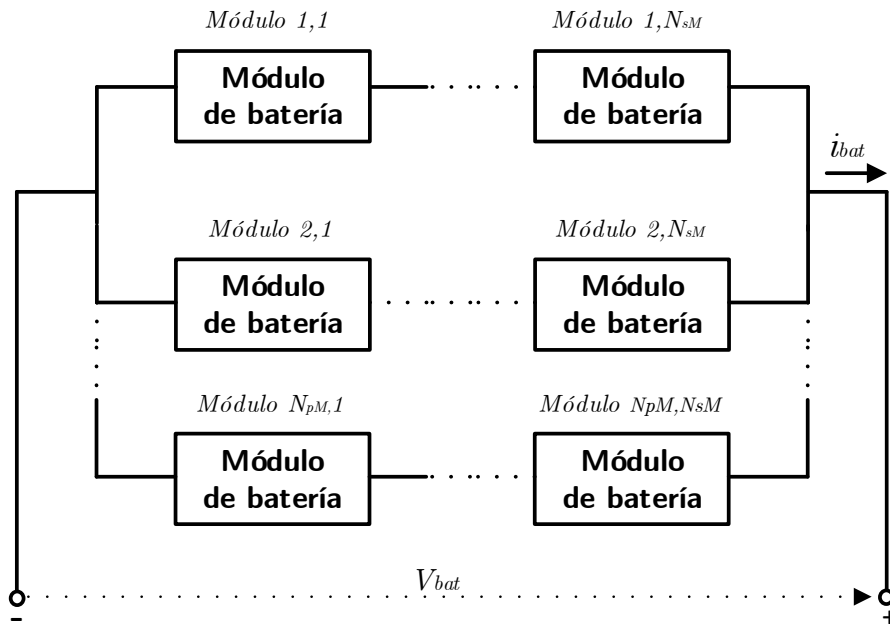
$$R_{d,m} = \frac{N_s}{N_p} R_d \quad (\text{C.2})$$

$$C_{d,m} = \frac{N_p}{N_s} C_d \quad (\text{C.3})$$

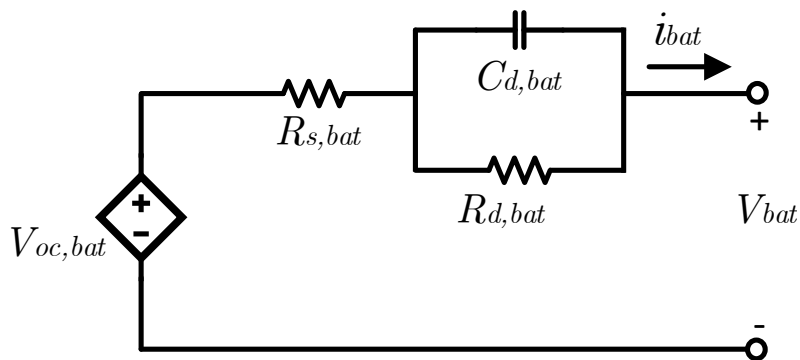
$$V_{oc,m} = N_s V_{oc} \quad (\text{C.4})$$

$$i_m = N_p i_{cell} \quad (\text{C.5})$$

en donde  $R_{s,m}$ ,  $R_{d,m}$ ,  $C_{d,m}$  son los parámetros internos del módulo e  $i_m$  representa la corriente equivalente de modulo para un número  $N_p$  de celdas dadas.



(a)



(b)

Figura C.1: Circuito equivalente para un arreglo de módulos batería. (a) Conexiones serie-paralelo de módulos y (b) Circuito equivalente de la batería.

La Figura C.1(a) describe la forma en que está constituido un arreglo de baterías,

el cual consiste de un numero módulos en serie ( $N_{sM}$ ) y paralelo ( $N_{pM}$ ).  $R_{s,bat}$ ,  $R_{d,bat}$ ,  $V_{oc,bat}$  son los parámetros internos de la batería. La Figura C.1(b) describe el circuito equivalente. Por su parte, el conjunto de ecuaciones que describen el escalamiento de un módulo a una batería son,

$$R_{s,bat} = \frac{N_{sM}}{N_{pM}} R_{s,m} \quad (C.6)$$

$$R_{d,bat} = \frac{N_{sM}}{N_{pM}} R_{d,m} \quad (C.7)$$

$$C_{d,bat} = \frac{N_{pM}}{N_{sM}} C_{d,m} \quad (C.8)$$

$$V_{oc,bat} = N_{sM} \cdot V_{oc,m} \quad (C.9)$$

$$i_{bat} = N_{pM} \cdot i_m \quad (C.10)$$



## Apéndice D

# Sintonización de los controladores PI's

El proceso de sintonización de controladores, consiste en ajustar los parámetros del controlador para producir una respuesta deseada en lazo cerrado. La sintonización de un control PI, involucra la determinación de la ganancia proporcional ( $k_p$ ) y la constante de tiempo ( $T_i$ ), en donde el ajuste de los parámetros del controlador se puede llevar a cabo para satisfacer un juego de especificaciones de diseño.

La Figura D.1 muestra la respuesta de un sistema de orden superior para una entrada escalón unitario. El método Ziegler-Nichols aproxima el comportamiento a un sistema de primer orden representado por la siguiente función de transferencia,

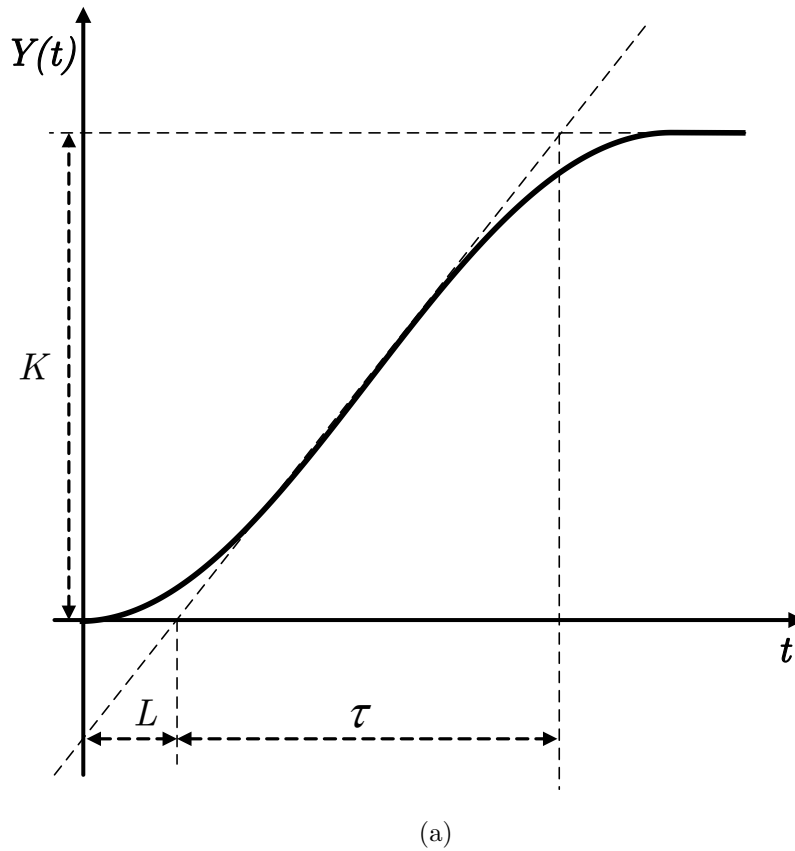
$$G(s) = \frac{K}{\tau s + 1} e^{-Ls} \quad (\text{D.1})$$

donde:

$K$  es la ganancia estática.

$\tau$  es la constante de tiempo aparente.

$L$  es la constante de tiempo muerto.



(a)

Figura D.1: Respuesta típica de un proceso ante una entrada escalón unitario.

Las constantes dadas por (D.1) se pueden obtener a partir de la respuesta de la planta ante una entrada de escalón unitario. Dibujando una tangente en el punto de inflexión de la curva de la Figura (D.1), entonces la pendiente está dada por  $R = K/\tau$  y la intersección de la tangente con el eje del tiempo indica el retardo de la planta  $L$ . Una vez obtenidos los parámetros de la planta, los parámetros del controlador se obtienen mediante las expresiones de la Tabla D.1.

Debido a que algunos sistemas presentan un retardo muy pequeño, es difícil cuantificar el valor de  $L$ . Existe una metodología auxiliar propuesta por C. L. Smith que permite calcular  $L$  y  $R$  usando un parámetro auxiliar ( $t_0$ ) [Ogata Katsuhiko14]. Este método consiste en localizar las tasas de cambio más altas que representan la curva "S", las cuales ocurren en  $L + \frac{\tau}{3}$  y  $L + \tau$ . Estas tasas corresponden a los puntos en los

cuales la salida alcanza el 28.8% y 63.2% de su valor final (obsérvese la Figura D.2).

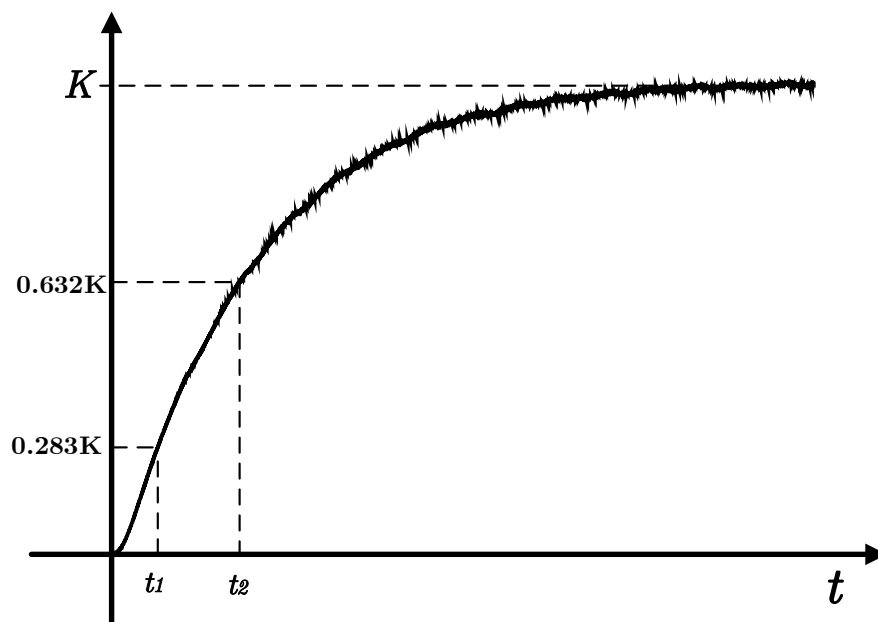
Para calcular los valores de  $\tau$  y  $L$  se usan las siguientes expresiones,

$$\tau = \frac{2}{3}(t_2 - t_1) \quad (\text{D.2})$$

$$L = (t_2 - \tau) \quad (\text{D.3})$$

Tabla D.1: Reglas para sintonizar controladores por el método de respuesta transitoria de Ziegler y Nichols.

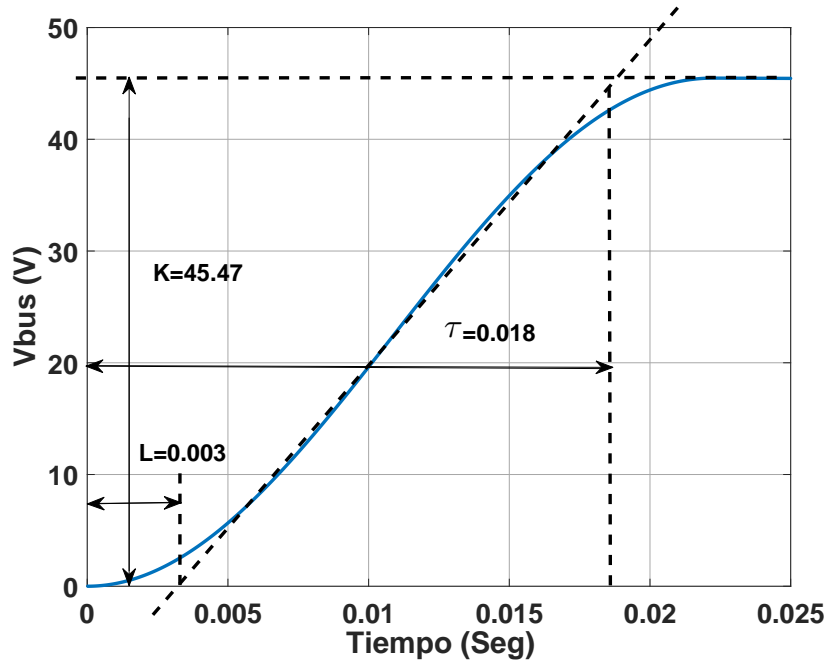
Controlador	$K_c$	$T_i$	$T_d$
<b>P</b>	$\frac{1}{RL}$	$\infty$	0
<b>PI</b>	$\frac{0.9}{RL}$	$\frac{L}{0.3}$	0
<b>PID</b>	$\frac{1.2}{RL}$	$2L$	$\frac{L}{2}$



(a)

Figura D.2: Determinación de  $t_1$  y  $t_2$  por el método de C. L. Smith.

La respuesta ante una entrada escalón unitario para el sistema de la control de voltaje de salida del convertidor CC/CC medio puente para la batería del VE en lazo abierto se aprecia en la Figura D.3.



(a)

Figura D.3: Respuesta ante un escalón unitario para el control de voltaje del convertidor medio puente.

En la gráfica D.3 se observan los valores de los parámetros necesarios para la sintonización del controlador PI. Estos valores son los siguientes:  $L = 0.003$ ,  $K = 45.47$   $\tau = 0.018$ . Una vez que se cuenta con estos valores, se pueden obtener los valores de  $k_c$  y  $T_i$  de la forma siguiente,

$$R = \frac{K}{\tau} = \frac{45.47}{0.018} = 2526.11$$

De la Tabla D.1 se tiene,

$$k_c = \frac{0.9}{RL} = \frac{0.9}{2526.11 \cdot 0.003} = 0.1187$$

$$T_i = \frac{L}{0.3} = \frac{0.003}{0.3} = 0.01$$

De igual forma, en la Figura D.4 se aprecia la respuesta ante una entrada escalón unitario para el sistema de la control de potencia reactiva del inversor en lazo abierto.

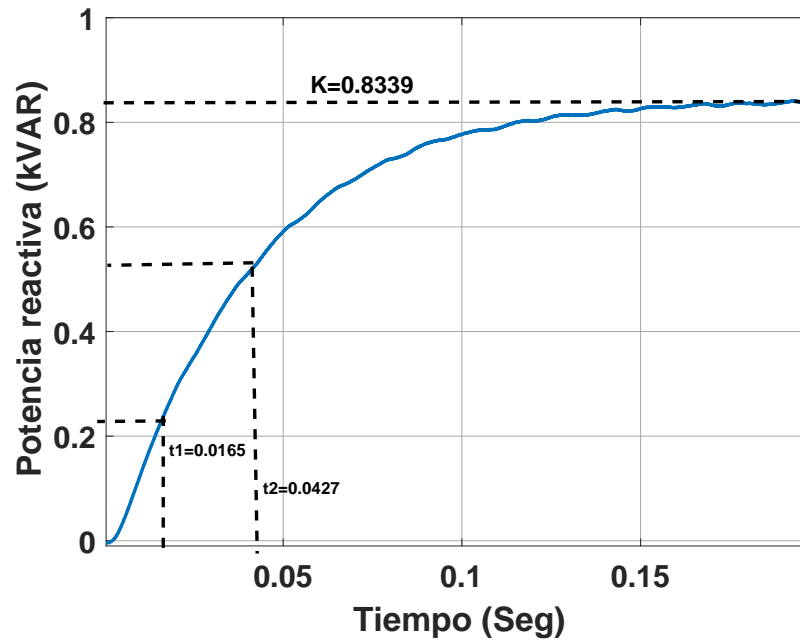


Figura D.4: Respuesta ante un escalón unitario para el control de potencia reactiva del inversor.

Los valores de los parámetros necesarios para la sintonización del controlador PI son:  $t_1 = 0.0165$ ,  $t_2 = 0.0427$   $K = 0.8389$ . Por lo tanto,

$$\tau = \frac{2}{3}(t_2 - t_1) = \frac{2}{3}(0.0427 - 0.0165) = 0.0176$$

$$L = (t_2 - \tau) = (0.0427 - 0.0176) = 0.0251$$

$$R = \frac{K}{\tau} = \frac{0.8389}{0.0176} = 47.66$$

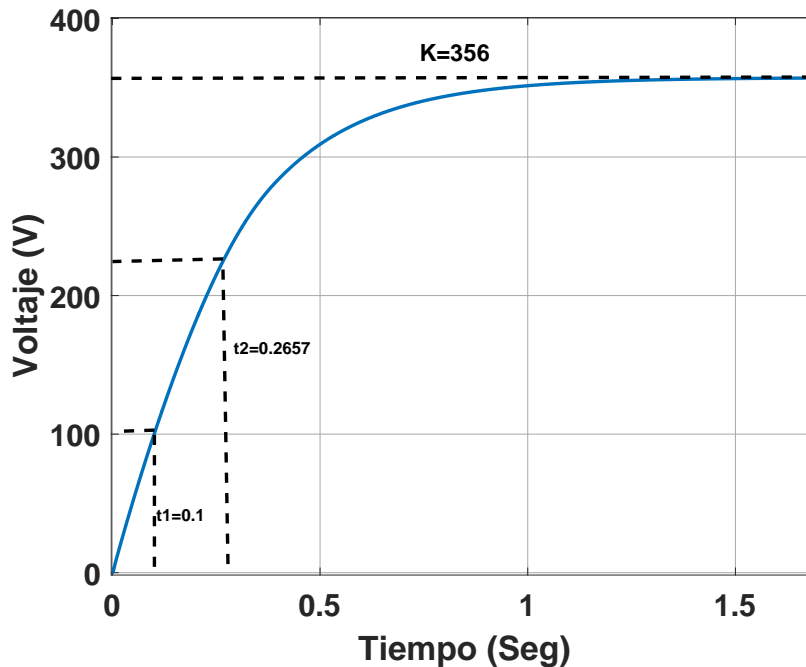
De la Tabla D.1,

$$k_c = \frac{0.9}{RL} = \frac{0.9}{47.66 \cdot 0.0251} = 0.75$$

$$T_i = \frac{L}{0.3} = \frac{0.0251}{0.3} = 8.36 \cdot 10^{-3}$$

Por lo tanto, los valores  $k_c$  y  $T_i$  son  $0.75$  y  $8.36 \cdot 10^{-3}$ , respectivamente.

Finalmente, la respuesta ante una entrada escalón unitario para el sistema de la control del voltaje en el bus de CC para el inversor fuente de voltaje en lazo abierto se muestra en la Figura D.5.



(a)

Figura D.5: Determinación de  $t_1$  y  $t_2$  por el método de C. L. Smith.

---

Los valores de los parámetros necesarios para la sintonización del controlador PI son:  $t_1 = 0.1$ ,  $t_2 = 0.2657$   $K = 356$ . Por lo tanto,

$$\tau = \frac{2}{3}(t_2 - t_1) = \frac{2}{3}(0.2657 - 0.1) = 0.1104$$

$$L = (t_2 - \tau) = (0.2657 - 0.0176) = 0.1552$$

$$R = \frac{K}{\tau} = \frac{356}{0.1104} = 3224.64$$

De la Tabla D.1,

$$k_c = \frac{0.9}{RL} = \frac{0.9}{3224.64 \cdot 0.1552} = 1.79 \cdot 10^{-3}$$

$$T_i = \frac{L}{0.3} = \frac{0.1552}{0.3} = 5.17 \cdot 10^{-3}$$

Entonces, los valores  $k_c$  y  $T_i$  son  $1.79 \cdot 10^{-3}$  y  $5.17 \cdot 10^{-3}$ , respectivamente.



## Apéndice E

# Determinación de los parámetros para la función de la recta DROOP para el VE

Para determinar los parámetros de la recta DROOP se debe establecer el rango de voltaje en que operará el bus de CC y posteriormente la potencia en que se va a operar. Una vez que se han definido estos valores, se obtienen los parámetros de la recta DROOP de la siguiente forma:

- Se traza la recta DROOP como se muestra en la Figura E.1
- Se definen los parámetros  $V_{MAX} = 550V$ ,  $V_{NOM} = 500V$ ,  $V_{MIN} = 450V$ ,  $P_{MAX} = 20kW$  y  $P_{MIN} = -16.36kW$ .
- La ecuación de la recta DROOP se define por,

$$I_{ref} = k \cdot V_{bus} + I_b \quad (E.1)$$

en donde,

$$k = \frac{I_{MAX}}{V_{MAX} - V_{NOM}} \quad (E.2)$$

$$I_b = \frac{I_{MAX} \cdot V_{NOM}}{V_{MAX} - V_{NOM}} \quad (E.3)$$

$$I_{MAX} = \frac{P_{MAX}}{V_{MAX}} \quad (E.4)$$

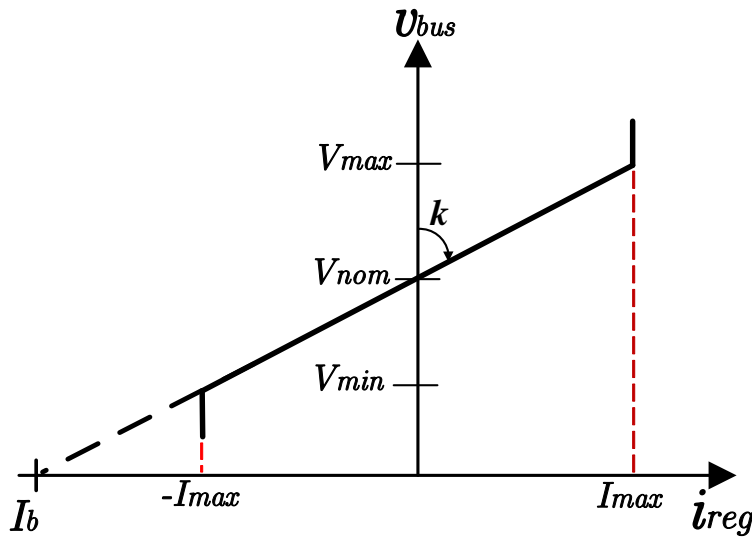


Figura E.1: Recta DROOP y sus parámetros.

Sustituyendo valores en (E.2), (E.3 y (E.4) se tiene,

$$I_{MAX} = \frac{20000}{550} = 36.36A$$

$$k = \frac{36.36}{550 - 500} = 0.7272A/V$$

$$I_b = \frac{36.36 \cdot 500}{550 - 500} = 363.6A$$

Por lo tanto, la ecuación de la recta DROOP es,

$$I_{ref} = 0.7272 \cdot V_{bus} - 363.6 \quad (E.5)$$

En la Figura E.2 se pueden apreciar los valores obtenidos para la recta DROOP aplicada al VE.

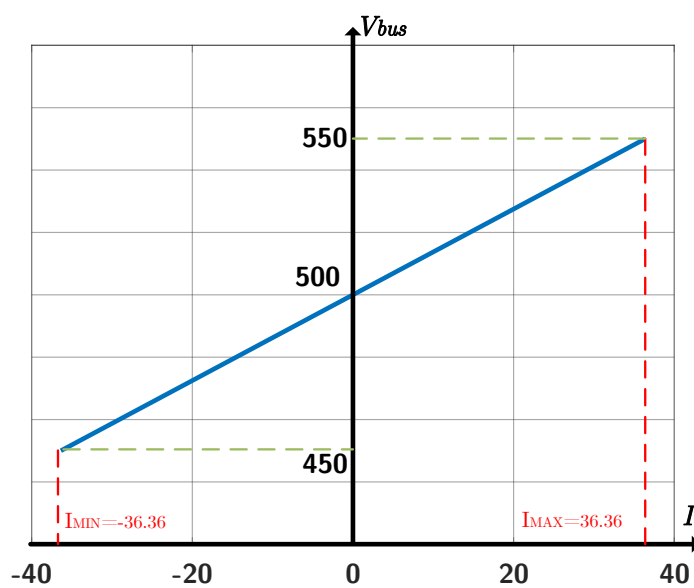


Figura E.2: Recta DROOP utilizada para el control en el VE.



## Apéndice F

# **Determinación de los parámetros para la función de la recta de control de fase tipo DROOP en el inversor**

Para obtener los parámetros de la función de la recta tipo DROOP para el control de fase en el IFV, se toma como referencia la Figura F.1 para realizar el procedimiento siguiente:

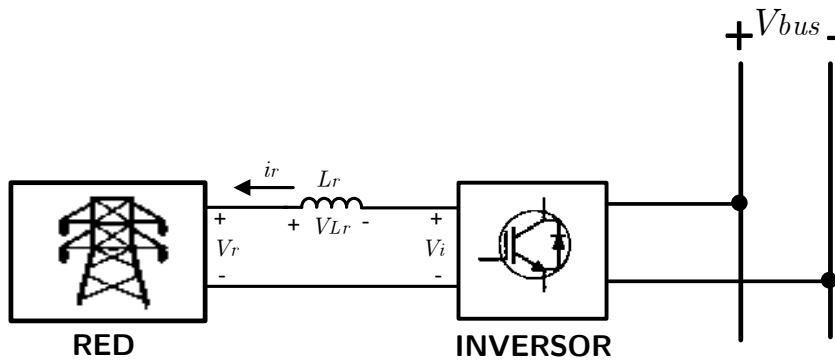


Figura F.1: IFV conectado a la red.

El primer paso consiste en hacer un análisis vectorial de las variables que intervienen en la conexión del inversor con la red tal como se muestra en la Figura F.2.

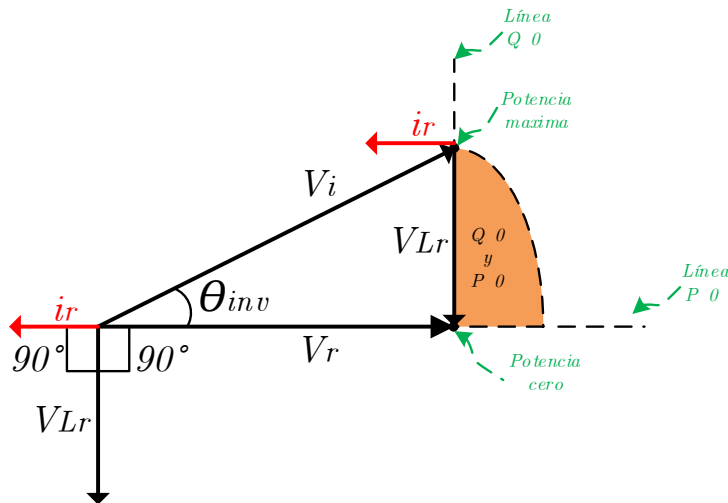


Figura F.2: Análisis vectorial de variables en el inversor.

Posteriormente se definen los valores de operación de la red y la micro-red para el ajuste de la recta tipo DROOP de la Figura F.3.

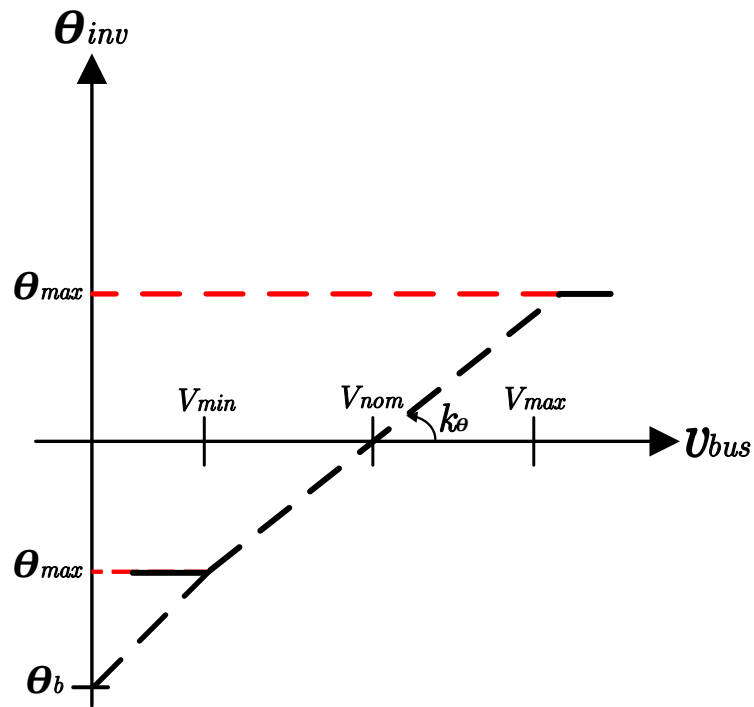


Figura F.3: Gráfica de la recta para el control de fase tipo DROOP.

En la Figura F.2 se puede observar que la corriente  $i_r$  está en cuadratura con el voltaje  $V_{Lr}$ , el cual para un valor determinado de  $V_i$  puede estar a  $90^\circ$  respecto a  $V_r$ , esto hace que la transferencia de potencia reactiva entre la red y el inversor sea nula y el único intercambio de potencia sea de potencia activa. Por lo tanto, para el manejo de la potencia reactiva en el inversor es necesario manipular la magnitud de  $V_i$  y la potencia activa se asocia a el ángulo de fase  $\theta_{inv}$

Para el voltaje en el bus se tiene,

$$V_{MAX} = 550V$$

$$V_{NOM} = 500 V$$

$$V_{MIN} = 450 V$$

el voltaje RMS de la red es,

$$V_r = 127 V$$

la frecuencia de la red es,

$$f_s = 60 \text{ Hz}$$

finalmente, La inductancia  $L_r$  es,

$$L_r = 2 \text{ mH}$$

Una vez definidos los valores de operación de la micro-red y la red, se procede a obtener el resto de las variables que intervienen en la operación del inversor. El voltaje de máximo en  $L_r$  es,

$$V_{Lr,MAX} = \sqrt{\left(\frac{V_{MAX}}{\sqrt{2}}\right)^2 - V_r^2}$$

en donde,

$$V_i = \frac{ma \cdot V_{bus}}{\sqrt{2}} \quad (\text{F.1})$$

Asumiendo que  $ma = 1$  se tiene,

$$V_i = \frac{V_{bus}}{\sqrt{2}} \quad (\text{F.2})$$

Sustituyendo valores,

$$V_{Lr,MAX} = \sqrt{\left(\frac{550}{\sqrt{2}}\right)^2 - 127^2} = 367.58V$$

Por otro lado, el valor del ángulo  $\theta_{inv,MAX}$  está definido por,

$$\theta_{inv,MAX} = \arctan\left(\frac{V_{Lr,MAX}}{V_r}\right) = \arctan\left(\frac{367.5}{127}\right) = 70.94^\circ$$

El valor  $V_{Lr,MIN}$  se define por,

$$V_{Lr,MIN} = \sqrt{\left(\frac{V_{MIN}}{\sqrt{2}}\right)^2 - V_r^2} = \sqrt{\left(\frac{450}{\sqrt{2}}\right)^2 - 127^2} = 291.7V$$

y

$$\theta_{inv,MIN} = -\arctan\left(\frac{V_{Lr,MIN}}{V_r}\right) = \arctan\left(\frac{291.7}{127}\right) = -66.47^\circ$$

Con la finalidad de hacer simétrica la recta DROOP, el valor máximo y mínimo del ángulo  $\theta_{inv}$  estará en un rango de  $-70^\circ \leq \theta_{inv} \leq 70^\circ$ . La recta del control de fase tipo DROOP con los valores obtenidos, se muestra en la Figura F.4.

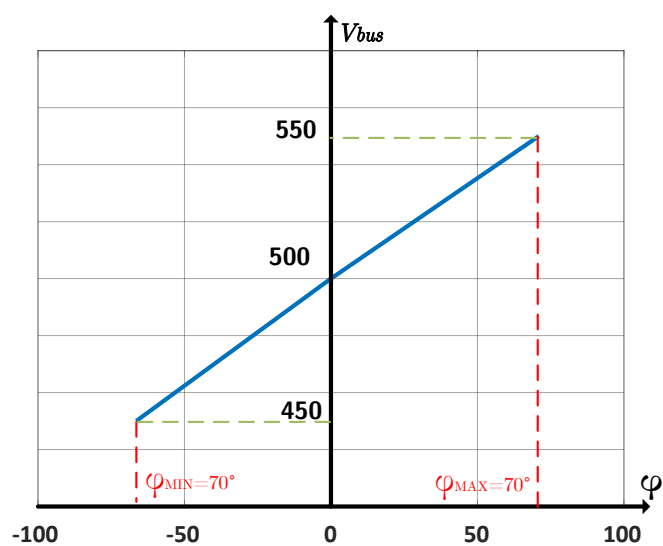


Figura F.4: Gráfica de la recta para el control de fase DROOP y sus parámetros.

La ecuación de la recta PDC correspondiente a la Figura F.4 es,

$$\theta_{inv} = 1.4 \cdot V_{bus} - 700 \quad (\text{F.3})$$



## Apéndice G

### Datos de simulación

#### G.1. Caso Base

	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
GFV	Número celdas en serie por módulo fotovoltaico	60
	Número de celdas en paralelo por módulo fotovoltaico	1
	Número módulo en serie por generador fotovoltaico	9
	Número de módulos en paralelo por generador fotovoltaico	4
	Irradiancia de referencia	1000 W/m <sup>2</sup>
	Temperatura de referencia	25°C
	Resistencia en serie de una celda	0.2995 Ω
	Resistencia en paralelo de una celda	284.92 Ω
	Factor de idealidad del diodo	1.05
	Corriente de corto circuito por módulo	0.0875 kA
	coeficiente de temperatura	0.00048
MPPT	Intervalo de muestreo	0.0001 seg
	Valor inicial del $V_{mpp}$	0.27 kV
	Algoritmo	P&O

	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Batería	Número celdas en serie por módulo	2
	Número de celdas en paralelo por módulo	2
	Número módulo en serie por batería	48
	Número de módulos en paralelo por batería	1
	$SOC_0$	0.8
Datos generales	Duración de la simulación	2 seg
	Paso de integración	1 $\mu s$
Conv. CC/CC Elevador	L	0.01 H
	Frecuencia de la señal diente de sierra	20 kHz
	Capacitor de entrada	20 $\mu$ F
Conv. CC/CC medio puente	pulso del monoestable	10x10 <sup>-3</sup> seg
	Capacitor de entrada	20 $\mu$ F
	Capacitor de acoplamiento del bus	50 mF

## G.2. Caso A

	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
GFV	Número celdas en serie por módulo fotovoltaico	60
	Número de celdas en paralelo por módulo fotovoltaico	1
	Número módulo en serie por generador fotovoltaico	9
	Número de módulos en paralelo por generador fotovoltaico	4
	Irradiancia de referencia	1000 W/m <sup>2</sup>
	Temperatura de referencia	25°C
	Resistencia en serie de una celda	0.2995 $\Omega$
	Resistencia en paralelo de una celda	284.92 $\Omega$
	Factor de idealidad del diodo	1.05
	Corriente de corto circuito por módulo	0.0875 kA
	coeficiente de temperatura	0.00048
MPPT	Intervalo de muestreo	0.0001 seg
	Valor inicial del $V_{mpp}$	0.27 kV
	Algoritmo	P&O

	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Batería	Número celdas en serie por módulo	2
	Número de celdas en paralelo por módulo	2
	Número módulo en serie por batería	48
	Número de módulos en paralelo por batería	1
	$SOC_0$	0.8
Datos generales	Duración de la simulación	2 seg
	Paso de integración	1 $\mu$ s
Conv. CC/CC Elevador	L	0.01 H
	Frecuencia de la señal diente de sierra	20 kHz
	Capacitor de entrada	20 $\mu$ F
Conv. CC/CC medio puente	pulso del monoestable	10x10 <sup>-3</sup> seg
	Capacitor de entrada	20 $\mu$ F
	Capacitor de acoplamiento del bus	50 mF

	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
PDC	$K_\theta$	1.4
	$\theta_b$	700
	$\theta_{min}$	-70°
	$\theta_{max}$	70°
Regulador de amplitud	$Q_{ref}$	0 kVAR
	$k_Q$	0.75
	$T_{iQ}$	8.36x10 <sup>-3</sup> seg
PMS	$V_{ref}$	499.81 V
	$k_v$	1.79
	$T_{iv}$	5.17x10 <sup>-3</sup> seg
IFV	L	2 mH
	Frecuencia de la señal triangular	20340 Hz

### G.3. Caso B

	Parámetro	Valor
GFV	Número celdas en serie por módulo fotovoltaico	60
	Número de celdas en paralelo por módulo fotovoltaico	1
	Número módulo en serie por generador fotovoltaico	9
	Número de módulos en paralelo por generador fotovoltaico	4
	Irradiancia de referencia	1000 W/m <sup>2</sup>
	Temperatura de referencia	25°C
	Resistencia en serie de una celda	0.2995 Ω
	Resistencia en paralelo de una celda	284.92 Ω
	Factor de idealidad del diodo	1.05
	Corriente de corto circuito por módulo	0.0875 kA
	coeficiente de temperatura	0.00048
MPPT	Intervalo de muestreo	0.0001 seg
	Valor inicial del $V_{mpp}$	0.27 kV
	Algoritmo	P&O

	Parámetro	Valor
Batería	Número celdas en serie por módulo	2
	Número de celdas en paralelo por módulo	2
	Número módulo en serie por batería	48
	Número de módulos en paralelo por batería	1
	$SOC_0$	0.8
Datos generales	Duración de la simulación	2 seg
	Paso de integración	1 μs
Conv. CC/CC Elevador	L	0.01 H
	Frecuencia de la señal diente de sierra	20 kHz
	Capacitor de entrada	20 μF
Conv. CC/CC medio puente	pulso del monoestable	10x10 <sup>-3</sup> seg
	Capacitor de entrada	20 μF
DROOP	$k$	0.7272
	$I_b$	363.6
	$I_{min}$	-36.36 A
	$I_{max}$	36.36 A
MS	$V_{ref}$	517.13 V
	$k_c$	0.1187
	$T_i$	0.01 seg
	Capacitor de acoplamiento del bus	50 mF

## G.4. Caso C1

	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
GFV	Número celdas en serie por módulo fotovoltaico	60
	Número de celdas en paralelo por módulo fotovoltaico	1
	Número módulo en serie por generador fotovoltaico	9
	Número de módulos en paralelo por generador fotovoltaico	4
	Irradiancia de referencia	1000 W/m <sup>2</sup>
	Temperatura de referencia	25°C
	Resistencia en serie de una celda	0.2995 Ω
	Resistencia en paralelo de una celda	284.92 Ω
	Factor de idealidad del diodo	1.05
	Corriente de corto circuito por módulo	0.0875 kA
	coeficiente de temperatura	0.00048
MPPT	Intervalo de muestreo	0.0001 seg
	Valor inicial del $V_{mpp}$	0.27 kV
	Algoritmo	P&O

	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Batería	Número celdas en serie por módulo	2
	Número de celdas en paralelo por módulo	2
	Número módulo en serie por batería	48
	Número de módulos en paralelo por batería	1
	$SOC_0$	0.8
Datos generales	Duración de la simulación	2 seg
	Paso de integración	1 μs
Conv. CC/CC Elevador	L	0.01 H
	Frecuencia de la señal diente de sierra	20 kHz
	Capacitor de entrada	20 μF
Conv. CC/CC medio puente	pulso del monoestable	10x10 <sup>-3</sup> seg
	Capacitor de entrada	20 μF
	Capacitor de acoplamiento del bus	50 mF

	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
PDC	$K_\theta$	1.4
	$\theta_b$	700
	$\theta_{min}$	-70°
	$\theta_{max}$	70°
Regulador de amplitud	$Q_{ref}$	0 kVAR
	$k_Q$	0.75
	$T_{iQ}$	$8.36 \times 10^{-3}$ seg
PMS	$V_{ref}$	503.48 V
	$k_v$	1.79
	$T_{iv}$	$5.17 \times 10^{-3}$ seg
IFV	L	2 mH
	Frecuencia de la señal triangular	20340 Hz

	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Batería	Número celdas en serie por módulo	2
	Número de celdas en paralelo por módulo	2
	Número módulo en serie por batería	48
	Número de módulos en paralelo por batería	1
	$SOC_0$	0.8
Datos generales	Duración de la simulación	2 seg
	Paso de integración	$1 \mu s$
Falla	Tipo de falla	1 (fase-tierra)
	Tiempo de inicio de la falla	0.5 seg
	Tiempo de liberación de la falla	0.55 seg
Conv. CC/CC Elevador	L	0.01 H
	Frecuencia de la señal diente de sierra	20 kHz
	Capacitor de entrada	$20 \mu F$
Conv. CC/CC medio puente	pulso del monoestable	$10 \times 10^{-3}$ seg
	Capacitor de entrada	$20 \mu F$
DROOP	$k$	0.7272
	$I_b$	363.6
	$I_{min}$	-36.36 A
	$I_{max}$	36.36 A
	Capacitor de acoplamiento del bus	50 mF

## G.5. Caso C2

	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
GFV	Número celdas en serie por módulo fotovoltaico	60
	Número de celdas en paralelo por módulo fotovoltaico	1
	Número módulo en serie por generador fotovoltaico	9
	Número de módulos en paralelo por generador fotovoltaico	4
	Irradiancia de referencia	1000 W/m <sup>2</sup>
	Temperatura de referencia	25°C
	Resistencia en serie de una celda	0.2995 Ω
	Resistencia en paralelo de una celda	284.92 Ω
	Factor de idealidad del diodo	1.05
	Corriente de corto circuito por módulo	0.0875 kA
	coeficiente de temperatura	0.00048
MPPT	Intervalo de muestreo	0.0001 seg
	Valor inicial del $V_{mpp}$	0.27 kV
	Algoritmo	P&O

	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Batería	Número celdas en serie por módulo	2
	Número de celdas en paralelo por módulo	2
	Número módulo en serie por batería	48
	Número de módulos en paralelo por batería	1
	$SOC_0$	0.8
Datos generales	Duración de la simulación	2 seg
	Paso de integración	1 μs
Conv. CC/CC Elevador	L	0.01 H
	Frecuencia de la señal diente de sierra	20 kHz
	Capacitor de entrada	20 μF
Conv. CC/CC medio puente	pulso del monoestable	10x10 <sup>-3</sup> seg
	Capacitor de entrada	20 μF
	Capacitor de acoplamiento del bus	50 mF

	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
PDC	$K_\theta$	1.4
	$\theta_b$	700
	$\theta_{min}$	-70°
	$\theta_{max}$	70°
Regulador de amplitud	$Q_{ref}$	0 kVAR
	$k_Q$	0.75
	$T_{iQ}$	8.36x10 <sup>-3</sup> seg
PMS	$V_{ref}$	503.48 V
	$k_v$	1.79
	$T_{iv}$	5.17x10 <sup>-3</sup> seg
IFV	L	2 mH
	Frecuencia de la señal triangular	20340 Hz

	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Batería	Número celdas en serie por módulo	2
	Número de celdas en paralelo por módulo	2
	Número módulo en serie por batería	48
	Número de módulos en paralelo por batería	1
	$SOC_0$	0.8
Datos generales	Duración de la simulación	2 seg
	Paso de integración	1 $\mu$ s
Conv. CC/CC Elevador	L	0.01 H
	Frecuencia de la señal diente de sierra	20 kHz
	Capacitor de entrada	20 $\mu$ F
Conv. CC/CC medio puente	pulso del monoestable	10x10 <sup>-3</sup> seg
	Capacitor de entrada	20 $\mu$ F
DROOP	$k$	0.7272
	$I_b$	363.6
	$I_{min}$	-36.36 A
	$I_{max}$	36.36 A
	Capacitor de acoplamiento del bus	50 mF

## G.6. Caso C3

	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
GFV	Número celdas en serie por módulo fotovoltaico	60
	Número de celdas en paralelo por módulo fotovoltaico	1
	Número módulo en serie por generador fotovoltaico	9
	Número de módulos en paralelo por generador fotovoltaico	4
	Irradiancia de referencia	1000 W/m <sup>2</sup>
	Temperatura de referencia	25°C
	Resistencia en serie de una celda	0.2995 Ω
	Resistencia en paralelo de una celda	284.92 Ω
	Factor de idealidad del diodo	1.05
	Corriente de corto circuito por módulo	0.0875 kA
	coeficiente de temperatura	0.00048
MPPT	Intervalo de muestreo	0.0001 seg
	Valor inicial del $V_{mpp}$	0.27 kV
	Algoritmo	P&O

	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Batería	Número celdas en serie por módulo	2
	Número de celdas en paralelo por módulo	2
	Número módulo en serie por batería	48
	Número de módulos en paralelo por batería	1
	$SOC_0$	0.8
Datos generales	Duración de la simulación	2 seg
	Paso de integración	1 μs
Conv. CC/CC Elevador	L	0.01 H
	Frecuencia de la señal diente de sierra	20 kHz
	Capacitor de entrada	20 μF
Conv. CC/CC medio puente	pulso del monoestable	10x10 <sup>-3</sup> seg
	Capacitor de entrada	20 μF
	Capacitor de acoplamiento del bus	50 mF

	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
PDC	$K_\theta$	1.4
	$\theta_b$	700
	$\theta_{min}$	-70°
	$\theta_{max}$	70°
Regulador de amplitud	$Q_{ref}$	0 kVAR
	$k_Q$	0.75
	$T_{iQ}$	8.36x10 <sup>-3</sup> seg
PMS	$V_{ref}$	503.48 V
	$k_v$	1.79
	$T_{iv}$	5.17x10 <sup>-3</sup> seg
IFV	L	2 mH
	Frecuencia de la señal triangular	20340 Hz

	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Batería	Número celdas en serie por módulo	2
	Número de celdas en paralelo por módulo	2
	Número módulo en serie por batería	48
	Número de módulos en paralelo por batería	1
	$SOC_0$	0.8
Datos generales	Duración de la simulación	2 seg
	Paso de integración	1 $\mu$ s
Conv. CC/CC Elevador	L	0.01 H
	Frecuencia de la señal diente de sierra	20 kHz
	Capacitor de entrada	20 $\mu$ F
Conv. CC/CC medio puente	pulso del monoestable	10x10 <sup>-3</sup> seg
	Capacitor de entrada	20 $\mu$ F
DROOP	$k$	0.7272
	$I_b$	363.6
	$I_{min}$	-36.36 A
	$I_{max}$	36.36 A
	Capacitor de acoplamiento del bus	50 mF

# Referencias

- [Alonso14] Alonso, M., Amaris, H., Germain, J. G., y Galan, J. M. Optimal charging scheduling of electric vehicles in smart grids by heuristic algorithms. *Energies*, 7(4):2449–2475, 2014.
- [Balog12] Balog, R. S., Weaver, W. W., y Krein, P. T. The load as an energy asset in a distributed DC smartgrid architecture. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(1):253–260, 2012.
- [Bergen86] Bergen, A. R. Power system analysis. *Prentice Hall*, 1:529, 1986.
- [Bouzid15] Bouzid, A. M., Guerrero, J. M., Cheriti, A., Bouhamida, M., Sicard, P., y Benghanem, M. A survey on control of electric power distributed generation systems for microgrid applications, 2015.
- [Capistrano14] Capistrano, G. *Optimización y control óptimo para la operación eficiente de una microred eléctrica*. Proyecto Fin de Carrera, UMSNH, 2014.
- [Castañer06] Castañer, L. y Silvestre, S. *Modelling photovoltaic systems using PSpice®*. Wiley, 2006.
- [Chan00] Chan, C. C., Lo, E. W., y Weixiang, S. Available capacity

- computation model based on artificial neural network for lead-acid batteries in electric vehicles. *Journal of Power Sources*, 87(1):201–204, 2000.
- [Chandorkar93] Chandorkar, M. C., Divan, D. M., y Adapa, R. Control of parallel connected inverters in standalone ac supply systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 29(1):136–143, 1993.
- [Chavez-Cerna18] Chavez-Cerna, C. A. y Garcia-Barriga, N. Equivalent circuit model for series-parallel-cell configured battery pack using PS-CAD / EMTDC. *En la memoria del 3rd EVIS*. 2018.
- [Chen13] Chen, Y. K., Wu, Y. C., Song, C. C., y Chen, Y. S. Design and implementation of energy management system with fuzzy control for DC microgrid systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 28(4):1563–1570, 2013.
- [Chen14] Chen, G., Cheng, Q., Wang, H., Li, M., Xu, C., y Deng, L. Study on bi-directional energy transfer of ev charging station on micro-grid operation. *En Intelligent Control and Automation (WCICA), 2014 11th World Congress on*, págs. 5517–5522. IEEE, 2014.
- [Dragicevic16] Dragicevic, T., Lu, X., Vasquez, J. C., y Guerrero, J. M. DC Microgrids - Part I: A Review of Control Strategies and Stabilization Techniques. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(7):4876–4891, 2016.
- [Einhorn10] Einhorn, M., Conte, V. F., Kral, C., Fleig, J., y Permann, R. Parameterization of an electrical battery model for dynamic system simulation in electric vehicles. *En 2010 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, págs. 1–7. IEEE, sep 2010.

- [Ekanayake12] Ekanayake, J. B., Jenkins, N., Liyanage, K., Wu, J., y Yokoyama, A. *Smart grid: technology and applications*. John Wiley & Sons, 2012.
- [Femia13] Femia, N., G., P., Spagnuolo, G., y Vitelli, M. Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems (Femia, N. et al; 2013) [Book News]. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 7(3):1–33, 2013.
- [Geddes92] Geddes, R. R. A Historical Perspective on Electric Utility Regulation. *CATO Review of Business & Government*, Winter:75–82, 1992.
- [Ito04] Ito, Y., Zhongqing, Y., y Akagi, H. DC microgrid based distribution power generation system. *The 4th International Power Electronics and Motion Control Conference, 2004. IPEMC 2004.*, 3:1740–1745, 2004.
- [Jadav17] Jadav, K. A., Karkar, H. M., y Trivedi, I. N. A Review of Microgrid Architectures and Control Strategy. *Journal of The Institution of Engineers (India): Series B*, 98(6):591–598, 2017.
- [Jansen10] Jansen, K. H., Brown, T. M., y Samuelsen, G. S. Emissions impacts of plug-in hybrid electric vehicle deployment on the U.S. western grid. *Journal of Power Sources*, 195(16):5409–5416, 2010.
- [Kurohane10] Kurohane, K., Senjyu, T., Yona, A., Urasaki, N., Muhandó, E. B., y Funabashi, T. A high quality power supply system with DC smart grid. *En 2010 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Smart Solutions for a Changing World*. 2010.

- [Lidula11] Lidula, N. W. y Rajapakse, A. D. Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1):186–202, 2011.
- [Liu15] Liu, N., Chen, Q., Lu, X., Liu, J., y Zhang, J. A charging strategy for pv-based battery switch stations considering service availability and self-consumption of pv energy. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(8):4878–4889, 2015.
- [Lu14] Lu, X., Liu, N., Chen, Q., y Zhang, J. Multi-objective Optimal Scheduling of a DC Micro-grid Consisted of PV System and EV Charging Station. *2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies Asia*, (51277067):487–491, 2014.
- [Mohan08] Mohan, N. *Power electronics*, tomo 79. Wiley, 2008.
- [Nedumgatt11] Nedumgatt, J. J., Jayakrishnan, K. B., Umashankar, S., Vijayakumar, D., y Kothari, D. P. Perturb and observe MPPT algorithm for solar PV systems-modeling and simulation. *En Proceedings - 2011 Annual IEEE India Conference: Engineering Sustainable Solutions, INDICON-2011*. 2011.
- [Ogata Katsuhiko14] Ogata Katsuhiko. *Ingenieria de Control Moderna*. 1. Person, 2014.
- [Paliwal14] Paliwal, P., Patidar, N. P., y Nema, R. K. Planning of grid integrated distributed generators: A review of technology, objectives and techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40:557–570, 2014.
- [Palizban15] Palizban, O. y Kauhaniemi, K. Hierarchical control structure in microgrids with distributed generation: Island and grid-

- connected mode. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44:797–813, 2015.
- [Piller01] Piller, S., Perrin, M., y Jossen, A. Methods for state-of-charge determination and their applications. *En Journal of Power Sources*, tomo 96, págs. 113–120. 2001.
- [Plett04] Plett, G. L. Extended Kalman filtering for battery management systems of LiPB-based HEV battery packs - Part 1. Background. *Journal of Power Sources*, 134(2):252–261, 2004.
- [Pokrzywa11] Pokrzywa, J. SAE International standards work, including communication protocols and connectors, fast charge, batteries. 2011.
- [Rahmani17] Rahmani, S., Saeidi, M., y Pirayesh, A. A Combinational Power Sharing Strategy Based on Master-Slave and Droop Methods for Power-Electronics-Interfaced Distributed Generation Units Operating in a DC Micro-grid. *IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering A*, 5th, 2017.
- [Rico-Secades16] Rico-Secades, M., Calleja, A., Llera, D. G., Corominas, E. L., Medina, N. H., y Miranda, J. C. Cosine Phase Droop Control (CPDC) for the Dual-Active Bridge in lighting smart grids applications. *En Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology*, tomo 2016-May, págs. 411–418. 2016.
- [Salas06] Salas, V., Olías, E., Barrado, A., y Lázaro, A. Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 90(11):1555–1578, 2006.

- [SENER14] SENER. Ley de industria eléctrica. *SENER, Secretaría de Energía de México*, págs. 23–59, 2014.
- [Tapia13] Tapia, A. y García, N. Time-domain analysis of custom power parks based on the Poincaré map method. *Electric Power Systems Research*, 105:20–32, 2013.
- [Unamuno15a] Unamuno, E. y Barrena, J. A. Hybrid ac / dc microgrids Part II : Review and classification of control strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52:1123–1134, 2015.
- [Unamuno15b] Unamuno, E. y Barrena, J. A. Hybrid ac/dc microgrids - Part I: Review and classification of topologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52:1251–1259, 2015.
- [Wagner15] Wagner, A. *Photovoltaik Engineering - Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*. 5. Springer, 2015.
- [Yu16] Yu, H., Feng, X., Liu, H., Lv, Z., y Zhou, C. Research on an adaptive droop control used in DC micro-grid. *2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference, IPEMC-ECCE Asia 2016*, págs. 2634–2638, 2016.
- [Zaghib11] Zaghib, K., Dontigny, M., Guerfi, A., Charest, P., Rodrigues, I., Mauger, A., y Julien, C. M. Safe and fast-charging Li-ion battery with long shelf life for power applications. *Journal of Power Sources*, 196(8):3949–3954, 2011.
- [Zeff16] Zeff, S. My electric journey with a Nissan Leaf. *IEEE Consumer Electronics Magazine*, 5(3):79–80, 2016.
- [Zhang15] Zhang, F., Sun, C., Wei, W., Meng, C., Li, M., y Fang, B. Control strategy of electric charging station with v2g function

---

based on dc micro-grid. *En DC Microgrids (ICDCM), 2015 IEEE First International Conference on*, págs. 222–227. IEEE, 2015.