



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DISEÑO DE CONTROL PARA UN EMULADOR DE
INERCIA Y SUMINISTRO CONSTANTE DE ENERGÍA
BASADO EN CONVERTIDORES DE POTENCIA

TESIS

Que para obtener el grado de:

**DOCTOR EN CIENCIAS EN INGENIERÍA
ELÉCTRICA**

presenta:

Macario Zavala Tinajero

Director de Tesis:

Fernando Ornelas Tellez

Co-director de Tesis:

Norberto García Barriga

Morelia, Mexico. Febrero 2025.



**DISEÑO DE CONTROL PARA UN EMULADOR DE
INERCIA Y SUMINISTRO CONSTANTE DE ENERGÍA
BASADO EN CONVERTIDORES DE POTENCIA**

TESIS

Que para obtener el grado de
DOCTOR EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

presenta

Macario Zavala Tinajero

Fernando Ornelas Tellez

Director de Tesis

Norberto Garcia Barriga

Co-Director de Tesis

Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo

Febrero 2025

Lista de Publicaciones

- Zavala-Tinajero, M., Ornelas-Tellez, F., Garcia-Barriga, N. (2024). *Design of a Reliable Electrical Photovoltaic Generator Based on Power Converters Control*. Electric Power Systems Research, Volume 234, 110595.
- Zavala-Tinajero, M., Ornelas-Tellez, F., Garcia-Barriga, N. (2022). *Optimal Control of an Inverter-based Virtual Synchronous Generator with Inertial Response*. IEEE Latin America Transactions. 20. 780-786. 10.1109/TLA.2022.9693562.
- Zavala-Tinajero, M., Ornelas-Tellez, F., Garcia-Barriga, N. (2020). *Optimal Tracking Control for a Renewable Energy Based Inertia System*. 2020 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC), Ixtapa, Mexico. 1-17.

Resumen

En este trabajo se propone un sistema de generación de energía renovable que opera con un comportamiento semejante al de un generador síncrono convencional en términos de suministro constante de potencia y propiedades de respuesta inercial frente a desbalances de potencia. El enfoque propuesto permite integrar a la red eléctrica generadores basados en energías renovables incluyendo los atributos favorables del generador síncrono, además posee la característica de manejar la variabilidad de la potencia fotovoltaica, haciendo uso de almacenamiento en baterías. Esta propuesta contribuye a reducir la contaminación ambiental debido a que la energía se obtiene completamente a partir de energías renovables y a la vez aporta a la estabilidad del sistema eléctrico.

Las principales contribuciones de esta tesis son: 1) la gestión de la variabilidad de las energías renovables mediante una estrategia de gestión del almacenamiento de energía basado en baterías, cuya carga y descarga están determinadas por un algoritmo de ajuste de potencia que considera un pronóstico que se realiza mediante el filtro de Kalman, 2) el modelado dinámico de un inversor que incluye propiedades físicas de inercia y su correspondiente respuesta a las variaciones de potencia y el voltaje de la red, y 3) la síntesis de un controlador óptimo no lineal para el sistema inversor, donde se regula la inyección de potencia reactiva a la red eléctrica.

Se presentan resultados de simulación utilizando un generador fotovoltaico, los cuales demuestran la eficacia de las metodologías propuestas.

Palabras Clave: Constante de inercia, Inversores, Control óptimo, potencia fotovoltaica, variabilidad

Abstract

This work proposes a renewable energy generation system that operates with a behavior similar to that of a conventional synchronous generator in terms of constant power supply and inertial response properties to power unbalances. The proposed approach allows integrating generators based on renewable energies to the electric grid, including the favorable attributes of the synchronous generator, and it also has the characteristic of handling the variability of the generation system by using battery storage. Unlike conventional generation systems, this proposal contributes to reduce environmental pollution because the energy is obtained entirely from renewable energies and at the same time contributes to the stability of the electrical system.

The main contributions of this work are: 1) the renewable energy variability managing by means of a battery energy storage strategy, whose charge and discharge are determined by a forecasted-based power adjustment algorithm, which is carried out using the Kalman filter, 2) the dynamical modeling of an inverter that includes physical inertia and its corresponding response to power and grid voltage variations, and 3) the synthesis of a nonlinear optimal control for the inertia-based inverter system where the reactive power injection is regulated. Simulation results are presented using a grid-connected photovoltaic generator, which demonstrates the effectiveness of the proposed methodologies.

Contenido

Lista de Publicaciones	III
Resumen	V
Abstract	VII
Lista de Figuras	XI
Lista de Tablas	XIII
Lista de Símbolos	XV
Lista de Acrónimos	XIX
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del Problema	1
1.2. Antecedentes	2
1.2.1. Sobre el uso de baterías para la gestión de la variabilidad en fuentes renovables	2
1.2.2. Sobre métodos utilizados para proporcionar una respuesta inercial en inversores	4
1.2.3. Sobre estrategias de control en sistemas de generación renovables	5
1.3. Motivación	7
1.4. Hipótesis	9
1.5. Objetivos	9
1.6. Contribuciones de la tesis	10
1.7. Organización de la Tesis	11
2. Variabilidad de las fuentes renovables y almacenamiento de energía	13
2.1. Descripción del algoritmo	14
2.2. Seguimiento del punto de máxima potencia	17
2.3. Variabilidad	19
2.4. Pronóstico	20
2.5. Modelo de la batería	22
2.6. Dimensionamiento de la batería	23
2.7. Conclusiones	24
3. Inversor síncrono	25
3.1. Modelo del generador síncrono	25
3.1.1. Ecuaciones mecánicas	25

3.1.2. Ecuaciones electromecánicas	26
3.1.3. Potencia activa y reactiva del generador síncrono	28
3.1.4. Modelo del generador síncrono en el espacio de estados	29
3.2. Modelo equivalente del inversor	30
3.2.1. Ecuaciones eléctricas	30
3.2.2. Potencia activa y reactiva del inversor	32
3.2.3. Potencia reactiva entregada a la red	33
3.2.4. Modelo del inversor en el espacio de estados	34
3.3. Análisis de la inercia del inversor	35
3.4. Sistemas no lineales de coeficientes factorizables	37
3.5. Control óptimo para el seguimiento de trayectorias	39
3.6. Conclusiones	40
4. Resultados de simulación	43
4.1. Suministro constante de potencia	43
4.1.1. Dimensionamiento de la batería y el arreglo fotovoltaico	43
4.1.2. Absorción de la variabilidad	47
4.1.3. Desempeño bajo distintas capacidades de la batería	49
4.2. Respuesta inercial y control óptimo	50
4.2.1. Respuesta inercial	51
4.2.2. Resultados frente a variaciones en la potencia reactiva	54
4.3. Conclusiones	58
5. Conclusiones	59
5.1. Conclusiones	59
5.2. Trabajos Futuros	60
Referencias	61
A. Análisis dimensional de las constantes de inercia H_G y H_I	67
A.1. Relación potencia mecánica y potencia eléctrica	67
A.2. Análisis dimensional de la constante de inercia del generador síncrono	68
A.3. Análisis dimensional de la constante de inercia del inversor	68

Lista de Figuras

2.1. Sistema de generación con almacenamiento en baterías.	14
2.2. Algoritmo de gestión de la variabilidad de la potencia fotovoltaica.	16
2.3. Intervalos de actualización de actualización del pronóstico e intervalos de medición de la potencia.	17
2.4. Algoritmo perturba y observa	18
2.5. Curva típica de descarga de la batería de iones de litio.	23
3.1. Circuito equivalente del inversor	30
3.2. Circuito equivalente del filtro LCL.	33
4.1. Curva característica corriente-voltaje del arreglo fotovoltaico.	44
4.2. Curva característica potencia-voltaje del arreglo fotovoltaico.	44
4.3. Curva de descarga de la batería de 370 Ah.	45
4.4. Curva de descarga de la batería de 877 Ah.	46
4.5. Valor promedio real y pronosticado, de la potencia fotovoltaica (P_{DC}), para un tiempo de actualización de 24 h.	47
4.6. Valor promedio real y pronosticado, de la potencia fotovoltaica (P_{DC}), para un tiempo de actualización de 6 h.	47
4.7. Perfiles de potencia para un intervalo de actualización de 24 h.	48
4.8. Perfiles de potencia para un intervalo de actualización de 6 h.	49
4.9. Estado de carga y voltaje de la batería.	49
4.10. SOC y P_{DC} para diferentes capacidades de la batería.	50
4.11. Potencia activa del generador síncrono y el inversor.	52
4.12. Comparación entre la frecuencia angular de la máquina y el voltaje del capacitor en el inversor.	53
4.13. Respuesta transitoria del voltaje del capacitor para distintas constantes de inercia.	54
4.14. Potencia activa.	55
4.15. Respuesta en el tiempo del voltaje en el capacitor V_C .	55
4.16. Control de potencia reactiva.	56
4.17. Respuesta transitoria de la potencia reactiva para distintos valores del parámetro M .	57
4.18. Esfuerzo de control, para distintos valores del parámetro M .	57

Lista de Tablas

3.1. Analogía entre el generador síncrono y el circuito del inversor.	41
4.1. Parámetros de capacidad de la batería.	45
4.2. Parámetros del modelo de la batería.	46
4.3. Parámetros del inversor.	51
4.4. Parámetros del inversor y el generador síncrono	52
4.5. Valores RMS de voltaje de la red, para para el inversor y el generador síncrono.	52
4.6. Valores de referencia para la potencia activa y reactiva.	56

Lista de Símbolos

Variables del algoritmo de gestión de la variabilidad:

A	Amplitud de la zona exponencial de la batería.
B	Constante de tiempo inversa de la zona exponencial de la batería.
$Exp(t)$	Voltaje exponencial del modelo de la batería.
E_{var}	Energía almacenada por la batería.
i_{bat}	Corriente de la batería.
it	Descarga de la batería.
k_1	Tiempo discreto para la actualización del pronóstico.
k_2	Tiempo discreto para la actualización de la variabilidad.
K_b	Constante de polarización del modelo de la batería.
P_{bat}	Potencia que entrega/absorbe la batería.
P_{DC}	Valor promedio de la potencia fotovoltaica.
P_{PV}	Potencia de salida del arreglo fotovoltaico.
P_{var}	variabilidad de la potencia fotovoltaica.
Q_b	Capacidad de la batería.
R_{bat}	Resistencia interna de la batería.
v_{bat}	Voltaje de la batería.
σ_Q	Covarianza de la estimación.
σ_Q	Covarianza del ruido del proceso.
σ_R	Covarianza del ruido de la observación.

Δ_{DC}	Razón de cambio del valor promedio de la potencia fotovoltaica.
ΔE_{var}	Diferencia entre el valor máximo y mínimo de la energía de la batería.
Δ_k	Intervalo de muestreo de la potencia fotovoltaica.

Variables del modelo de la máquina síncrona:

c_θ	Vector trifásico de cosenos.
D_p	Factor de amortiguamiento de la máquina.
e	Voltaje del estator de la máquina síncrona.
e_p	Valor pico del voltaje del estator de la máquina síncrona.
H_G	Constante de inercia del generador.
i_f	Corriente de campo de la máquina síncrona.
i_s	Corriente del estator.
J	Momento de inercia.
L_s	Inductancia del estator por fase.
M_f	Inductancia mutua de la máquina síncrona
N_s	Velocidad del rotor en revoluciones por minuto.
P_s	Potencia activa.
Q_s	Potencia reactiva.
S_{gen}	Potencia nominal del generador.
s_θ	Vector trifásico de senos.
T_a	Torque de aceleración.
T_m	Torque mecánico.
T_e	Torque electromagnético.
v_s	Voltaje en terminales de la máquina.
$\Delta\omega$	Diferencia entre velocidad angular del rotor y de sincronismo.

θ	Ángulo eléctrico del generador síncrono.
ω_s	Velocidad angular de sincronismo.
ω	Velocidad angular del rotor.
δ	Ángulo del rotor de la máquina síncrona

Variables del modelo del inversor:

C_i	Capacitancia del inversor.
c_ψ	Vector trifásico de cosenos.
C_m	Capacitor del filtro LCL.
e	Voltaje de salida del inversor.
E_{cap}	Energía potencial almacenada en el capacitor.
H_I	Constante de inercia del inversor
I_{DC}	Corriente de CD proveniente del generador fotovoltaico.
i_f	Señal equivalente a la corriente de campo de un generador.
I_{out}	Corriente de CD que fluye hacia el inversor.
i_s	Corriente del salida del inversor.
k_f	Parámetro constante de i_f .
L_g	Inductor del filtro LCL.
L_s	Inductor del filtro LCL.
P_{cap}	Potencia del capacitor.
P_s	Potencia activa entregada por el inversor.
Q_{grid}	Potencia reactiva entregada por el inversor a la red eléctrica.
Q_g	Potencia reactiva de salida del inversor.
Q_{ref}	Potencia reactiva de referencia.
R_g	Resistencia interna del inductor L_g .
R_i	Resistencia interna del capacitor C_i .
R_m	Resistencia interna del capacitor C_m .

R_s	Resistencia interna del inductor L_s .
S_{inv}	Potencia nominal del inversor.
s_ψ	Vector trifásico de senos.
u	Señal de control del inversor.
V_C	Voltaje del capacitor.
$V_{C,ref}$	valor de referencia del voltaje del capacitor.
v_g	Voltaje de la red.
v_m	Voltaje del capacitor del filtro LCL.
v_p	Valor pico del voltaje de la red.
x_{eq}	Reactancia equivalente del filtro LCL.
x_g	Reactancia del inductor L_g .
x_m	Reactancia del capacitor C_m .
x_s	Reactancia del inductor L_s .
ΔV_C	Diferencia entre el voltaje del capacitor y su valor de referencia.

Lista de Acrónimos

<i>Acrónimo</i>	<i>Significado</i>
BESS	Sistema de almacenamiento de energía en batería
CA	Corriente alterna
CD	Corriente directa
HJB	Ecuación de Hamilton-Jacobi-Bellman
LQR	Regulador cuadrático lineal
MPPT	Seguimiento del punto de máxima potencia
PID	Proporcional integral derivativo
P&O	Perturba y observa
PWM	Modulación de ancho de pulso
RMS	Raíz cuadrática media
SDRE	Ecuación de Ricatti dependiente del estado
SDCF	Factorización de coeficientes dependientes del estado
SOC	Estado de la carga
VISMA	Máquina Síncrona Virtual

Capítulo 1

Introducción

1.1. Planteamiento del Problema

La disminución de las reservas de combustibles fósiles y las preocupaciones medioambientales están desempeñando un papel importante en los últimos años en la transición hacia el uso de fuentes de generación de energía renovables. Varios países en el mundo están sustituyendo las fuentes de generación de energía basadas en generadores síncronos, integrando en su lugar, fuentes de energía renovables; sin embargo, la creciente integración de fuentes de energía renovable en la red eléctrica en años recientes ha generado problemas relacionados con la inercia y la variabilidad, debido a que las fuentes de energía renovable como la eólica y la solar no proporcionan el mismo nivel de inercia que la generación tradicional basada en combustibles fósiles. Esto se debe a que los generadores convencionales poseen grandes masas rotatorias que almacenan energía, misma que puede ser liberada para hacer frente a desbalances en la potencia. La energía solar, por otro lado, no tiene la capacidad de proporcionar inercia, pues no posee masas rotatorias en las cuales almacenar energía cinética.

Algunos trabajos previos han mostrado que niveles elevados de penetración de energías renovables en los sistemas eléctricos pueden afectar la estabilidad de la frecuencia [Chen et al., 2017, Yap et al., 2019], es decir su capacidad para mantener una frecuencia constante. La reducción de la inercia debido a la alta penetración de energías renovables

hace que la red pierda esta capacidad y por lo tanto, cuando hay un aumento repentino de carga o pérdida de generación, la frecuencia del sistema disminuirá. Con menos inercia, esta caída de frecuencia puede ocurrir más rápidamente, dejando menos tiempo para que los gobernadores y los sistemas automáticos de protección de generación respondan y restablezcan el equilibrio. Esto puede potencialmente llevar a fallas en cascada y cortes de energía si no se manejan adecuadamente. Además, la producción de energía por fuentes renovables puede cambiar rápidamente en función de las condiciones meteorológicas. Esta variabilidad puede comprometer el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía en tiempo real, lo cual es crucial para mantener la confiabilidad de la red eléctrica. A pesar de los avances en la predicción de energía renovable, existe un alto nivel de incertidumbre debido a la variabilidad de las energías renovables. Esto ocasiona que sea difícil programar la cantidad correcta de potencia eléctrica que se podrá suministrar a la red eléctrica. Por lo tanto, esta tesis propone un sistema de generación que haciendo uso de pronósticos, permite inyectar potencia confiable, debido a que absorbe la variabilidad mediante baterías.

1.2. Antecedentes

1.2.1. Sobre el uso de baterías para la gestión de la variabilidad en fuentes renovables

La utilización de sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) en los sistemas de generación renovables dio inicio varias décadas atrás. Sin embargo, debido al incremento en la penetración de energías renovables, los BESS se han convertido en un elemento fundamental en los sistemas de generación renovables, que contribuyen, con su capacidad de almacenamiento de energía, a mitigar la variabilidad de este tipo de generadores [Datta et al., 2021]. Una de las técnicas utilizadas en la literatura, con este objetivo, consiste en el suavizado de los picos de generación (técnica conocida como *peak shaving*) [Chua et al., 2020]. Para esto, la batería puede almacenar el exceso de energía durante el pico de generación y suministrar la energía almacenada durante el período de demanda máxima, mediante un algoritmo de optimización que gestiona el flujo de energía como el presentado en [Chapaloglou et al., 2019] y [Pimm et al., 2018]. Otra de

las técnicas más utilizadas en la literatura es conocida como *output power smoothing*, la cual permite obtener un perfil más suavizado que con *peak shaving*. Una de las estrategias comúnmente empleadas con este propósito es conocida como *moving average* (media móvil) [Swari et al., 2021]. En su forma más sencilla, un filtro de media móvil de longitud k toma la media de cada k muestras consecutivas de la forma de onda de la potencia generada, dando como resultado una señal suavizada que elimina componentes de mayor frecuencia no deseados. Otras técnicas empleadas para suavizar la potencia instantánea incluyen: *filtro gaussiano*, *filtro de Savitzky Golay* [Atif and Khalid, 2020] y el filtro *pasa-bajas*.

Con el mismo objetivo, en la literatura se hace mención de otras técnicas mas complejas que los métodos anteriores. Por ejemplo, [Sasmal et al., 2020] propone un algoritmo con media móvil junto con un enfoque de control integral para suavizar la energía, reducir el tamaño de la batería y reducir el cambio en el estado de carga, en relación a los resultados que se obtienen con únicamente el algoritmo de media móvil y baterías. En [Daud et al., 2018] se presenta un algoritmo genético para un sistema con almacenamiento de energía, conectado a un generador fotovoltaico para mitigar la fluctuación de la potencia de salida. Los resultados ilustraron una mejora en la gestión de la potencia fotovoltaica. También en [Li et al., 2021] se realiza el suavizado de la energía en un sistema de generación híbrido fotovoltaico/eólico, con la ayuda de un control de *lógica difusa*.

Sin embargo, aunque algunos de los trabajos citados representan estrategias fáciles de implementar y se obtienen resultados aceptables (*peak shaving*, *moving average*), es necesario realizar ajustes precisos en sus parámetros de operación. Por ejemplo, el uso de las técnicas *moving average*, *pasa-bajas*, *filtro gaussiano* es muy sensible a valores extremos y presentan un retardo en la respuesta si la longitud de la muestra no se ajusta correctamente. Otras técnicas más avanzadas como *lógica difusa* o *algoritmos genéticos* presentan mayor complejidad en su diseño e implementación y no siempre resulta en mejoras significativas respecto de las técnicas convencionales [De Siqueira and Peng, 2021]. Es por ello que la aplicación de estrategias simples acompañadas de estrategias de pronóstico más precisas podría resultar más favorable que los métodos anteriores.

1.2.2. Sobre métodos utilizados para proporcionar una respuesta inercial en inversores

Una mayor penetración de fuentes de energías renovables, las cuales no contribuyen a la respuesta de inercia del sistema, conduce a una disminución de la inercia mecánica general del mismo. La disminución significativa de la inercia del sistema ocasiona fluctuaciones mas severas en la frecuencia eléctrica. Por lo tanto, cuando se presentan desbalances de potencia también se obtendrán desviaciones más drásticas en la frecuencia, que podrían provocar la pérdida de estabilidad de la red [Basit et al., 2020].

Para contribuir a solucionar los problemas en la frecuencia, relacionados con baja inercia, causados por la alta penetración de fuentes de energía renovable en la red, se introdujo el concepto de inercia sintética [Eriksson et al., 2018]. La inercia sintética se define como una respuesta controlada de una unidad generadora, para imitar el intercambio de energía rotacional de una máquina síncrona con el sistema de energía [Makolo et al., 2021]. Otros trabajos han utilizado un nombre distinto para referirse a la inercia sintética; por ejemplo, [Beck and Hesse, 2007] introdujo el concepto denominado VISMA (nombre derivado de su definición en inglés: virtual synchronous machine), el cual es un algoritmo de control para hacer que un inversor funcione como una máquina síncrona electromecánica convencional, que hace uso de una representación en el marco de referencia $d-q$. Una característica de este modelo, es que utiliza mediciones instantáneas de la tensión de red para calcular las corrientes del estator de la máquina virtual y estas corrientes se inyectan a través de un enfoque de control utilizando un inversor de potencia.

Después de la introducción del modelo VISMA, siguieron otras topologías, por ejemplo *Synchronverter* [Zhang et al., 2017]. El objetivo principal del *Synchronverter* es emular el comportamiento transitorio y de estado estacionario de una máquina síncrona real, mediante la representación de la ecuación mecánica de oscilación y las ecuaciones eléctricas del rotor y del estator de la máquina. Las principales características en su funcionamiento incluyen la capacidad de compartir potencia real y reactiva utilizando mecanismos de disminución de frecuencia y voltaje, y la capacidad de operar en modo aislado, lo que lo hace ideal para microrredes y redes inteligentes. La investigación está respaldada por resulta-

dos tanto de simulación como experimentales. Este mismo modelo ha sido aplicado en varios trabajos posteriores, como [Chandrakar et al., 2018], donde se detallan el diseño, simulación e implementación de un sistema fotovoltaico conectado a la red mediante un *Synchronverter*. En [Vasudevan et al., 2020] se presenta una revisión de trabajos posteriores que hacen uso del concepto de *Synchronverter*, mediante un análisis crítico de las modificaciones realizadas sobre el modelo original y resultados demuestran su efectividad.

Una variante de los modelos anteriormente mencionados, para la emulación de inercia, hace uso únicamente de la ecuación mecánica de oscilación, misma que se utiliza en el *Synchronverter*, la cual es presentada en [Bevrani et al., 2014]. La desventaja de este modelo es la generación de oscilaciones en la potencia y frecuencia, y la dificultad para obtener los parámetros de control [Makolo et al., 2021]. Una comparación de las características dinámicas entre las distintas topologías y modelos utilizados para emular inercia en sistemas de generación con energías renovables se presenta en [Ratnam et al., 2020] y [Liu et al., 2016].

Las estrategias mencionadas reportan resultados favorables, los cuales han sido respaldados por resultados experimentales. Sin embargo, debido a que representan modelos virtuales no es posible extraer físicamente una respuesta como en la máquina síncrona. Por tal motivo resulta favorable el aprovechamiento de elementos físicos, presentes en el circuito del inversor como el capacitor que, con su capacidad de almacenar energía y bajo una operación adecuada puedan aportar inercia de la misma forma que un generador convencional.

1.2.3. Sobre estrategias de control en sistemas de generación renovables

Durante las décadas de 1940 y 1950, se desarrollaron las bases del control clásico, que se centraba en sistemas cuyo comportamiento puede ser modelado de manera lineal mediante ecuaciones diferenciales ordinarias o ecuaciones en diferencias. Esto permitía aplicar herramientas matemáticas como transformadas de Laplace y análisis de frecuencia para el diseño y análisis de sistemas de control [Bishop and Dorf, 2017]. El control proporcional-integral-derivativo (PID) es la técnica más comúnmente utilizada en el control clásico. Consiste en ajustar la salida de un sistema en función del error actual, el error acumulado en el tiempo y la tasa de cambio del error, es simple de implementar y proporciona

un buen rendimiento en una amplia gama de aplicaciones [Borase et al., 2021]. A pesar de su amplio uso, el control clásico está diseñado principalmente para sistemas lineales, lo que limita su aplicabilidad en sistemas no lineales, donde los efectos de las no linealidades pueden ser significativos y pueden llevar a comportamientos no deseados o inestables [Milanese et al., 2020]. Además, el diseño de controladores clásicos a menudo requiere un modelo preciso y completo del sistema a controlar. Sin embargo, en la práctica, es difícil obtener un modelo perfecto del sistema debido a la incertidumbre y la variabilidad inherentes, tal como ocurre en sistemas de generación con energías renovables.

Como resultado de los avances en la teoría de control, en la década de 1960, se desarrolló el *regulador cuadrático lineal* (LQR, siglas en inglés de *Linear Quadratic Regulator*). El origen de esta técnica estuvo influenciada por los desarrollos de Bellman y Pontryagin; que proporcionaron el marco teórico necesario para el desarrollo del LQR. El *Regulador Cuadrático Lineal* se originó como una solución a problemas de control óptimo cuadrático, donde se busca minimizar una función de costo cuadrática asociada al sistema dinámico, que pondera tanto el error de estado como el esfuerzo de control. Su solución implica encontrar una ley de control óptima que minimice una función de costo cuadrática asociada al sistema dinámico, utilizando las ecuaciones de Riccati para determinar las ganancias de retroalimentación óptima [Sastry et al., 2021].

Para los sistemas no lineales, la solución del problema del regulador cuadrático lineal puede ser obtenida para una clase de sistemas, llamados sistemas no lineales con *factorización de coeficientes dependiente del estado* (por sus siglas en inglés, SDCF), mediante la técnica conocida como SDRE (siglas de su definición en inglés: *State Dependent Riccati Equation*) [Cimen, 2008], [Cloutier, 1997]. El método SDRE implica la factorización de todas las dinámicas no lineales del sistema en una estructura lineal, no única, con matrices dependientes del estado. De esta manera se logra capturar completamente todas las no linealidades del sistema. Esta técnica ha sido posteriormente aplicada de manera satisfactoria en trabajos previos. En [Zavala-Tinajero and Ornelas-Tellez, 2017] se presenta un control óptimo robusto para seguimiento de trayectorias de potencia reactiva en un inversor trifásico conectado a la red eléctrica, utilizando una factorización SDRE. En [Ornelas-Tellez et al., 2018] el control óptimo se aplica a diferentes convertidores de potencia

de una micro-red de corriente continua. En [Ramos-Paz et al., 2021] se realiza un seguimiento de referencias variantes en el tiempo en el péndulo invertido. En [Cortes-Vega et al., 2021] se presenta la aplicación del control óptimo en un sistema de generación de energía eólica para la regulación de diferentes variables del sistema.

Debido a que los sistemas de energías renovables suelen tener comportamientos no lineales debido a la variabilidad de las condiciones ambientales, y dado que se ha demostrado en la literatura, que el uso de controladores lineales, a pesar de ser fáciles de implementar, resulta ineficiente en sistemas no lineales, debido a que requieren de un ajuste preciso para cada punto de operación [Gildardo et al., 2015]. Es por ello el uso de estrategias no lineales, como el control óptimo, resulta adecuado para sistemas que presentan referencias variables en el tiempo, como es el caso de las energías renovables. Por lo tanto, su aplicación en el presente trabajo será de valiosa utilidad para lograr una adecuada regulación de la potencia reactiva, característica muy importante en un generador eléctrico.

1.3. Motivación

El uso de energías renovables ofrece una serie de beneficios ambientales, económicos y sociales que hacen que sea una opción atractiva en comparación con los métodos convencionales basados en combustibles fósiles. Debido a que no emiten gases de efecto invernadero ni otros contaminantes durante la generación de electricidad contribuyen a reducir la contaminación atmosférica y a combatir el cambio climático. Además, a diferencia de los combustibles fósiles, que son finitos y están sujetos a fluctuaciones de precios y disponibilidad, las fuentes renovables son abundantes y se pueden aprovechar de manera continua, como la energía solar y el viento.

Sin embargo, para hacer frente a los problemas derivados del incremento en la penetración de las energías renovables, se deben desarrollar estrategias que logren obtener un comportamiento dinámico del inversor, equivalente al de la máquina síncrona, con todas sus características favorables como confiabilidad, inercia y capacidad de suministrar potencia reactiva. Con respecto a los problemas en la frecuencia, causados por una disminución de la inercia del sistema eléctrico, es importante desarrollar técnicas que emulen

la inercia de un generador convencional, para garantizar la estabilidad, la confiabilidad y la eficiencia del sistema eléctrico, especialmente a medida que se aumenta la penetración de las energías renovables. Sin embargo, en la literatura, la mayor parte de las estrategias utilizadas hacen uso de una inercia virtual, es decir, las ecuaciones electromecánicas de la máquina síncrona no corresponden con ningún componente real del inversor, lo que podría ser un inconveniente si el sistema no tiene la capacidad física de almacenar suficiente energía para proporcionar una respuesta inercial. Para contribuir en la solución de este problema, se deben diseñar algoritmos que hagan uso de elementos como el capacitor, presentes en el circuito del inversor, el cual tiene la capacidad de almacenar energía de forma semejante a como lo hace la masa rotatoria del generador síncrono.

Con respecto a los periodos de intermitencia en la generación con energías renovables, es fundamental incluir tecnologías como las baterías, que puedan proporcionar almacenamiento de energía a corto y largo plazo para ayudar a equilibrar la variabilidad, en conjunto con estrategias de gestión de la variabilidad que optimicen el uso de la energía. Para una gestión adecuada de la variabilidad, es crucial implementar métodos precisos de pronóstico de la potencia generada, que permitan capturar variaciones repentinas de las energías renovables. Además, un pronóstico adecuado permitiría reducir sustancialmente la capacidad de la batería instalada, reduciendo significativamente el costo monetario de instalación.

Finalmente, las estrategias de control no lineal también juegan un papel crucial en la optimización del rendimiento y la eficiencia de los sistemas de generación de energía renovable. A diferencia de las técnicas de control lineal tradicionales, las estrategias no lineales ofrecen varias ventajas cuando se trata de gestionar la naturaleza compleja y dinámica de fuentes de energía renovables como la solar y eólica, debido a que las fuentes de energía renovable muestran un comportamiento altamente variable derivado de su dependencia de factores ambientales como la intensidad del sol, la velocidad del viento y las variaciones de temperatura. Las estrategias de control no lineales pueden modelar y responder de manera efectiva a estos cambios dinámicos y a menudo impredecibles, garantizando un manejo óptimo de la energía.

1.4. Hipótesis

Es posible diseñar sistemas de generación basados en energías renovables con un comportamiento semejante a un generador síncrono en términos de confiabilidad en el suministro, respuesta inercial e inyección de potencia reactiva, a partir de estrategias de control que aprovechen la similitud entre la respuesta dinámica del generador síncrono y la que presenta el circuito del inversor alimentado por energías renovables y batería.

1.5. Objetivos

El objetivo general de esta tesis es diseñar un sistema de generación basado en energías renovables, con conexión a la red eléctrica, el cuál presenta un comportamiento semejante a un generador síncrono, en términos de respuesta inercial, confiabilidad en el suministro de potencia y capacidad de regulación de la potencia reactiva.

Los objetivos particulares de este trabajo son:

- Proveer una inyección continua de potencia activa a la red eléctrica mediante un algoritmo para la gestión de la variabilidad de un generador con energías renovables utilizando almacenamiento basado en baterías.
- Haciendo uso del modelo dinámico de la capacitancia y su semejanza con el modelo mecánico de la máquina síncrona, diseñar un generador alimentado por energías renovables, que permita extraer una respuesta inercial del inversor ante desbalances en la potencia activa.
- Diseñar un algoritmo de control óptimo para el sistema del inversor, que permita regular la potencia reactiva inyectada a la red eléctrica.
- Presentar simulaciones que permitan resaltar la efectividad de cada una de las metodologías propuestas.

1.6. Contribuciones de la tesis

Las principales aportaciones de este trabajo se describen a continuación

- Un algoritmo para la gestión de la variabilidad de las energías renovables, que mediante un pronóstico (por filtro de Kalman) de la potencia generada y con ayuda de almacenamiento basado en baterías, permita proporcionar potencia constante a la red eléctrica. A diferencia de trabajos previos, el uso de pronósticos de la potencia generada, permite determinar la capacidad de la batería, así como suministrar potencia constante a la red eléctrica.
- La incorporación de la propiedad de inercia en sistemas de energías renovables, haciendo uso del modelo del capacitor presente en el circuito del inversor y su semejanza con el modelo mecánico de la máquina síncrona, de acuerdo con su capacidad de potencia. A diferencia de los trabajos presentados en la literatura, el presente enfoque permite hacer uso de una inercia física y no virtual.
- La síntesis de un controlador óptimo no lineal aplicado a un generador fotovoltaico con capacidad inercial y suministro constante para el control de la potencia reactiva inyectada a la red eléctrica. Debido a la variabilidad de las fuentes de energía renovables, el controlador no lineal propuesto resulta más adecuado que las estrategias lineales, ya que el sistema a controlar es altamente no lineal. La aplicación de estrategias no lineales garantiza un rango de operación más amplio que estrategias convencionales.

1.7. Organización de la Tesis

El contenido de la tesis se encuentra organizado de la siguiente manera.

- **Capítulo 2.** Se presenta el diseño de un algoritmo para la gestión energética de la energía del almacenamiento de energía en una batería, basado en pronóstico, que permite absorber la variabilidad de un sistema de generación renovable. Se presenta también la metodología de dimensionamiento adecuado de la batería.
- **Capítulo 3.** Se estudia el modelo electro-mecánico de la máquina síncrona, a partir del cuál se desarrolla un modelo equivalente para un circuito inversor de electrónica de potencia, haciendo uso de elementos presentes en el sistema del inversor, como la capacitancia y el filtro LCL. Se presenta también la síntesis del controlador óptimo para la regulación de la potencia reactiva.
- **Capítulo 4.** Se presentan resultados a nivel simulación de la aplicación de las estrategias propuestas en Capítulo 2 y Capítulo 3.
- **Capítulo 5.** Se presentan las conclusiones y comentarios finales del trabajo. Se plantean posibles propuestas de trabajo futuro.

Capítulo 2

Variabilidad de las fuentes renovables y almacenamiento de energía

En este capítulo se presenta un sistema de generación basado en energías renovables como el que se muestra en la Figura 2.1, donde la energía proviene de un arreglo fotovoltaico, cuya potencia es maximizada utilizando un algoritmo perturba y observa como el propuesto en [Nedumgatt et al., 2011] y un convertidor elevador CD-CD. Adicionalmente, se incluye un sistema de almacenamiento mediante baterías, cuya energía será gestionada para proveer un suministro constante y confiable hacia la red eléctrica, a través del inversor. La batería ayudará a obtener un valor constante de energía, mediante el manejo de la variabilidad de la fuente renovable. El modelo dinámico de la batería en este trabajo es el modelo de iones de litio descrito en [Tremblay, 2009]. La cantidad de energía suministrada a la red se realiza mediante un convertidor CD-CD, cuyo valor de referencia se establece mediante el algoritmo que se muestra en la Figura 2.2, mismo que será descrito en siguientes secciones. Es importante mencionar que las estrategias para la modulación de los convertidores no serán abordadas en este trabajo, debido a que se consideran modelos promediados.

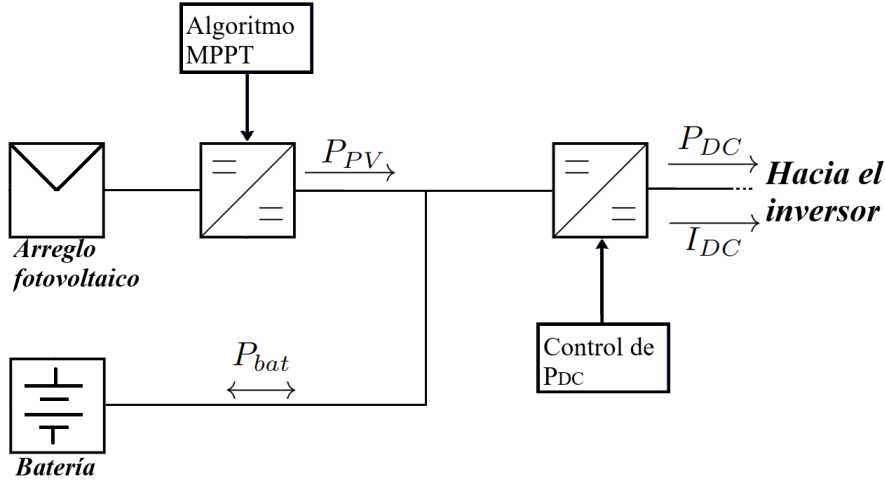


Figura 2.1: Sistema de generación con almacenamiento en baterías.

2.1. Descripción del algoritmo

En esta sección se presenta el algoritmo de gestión de la energía, que se observa en la Figura. 2.2. El objetivo del algoritmo es proporcionar a la red eléctrica una potencia de salida ininterrumpida y con un valor constante que se actualice periódicamente, en función de la disponibilidad del recurso renovable. Las partes que componen el algoritmo se describen a continuación.

- **Seguimiento del punto de máxima potencia:** La potencia proveniente del arreglo fotovoltaico es maximizada mediante un algoritmo *Perturba y Observa*, que ajusta el ciclo de trabajo del convertidor correspondiente. La potencia maximizada que entrega el arreglo fotovoltaico es P_{PV} y para el propósito de este algoritmo se obtendrán mediciones cada 5 minutos.
- **Pronóstico de la potencia promedio:** Tomando el valor promedio de la potencia generada durante las últimas 24 h , se realiza un pronóstico mediante el filtro de Kalman, para estimar el valor de la potencia promedio durante las próximas 24 h . El valor pronosticado será la potencia programada que se inyectará a la red y se actualizará cada 6 h para mayor exactitud como se observa en la Figura 2.3, no obstante, con fines comparativos, se utilizarán tiempos de actualización distintos para

demostrar la relación entre tiempo de actualización del pronóstico y precisión.

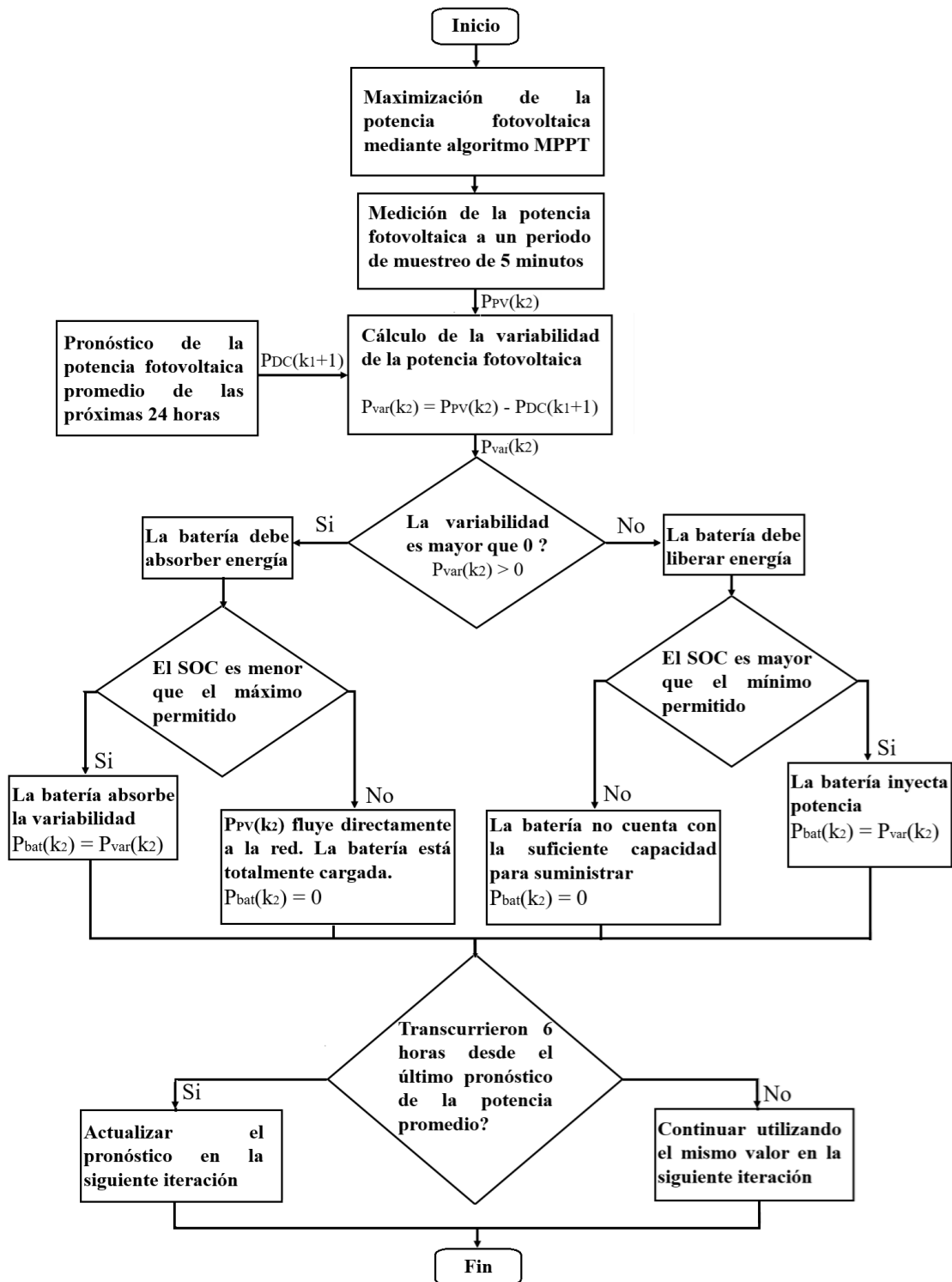


Figura 2.2: Algoritmo de gestión de la variabilidad de la potencia fotovoltaica.

- **Cálculo de la variabilidad:** Utilizando el más reciente valor pronosticado de la potencia fotovoltaica promedio, se realiza un cálculo de la variabilidad cada 5 minutos, como se muestra en la Figura 2.3. Esto consiste en calcular la diferencia entre el valor promedio de potencia pronosticada y la medición de potencia fotovoltaica obtenida directamente a la salida del arreglo.
- **Absorción de la variabilidad:** La variabilidad calculada en el paso anterior será absorbida por la batería. Dependiendo de su signo, la batería podrá absorber o liberar energía.

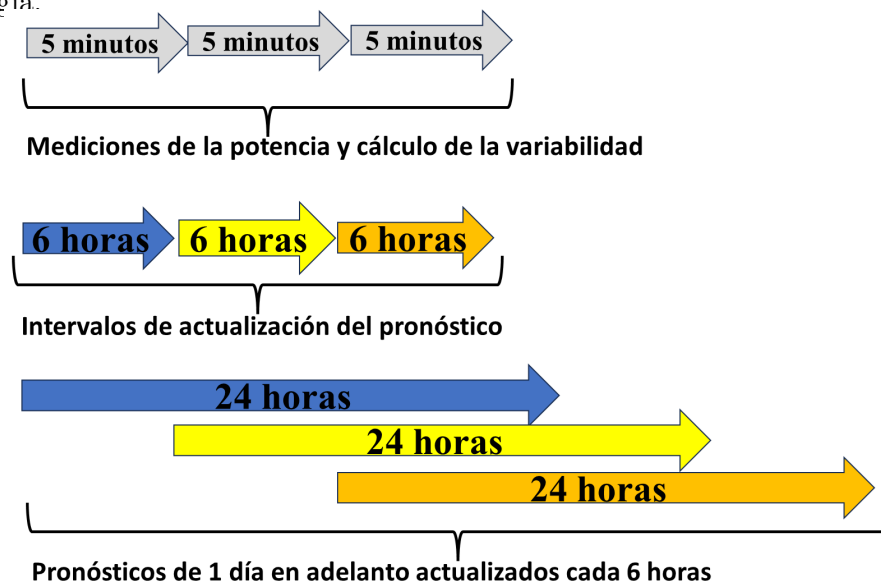


Figura 2.3: Intervalos de actualización de actualización del pronóstico e intervalos de medición de la potencia.

2.2. Seguimiento del punto de máxima potencia

El seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) es fundamental en sistemas de generación fotovoltaicos para maximizar la eficiencia de los paneles solares. Existen varios algoritmos MPPT, como *Perturba y Observa (P&O)*, *Conductividad Incremental (IC)* y *Voltaje Constante (CV)*, entre otros [Sarvi and Azadian, 2022]. La elección depende de las características del sistema y las condiciones de operación. Una de las técnicas más

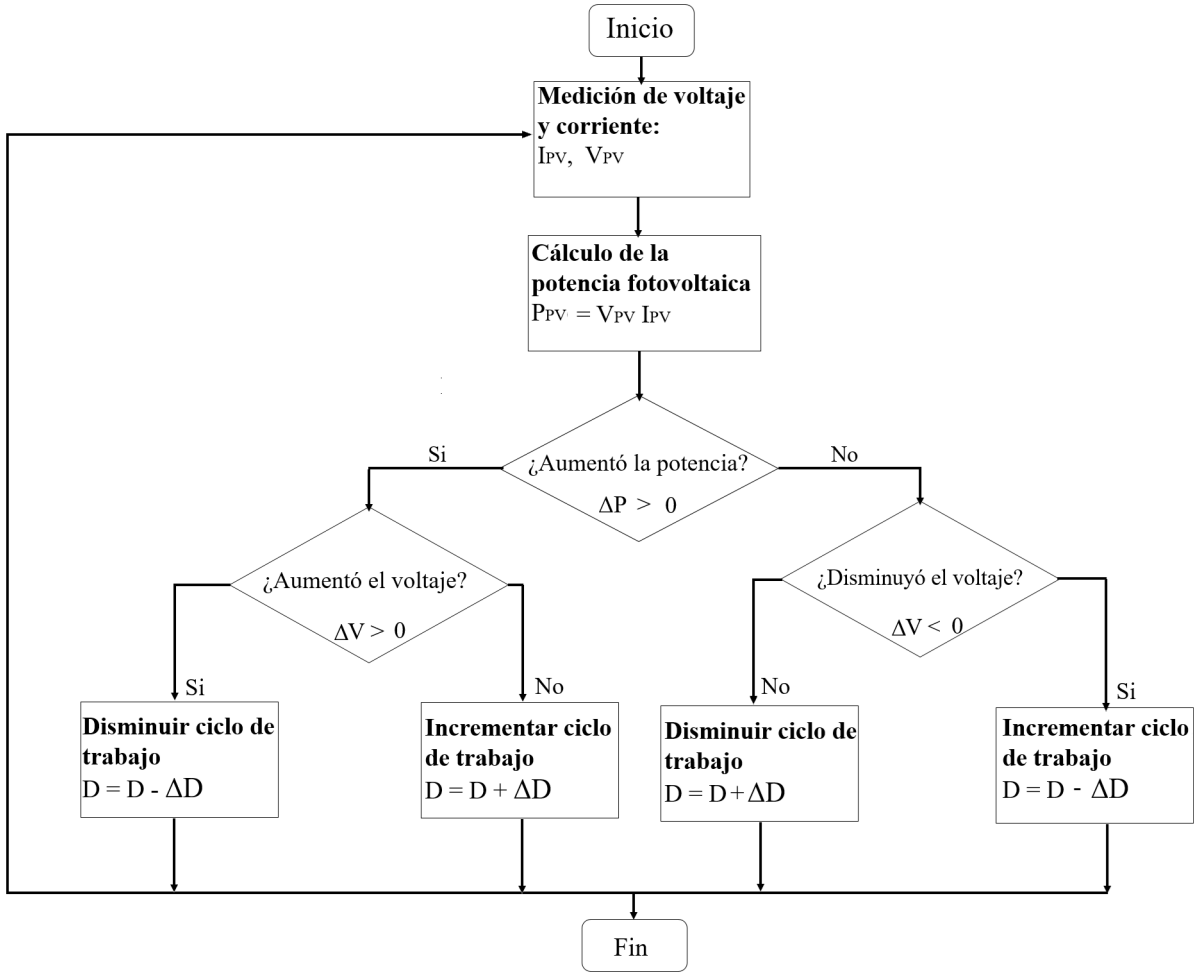


Figura 2.4: Algoritmo perturba y observa

conocidas e implementadas, debido a su simplicidad y fácil operación es *Perturba y Observa* [Eseosa and Kingsley, 2020], [Sadick, 2023], cuyo proceso iterativo se muestra en la Figura 2.4 y se describe a continuación.

- **Perturbación:** El algoritmo comienza operando inicialmente en un punto de operación conocido o asumiendo un punto inicial. Luego, se aplica una pequeña perturbación mediante un cambio en el ciclo de trabajo del convertidor.
- **Observación:** Después de la perturbación, el algoritmo observa cómo cambia la potencia de salida del panel solar, utilizando mediciones de potencia y voltaje para su cálculo. Si la potencia aumenta, el algoritmo continúa moviéndose en la misma direc-

ción en el siguiente paso. Si la potencia disminuye, el algoritmo cambia de dirección en el siguiente paso.

- **Iteración:** Este proceso de perturbar y observar se repite en cada paso, ajustando continuamente al final de cada iteración el voltaje de salida del convertidor mediante el ciclo de trabajo del convertidor.

La potencia fotovoltaica extraída (P_{PV}) presenta un alto contenido de variabilidad que debe ser eliminado antes de integrar la potencia a la red eléctrica. Las partes fundamentales de este proceso se describen en las siguientes secciones.

2.3. Variabilidad

Sea $P_{DC}(k_1)$ la potencia fotovoltaica promedio de las últimas 24 h , entonces $P_{DC}(k_1 + 1)$ representa la potencia fotovoltaica promedio de las próximas 24 h (un día en adelante). Debido a que es un valor desconocido, este será pronosticado haciendo uso del filtro de Kalman. La velocidad con que se actualiza este pronóstico tiene impacto en la precisión. Es de esperar del pronóstico, que al realizar una actualización más frecuentemente se tenga mayor precisión. El tiempo de actualización utilizado en este trabajo será 6 h , no obstante, con fines comparativos se incluirán resultados utilizando un intervalo de 24 h .

Por su parte, la potencia fotovoltaica estará siendo medida a un intervalo de muestreo distinto al intervalo de actualización del pronóstico. Este intervalo será $\Delta_k = \frac{1}{12} h$, lo que equivale a 5 minutos. Las mediciones de la potencia fotovoltaica serán representadas por $P_{PV}(k_2)$.

Nótese que las variables k_1 y k_2 no están relacionadas. k_1 es el tiempo de actualización del pronóstico (6 h o 24 h , para cada caso que será presentado), mientras k_2 es el tiempo de la medición de potencia fotovoltaica, con un intervalo de actualización fijo de 5 minutos ($\frac{1}{12} h$). Entonces, la diferencia entre las potencias $P_{PV}(k_2)$ y $P_{DC}(k_1 + 1)$ representa la variabilidad (2.1)

$$P_{var}(k_2) = P_{PV}(k_2) - P_{DC}(k_1 + 1). \quad (2.1)$$

La variabilidad $P_{var}(k_2)$ es la cantidad de potencia que la batería tendrá que absorber o entregar, de acuerdo al algoritmo presentado en la Figura 2.2. A fin de prevenir que la batería se descargue totalmente, el algoritmo limita el nivel de carga a un valor mínimo, en este caso del 20 %, sin embargo, se pueden usar distintos valores [Tremblay, 2009].

Si $P_{var}(k_2)$ es positiva, significa que la potencia generada es mayor que la potencia inyectada a la red, entonces, la batería deberá absorber la potencia excedente, pero solamente si la batería no ha alcanzado el 100 % de su estado de carga. Por otro lado, si $P_{var}(k_2)$ es negativa, entonces no hay suficiente generación para suministrar la potencia programada, por tanto, la batería deberá liberar sus energía, pero solamente si el estado de carga se encuentra por encima del valor mínimo permitido. La integración de un generador adicional (por ejemplo, un generador diésel) puede ser considerado a fin de satisfacer la potencia programada, cuando la batería alcanza sus límites de operación establecidos por el algoritmo. Sin embargo, este modo de operación con generador adicional no se estudia en este trabajo.

2.4. Pronóstico

La dinámica del valor promedio de la potencia fotovoltaica, puede ser representada por el modelo en espacio de estados discreto que se presenta a continuación

$$\begin{aligned} P_{DC}(k_1 + 1) &= P_{DC}(k_1) + \Delta_{DC}(k_1) + v_1(k_1) \\ \Delta_{DC}(k_1 + 1) &= \Delta_{DC}(k_1) + v_2(k_1) \end{aligned} \quad (2.2)$$

con salida

$$y(k_1) = P_{DC}(k_1) + w(k_1) \quad (2.3)$$

donde $v_1(k_1)$, $v_2(k_1)$ y $w(k_1)$ son términos asociados al movimiento estocástico de la energía fotovoltaica, P_{DC} es el valor promedio de la potencia fotovoltaica, Δ_{DC} es la razón de cambio de la potencia. El sistema representado por (2.2) y (2.3) puede ser expresado en forma matricial como

$$\begin{aligned} x(k_1 + 1) &= F x(k_1) + V \\ y(k_1) &= H x(k_1) + w(k_1) \end{aligned}$$

donde

$$x(k_1) = \begin{bmatrix} P_{DC}(k_1) \\ \Delta_{DC}(k_1) \end{bmatrix} \quad F = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$V = \begin{bmatrix} v_1(k_1) \\ v_2(k_1) \end{bmatrix} \quad H = \begin{bmatrix} 1 & 0 \end{bmatrix}.$$

El proceso iterativo a través del filtro de Kalman, para la estimación de estados, considerando el modelo de segundo orden representado por (2.2) y (2.3), es descrito por los siguientes tres pasos:

- Calcular la ganancia de Kalman

$$K(k_1) = H \sigma_P(k_1) F^T [H \sigma_P(k_1) H^T + \sigma_R]^{-1} \quad (2.4)$$

- Estimación del estado $\hat{x}$ para x como

$$\hat{x}(k_1 + 1) = F \hat{x}(k_1) + K(k_1) [y(k_1) - H \hat{x}(k_1)] \quad (2.5)$$

- Actualización de la matriz de covarianza del error

$$\sigma_P(k_1 + 1) = \sigma_Q + [F - K(k_1) H] \sigma_P(k_1) F^T \quad (2.6)$$

donde $K(k_1)$ es la ganancia de Kalman en el instante k_1 , σ_Q es la covarianza del ruido del proceso, σ_R es la covarianza del ruido de observación y σ_P la matriz de covarianza de estimación, las cuales se definen como

$$\sigma_Q = \begin{bmatrix} 10 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad \text{and} \quad \sigma_R = [0.1]$$

donde los valores de entrada para la matriz σ_Q se obtuvieron a partir de una estimación fuera de línea de la varianza de las variables de estado (P_{DC} y Δ_{DC}), a partir de datos históricos de la potencia fotovoltaica. En tanto, el valor de σ_R fue seleccionado heurísticamente para lograr una estimación adecuada, asumiendo que el ruido en la medición de potencia fotovoltaica es bajo en comparación con el ruido en las variables de estado. De igual forma, es posible obtener su valor utilizando datos históricos o utilizando algoritmos adaptativos como Filtro de Kalman Extendido Adaptativo (AEKF, por sus siglas en inglés) [Mehra, 1970].

2.5. Modelo de la batería

El modelo de la batería utilizado en este trabajo corresponde al modelo presentado en [Tremblay, 2009] para la batería de iones de litio. Este modelo es válido bajo las siguientes suposiciones:

- La resistencia interna de la batería se supone constante durante los ciclos de carga/descarga y por lo tanto no varía con la amplitud de la corriente.
- La temperatura no afecta al comportamiento del modelo.
- La auto-descarga de la batería no está representada.

Las ecuaciones de voltaje no lineal de la batería, para los ciclos de carga y descarga se presentan de manera separada como se muestra a continuación en (2.8) y (2.7)

- Descarga:

$$v_{bat} = e_o - R_{bat} i_{bat} - K_b \frac{Q_B}{Q_B - it} (it + i_{bat}) + Exp \quad (2.7)$$

- Carga:

$$v_{bat} = e_o - R_{bat} i_{bat} - K_b \frac{Q_B}{it - 0.1 Q_b} i_{bat} - K_b \frac{Q}{Q - it} it + Exp \quad (2.8)$$

donde e_o es un voltaje constante, R_{bat} la resistencia interna de la batería, i_{bat} la corriente de la batería, Q_B la capacidad de carga, it la descarga, K_b es la constante de polarización y Exp se obtiene de

$$Exp = B |i_{bat}| (-Exp + A \mu) \quad (2.9)$$

donde A es la amplitud (V) de la zona exponencial, B la constante de tiempo inversa de la zona exponencial (Ah^{-1}), $\mu = 1$ para la el ciclo de carga y $\mu = 0$ para la el ciclo de descarga. En la Figura 2.5 se muestra la curva típica de descarga de la batería de iones de litio [Tremblay, 2009], la cuál está conformada por una zona exponencial, donde el voltaje de la batería decrece exponencialmente a medida que se realiza la descarga de energía y una zona nominal, donde el voltaje tiene un comportamiento más parecido a una función lineal, con un mínimo descenso en el voltaje a medida que continúa la descarga.

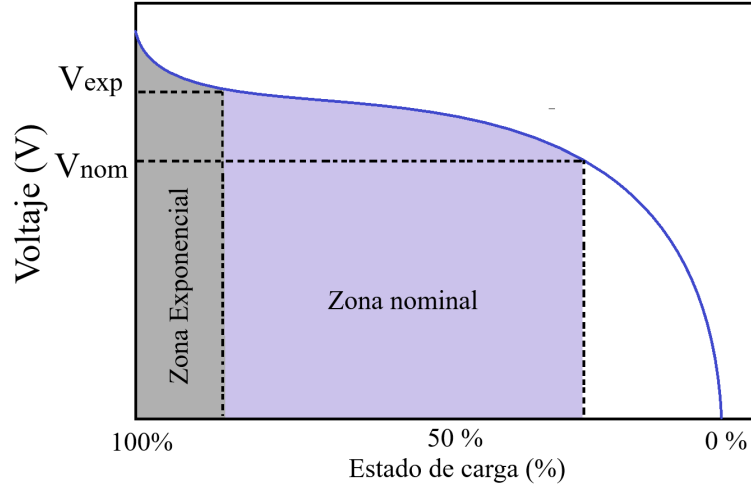


Figura 2.5: Curva típica de descarga de la batería de iones de litio.

2.6. Dimensionamiento de la batería

Como se ha mencionado, la batería debe gestionar la variabilidad de las energías renovables. En el funcionamiento a largo plazo del algoritmo que se muestra en la Figura 2.2, la energía almacenada de la batería, denotada por E_{var} , aumenta y disminuye a lo largo del tiempo para hacer frente a la variabilidad de la energía entre días. La cantidad de energía viene dada por

$$E_{var}(k_2) = \sum_{n=0}^{k_2} (P_{var}(n) \Delta_k) \quad (2.10)$$

donde la variable discreta k_2 representa el tiempo de medición de la potencia fotovoltaica, que se realiza en un intervalo de muestreo de Δ_k . La capacidad de la batería Q_B en *Ampere-hora*, y la energía se puede relacionar mediante la siguiente expresión

$$Q_B = \frac{\Delta E_{var}}{V_{bat}^{(nom)}} \quad (2.11)$$

donde ΔE_{var} es la diferencia entre el valor máximo y mínimo de E_{var} y $V_{bat}^{(nom)}$ es el voltaje nominal de la batería.

2.7. Conclusiones

En este capítulo se presentó un algoritmo de gestión de la energía proveniente de energías renovables. El algoritmo presentado hace uso de un pronóstico de la potencia fotovoltaica para estimar un promedio de la potencia que será generada. Luego, utilizando el valor pronosticado y mediciones de la potencia fotovoltaica, el algoritmo establece la cantidad de potencia que se deberá entregar a la red eléctrica. Esto se logra con la ayuda de un sistema de almacenamiento por batería, que absorbe o libera energía según lo determina el algoritmo, para satisfacer la potencia programada.

Capítulo 3

Inversor síncrono

En este capítulo se presenta el diseño del modelo del inversor, con un comportamiento semejante a un generador síncrono. Se presenta en primera instancia el modelo electro-mecánico del generador síncrono y posteriormente se plantea un modelo equivalente para el inversor. Enseguida, haciendo uso de una representación del sistema en el espacio de estados, se presenta la síntesis de un controlador óptimo para el control de la potencia reactiva en el inversor y, finalmente, se presenta un análisis de la constante de inercia de ambos modelos, esto es, del generador e inversor.

3.1. Modelo del generador síncrono

En esta sección se introduce el modelo de un generador síncrono, representado por las ecuaciones diferenciales de la parte electro-mecánica y la ecuación mecánica, a partir de las cuales se obtiene una representación en el espacio de estados. Este modelo es expuesto con fines comparativos, para resaltar sus similitudes con el modelo del inversor a describirse en siguientes secciones.

3.1.1. Ecuaciones mecánicas

La ecuación de movimiento de la máquina síncrona está dada por [\[Kundur, 1994\]](#)

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J} [T_m - T_e - D_p(\omega - \omega_s)] \quad (3.1)$$

donde J es el momento de inercia, T_e el par electromagnético, T_m es el par mecánico aplicado en la flecha del rotor y el término $D_p (\omega - \omega_s)$ representa el par de amortiguamiento (debido a los devanados de amortiguamiento), que es proporcional a la diferencia entre la velocidad del rotor ω y la velocidad síncrona ω_s (esta última considerada de valor constante), siendo D_p una constante de amortiguamiento. En (3.1) se considera una máquina de rotor cilíndrico con un par de polos [Kundur, 1994].

Por otro lado, para determinar la ecuación de oscilación, defínase la posición angular δ como la diferencia entre el ángulo del rotor θ y el ángulo de sincronismo θ_s , dado como

$$\begin{aligned}\delta &= \omega t - \omega_s t \\ &= \theta - \theta_s.\end{aligned}\tag{3.2}$$

Para obtener la dinámica de (3.2), se toma su derivada en el tiempo, obteniéndose

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s\tag{3.3}$$

donde se consideró que

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega \quad \text{y} \quad \frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s\tag{3.4}$$

y en una segunda derivada de (3.3) en combinación con (3.1), se obtiene la expresión de oscilación de la máquina como

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{1}{J} [T_m - T_e - D_p (\omega - \omega_s)].\tag{3.5}$$

Finalmente, para análisis comparativos entre la máquina síncrona y el inversor, en una descripción en espacio de estados, el modelo dinámico de la máquina es tomado a partir de las expresiones de primer orden (3.4) y (3.1).

3.1.2. Ecuaciones electromecánicas

El voltaje trifásico generado en el estator, bajo condiciones ideales de balance y simetría, se puede representar en términos de θ como en (3.6)

$$e = e_p s_\theta\tag{3.6}$$

donde e_p es la amplitud máxima del voltaje trifásico generado en el estator. Mismo que, de acuerdo con [Zhong and Weiss, 2011] es proporcional a la corriente de campo y la velocidad angular, como establece la expresión (3.7)

$$e_p = M_f \omega_s i_f \quad (3.7)$$

donde M_f es la inductancia mutua entre la bobina de campo y cada una de las tres bobinas del estator. El término s_θ en (3.6) representa un vector de componentes sinusoidales como se expresa a continuación

$$s_\theta = \begin{bmatrix} \sin(\theta) \\ \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

de igual forma se define a continuación un vector de componentes coseno simétricas, que será de utilidad en desarrollos posteriores

$$c_\theta = \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix}. \quad (3.9)$$

Si la velocidad angular de la máquina tiene un valor en estado estable que coincide con la velocidad angular de la red eléctrica, hecho que se presenta en cualquier generador síncrono de un par de polos, entonces la magnitud del voltaje generado debe ser controlada exclusivamente por la corriente de campo. Por tal motivo, si se pretende controlar la potencia reactiva, la entrada de control debe estar presente en la ecuación dinámica del devanado de campo (devanado del rotor), como se muestra a continuación

$$\frac{d i_{f,SG}}{dt} = \frac{1}{k_{f,SG}} u \quad (3.10)$$

donde $k_{f,SG}$ es una constante y u es la entrada de control.

Cada uno de los devanados del estator tiene una inductancia y resistencia interna, de modo que el voltaje trifásico en terminales de la máquina es la diferencia entre el voltaje

generado y la caída de voltaje en los devanados del estator, como se expresa a continuación

$$\begin{bmatrix} v_{s,a} \\ v_{s,b} \\ v_{s,c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_f \omega_s i_f \sin(\theta) \\ M_f \omega_s i_f \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ M_f \omega_s i_f \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} L_{s,a} \frac{d i_{s,a}}{dt} \\ L_{s,b} \frac{d i_{s,b}}{dt} \\ L_{s,c} \frac{d i_{s,c}}{dt} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_{s,a} i_{s,a} \\ R_{s,b} i_{s,b} \\ R_{s,c} i_{s,c} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

donde $L_s = [L_{s,a}, L_{s,b}, L_{s,c}]^T$ es la inductancia interna, $R_s = [R_{s,a}, R_{s,b}, R_{s,c}]^T$ es la resistencia interna y M_f es la inductancia mutua entre el devanado de campo y el estator.

3.1.3. Potencia activa y reactiva del generador síncrono

La potencia activa generada se define como el producto interno de la corriente a través del estator y el voltaje interno generado [Zhong and Weiss, 2011]

$$P_s = e^T i_s.$$

donde e el voltaje interno generado definido en (3.6) y donde i_s es la corriente trifásica del estator, que se define como

$$i_s = \begin{bmatrix} i_o \sin(\phi) \\ i_o \sin(\phi - \frac{2\pi}{3}) \\ i_o \sin(\phi + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Por su parte, la potencia reactiva (Q_s) está en cuadratura con la potencia activa. Esta se define como el producto interno del voltaje generado en cuadratura (e_q) y la corriente a través del estator

$$Q_s = e_q^T i_s \quad (3.13)$$

donde e_q tiene la misma magnitud que e , pero un desfase de 90° .

Si la corriente es perfectamente simétrica y balanceada, es decir, $i_a + i_b + i_c = 0$, el producto interno en las expresiones de potencia activa y reactiva da como resultado el siguiente conjunto de expresiones

$$P_s = \frac{3}{2} \omega M_f i_f i_0 \cos(\theta - \phi) \quad (3.14)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} \omega M_f I_f i_0 \sin(\theta - \phi). \quad (3.15)$$

donde i_0 es el valor pico de la corriente del estator y ϕ es el ángulo de la corriente de estator.

3.1.4. Modelo del generador síncrono en el espacio de estados

El modelo en el espacio de estados de la máquina síncrona está conformado por las ecuaciones electromecánicas (3.1), (3.4), (3.10), (3.11), y tiene una estructura no lineal como se muestra a continuación

$$\begin{aligned}\dot{x} &= f(x) + B(x)u + D \\ y &= h(x)\end{aligned}\tag{3.16}$$

donde el vector de estados es

$$x = \begin{bmatrix} \theta & \omega & i_s^T & i_{f,SG} \end{bmatrix}^T$$

donde las matrices $f(x)$, $h(x)$, $B(x)$ y D se definen como

$$f(x) = \begin{bmatrix} \omega \\ -\frac{1}{J} i_f i_s(t)^T s_\theta - \frac{D_p}{J} \omega \\ \frac{1}{L_s} \omega M_f i_f(t) s_\theta - \frac{R_s}{L_s} I_3 i_s(t) \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$B(x) = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0_{1 \times 3} & \frac{1}{k_f} i_{f,SG}(t) \end{bmatrix}^T$$

$$D = \begin{bmatrix} 0 & \frac{T_m}{J} + \frac{D_p}{J} \omega_s & 0_{1 \times 3} & 0 \end{bmatrix}^T$$

$$h(x) = -\omega M_f i_f(t) i_s(t)^T c_\theta$$

donde I_3 es una matriz identidad de dimensiones 3×3 y $0_{1 \times 3}$ es una matriz de ceros de 1×3 . Por su parte, D contiene términos independientes de las variables de estado los cuales no se pueden factorizar en $f(x)$ y $B(x)$. Por lo tanto, estas variables se consideran como perturbaciones o entradas externas no controlables.

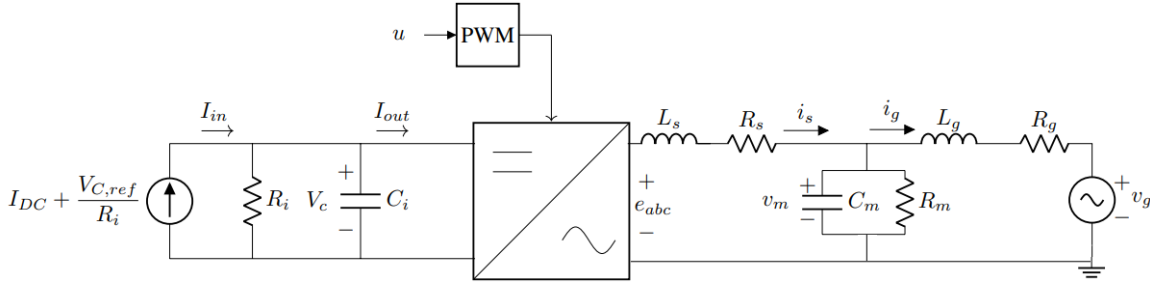


Figura 3.1: Circuito equivalente del inversor

3.2. Modelo equivalente del inversor

En esta sección se presenta una metodología que relaciona el modelo del inversor con el modelo de la máquina síncrona. El circuito del inversor se presenta de manera simplificada en la Figura 3.1, donde se observa la representación de una sola fase del circuito, no obstante, el modelo completo que se presenta en este trabajo considera el caso trifásico. El bloque del inversor que se observa en Figura 3.1 representa un puente trifásico de dos niveles [A. Yazdani, 2010], cuyo modelo promediado será utilizado en el modelado. Los componentes del filtro LCL son representados con su resistencia interna y la red eléctrica es modelada como una fuente de voltaje constante (bus infinito). Del lado de corriente directa, la potencia proveniente del arreglo fotovoltaico es representada en términos de corriente por medio de una fuente como se muestra en la Figura 3.1.

3.2.1. Ecuaciones eléctricas

A partir de un análisis de corrientes en el circuito del inversor mostrado en la Figura 3.1, se puede observar que

$$I_{in} - I_{out} = C_i \frac{dV_C}{dt} + \frac{V_C}{R_i}. \quad (3.17)$$

La corriente I_{DC} que se muestra en la Figura 3.1, es la corriente proveniente del generador fotovoltaico, fija a un valor constante programado por el algoritmo de gestión de la variabilidad presentado en el Capítulo 2. I_{out} es la corriente que va hacia el inversor, C_i y R_i son la capacitancia y su resistencia interna, mientras que V_C es el voltaje en el capacitor.

Comparando (3.17) con (3.1) se puede observar una analogía. En lugar de una diferencia entre torques mecánico y eléctrico, la ecuación del inversor describe una diferencia entre las corrientes de entrada y salida. Asimismo, la velocidad angular y el voltaje del capacitor son las derivadas de las ecuaciones diferenciales. El momento de inercia y la capacitancia son las constantes que multiplican a las derivadas, mientras que la resistencia del circuito del inversor es análoga al coeficiente de amortiguamiento de la máquina. Para ilustrar esta analogía, la ecuación anterior puede ser reescrita como

$$\frac{dV_C}{dt} = \frac{1}{C_i} \left[I_{DC} - I_{out} - \frac{1}{R_i} (V_C - V_{C,ref}) \right] \quad (3.18)$$

donde $I_{DC} = \frac{P_{DC}}{V_C}$, e I_{out} es la corriente que fluye hacia el inversor, que se calcula de forma análoga al torque eléctrico de la máquina síncrona [Zhong and Weiss, 2011], como se muestra a continuación

$$I_{out} = i_f(t) i_s(t)^T s_\psi$$

El término $\frac{1}{R_i} (V_C - V_{C,ref})$ es equivalente al amortiguamiento que ocurre en la máquina síncrona, donde la parte $\frac{V_{C,ref}}{R_i}$ se adiciona a la corriente I_{DC} proveniente del generador fotovoltaico, entonces la corriente total de entrada es

$$I_{in} = I_{DC} + \frac{V_{C,ref}}{R_i}.$$

Es evidente la analogía dinámica entre la velocidad angular de la máquina y el voltaje del capacitor en el inversor. Debido a esta equivalencia, es posible representar una ecuación para el ángulo eléctrico, equivalente a (3.4), como se expresa a continuación

$$\frac{d\psi}{dt} = V_C \quad (3.19)$$

donde ψ es el ángulo eléctrico, que estará presente en el voltaje trifásico a la salida del inversor y es análogo al voltaje de estator en la máquina síncrona, mismo que se define como

$$[e_a, e_b, e_c]^T = V_C i_f s_\psi. \quad (3.20)$$

El filtro LCL incluido a la salida del inversor, con la finalidad de reducir el contenido de armónicos debido a la conmutación de la electrónica de potencia, tiene la siguiente

dinámica

$$\begin{aligned}\frac{di_s}{dt} &= \frac{1}{L_s} (e - R_s i_s - v_m) \\ \frac{dv_m}{dt} &= \frac{1}{C_m} \left(i_s - \frac{1}{R_m} v_m - i_g \right) \\ \frac{di_g}{dt} &= \frac{1}{L_g} (v_m - R_g i_g - v_g)\end{aligned}\tag{3.21}$$

donde L_s y R_s son la inductancia del lado del inversor y su resistencia interna, C_m y R_m son la capacitancia del filtro y su resistencia interna modelada en paralelo, L_g y R_g son la inductancia del lado de la red y su resistencia interna, $i_s = [i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}]^T$ es la corriente trifásica de salida del inversor, $v_m = [v_{ma}, v_{mb}, v_{mc}]^T$ es el voltaje trifásico de la capacitancia del filtro, $i_g = [i_{ga}, i_{gb}, i_{gc}]^T$ es la corriente que fluye hacia la red, $e = [e_a, e_b, e_c]^T$ el voltaje de salida del inversor, $v_g = [v_{ga}, v_{gb}, v_{gc}]^T$ el voltaje de la red, definido como

$$v_g = \begin{bmatrix} V_p \sin(\omega_g t) & V_p \sin(\omega_g t - \frac{2\pi}{3}) & V_p \sin(\omega_g t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}^T.$$

3.2.2. Potencia activa y reactiva del inversor

De manera semejante a la representación de las potencias activa y reactiva en la máquina síncrona, para el caso del inversor, éstas pueden ser representadas en términos de las variables eléctricas correspondientes, tomando en cuenta la analogía antes mencionada, como se muestra a continuación

$$P_s = V_C i_f i_s^T s_\psi \tag{3.22}$$

$$Q_s = -V_C i_f i_s^T c_\psi \tag{3.23}$$

donde $i_s = [i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}]^T$ es la corriente trifásica a la salida del inversor, s_ψ and c_ψ es

$$\begin{aligned}s_\psi &= \begin{bmatrix} \sin(\psi) & \sin(\psi - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\psi + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}^T \\ c_\psi &= \begin{bmatrix} \cos(\psi) & \cos(\psi - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\psi + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}^T\end{aligned}$$

e i_f es una señal equivalente a la corriente de campo en el rotor de un generador síncrono, la cual se obtiene de

$$\frac{di_f}{dt} = \frac{1}{k_f} u \tag{3.24}$$

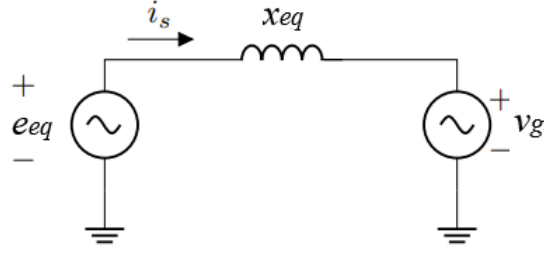


Figura 3.2: Circuito equivalente del filtro LCL.

donde k_f es un parámetro constante y u es la entrada de control, misma que será introducida en la Sección 3.5. Como se observa en (3.24), el valor de i_f es regulado por la entrada de control. Entonces, de acuerdo a (3.20), el valor de i_f ejerce un control directo sobre la modulación de amplitud de la señal de voltaje de salida del inversor, y por lo tanto, la potencia reactiva es regulada, considerando la relación entre amplitud de voltaje y potencia reactiva. Esto es, la potencia reactiva se puede regular para satisfacer una posterior condición de voltaje deseado.

3.2.3. Potencia reactiva entregada a la red

Debido a los efectos del filtro LCL, la potencia entregada a la red eléctrica sufre una ligera desviación al llegar a la red eléctrica. Para describir el efecto del filtro LCL es posible utilizar un circuito equivalente visto desde las terminales de la red eléctrica, compuesto por una reactancia (x_{eq}) en serie con una fuente de voltaje (e_{eq}), como se muestra en la Figura 3.2. La potencia reactiva que llega hasta la red eléctrica está representada por la siguiente expresión

$$Q_{grid} = \frac{3}{2} \left[\frac{|V_g| |e_{eq}|}{x_{eq}} \cos(\delta_v) - \frac{|V_g|^2}{x_{eq}} \right] \quad (3.25)$$

donde el voltaje e_{eq} es la magnitud del voltaje equivalente descrito en términos del voltaje a la salida del inversor, x_{eq} la reactancia equivalente del filtro LCL, definidos en (3.26) y (3.27), mientras que δ_v es la diferencia entre el ángulo del inversor ψ y el ángulo del voltaje de la red θ_s (es decir, $\delta_v = \psi - \theta_s$), mientras que

$$e_{eq} = V_C i_f \frac{x_c}{x_c - x_s} \quad (3.26)$$

y

$$x_{eq} = \frac{x_g x_c + x_c x_s + x_s x_g}{x_c - x_s} \quad (3.27)$$

donde x_s , x_g y x_c son las reactancias de los inductores y el capacitor del filtro LCL, respectivamente.

En analogía con la ecuación de oscilación (3.5) de la maquina síncrona, la correspondiente al inversor vendría dada por

$$\frac{d^2 \delta_v}{dt^2} = \frac{1}{C_i} \left[I_{DC} - I_{out} - \frac{1}{R_i} (V_C - V_{C,ref}) \right]. \quad (3.28)$$

Nótese que el inversor es visto desde las terminales de la red, como una fuente de voltaje. Éste es un concepto conocido en la literatura como *Grid-Forming*. Bajo este enfoque, los inversores son capaces de regular la frecuencia y el voltaje, proporcionando estabilidad y soporte a la red eléctrica, en lugar de simplemente seguir los parámetros de la red existente [Du et al., 2021]. La capacidad de regular la magnitud del voltaje es crucial para lograr el control de la potencia reactiva, debido a la fuerte relación que existe entre ambas variables.

3.2.4. Modelo del inversor en el espacio de estados

El modelo completo del inversor puede ser descrito por una representación no lineal en el espacio de estados, como se presenta a continuación

$$\begin{aligned} \dot{x} &= f(x) + B(x)u + D \\ y &= h(x) \end{aligned} \quad (3.29)$$

donde u es la entrada de control que permite regular la potencia reactiva (la cual será definida en la Sección 3.5), y es la salida, representada en este trabajo como la potencia reactiva entregada por el inversor, x es el vector de estados, el cual se define como

$$x = \left[\psi \quad V_C \quad i_s^T \quad v_m^T \quad i_g^T \quad i_f \right]^T$$

mientras que las matrices $f(x)$, $B(x)$, D y $h(x)$ son definidas como

$$f(x) = \begin{bmatrix} V_C \\ -\frac{1}{C_i} i_f i_s(t)^T s_\psi - \frac{V_C}{R_i C_i} \\ \frac{1}{L_s} V_C i_f(t) s_\psi - \frac{R_s}{L_s} I_3 i_s(t) - \frac{1}{L_s} I_3 v_m \\ \frac{1}{C_m} I_3 i_s - \frac{1}{R_m C_m} I_3 v_m - \frac{1}{C_m} I_3 i_g \\ \frac{1}{L_g} I_3 v_m - \frac{R_g}{L_g} I_3 i_g \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$B(x) = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0_{1 \times 3} & 0_{1 \times 3} & 0_{1 \times 3} & \frac{1}{k_f} i_f \end{bmatrix}^T$$

$$D = \begin{bmatrix} 0 & \frac{I_{in}}{C_i} + \frac{V_{C,ref}}{R_i C_i} & 0_{1 \times 3} & 0_{1 \times 3} & -\frac{1}{L_g} v_g^T & 0 \end{bmatrix}^T$$

$$h(x) = \frac{3}{2 x_{eq}} (V_p V_C i_f \cos(\delta_v) - V_p^2)$$

donde I_3 representa una matriz identidad de 3×3 , 0_3 es una matriz de ceros, con dimensiones 3×3 y $0_{1 \times 3}$ es una matriz de ceros, con dimensiones 1×3 . Nótese que D contiene todos los términos que no dependen de las variables de estado y, por lo tanto, no pueden ser factorizados en $f(x)$ y $B(x)$. Estos valores son considerados como perturbaciones o entradas no controlables para propósitos de diseño de control.

3.3. Análisis de la inercia del inversor

La inercia en una máquina síncrona se refiere a la propiedad física que determina su resistencia al cambio en su estado de movimiento. Esta propiedad está determinada principalmente por su velocidad de rotación (ω) y su momento de inercia (J), mismo que

está relacionado con la masa y la distribución de masa en el rotor de la máquina. Cuando hay desbalances repentinos entre los torque mecánico y eléctrico, la inercia del generador contribuye a mantener la velocidad del rotor y, por lo tanto, la frecuencia de salida del sistema eléctrico. Por su parte, la constante de inercia de un generador síncrono (H_G) es un parámetro que describe cuánta energía cinética está almacenada en el rotor de la máquina por unidad de potencia nominal, la cual se calcula dividiendo la energía cinética almacenada a la velocidad de sincronismo entre la potencia nominal del generador (S_{gen}). Se expresa típicamente en segundos (s) [Kundur, 1994]. Por lo tanto, la constante de inercia se define como

$$H_G = \frac{1}{2} \frac{J \omega^2}{S_{gen}}. \quad (3.30)$$

De manera similar, para un inversor, tomando en cuenta la analogía entre frecuencia angular y voltaje en el capacitor, la constante de inercia del inversor es el cociente de la energía almacenada entre la potencia nominal

$$H_I = \frac{E_{cap}}{S_{inv}}.$$

La energía almacenada por el capacitor (E_{cap}) es la derivada de la potencia en el capacitor (P_{cap}) como se muestra a continuación

$$E_{cap} = \int P_{cap} dt$$

donde la potencia es el producto del voltaje por la corriente del capacitor, por lo tanto, la energía se puede expresar como

$$E_{cap} = \int V_C C_i \frac{dV_C}{dt} dt$$

cuya solución es

$$E_{cap} = \frac{1}{2} C_i V_C^2$$

por lo tanto, la constante de inercia del inversor se representa como

$$H_I = \frac{1}{2} \frac{C_i V_C^2}{S_{inv}} \quad (3.31)$$

donde, S_{inv} representa la potencia nominal del inversor. Nótese que (3.31) expresa la energía potencial del capacitor C_i , mientras que (3.30) representa la energía cinética de la máquina.

Es evidente que el inversor tendrá menor potencia nominal y menor capacidad de almacenamiento de energía potencial, pero su constante de inercia puede ser equivalente a la de un generador síncrono [Wang et al., 2017] [Lu et al., 2021]. Esto puede observarse si $H_I = H_G$, como se muestra a continuación

$$\frac{1}{2} \frac{C_i V_C^2}{S_{inv}} = \frac{1}{2} \frac{J \omega^2}{S_{gen}}. \quad (3.32)$$

Observe que ambos términos en (3.32) representan una relación entre energía/potencia, y por lo tanto ambas constantes de inercia se expresan en segundos (s). Esta equivalencia entre la constante de inercia del inversor y el generador síncrono se comprueba mediante un análisis dimensional, como el mostrado en el Apéndice A. Por su parte, el voltaje del capacitor V_C será regulado al mismo valor que la velocidad angular nominal de una máquina síncrona, esto es, el valor de voltaje V_C corresponderá al valor de $2\pi f$. Considerando la relación de equivalencia en (3.32), ésta se puede resolver para obtener el valor del capacitor que se incluirá en el inversor, cuyo valor estará determinado por

$$C_i = J \frac{\omega^2 S_{inv}}{V_C^2 S_{gen}}. \quad (3.33)$$

Nótese que el valor del capacitor es proporcional al cociente de las potencias del inversor y el generador, así como a los valores nominales de frecuencia angular y voltaje. Sin embargo, para lograr en un inversor un momento de inercia de magnitud equivalente al de un generador síncrono de mayor potencia, se requerirá de la operación en conjunto de varios inversores. Es de esperarse que, sin importar las potencias nominales del inversor y del generador síncrono, si ambos tienen la misma constante de inercia, se podrán observar similitudes en sus respuestas, en lo que se refiere a razón de cambio de la potencia, sobreimpulsos y tiempo para alcanzar el estado estable. Esto se puede observar cuando se presenta un desbalance en las potencias de entrada y salida o una variación en el voltaje de la red, como se mostrará en el Capítulo 4.

3.4. Sistemas no lineales de coeficientes factorizables

Para la regulación de la potencia reactiva se utilizará control óptimo. El problema de control óptimo puede ser representado matemáticamente mediante el modelo del

sistema, descrito por el sistema de ecuaciones diferenciales y un índice de desempeño que toma en cuenta el error de seguimiento y el esfuerzo de control. El problema del control óptimo puede resolverse utilizando el principio máximo de Pontryagin [Pontryagin, 2018] (condición necesaria) y el método de programación dinámica desarrollado por Bellman [Bellman and Dreyfus, 2015], el cual conduce a una ecuación diferencial parcial no lineal, conocida como ecuación de Hamilton-Jacobi-Bellman (HJB) (condición suficiente), cuya solución, para el caso de los sistemas lineales, resulta de la ecuación diferencial de Ricatti, la cual proporciona controladores por retroalimentación de estados y trayectorias óptimas para cada condición inicial.

Sin embargo, encontrar la solución de la ecuación de Hamilton-Jacobi-Bellman es complicado para los sistemas no lineales, pero para ciertos sistemas puede ser obtenida mediante una factorización de coeficientes dependientes de los estados (SDCF) como la que se presenta en [Ornelas-Tellez et al., 2014]. El método SDRE implica la factorización de todas las dinámicas no lineales del sistema en una estructura semejante a una lineal, pero con matrices dependientes del estado. Para el sistema descrito por (3.29) es posible obtener una estructura factorizada con coeficientes dependientes de estado, misma que se muestra a continuación

$$\begin{aligned}\dot{x} &= A(x)x + B(x)u + D \\ y(t) &= C(x)x\end{aligned}\tag{3.34}$$

donde $f(x) = A(x)x$ y $h(x) = C(x)x$. Las matrices $A(x)$, $B(x)$, $C(x)$ y D como se presentan

a continuación

$$A(x) = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{R_i C_i} & 0 & 0 & 0 & -\frac{i_s(t)^T \widetilde{s}_\psi}{C_i} \\ 0 & \frac{i_F(t) \widetilde{s}_\psi}{L_s} & -\frac{R_s}{L_s} I_3 & -\frac{1}{L_s} I_3 & 0_3 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{C} I_3 & -\frac{1}{R_m C_m} I_3 & -\frac{1}{C_m} I_3 & 0 \\ 0 & 0 & 0_3 & \frac{1}{L_g} I_3 & -\frac{R_g}{L_g} I_3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$B(x) = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0_{1 \times 3} & 0_{1 \times 3} & 0_{1 \times 3} & \frac{1}{k_f} i_f \end{bmatrix}^T$$

$$C(x) = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0_{1 \times 3} & 0_{1 \times 3} & 0_{1 \times 3} & \frac{3}{2} \left[\frac{V_p V_C}{x_{eq}} \cos \delta_v - \frac{V_p^2}{x_{eq} i_f} \right] \end{bmatrix}.$$

$$D = \begin{bmatrix} 0 & \frac{I_{in}}{C_i} + \frac{V_{C,ref}}{R_i C_i} & 0_{1 \times 3} & 0_{1 \times 3} & -\frac{1}{L_g} v_g^T & 0 \end{bmatrix}^T$$

donde I_3 representa una matriz identidad de 3×3 , 0_3 es una matriz de ceros de dimensión 3×3 , $0_{1 \times 3}$ es una matriz de ceros de dimensión 1×3 . La matriz D contiene términos independientes de las variables de estado, que no pueden ser factorizados dentro de $A(x)$ y $B(x)$. Notese que $y = C(x) x$ corresponde a la potencia reactiva que se desea controlar a un valor de referencia.

3.5. Control óptimo para el seguimiento de trayectorias

El propósito del controlador es que la salida siga una referencia deseada con un mínimo esfuerzo de control. Con el fin de introducir el seguimiento de trayectoria, se define

el error de seguimiento como la diferencia entre la señal de referencia (r) y la variable a controlar

$$e = r - C(x)x. \quad (3.35)$$

donde r es el valor deseado que debe alcanzar la salida y $y = C(x)x$ es la variable a controlar, que para el inversor es la potencia reactiva. El problema del control óptimo no lineal consiste en encontrar una entrada óptima de control u , tal que la salida del sistema alcance el valor de referencia deseado, en un sentido óptimo, que consiste en minimizar el siguiente funcional de costo

$$I = \frac{1}{2} \int_{t_0}^{\infty} (e^T M e + u^T N u) dt \quad (3.36)$$

donde $M \in \mathbb{R}^{p \times p}$ y $N \in \mathbb{R}^{m \times m}$ son matrices simétricas y definidas positivas, en un sistema con p salidas y m entradas de control. M es una matriz que pondera el error de seguimiento, mientras que N pondera el esfuerzo de control.

La estabilidad del control óptimo lineal en lazo cerrado es garantizada si se cumple que el par (A, B) sea estabilizable, y el par (A, C) sea detectable [Ornelas-Tellez et al., 2014, Ornelas-Tellez et al., 2018]. Asumiendo que el sistema (3.34) satisface estas propiedades, entonces la ley óptima de control es

$$u(x) = -N^{-1}B^T(x)(Px - z) \quad (3.37)$$

donde P se obtiene de la solución de

$$\begin{aligned} \dot{P} = & -C^T(x)MC(x) + PB(x)N^{-1}B^T(x)P \\ & - A^T(x)P - PA(x) \end{aligned} \quad (3.38)$$

mientras que z es la solución de

$$\begin{aligned} \dot{z} = & -[A(x) - B(x)N^{-1}B^T(x)P]^T \\ & - C^T(x)Mr + PD. \end{aligned} \quad (3.39)$$

3.6. Conclusiones

En este capítulo se presentó el modelo del inversor, resaltando sus similitudes con el modelo electro-mecánico de una máquina síncrona. La analogía evidente entre ambos

modelos fue complementada con un análisis de la constante de inercia del inversor. En la Tabla 3.1 se presentan una comparación entre algunas variables del inversor y el generador, respectivamente, que permiten observar las semejanzas. Esto permitirá que el inversor pueda operar y desempeñarse semejante a una máquina síncrona, conservando las propiedades deseables en cuanto a repuesta inercial y robustez ante desbalances y perturbaciones.

Además, utilizando una *Factozización de coeficientes de los estados* del sistema del inversor, se presentó la síntesis de un controlador óptimo para la regulación de la potencia reactiva. En el Capítulo 4 se presentarán simulaciones que permitan verificar la respuesta inercial del modelo propuesto y la efectividad del controlador, y una comparación con resultados obtenidos utilizando el modelo del generador síncrono.

Tabla 3.1: Analogía entre el generador síncrono y el circuito del inversor.

Variable	Inversor	Generador Síncrono
Variables de estado	$\frac{dV_C}{dt} = \frac{1}{C_i} \left[I_{DC} - I_{out} - \frac{(V_C - V_{C,ref})}{R_i} \right]$ $\frac{d\psi}{dt} = V_C$	$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J} [T_m - T_e - D_p(\omega - \omega_s)]$ $\frac{d\theta}{dt} = \omega$
Energía almacenada	$E_{cap} = \frac{1}{2} C_i V_C^2$	$E_{gen} = \frac{1}{2} J \omega^2$
Constante de inercia	$H_I = \frac{1}{2} \frac{C_i V_C^2}{S_{inv}}$	$H_G = \frac{1}{2} \frac{J \omega^2}{S_{gen}}$

Capítulo 4

Resultados de simulación

Este capítulo presenta los resultados de simulación considerando dos partes: 1) la operación del generador de energía renovable basado en baterías del Capítulo 2, con el fin de suministrar energía constante al circuito inversor que se presenta en el Capítulo 3, y 2) el control de la potencia reactiva del inversor y análisis de la respuesta inercial ante desequilibrios de potencia (es decir, una diferencia entre la potencia de entrada y la de salida).

4.1. Suministro constante de potencia

En esta sección, se presenta el dimensionamiento de los elementos como el arreglo fotovoltaico y la batería, y posteriormente los resultados obtenidos que permiten observar la operación del algoritmo.

4.1.1. Dimensionamiento de la batería y el arreglo fotovoltaico

Para todas las simulaciones en este trabajo, se utilizará un arreglo fotovoltaico formado por una combinación de 12 módulos en serie por 8 módulos en paralelo, con una potencia máxima de 21 kW , obtenidos a una irradiancia de 1 kW/m^2 . Las curvas características de potencia-voltaje y corriente voltaje a una temperatura de $25^{\circ}C$, considerando distintas irradiancias, se muestran en las Figura 4.1 y 4.2, respectivamente. Nótese que para todas las irradiancias presentadas, la potencia máxima ocurre a valores cercanos a 350 V .

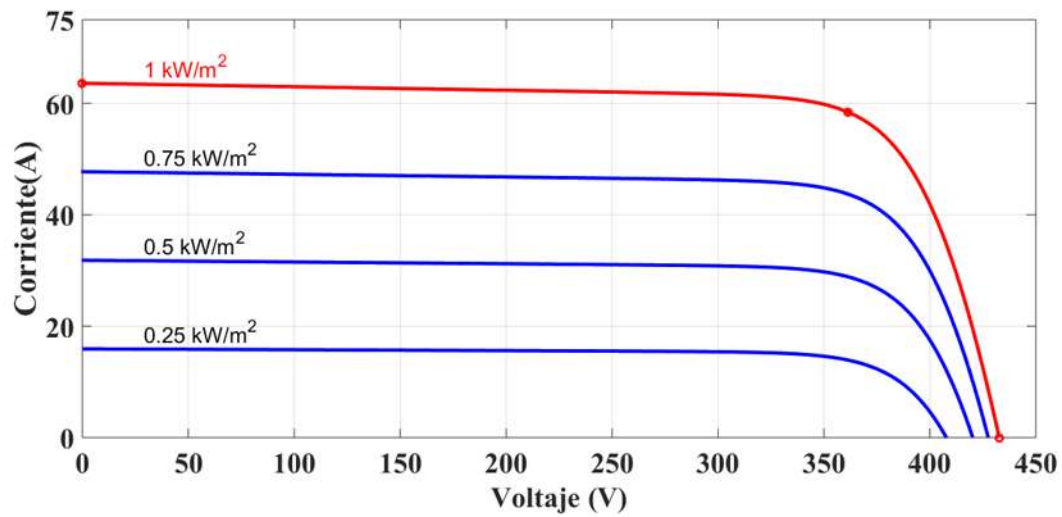


Figura 4.1: Curva característica corriente-voltaje del arreglo fotovoltaico.

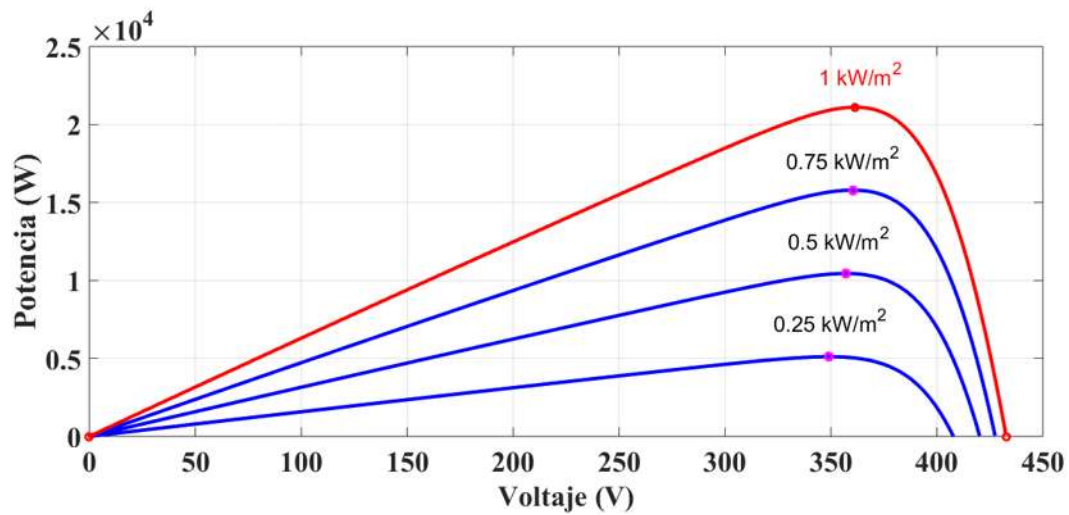


Figura 4.2: Curva característica potencia-voltaje del arreglo fotovoltaico.

En proporción a los niveles de voltaje del arreglo fotovoltaico, se seleccionó una batería con un voltaje nominal de 380 V. La capacidad de la batería es calculada mediante (2.10) y (2.11). Los resultados de este cálculo, para los dos diferentes tiempos de actualización, 6 h y 24 h, se presentan en la Tabla 4.1. El modelo de la batería utilizado en este trabajo corresponde al modelo de la batería de iones de litio (2.7)-(2.9), descrito en Tremblay, 2009, el cuál es un modelo validado experimentalmente en dichas referencias. Los parámetros del modelo se presentan en Tabla 4.2, para las dos capacidades de batería. Adicionalmente, se presentan las curvas de descarga en la Figura 4.3 y 4.4, para las dos capacidades 370 Ah y 877 Ah, respectivamente, bajo una corriente constante de descarga de 30 A.

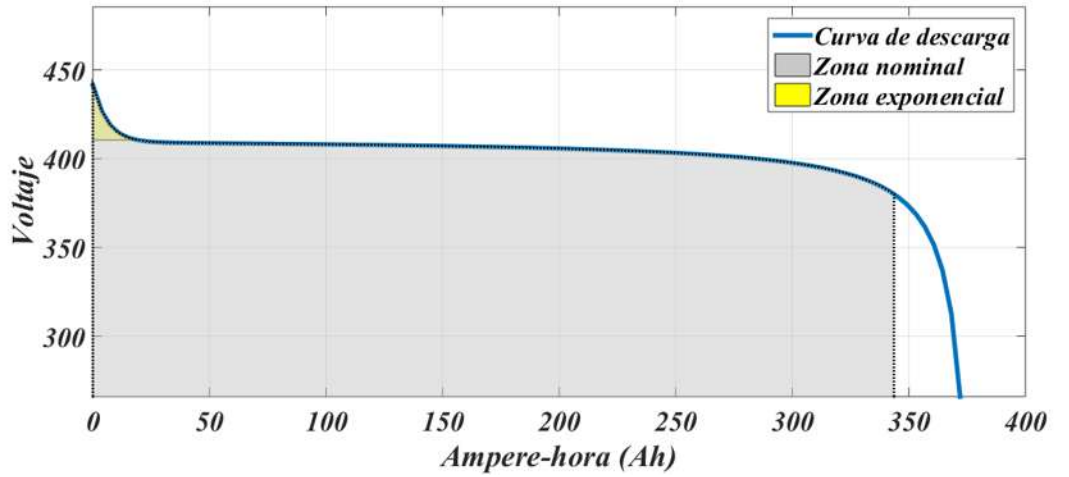


Figura 4.3: Curva de descarga de la batería de 370 Ah.

Tabla 4.1: Parámetros de capacidad de la batería.

Tiempo de actualización (h)	24	6
v_{nom} (V)	380	380
ΔE_{var} (kJ)	333.2	140.7
Q_B (A h)	877	370

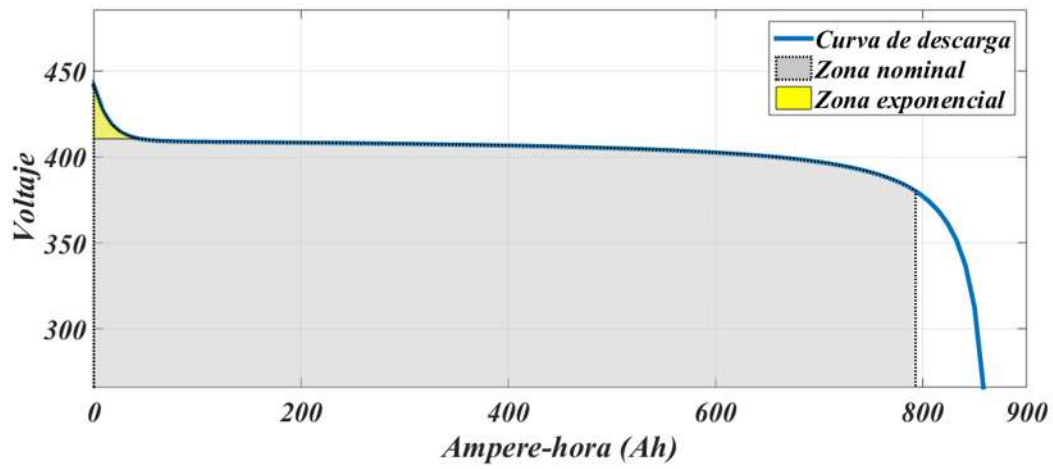


Figura 4.4: Curva de descarga de la batería de 877 Ah.

Tabla 4.2: Parámetros del modelo de la batería.

Parámetro	Valor (370 Ah)	Valor (877 Ah)
Amplitud de la zona exponencial (A)	32.2842 V	32.2842 V
Constante de zona exponencial (B)	0.16069 Ah ⁻¹	0.06963 Ah ⁻¹
Constante de polarización (K_b)	0.0056 Ω	0.0024 Ω
Resistencia interna (R_{bat})	0.01 Ω	0.0043 Ω
Capacidad de la batería (Q_B)	370 Ah	877 Ah
Constante de voltaje (e_o)	411.6831 V	411.6831 V
Voltaje nominal ($v_{bat}^{(nom)}$)	380 V	380 V

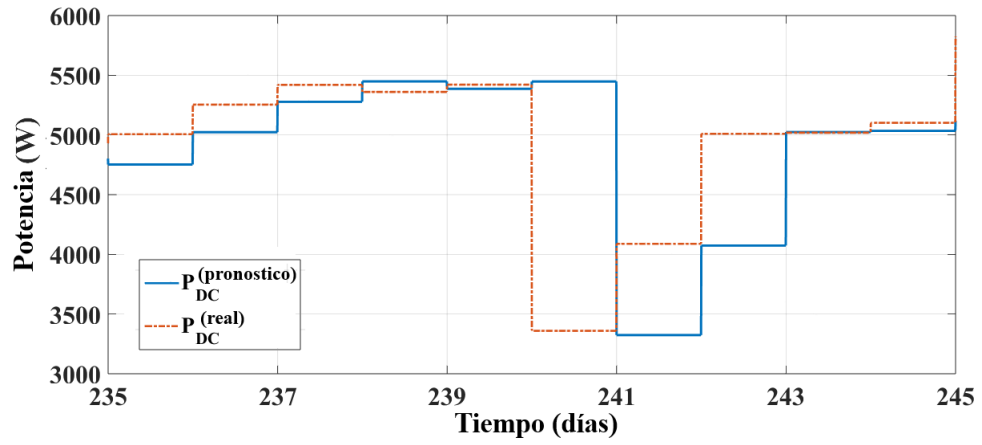


Figura 4.5: Valor promedio real y pronosticado, de la potencia fotovoltaica (P_{DC}), para un tiempo de actualización de 24 h .

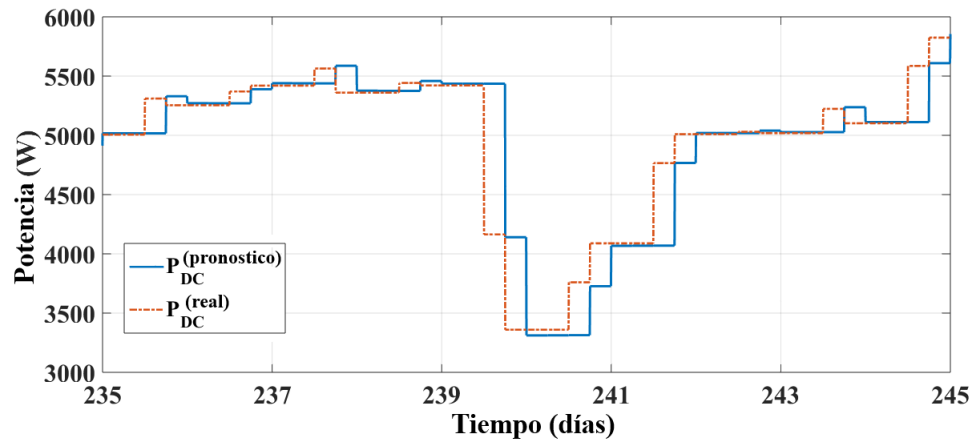


Figura 4.6: Valor promedio real y pronosticado, de la potencia fotovoltaica (P_{DC}), para un tiempo de actualización de 6 h .

4.1.2. Absorción de la variabilidad

Los valores pronosticados de P_{DC} son programados para ser suministrados a la red eléctrica, como un generador despachable, hasta que el pronóstico es actualizado y un nuevo valor de P_{DC} es programado. En las Figuras 4.5 y 4.6 se presenta una comparación entre los valores pronosticados y reales de P_{DC} para un tiempo de actualización de 24 h

y 6 h, respectivamente. Como era de esperarse, se obtiene una estimación más precisa a partir del tiempo de actualización de 6 h, porque logra capturar las variaciones que ocurren durante el intervalo de 24 h. Si la precisión del pronóstico es mayor, aumenta la certeza en el cálculo de la variabilidad, y debido a esto, la cantidad de energía que la batería tiene que absorber o entregar es menor cuando el pronóstico está programado a 6 h; en consecuencia, será necesaria una menor capacidad de batería, como confirma la Tabla 4.1

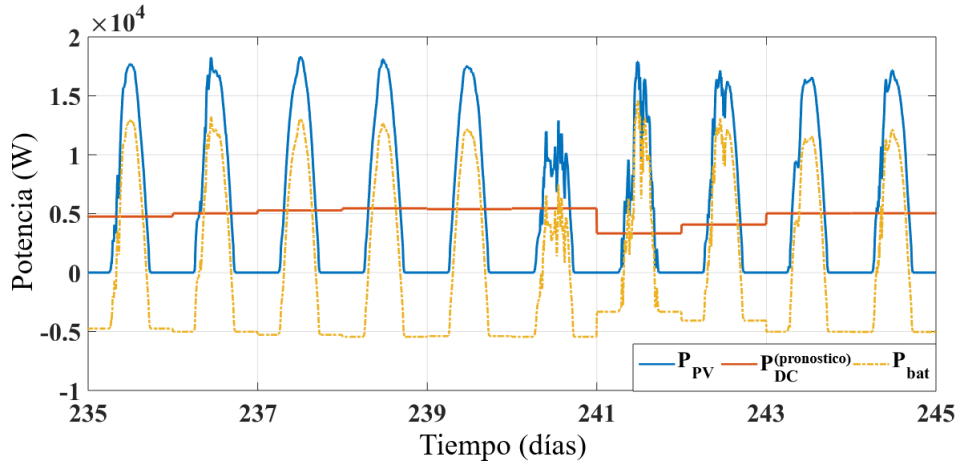


Figura 4.7: Perfiles de potencia para un intervalo de actualización de 24 h.

Para inyectar la potencia pronosticada (P_{DC}), la batería absorberá o entregará potencia (P_{bat}), como se muestra en las Figuras 4.7 y 4.8, para los casos de 24 h y 6 h, respectivamente, donde el valor negativo de P_{bat} significa descarga de la batería. Como se puede observar, se consigue suministro constante en la potencia inyectada a la red, ya que en ambos casos, la P_{DC} pronosticada (potencia que se inyecta a la red) permanece ininterrumpida, mientras que la variabilidad e intermitencia de la fuente fotovoltaica, son absorbidas por la batería. En cuanto al estado de carga de la batería, cuanto más bajo es, más drásticamente disminuye el voltaje de la batería, como se muestra en la Figura 4.9. No obstante, debido a que la batería fue dimensionada a un valor adecuado según (2.10) y (2.11) y con ayuda del algoritmo de ajuste de potencia, el voltaje permanece en una zona cercana a su valor nominal de acuerdo con Tremblay, 2009, para ambos casos, 6 h y 24 h.

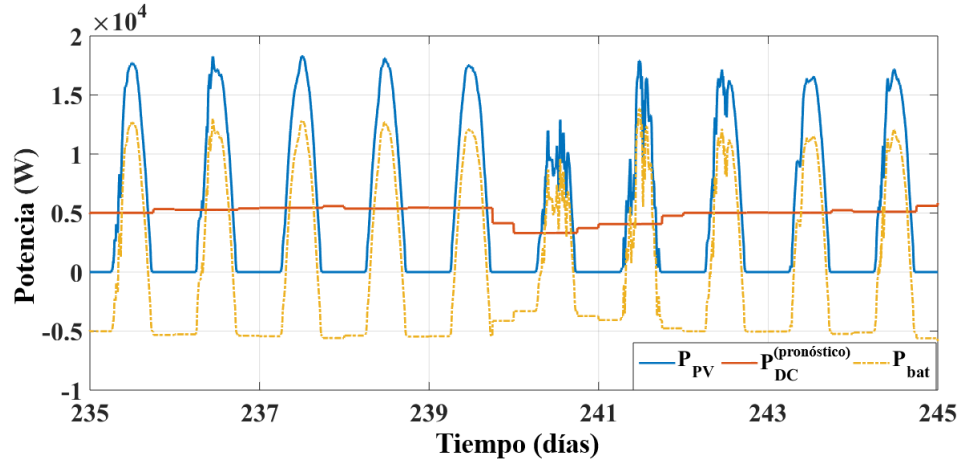


Figura 4.8: Perfiles de potencia para un intervalo de actualización de 6 h .

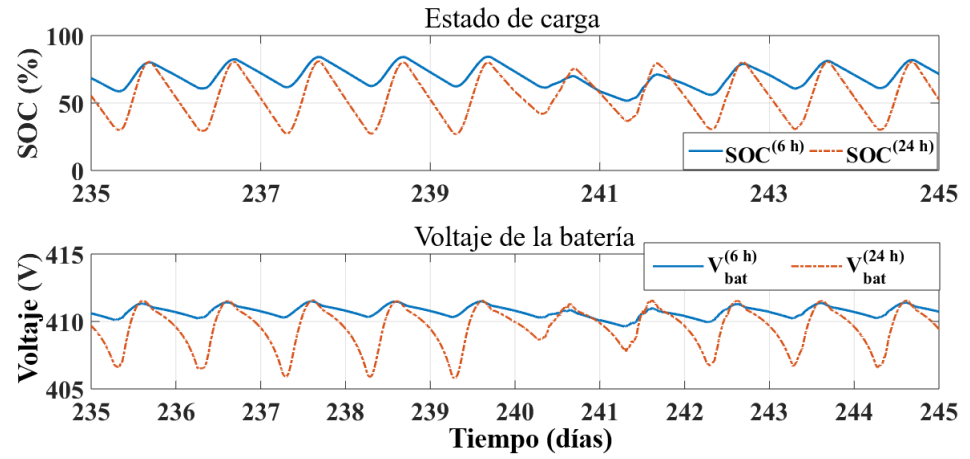


Figura 4.9: Estado de carga y voltaje de la batería.

4.1.3. Desempeño bajo distintas capacidades de la batería

Esta sección presenta los resultados de la simulación para diferentes capacidades de batería, utilizando un tiempo de actualización de pronóstico de 6 h , para demostrar cómo una capacidad insuficiente puede afectar la confiabilidad. En la Figura 4.10 se presenta el estado de carga (SOC) y la potencia inyectada a la red (P_{DC}), para tres capacidades de batería, las cuales son: el valor calculado en la Sección , un valor mayor al calculado (600 Ah) y un valor menor (200 Ah). Como se puede ver, si la capacidad de la batería

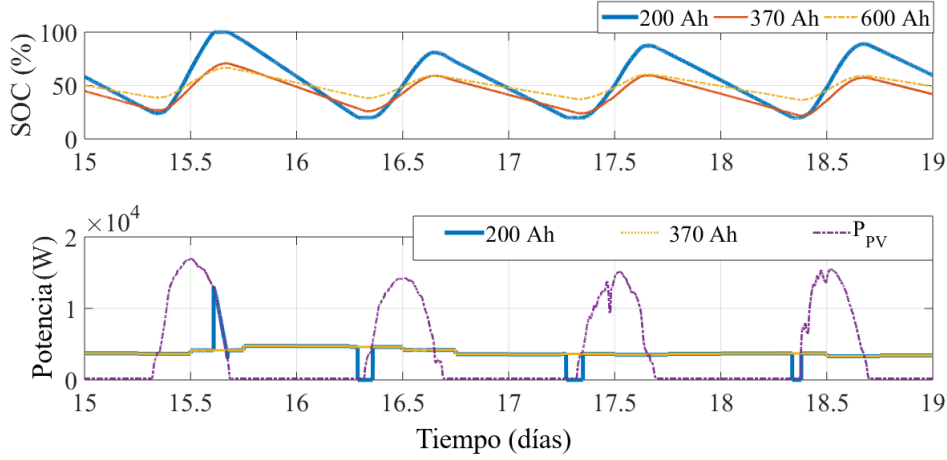


Figura 4.10: SOC y P_{DC} para diferentes capacidades de la batería.

está por debajo del mínimo calculado en la Sección 4.1.3 (caso de 200 Ah), la confiabilidad no está asegurada debido a que la batería interrumpe su funcionamiento cuando el SOC está por debajo de 20 %, de acuerdo con el algoritmo presentado en la Figura 2.2 y, como resultado, no se inyecta energía a la red. Por otro lado, si la batería alcanza su carga de energía de 100 %, no puede absorber más y toda la energía fotovoltaica generada va directamente a la red. Para una batería con una capacidad superior a 600 Ah, el estado de carga presenta variaciones mínimas y, como consecuencia, aumenta la confiabilidad; sin embargo, representa un costo importante de la batería. En este sentido, el valor calculado en la sección 4.1.3 es conveniente, porque garantiza la confiabilidad y el coste no se incrementa con capacidad innecesaria.

4.2. Respuesta inercial y control óptimo

En esta subsección se presenta la simulación del controlador óptimo (3.37)–(3.39) para el control de la potencia reactiva del sistema inversor representado por (3.34) y su respuesta inercial en comparación con la máquina síncrona. Los parámetros del circuito del inversor se muestran en la Tabla 4.3. Estos valores fueron seleccionados de acuerdo con la metodología utilizada en [Zavala-Tinajero and Ornelas-Tellez, 2017], cuyo procedimiento da rangos de valores para los parámetros del filtro, eligiendo aquellos que mostraban una

Tabla 4.3: Parámetros del inversor.

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
R_s	1.2Ω	f	60 Hz
L_s	$5 \times 10^{-3} H$	V_p	$180 V$
R_g	1.2Ω	C_i	$2 F$
L_g	$5 \times 10^{-3} H$	R_i	0.2Ω
C_m	$1 \times 10^{-4} F$	R_m	10000Ω

mejor respuesta del sistema. Por su parte, los parámetros del controlador óptimo se definen como

$$M = [8] \quad \text{y} \quad N = [1]$$

donde las matrices M y N son escalares debido a que solo se presentan una entrada y una salida en el sistema de control, cuyos valores se obtuvieron heurísticamente para obtener una respuesta dinámica aceptable de acuerdo con los tiempos de simulación de este trabajo. Dado que el parámetro M pondera la evolución temporal del error de seguimiento y N pondera el gasto del esfuerzo de control, entonces M se elige mayor que N , porque se da más importancia al rendimiento del seguimiento que al esfuerzo de control [Ornelas-Tellez et al., 2018].

4.2.1. Respuesta inercial

Con el fin de simular la respuesta inercial del inversor, se realiza una variación en la amplitud del voltaje de la red. Este cambio produce una variación momentánea en la potencia activa entregada a la red y en consecuencia, un desbalance de potencia, debido a que la potencia de entrada se mantuvo constante. Con fines comparativos, también se incluye la respuesta dinámica de un generador síncrono, de modo que el rendimiento del inversor pueda ser evaluado frente a un generador convencional. Los parámetros del inversor y del generador síncrono se presentan en la Tabla 4.4. Los parámetros del generador fueron definidos de acuerdo con [Kundur, 1994], mientras que para el inversor fueron seleccionados según (3.33)

Tabla 4.4: Parámetros del inversor y el generador síncrono

Parámetro	GS	Inversor
Potencia nominal	500 <i>MVA</i>	20 <i>KVA</i>
Voltaje (RMS)	13.8 <i>KV</i>	120 <i>V</i>
Constante de inercia	7.1 <i>s</i>	7.1 <i>s</i>
Momento de inercia o capacitancia	49000 <i>kg m²</i>	2 <i>F</i>
Resistencia interna	0.05 Ω	
Inductancia interna	2.5 <i>mH</i>	

Tabla 4.5: Valores RMS de voltaje de la red, para para el inversor y el generador síncrono.

Time (s)	0 - 6	6 - 12	12 - 18	18 - 24	24 - 30
Inv.	120 <i>V</i>	144 <i>V</i>	120 <i>V</i>	114 <i>V</i>	120 <i>V</i>
S. G.	13.8 <i>kV</i>	16.6 <i>kV</i>	13.8 <i>kV</i>	13.1 <i>kV</i>	13.8 <i>kV</i>

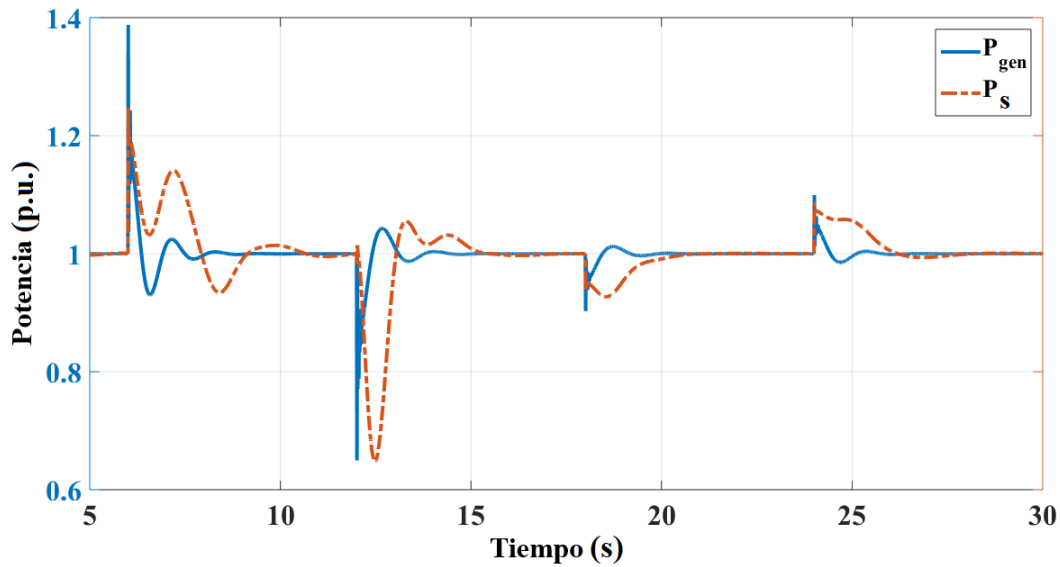


Figura 4.11: Potencia activa del generador síncrono y el inversor.

Inicialmente, el inversor está conectado a un voltaje de red de 120 *V* (*rms*) y la máquina síncrona está conectada a un voltaje de red de 13.8 *kV* (*rms*), correspondientemente su voltaje nominal. Las variaciones de tensión de la red se presentan en la Tabla

4.5. En la Figura 4.11 se presenta una comparación (en por unidad) entre la potencia de la máquina y la del inversor. Como se puede ver, cuando aumenta el voltaje, se produce un aumento repentino en la potencia de salida, luego el capacitor (o la masa giratoria del generador síncrono) libera parte de su energía potencial para contrarrestar el desbalance. Por el contrario, con cada disminución de la tensión, la energía almacenada se libera hasta alcanzar el equilibrio entre la potencia de entrada y salida. Este intercambio de energía se refleja en el voltaje del capacitor en el inversor y en la frecuencia angular de la máquina síncrona, como se observa en 4.12.

La similitud en la respuesta dinámica del voltaje del capacitor en el inversor y la frecuencia angular de la máquina síncrona, se debe a que ambos tienen la misma constante de inercia. La velocidad de la respuesta inercial y la capacidad de proporcionar energía están relacionadas en gran medida con la constante de inercia. Cuanto mayor es la constante de inercia, más lenta es la respuesta, pero aumenta su capacidad para proporcionar energía.

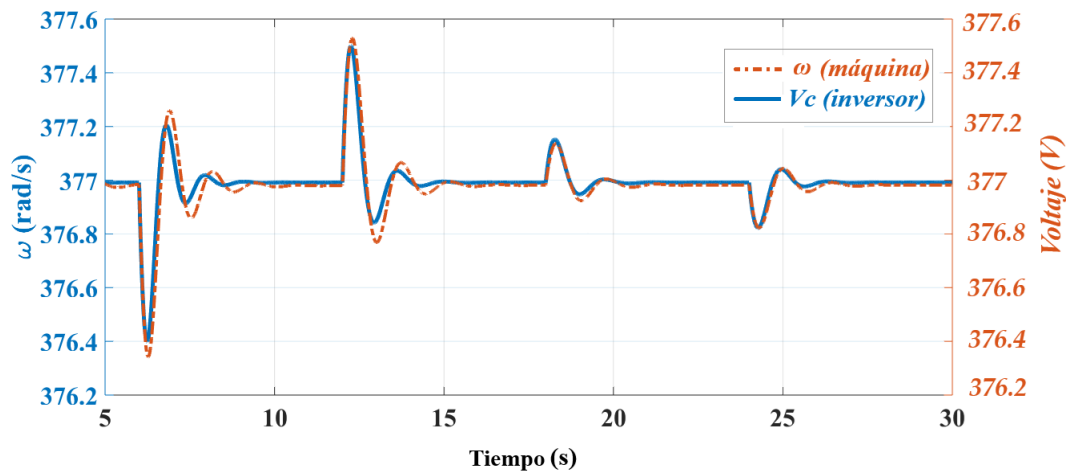


Figura 4.12: Comparación entre la frecuencia angular de la máquina y el voltaje del capacitor en el inversor.

Con la finalidad de observar el impacto que tiene la constante de inercia en la respuesta dinámica del voltaje del capacitor en el inversor, en la Figura 4.13 se muestra un acercamiento a la respuesta transitoria del voltaje del capacitor cuando se produce un cambio en el voltaje de la red, el cual modifica la potencia de salida y ocasiona un desbalance entre la potencia de entrada y salida. Se comprueba que a mayor constante de inercia se

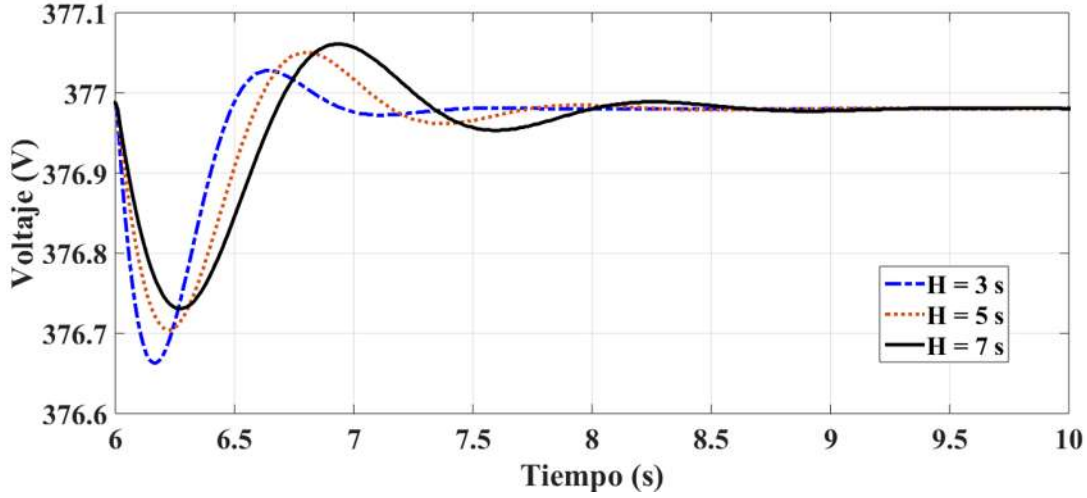


Figura 4.13: Respuesta transitoria del voltaje del capacitor para distintas constantes de inercia.

obtiene una respuesta más lenta y más amortiguada, lo cual es favorable debido a que se disminuye el impacto en la frecuencia eléctrica del sistema.

4.2.2. Resultados frente a variaciones en la potencia reactiva

En esta sección se muestran los resultados obtenidos considerando valores de potencia activa y reactiva que varían en el tiempo. La potencia reactiva es regulada por el controlador óptimo a los valores de referencia que se muestran en la Tabla 4.6, mientras que el voltaje de la red permanece constante en 120 V (valor RMS). Los valores de la potencia de entrada P_{DC} , que corresponden a la potencia extraída del sistema de generación fotovoltaica del Capítulo 2, y la potencia activa suministrada a la red a través del inversor P_s , se muestran en la Figura 4.14. El equilibrio entre la potencia de entrada y la potencia activa de salida está garantizado solo por la dinámica de voltaje del condensador, sin ninguna entrada de control adicional. Como se mencionó en la Sección 4.2.1, cuando se produce un desequilibrio, el capacitor actúa liberando o absorbiendo parte de su energía para contrarrestar el desequilibrio en cada variación de potencia.

La dinámica de voltaje V_C en el capacitor se muestra en la Figura 4.15, alcanzando un valor de estado estacionario que concuerda con la velocidad angular del voltaje de la red,

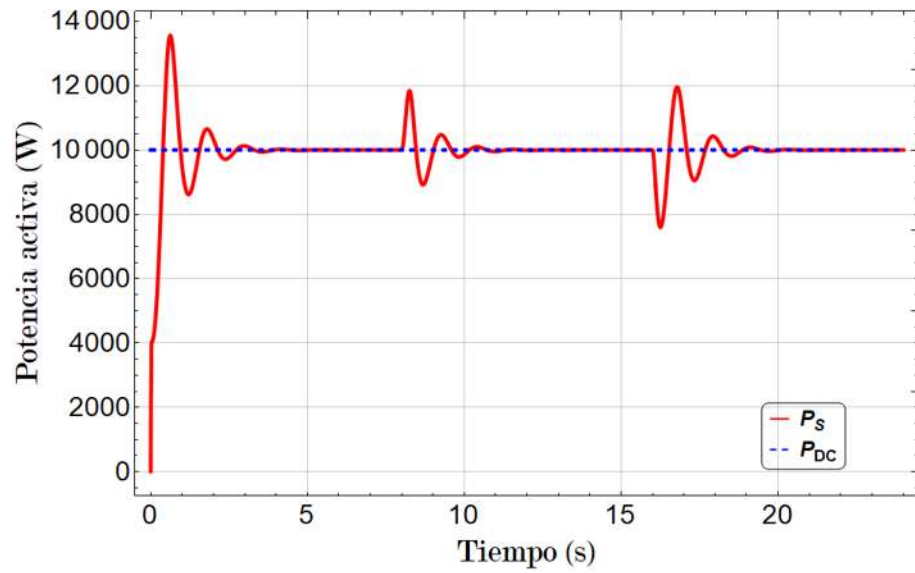


Figura 4.14: Potencia activa.

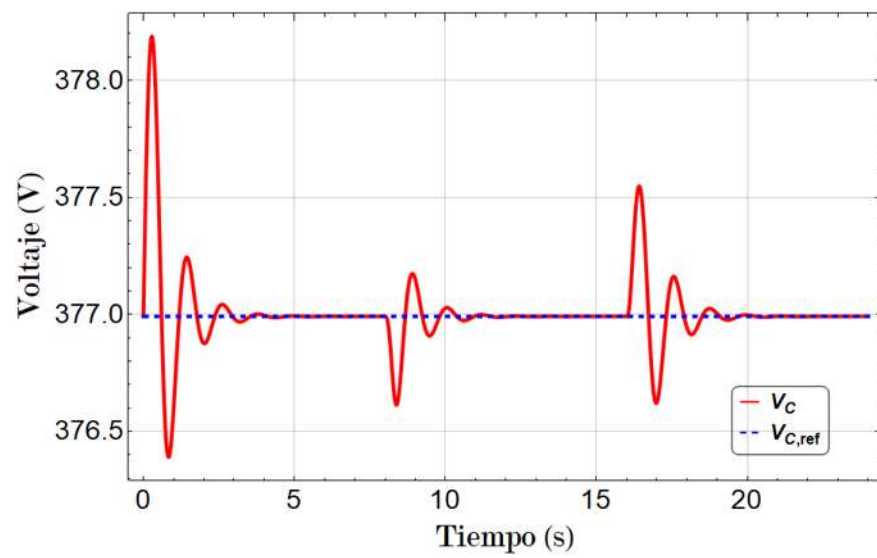
Figura 4.15: Respuesta en el tiempo del voltaje en el capacitor V_C .

Tabla 4.6: Valores de referencia para la potencia activa y reactiva.

Tiempo (s)	0 - 8	8 - 16	16 - 24
P_{DC} (kW)	10	10	10
Q_{ref} (kVAR)	4	6	3

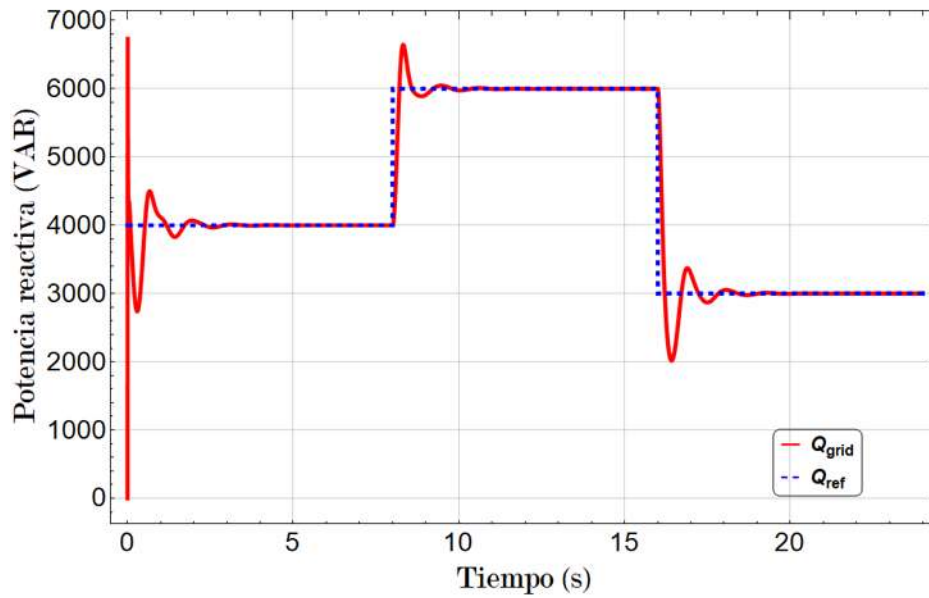


Figura 4.16: Control de potencia reactiva.

operando a 60 Hz , es decir, $V_C = 120\pi\text{ V}$ y el valor de referencia $V_{C,ref}$.

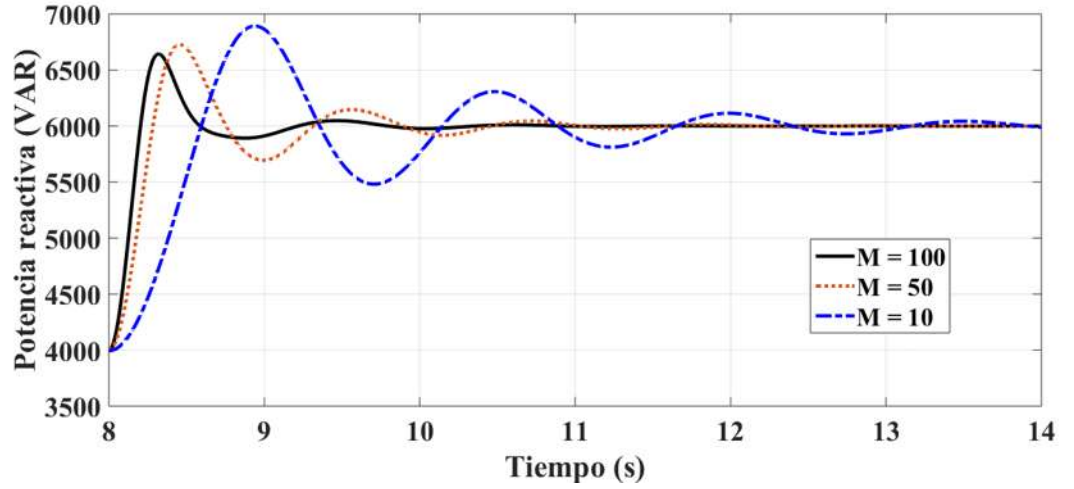


Figura 4.17: Respuesta transitoria de la potencia reactiva para distintos valores del parámetro M .

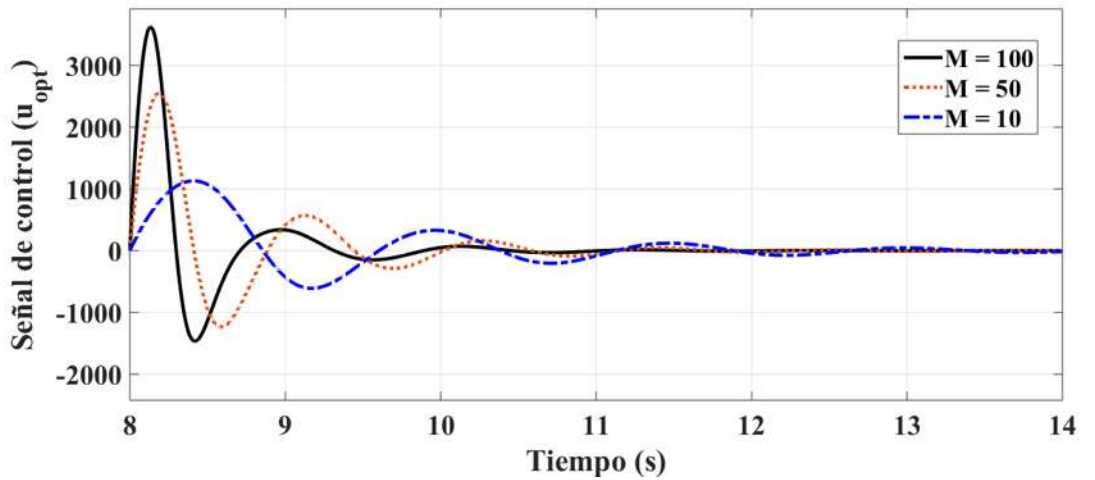


Figura 4.18: Esfuerzo de control, para distintos valores del parámetro M .

La potencia reactiva inyectada por el inversor y su valor de referencia se representan en la Figura 4.16, donde Q_{ref} es el valor deseado de la potencia reactiva y Q_{grid} es la potencia reactiva suministrada a la red, que está regulada por el controlador óptimo no lineal. La potencia reactiva alcanza el estado estacionario en menos tiempo que la potencia activa y el voltaje del capacitor. La velocidad de la respuesta esta determinada por el parámetro M ,

que pondera el error de seguimiento. El impacto de distintos valores del parámetro M en la velocidad de la respuesta se muestra en la Figura 4.17. Nótese que a mayores valores la potencia reactiva alcanza su valor estacionario más rápidamente, sin embargo, esto requiere un esfuerzo de control mayor, como se observa en la Figura 4.18

4.3. Conclusiones

En este capítulo se presentaron resultados de simulación del sistema del inversor que validan la metodología propuesta en capítulos anteriores. En la primera sección, se presentó la aplicación del algoritmo de gestión de la variabilidad, que permite un suministro constante e ininterrumpido de potencia a la red eléctrica. En la segunda sección se presentaron resultados de la respuesta inercial y control de potencia reactiva del sistema. Se pudo comprobar que existe una relación directa entre la respuesta inercial del inversor y la constante de inercia del capacitor. Asimismo, se comprobó la efectividad del control óptimo y la relación entre los parámetros del controlador y su desempeño.

Capítulo 5

Conclusiones

5.1. Conclusiones

En este trabajo se propone un generador basado en energías renovables, que se comporta como un generador síncrono convencional despachable. El generador propuesto hace uso de un sistema de almacenamiento de energía en baterías para proporcionar energía constante e ininterrumpida a la red eléctrica. Además, el generador de energía puede proporcionar una respuesta de inercia al sistema a través de componentes eléctricos físicos en el circuito del inversor, cuyo comportamiento dinámico se asemeja al de la máquina síncrona. La eficacia del generador propuesto se demuestra por separado a través de dos características: 1) la confiabilidad del suministro de energía mediante una gestión adecuada de la carga y descarga de la batería, y 2) la respuesta inercial del generador frente a los desequilibrios de potencia, y el control de la potencia reactiva. La capacidad inercial se pudo observar en la respuesta de la potencia activa y en las oscilaciones del voltaje del capacitor, mismas que están determinadas principalmente por la constante de inercia y el amortiguamiento. En este sentido, un valor más alto en la resistencia de amortiguamiento R_i , representaría una respuesta más amortiguada, pero el tiempo de estabilización del voltaje V_C sería más largo (equivalentemente, un tiempo más largo para estabilizar la frecuencia de un generador). Mientras tanto, un valor más alto de C_i representa una constante de inercia mayor, lo que provoca una respuesta de tiempo más lenta.

Con respecto al controlador óptimo, se pudo demostrar su efectividad en el seguimiento de trayectorias de potencia reactiva. Una selección adecuada de los parámetros del controlador es crucial para un desempeño adecuado en cuanto a esfuerzo de control y rapidez de convergencia con el valor de referencia.

El sistema de generación propuesto representa una alternativa viable para integrar energías renovables con una disminución considerable de la incertidumbre y con un desempeño semejante a los generadores síncronos tradicionales.

5.2. Trabajos Futuros

A continuación se presenta una lista con posibles propuestas de trabajo que pueden ser desarrolladas como una continuación a lo propuesto en este proyecto.

1. Obtener resultados experimentales del modelo del inversor que validen los resultados obtenidos mediante simulación, en lo que se refiere a respuesta inercial y control óptimo.
2. Simular la operación del inversor dentro de un sistema eléctrico aislado (por ejemplo dentro de un sistema de 9 nodos u otro), para realizar control de la potencia reactiva y analizar la respuesta inercial bajo estas condiciones, e incluso diseñar un controlador para la regulación de la potencia activa o la frecuencia de un sistema aislado.
3. Diseñar un sistema de generación híbrido, integrando otras fuentes de generación como eólica o hidroeléctrica, que en conjunto con el BESS, pueda mejorar la confiabilidad del sistema de generación.
4. La integración de un generador diésel de reserva, para incrementar la confiabilidad del sistema de generación, incluso en condiciones extremas cuando hay poca generación de energías renovables. Esta modalidad puede analizarse utilizando el modelo híbrido propuesto en el punto anterior.

Referencias

- [A. Yazdani, 2010] A. Yazdani, R. I. (2010). *Voltage Sourced Converters in Power Systems*. John Wiley and Sons, New Jersey, 1 edition.
- [Atif and Khalid, 2020] Atif, A. and Khalid, M. W. (2020). Savitzky–golay filtering for solar power smoothing and ramp rate reduction based on controlled battery energy storage. *IEEE Access*, 8:33806–33817.
- [Basit et al., 2020] Basit, M. A., Dilshad, S., Badar, R., and Sami ur Rehman, S. M. (2020). Limitations, challenges, and solution approaches in grid-connected renewable energy systems. *International Journal of Energy Research*, 44(6):4132–4162.
- [Beck and Hesse, 2007] Beck, H.-P. and Hesse, R. (2007). Virtual synchronous machine. *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, pages 1–6.
- [Bellman and Dreyfus, 2015] Bellman, R. E. and Dreyfus, S. E. (2015). *Applied dynamic programming*, volume 2050. Princeton university press, Princeton NJ.
- [Bevrani et al., 2014] Bevrani, H., Ise, T., and Miura, Y. (2014). Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 54:244–254.
- [Bishop and Dorf, 2017] Bishop, R. and Dorf, R. (2017). *Modern control systems*. Pearson, New Jersey, 13 edition.
- [Borase et al., 2021] Borase, R. P., Maghade, D., Sondkar, S., and Pawar, S. (2021). A re-

- view of pid control, tuning methods and applications. *International Journal of Dynamics and Control*, 9:818–827.
- [Chandrakar et al., 2018] Chandrakar, P., Saha, S., Das, P., Singh, A., and Debbarma, S. (2018). Grid integration of pv system using synchronverter. In *2018 International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC)*, pages 237–242.
- [Chapaloglou et al., 2019] Chapaloglou, S., Nesiadis, A., Iliadis, P., Atsonios, K., Nikolopoulos, N., Grammelis, P., Yiakopoulos, C., Antoniadis, I. A., and Kakaras, E. K. (2019). Smart energy management algorithm for load smoothing and peak shaving based on load forecasting of an island’s power system. *Applied Energy*, 238:627–642.
- [Chen et al., 2017] Chen, D., Xu, Y., and Huang, A. Q. (2017). Integration of dc microgrids as virtual synchronous machines into the ac grid. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64:7455–7466.
- [Chua et al., 2020] Chua, K. H., Bong, H. L., Lim, Y. S., Wong, J., and Wang, L. (2020). The state-of-the-arts of peak shaving technologies: A review. *2020 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE)*, pages 162–166.
- [Cloutier, 1997] Cloutier, J. R. (1997). State-dependent riccati equation techniques: an overview. *Proceedings of the 1997 American Control Conference (Cat. No.97CH36041)*, 2:932–936.
- [Cortes-Vega et al., 2021] Cortes-Vega, D., Ornelas-Tellez, F., and Anzurez-Marin, J. (2021). Nonlinear optimal control for pmsg-based wind energy conversion systems. *IEEE Latin America Transactions*, 19(7):1191–1198.
- [Datta et al., 2021] Datta, U., Kalam, A., and Shi, J. (2021). A review of key functionalities of battery energy storage system in renewable energy integrated power systems. *Energy Storage*, 3:1–21.
- [Daud et al., 2018] Daud, M. Z., Mohamed, A., and Hannan, M. (2018). An improved

- control method of battery energy storage system for hourly dispatch of photovoltaic power sources. *Energy Conversion and Management*, 73:256–270.
- [De Siqueira and Peng, 2021] De Siqueira, L. M. S. and Peng, W. (2021). Control strategy to smooth wind power output using battery energy storage system: A review. *Journal of Energy Storage*, 35:102252.
- [Du et al., 2021] Du, W., Tuffner, F. K., Schneider, K. P., Lasseter, R. H., Xie, J., Chen, Z., and Bhattarai, B. (2021). Modeling of grid-forming and grid-following inverters for dynamic simulation of large-scale distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 36(4):2035–2045.
- [Eriksson et al., 2018] Eriksson, R., Modig, N., and Elkington, K. (2018). Synthetic inertia versus fast frequency response: a definition. *IET renewable power generation*, 12(5):507–514.
- [Eseosa and Kingsley, 2020] Eseosa, O. and Kingsley, I. (2020). Comparative study of mppt techniques for photovoltaic systems. *Saudi Journal of Engineering and Technology*, 5:12–14.
- [Gildardo et al., 2015] Gildardo, D., Cifuentes, E., Josué, E., Urbina, B., Yordano, J., Aguilar, F., Abel, G., Castellanos, S., Ángel, A., Vicente, Q., Ivan, J., and Cifuentes, J. (2015). Controladores Óptimos, lineales, no lineales y pid. *Mathematical Models*, pages 1–20.
- [Kundur, 1994] Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. Mc Graw-Hill, New York, 1 edition.
- [Li et al., 2021] Li, X., Li, N., Jia, X., and Hui, D. (2021). Fuzzy logic based smoothing control of wind/PV generation output fluctuations with battery energy storage system. In *2011 International Conference on Electrical Machines and Systems*, pages 1–5.
- [Liu et al., 2016] Liu, J., Miura, Y., and Ise, T. (2016). Comparison of dynamic characteristics between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(5):3600–3611.

- [Lu et al., 2021] Lu, L., Saborío-Romano, O., and Cutululis, N. A. (2021). Reduced-order-vsm-based frequency controller for wind turbines. *Energies*, 14:528–538.
- [Makolo et al., 2021] Makolo, P., Zamora, R., and Lie, T.-T. (2021). The role of inertia for grid flexibility under high penetration of variable renewables-a review of challenges and solutions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 147:1–18.
- [Mehra, 1970] Mehra, R. (1970). On the identification of variances and adaptive kalman filtering. *IEEE Transactions on automatic control*, 15(2):175–184.
- [Milanese et al., 2020] Milanese, M., Taragna, M., Trisoglio, A., and Malan, S. (2020). Linear vs. nonlinear approaches to robustness analysis of lti control systems. In Mansour, M., Balemi, S., and Truöl, W., editors, *Robustness of Dynamic Systems with Parameter Uncertainties*, pages 211–216, Basel.
- [Nedumgatt et al., 2011] Nedumgatt, J. J., Jayakrishnan, K., Umashankar, S., Vijayakumar, D., and Kothari, D. (2011). Perturb and observe mppt algorithm for solar pv systems-modeling and simulation. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, pages 1–6.
- [Ornelas-Tellez et al., 2014] Ornelas-Tellez, F., Rico, J. J., and Ruiz-Cruz, R. (2014). Optimal tracking for state-dependent coefficient factorized nonlinear systems. *Asian Journal of Control*, 16:42–47.
- [Ornelas-Tellez et al., 2018] Ornelas-Tellez, F., Rico-Melgoza, J. J., Espinosa-Juárez, E., and Sánchez, E. N. (2018). Optimal and robust control in dc microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9:5543–5553.
- [Pimm et al., 2018] Pimm, A. J., Cockerill, T. T., and Taylor, P. G. (2018). The potential for peak shaving on low voltage distribution networks using electricity storage. *Journal of Energy Storage*, 16:231–242.
- [Pontryagin, 2018] Pontryagin, L. S. (2018). *Mathematical theory of optimal processes*, volume 1. Routledge, London.

- [Ramos-Paz et al., 2021] Ramos-Paz, S., Ornelas-Tellez, F., and Inostroza-Moreno, L. A. (2021). Nonlinear optimal tracking control applied to the rotary inverted pendulum. In *2021 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, volume 5, pages 1–5.
- [Ratnam et al., 2020] Ratnam, K. S., Palanisamy, K., and Yang, G. (2020). Future low-inertia power systems: Requirements, issues, and solutions-a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 124:1–24.
- [Sadick, 2023] Sadick, A. (2023). Maximum power point tracking simulation for photovoltaic systems using perturb and observe algorithm. In *Solar Radiation - Enabling Technologies, Recent Innovations, and Advancements for Energy Transition*, volume 5, pages 1–12.
- [Sarvi and Azadian, 2022] Sarvi, M. and Azadian, A. (2022). A comprehensive review and classified comparison of mppt algorithms in pv systems. *Energy Systems*, 13(2):281–320.
- [Sasmal et al., 2020] Sasmal, R., Sen, S., and Chakraborty, A. (2020). Solar photovoltaic output smoothing: Using battery energy storage system. *National Power Systems (NPSC)*, 31:1–5.
- [Sastry et al., 2021] Sastry, S., Laine, F., and Tomlin, C. (2021). Optimal control and the linear quadratic regulator. *EECS Dept. Univ. California, Berkeley*, 1:1–15.
- [Swari et al., 2021] Swari, M. H. P., Handika, I. P. S., and Satwika, I. K. S. (2021). Comparison of simple moving average, single and modified single exponential smoothing. *2021 IEEE 7th Information Technology International (ITIS)*, 58:1–5.
- [Tremblay, 2009] Tremblay, O. (2009). Experimental validation of a battery dynamic model. *World Electr Veh J*, 3:1–10.
- [Vasudevan et al., 2020] Vasudevan, K. R., Ramachandaramurthy, V. K., Babu, T. S., and Pouryekt, A. (2020). Synchronverter: A comprehensive review of modifications, stability assessment, applications and future perspectives. *IEEE Access*, 8:131565–131589.

- [Wang et al., 2017] Wang, Z., Zhuo, F., Wu, J., Yi, H., Zhai, H., and Zeng, Z. (2017). Inertia time constant design in microgrids with multiple paralleled virtual synchronous generators. *2017 19th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'17 ECCE Europe)*, pages 1–9.
- [Yap et al., 2019] Yap, K. Y., Sarimuthu, C. R., and Lim, J. M.-Y. (2019). Virtual inertia-based inverters for mitigating frequency instability in grid-connected renewable energy system: A review. *Applied Sciences*, 64:7455–7466.
- [Zavala-Tinajero and Ornelas-Tellez, 2017] Zavala-Tinajero, M. and Ornelas-Tellez, F. (2017). Implementation of a robust optimal tracking control for a grid-connected three-phase inverter. In *2017 14th International Conference on Electrical Engineering, Computing Science and Automatic Control (CCE)*, pages 1–4.
- [Zhang et al., 2017] Zhang, Y., Lyden, S., de la Barra, B. L., and Haque, M. E. (2017). Optimization of tremblay’s battery model parameters for plug-in hybrid electric vehicle applications. In *2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, pages 1–6.
- [Zhong and Weiss, 2011] Zhong, Q.-C. and Weiss, G. (2011). Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58:1259–1267.
- [Çimen, 2008] Çimen, T. (2008). State-dependent riccati equation (sdre) control: A survey. *IFAC Proceedings Volumes*, 41(2):3761–3775.

Apéndice A

Análisis dimensional de las constantes de inercia H_G y H_I

Este análisis consiste en demostrar que las constantes de inercia del generador síncrono y el inversor son dimensionalmente iguales. Note que en este análisis, la variable A representa Amperes, C Coulombs, F Faradios y N Newtons.

A.1. Relación potencia mecánica y potencia eléctrica

En este análisis, se asume que la potencia mecánica es igual a la potencia eléctrica, es decir

$$\tau \omega = V i \quad (\text{A.1})$$

donde τ es el par ($N m$), ω la velocidad angular $\left(\frac{rad}{s}\right)$, V el voltaje (V), i la corriente eléctrica (A). El par expresado en Newtons por metro ($N m$), puede ser reescrito en términos de otras unidades del sistema internacional, como a continuación

$$N m = kg \frac{m^2}{s^2}. \quad (\text{A.2})$$

Resolviendo (A.1) para ω se obtiene

$$\omega = \frac{V i}{\tau}. \quad (\text{A.3})$$

Sustituyendo las unidades de cada variable, se obtiene que la velocidad angular (ω) es equivalente a

$$\omega = \frac{V A s^2}{kg m^2}. \quad (A.4)$$

A.2. Análisis dimensional de la constante de inercia del generador síncrono

Sustituyendo (A.4) y las respectivas unidades de las demás variables en la expresión de la constante de inercia del generador síncrono (3.30), se obtiene la siguiente expresión

$$\begin{aligned} H_G &= \frac{kg m^2 \left(\frac{V A s^2}{kg m^2} \right)^2}{V A} \\ &= \frac{V A s^4}{kg m^2}. \end{aligned} \quad (A.5)$$

Por su parte, la potencia expresada como el producto de Volts por Amperes, es equivalente a

$$1 V A = 1 \frac{kg m^2}{s^3} \quad (A.6)$$

entonces, usando (A.6) en (A.5), la unidad de la constante de inercia resulta en

$$\begin{aligned} H_G &= \frac{\left(\frac{kg m^2}{s^3} \right) s^4}{kg m^2} \\ &= s. \end{aligned} \quad (A.7)$$

A.3. Análisis dimensional de la constante de inercia del inversor

Sustituyendo las unidades correspondientes en la expresión (3.31), que representa la constante de inercia del inversor, se obtiene la siguiente expresión,

$$\begin{aligned} H_I &= \frac{F V^2}{V A} \\ &= \frac{F V}{A}. \end{aligned} \quad (A.8)$$

La carga eléctrica (C), es el producto del voltaje (V) y la capacitancia (F), entonces,

$$H_I = \frac{C}{A}. \quad (\text{A.9})$$

Finalmente, la carga eléctrica es equivalente al producto de la corriente (A) por el tiempo (s), entonces la unidad de (A.9) resulta en

$$\begin{aligned} H_I &= \frac{A \, s}{A} \\ &= s. \end{aligned} \quad (\text{A.10})$$

A partir del análisis dimensional de las constante de inercia del generador síncrono y el inversor, representados por (A.7) y (A.10), respectivamente, se puede observar que ambas constantes de inercia son dimensionalmente iguales, ambas expresadas en segundos.

Macario Zavala Tinajero

DISEÑO DE CONTROL PARA UN EMULADOR DE INERCIA Y SUMINISTRO CONSTANTE DE ENERGÍA BASADO EN CONVER...

 Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::3117:431094302

Fecha de entrega

17 feb 2025, 11:23 a.m. GMT-6

Fecha de descarga

17 feb 2025, 11:25 a.m. GMT-6

Nombre de archivo

DISEÑO DE CONTROL PARA UN EMULADOR DE INERCIA Y SUMINISTRO CONSTANTE DE ENERGÍA'pdf

Tamaño de archivo

1.9 MB

91 Páginas

17,954 Palabras

91,571 Caracteres

Formato de Declaración de Originalidad y Uso de Inteligencia Artificial

Cóordinación General de Estudios de Posgrado
Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo



A quien corresponda,

Por este medio, quien abajo firma, bajo protesta de decir verdad, declara lo siguiente:

- Que presenta para revisión de originalidad el manuscrito cuyos detalles se especifican abajo.
- Que todas las fuentes consultadas para la elaboración del manuscrito están debidamente identificadas dentro del cuerpo del texto, e incluidas en la lista de referencias.
- Que, en caso de haber usado un sistema de inteligencia artificial, en cualquier etapa del desarrollo de su trabajo, lo ha especificado en la tabla que se encuentra en este documento.
- Que conoce la normativa de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, en particular los Incisos IX y XII del artículo 85, y los artículos 88 y 101 del Estatuto Universitario de la UMSNH, además del transitorio tercero del Reglamento General para los Estudios de Posgrado de la UMSNH.

Datos del manuscrito que se presenta a revisión

Programa educativo	Doctorado en ciencias en ingeniería eléctrica	
Título del trabajo	Diseño de control para un emulador de inercia y suministro constante de energía basado en convertidores de potencia	
	Nombre	Correo electrónico
Autor/es	Macario Zavala Tinajero	1439433f@umich.mx
Director	Fernando Ornelas Tellez	fernando.ornelas@umich.mx
Codirector	Norberto García Barriga	norberto.garcia@umich.mx
Coordinador del programa	José Antonio Camarena Ibarrola	antonio.camarena@umich.mx

Uso de Inteligencia Artificial

Rubro	Uso (sí/no)	Descripción
Asistencia en la redacción	No	

Formato de Declaración de Originalidad y Uso de Inteligencia Artificial

Coordinación General de Estudios de Posgrado
Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo



Uso de Inteligencia Artificial		
Rubro	Uso (sí/no)	Descripción
Traducción al español	No	
Traducción a otra lengua	No	
Revisión y corrección de estilo	No	
Análisis de datos	No	
Búsqueda y organización de información	No	
Formateo de las referencias bibliográficas	No	
Generación de contenido multimedia	No	
Otro	No	

Datos del solicitante	
Nombre y firma	Macario Zavala Tinajero 
Lugar y fecha	Morelia, Michoacán; 17 de febrero de 2025.