

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN - CHILE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Operación óptima de una planta fotovoltaica basada en paneles bifaciales

por

José Javier Silva Cortés

Profesor guía

José Rubén Espinoza Castro

Concepción, Agosto de 2021

Tesis presentada a la

ESCUELA DE GRADUADOS
DE LA UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN



para optar al grado de

Doctor en Ciencias de la Ingeniería
con mención en Ingeniería Eléctrica

Operación óptima de una planta fotovoltaica basada en paneles bifaciales

José Javier Silva Cortés

Una Tesis del
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Presentada en Cumplimiento Parcial de los Requerimientos del Grado de
Doctor en ciencias con Mención en Ingeniería Eléctrica de la Escuela de
Graduados de la Universidad de Concepción, Chile

Agosto 2021

Resumen

Operación óptima de una planta fotovoltaica basada en paneles bifaciales.

José Javier Silva Cortés, Doctor
Universidad de Concepción, 2021

En los últimos años ha aumentado exponencialmente el uso de las tecnologías fotovoltaicas a nivel mundial debido a varios factores como la disminución del costo de las plantas fotovoltaicas. Chile es un país privilegiado en cuanto al recurso solar ya que posee los mayores niveles de radiación solar a nivel mundial en el Desierto de Atacama, es por estos motivos que se han instalado mega plantas fotovoltaicas y se prevé que este tipo de instalaciones incrementaran en los próximos años. En este trabajo se busca evaluar diversas tecnologías disponibles para poder decidir qué tipo de tecnología instalar en el desierto y con qué condiciones de operación, para ello se analizan diversos aspectos de las plantas fotovoltaicas.

En primer lugar se presenta un modelo matemático de la radiación solar que incide sobre los paneles solares y así poder estimar la cosecha de radiación solar que pueden recibir los paneles solares mono faciales y bifaciales, para determinar cuáles son las condiciones de operación que logran la mayor cosecha en el Desierto de Atacama. Luego se realiza un análisis de los costos asociados a cada una de las condiciones de operación y en base a los costos de montaje, operación, mantención y a la capacidad de generación por toda la vida útil de la planta se selecciona la mejor alternativa de instalación. Además, se modela y simula una planta fotovoltaica con capacidad de operación frente a condiciones de sombreado parcial. Finalmente, se construye una planta prototipo para validar los modelos matemáticos y algoritmos de control propuestos.

Entre los resultados de este trabajo están el procedimiento para determinar los ángulos óptimos de operación para maximizar la cosecha solar para las tecnologías estudiadas, además conocer el costo nivelado de la energía de las distintas plantas fotovoltaicas para determinar la condición que minimiza el costo de producción de energía. Además se diseñan, simulan e implementan diversos algoritmos necesarios para controlar una planta fotovoltaica conectada a la red eléctrica, principalmente se proponen algoritmos de control predictivo aplicados a un convertidor multinivel, los cuales fueron programados de una forma distinta a la convencional, logrando una significativa reducción de costo computacional.



A mis padres, hermanos e hijos.

Agradecimientos

Primeramente doy gracias a Dios por todo lo que me ha brindado, por permitirme estudiar y por estar siempre a mi lado. También agradezco a mis padres Héctor Silva Q.E.P.D. y Margarita Cortés quienes incondicionalmente siempre me han apoyado en todo lo que me he propuesto realizar, me han instado a superarme y a esforzarme por conseguir mis metas, ellos son y serán un pilar fundamental en mi vida y espero poder seguir su ejemplo en la crianza de mis dos pequeños Amelia y Héctor a quienes amo con todo mi corazón. Así también agradezco a mis hermanos, que a pesar de nuestras diferencias siempre han estado en los momentos más difíciles de mi vida y sé que siempre puedo contar con su ayuda. También agradezco a todos mis familiares que de una u otra forma han colaborado con mi desarrollo personal.

Asimismo quiero agradecer a mi profesor guía José Espinoza por la oportunidad que me dio de pertenecer al LCDA, a mis amigos y compañeros Jaime Rohten, Felipe Villarroel y Esteban Pulido, a todas aquellas personas que de alguna forma han sido partícipes de esta historia y a los que usarán este documento en lo porvenir. A todos sinceramente muchas gracias.

Se agradece el financiamiento otorgado por el proyecto ANID / FONDAP / SERC 15110019 y el equipamiento ANID / FONDEQUIP / EQM140148. Este estudio de postgrado fue financiado por CONICYT-PCHA/Doctorado Nacional/2016-21161547.



Tabla de Contenidos

| | |
|---|-------------|
| LISTA DE TABLAS | VIII |
| LISTA DE FIGURAS | IX |
| NOMENCLATURA..... | XII |
| ABREVIACIONES..... | XIII |
| CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1.1. INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1.2. TRABAJOS PREVIOS | 2 |
| 1.2.1 Celdas Fotovoltaicas | 2 |
| 1.2.2 Algoritmos MPPT..... | 4 |
| 1.2.3 Costos de generación en las plantas fotovoltaicas | 6 |
| 1.2.4 Control de convertidores estáticos | 8 |
| 1.2.5 Discusión | 11 |
| 1.3. HIPÓTESIS DE TRABAJO | 13 |
| 1.4. OBJETIVOS | 13 |
| 1.4.1 Objetivo General | 13 |
| 1.4.2 Objetivos Específicos..... | 13 |
| 1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES | 14 |
| 1.6. METODOLOGÍA | 14 |
| CAPÍTULO 2. CELDAS FOTOVOLTAICAS | 15 |
| 2.1. INTRODUCCIÓN | 15 |
| 2.2. CIRCUITO ELÉCTRICO EQUIVALENTE DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS..... | 15 |
| 2.3. ESTIMACIÓN DE LA COSECHA SOLAR..... | 21 |
| 2.3.1 Modelo geográfico de la radiación solar | 22 |
| 2.3.2 Radiación solar cosechada por panel solar | 27 |
| 2.3.3 Ángulos óptimos de operación para un panel solar | 36 |
| 2.3.4 Distanciamiento óptimo entre paneles solares | 37 |
| 2.4. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES | 42 |
| CAPÍTULO 3. COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA | 43 |
| 3.1. INTRODUCCIÓN | 43 |
| 3.2. LCOE PARA PLANTAS SOLARES..... | 45 |
| 3.2.1 Costo de Inversión inicial (C_0) | 46 |
| 3.2.2 Costo de operación y mantención en el año ($O&M$) | 47 |
| 3.2.3 Costo Medio Ponderado del Capital ($CMPC$)..... | 48 |
| 3.2.4 Energía anual inyectada a la red (E_0) | 49 |
| 3.2.5 Análisis del LCOE | 50 |
| 3.3. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES | 54 |
| CAPÍTULO 4. SIMULACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA | 55 |
| 4.1. INTRODUCCIÓN | 55 |
| 4.2. MODELO MATEMÁTICO DE UNA PLANTA SOLAR..... | 55 |
| 4.2.1 Modelo matemático de un arreglo de módulos fotovoltaicos | 55 |
| 4.2.2 Modelo matemático del inversor | 58 |
| 4.3. DISEÑO DE UNA ESTRATEGIA DE CONTROL PARA UNA PLANTA FOTOVOLTAICA | 67 |
| 4.3.1 Algoritmo de estimación del punto de máxima potencia | 68 |
| 4.3.2 Control de tensión DC..... | 73 |
| 4.3.3 Algoritmos de control de corriente y desbalance de los capacitores | 76 |
| 4.4. SIMULACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA | 85 |
| 4.4.1 Simulación del lazo de control de tensión | 86 |
| 4.4.2 Simulación del algoritmo NI-MPC..... | 87 |

| | | |
|---------------------------------------|--|------------|
| 4.4.3 | <i>Simulación del algoritmo FFS-MPC</i> | 89 |
| 4.4.4 | <i>Simulación del algoritmo M_{PPT}</i> | 92 |
| 4.4.5 | <i>Simulación de una planta de 250 kW</i> | 94 |
| 4.5. | IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO..... | 97 |
| 4.5.1 | <i>Resultados experimentales utilizando el algoritmo NI-MPC</i> | 100 |
| 4.5.2 | <i>Resultados experimentales utilizando el algoritmo FFS-MPC</i> | 103 |
| 4.5.3 | <i>Resultados experimentales de la planta solar prototipo</i> | 106 |
| 4.6. | DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES | 109 |
| CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES | | 110 |
| 5.1. | SUMARIO | 110 |
| 5.2. | CONCLUSIONES..... | 110 |
| 5.3. | TRABAJO FUTURO..... | 111 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | | 112 |



Lista de Tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1.1 Costo computacional del algoritmo FS-MPC | 10 |
| TABLA 2.1 Características módulo SW280 DUO | 20 |
| TABLA 2.2 Características módulo FVG 60-156..... | 21 |
| TABLA 2.3 Número (n) del 1er día de cada mes..... | 23 |
| TABLA 2.4 Coeficientes de reflectancia o albedo (ρ) de suelos típicos [32] | 31 |
| TABLA 2.5 Comparación de la cosecha solar anual de los diversos paneles solares..... | 36 |
| TABLA 3.1 Costos iniciales de una Planta Solar..... | 46 |
| TABLA 3.2 Costos de inversión inicial total Planta Solar..... | 47 |
| TABLA 3.3 Elementos a considerar en el costo de operación y mantención de una planta Solar. | 47 |
| TABLA 3.4 Costo de Operación y mantención anual para las plantas solares (MUSD)..... | 48 |
| TABLA 3.5 Costo de Operación y mantención para las plantas solares..... | 49 |
| TABLA 3.6 Energía anual inyectada a la red por las plantas solares (kWh)..... | 50 |
| TABLA 3.7 LCOE para diversas tecnologías sin recambio de inversor..... | 51 |
| TABLA 3.8 LCOE para diversas tecnologías con recambio de inversor..... | 51 |
| TABLA 3.9 Sensibilidad del LCOE a cambios de parámetros. | 53 |
| TABLA 4.1 Posibles estados y voltajes por pierna del NPC. | 59 |
| TABLA 4.2 Posibles estados y voltajes generados del NPC, en ejes abc | 61 |
| TABLA 4.3 Parámetros de las celdas utilizadas. | 68 |
| TABLA 4.4 Condiciones de radiación para simulación de arreglo de 250kW. | 68 |
| TABLA 4.5 Parámetros del controlador lineal (PI) para el control de voltaje DC..... | 75 |
| TABLA 4.6 Asignación de rectas según sector..... | 79 |
| TABLA 4.7 Costo computacional del algoritmo NI-MPC. | 81 |
| TABLA 4.8 Costo computacional del algoritmo FFS-MPC | 84 |
| TABLA 4.9 Parámetros de simulación para validación del control de voltaje DC..... | 86 |
| TABLA 4.10 Parámetros de simulación para validación del algoritmo FFS-MPC. | 88 |
| TABLA 4.11 Parámetros de simulación para validación del algoritmo FFS-MPC. | 90 |
| Tabla 4.12 Condiciones ambientales de operación para simulación de arreglo de 250kW..... | 94 |
| Tabla 4.13 Parámetros del transformador de media tensión de simulación..... | 96 |
| Tabla 4.14 Parámetros del set-up implementado | 98 |

Lista de Figuras

| | |
|---|----|
| Fig. 1.1 Circuito equivalente de una celda fotovoltaica..... | 2 |
| Fig. 1.2 Circuito equivalente SDM de una celda fotovoltaica | 3 |
| Fig. 1.3 Construcción de un módulo fotovoltaico..... | 3 |
| Fig. 1.4 Costos de una planta fotovoltaica. | 7 |
| Fig. 1.5 Control lineal de corriente desacoplado en ejes rotatorios para un convertidor trifásico. | 8 |
| Fig. 1.6 Clasificación de los métodos de control predictivo utilizados en electrónica de potencia. ... | 10 |
| Fig. 1.7 Diagrama algoritmo FS-MPC mejorado para el inversor NPC | 11 |
| Fig. 2.1 Modelo eléctrico de una celda fotovoltaica mono facial. | 15 |
| Fig. 2.2 Modelo básico de una celda fotovoltaica bifacial (BPV Cell)..... | 16 |
| Fig. 2.3 Radiación solar recibida por un panel solar..... | 18 |
| Fig. 2.4 Curvas característica de una celda bajo variaciones de temperatura. | 18 |
| Fig. 2.5 Curvas características de una celda operando bajo variaciones de radiación. | 18 |
| Fig. 2.6 Celda bifacial [25]..... | 19 |
| Fig. 2.7 Paneles solares. | 20 |
| Fig. 2.8 Construcción de un módulo fotovoltaico..... | 20 |
| Fig. 2.9 Paneles solares bifaciales y mono faciales..... | 21 |
| Fig. 2.10 Horizonte y plano ecuatorial de la tierra..... | 22 |
| Fig. 2.11 Distancia entre el Sol y la tierra..... | 23 |
| Fig. 2.12 Traslación de la tierra..... | 23 |
| Fig. 2.13 Latitud ϕ y longitud L para una ubicación T_t | 24 |
| Fig. 2.14 Representación del ángulo de declinación solar. | 25 |
| Fig. 2.15 Declinación solar durante un año..... | 25 |
| Fig. 2.16 Ángulo de elevación (β) y azimut (ϕ_s)..... | 26 |
| Fig. 2.17 Ángulo horario (H) en grados ($^\circ$)..... | 27 |
| Fig. 2.18 Ciclo anual de Radiación directa (I_B) en ($\phi = -69.25^\circ$ y $L = -24.5^\circ$)..... | 28 |
| Fig. 2.19 Ángulos de incidencia de la radiación solar recibida por un panel solar..... | 28 |
| Fig. 2.20 Radiación solar directa, difusa y reflejada recibida por un panel solar | 29 |
| Fig. 2.21 Panel solar con seguimiento eje (E-O)..... | 32 |
| Fig. 2.22 Cosecha de paneles solares durante un día (15 de Enero) | 33 |
| Fig. 2.23 Cosecha de paneles solares durante un día (15 de Marzo) | 34 |
| Fig. 2.24 Cosecha de paneles solares durante un día (15 de Junio) | 34 |
| Fig. 2.25 Cosecha de paneles solares durante un día (15 de Septiembre)..... | 35 |
| Fig. 2.26 Energía cosechada por paneles solares durante un año | 35 |
| Fig. 2.27 Energía porcentual cosechada por paneles solares durante un año con respecto al PV fijo para diversas latitudes | 36 |
| Fig. 2.28 Sombra proyectada por los paneles solares. | 38 |
| Fig. 2.29 Sombreado horizontal en los módulos fotovoltaicos..... | 39 |
| Fig. 2.30 Curvas de generación con sombreado horizontal en los módulos fotovoltaicos. | 40 |
| Fig. 2.31 Distancia mínima entre paneles solares. | 41 |
| Fig. 3.1 Diagrama de una planta fotovoltaica. | 43 |
| Fig. 3.2 Vista aérea de una planta fotovoltaica. | 44 |
| Fig. 3.3 Índice de precios de sistemas fotovoltaicos promedio en Chile entre los años 2017 a 2020. [47] | 46 |
| Fig. 3.4 LCOE en función de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos..... | 52 |
| Fig. 3.5 LCOE en función del costo del albedo. | 52 |

| | |
|--|----|
| Fig. 3.6 LCOE en función del costo del módulo..... | 53 |
| Fig. 4.1 Circuito eléctrico de un arreglo fotovoltaico. | 56 |
| Fig. 4.2 Arreglo de 250kW, compuesto por 4 sub-arreglos de 62.5kW c/u..... | 57 |
| Fig. 4.3 Arreglo de 62.5kW..... | 58 |
| Fig. 4.4 Inversor NPC. | 59 |
| Fig. 4.5 Posibles estados por pierna del NPC ($x \in \{a,b,c\}$). | 59 |
| Fig. 4.6 Posibles estados y voltajes del NPC. | 60 |
| Fig. 4.7 Topología para planta fotovoltaica. | 62 |
| Fig. 4.8 Vista aérea de una unidad de 1MW. | 65 |
| Fig. 4.9 Topología para una planta fotovoltaica de 1MW. | 65 |
| Fig. 4.10 Vista del gabinete más transformador de una unidad de 1MW real (HEC-US PLUS - 400V)..... | 66 |
| Fig. 4.11 Topología para inyectar 100MW a la red eléctrica..... | 66 |
| Fig. 4.12 Vista aérea de la planta solar fotovoltaica Finis Terrae (72.8MW). | 66 |
| Fig. 4.13 Lazo de control para una planta solar de 250kW..... | 67 |
| Fig. 4.14 Curvas de operación del arreglo de 250kW frente a cambios de..... | 69 |
| Fig. 4.15 Curva de corriente y voltaje de cada sub-arreglo frente a cambios de | 70 |
| Fig. 4.16 Diagrama del algoritmo para estimación voltaje de máxima potencia para un arreglo PV.72 | |
| Fig. 4.17 Circuito equivalente del lado DC de la Topología NPC..... | 73 |
| Fig. 4.18 Lazo de control de tensión DC del NPC..... | 74 |
| Fig. 4.19 Lazo de control de tensión DC del NPC simplificado..... | 74 |
| Fig. 4.20 LGR del sistema equivalente en el lado DC del NPC en lazo abierto..... | 74 |
| Fig. 4.21 LGR y Diagrama de Bode del sistema equivalente en el lado DC del NPC en lazo cerrado. | 75 |
| Fig. 4.22 Respuesta a impulso del sistema de control de tensión DC en lazo cerrado | 75 |
| Fig. 4.23 Voltajes del NPC encerrados como panal de abejas..... | 78 |
| Fig. 4.24 Zoom del sector de los posibles voltajes del NPC..... | 79 |
| Fig. 4.25 Algoritmo NI-MPC..... | 81 |
| Fig. 4.26 Modulación SVM del algoritmo FFS-MPC..... | 83 |
| Fig. 4.27 Algoritmo FFS-MPC. | 85 |
| Fig. 4.28 Respuesta del lazo de control de tensión DC..... | 87 |
| Fig. 4.29 Respuesta del lazo de control de corriente utilizando el algoritmo NI-MPC. | 89 |
| Fig. 4.30 Respuesta del lazo de control de corriente utilizando el algoritmo FFS-MPC..... | 91 |
| Fig. 4.31 Mediciones de las celdas de referencia operando en OC, frente a variaciones de radiación. | 92 |
| Fig. 4.32 Mediciones de las celdas de referencia operando en SC, frente a variaciones de radiación. | 92 |
| Fig. 4.33 Estimación de la radiación, frente a variaciones de radiación..... | 93 |
| Fig. 4.34 Estimación de la temperatura, frente a variaciones de radiación..... | 93 |
| Fig. 4.35 Algoritmo de búsqueda del G_{vmpp} , frente a variaciones de radiación. | 94 |
| Fig. 4.36 Planta solar de 250kW conectada a media tensión. | 95 |
| Fig. 4.37 Potencia del sistema fotovoltaico..... | 95 |
| Fig. 4.38 Voltaje DC del sistema fotovoltaico..... | 96 |
| Fig. 4.39 Voltajes AC del sistema..... | 96 |
| Fig. 4.40 Corrientes AC del sistema. | 97 |
| Fig. 4.41 Factor de desplazamiento del sistema..... | 97 |
| Fig. 4.42 Set up implementado..... | 98 |

| | |
|---|-----|
| Fig. 4.43 Fuente AC programable 4500iL-400. | 99 |
| Fig. 4.44 Convertidos estático NPC implementado. | 99 |
| Fig. 4.45 Fuente DC programable SL 600/4.3. | 99 |
| Fig. 4.46 Filtro de enlace AC. | 100 |
| Fig. 4.47 Balance de tensión en capacitores de enlace. | 101 |
| Fig. 4.48 Cambio escalón en la referencia de corriente (NI-MPC). | 101 |
| Fig. 4.49 Cambio escalón en la frecuencia de red (NI-MPC). | 102 |
| Fig. 4.50 Cambio escalón en la tensión DC (NI-MPC). | 103 |
| Fig. 4.51 Cambio escalón en la referencia de corriente (FFS-MPC). | 104 |
| Fig. 4.52 Cambio escalón ascendente en la tensión DC (FFS-MPC). | 104 |
| Fig. 4.53 Cambio escalón descendente en la tensión DC (FFS-MPC). | 105 |
| Fig. 4.54 Cambio escalón en la frecuencia de red (FFS-MPC). | 106 |
| Fig. 4.55 Perfiles fotovoltaicos utilizados en la prueba experimental. | 107 |
| Fig. 4.56 Prueba experimental de la planta fotovoltaica. | 108 |



Nomenclatura

Matrices

$\mathbf{T}_{abc-\alpha\beta 0}$: matriz de transformación de ejes abc a $\alpha\beta 0$, dimensión $3 \cdot 3$.

$\mathbf{T}_{\alpha\beta 0-abc}$: matriz de transformación de ejes $\alpha\beta 0$ a abc , dimensión $3 \cdot 3$.

$\mathbf{T}_{\alpha\beta 0-dq0}$: matriz de transformación de ejes $\alpha\beta 0$ a $dq0$, dimensión $3 \cdot 3$.

$\mathbf{T}_{dq0-\alpha\beta 0}$: matriz de transformación de ejes $dq0$ a $\alpha\beta 0$, dimensión $3 \cdot 3$.

$\mathbf{T}_{abc-dq0}$: matriz de transformación de ejes abc a $dq0$, dimensión $3 \cdot 3$.

$\mathbf{T}_{dq0-abc}$: matriz de transformación de ejes $dq0$ a abc , dimensión $3 \cdot 3$.

Vectores

\mathbf{x} : vector de n variables de estados, $\mathbf{x} = [x_1 \ x_2 \ \cdots \ x_n]^T$

\mathbf{u} : vector de p variables de entrada, $\mathbf{u} = [u_1 \ u_2 \ \cdots \ u_p]^T$

\mathbf{y} : vector de q variables de salida, $\mathbf{y} = [y_1 \ y_2 \ \cdots \ y_q]^T$

Escalares

x_k : k -ésima variable de estado.

$dx_k/dt = \dot{x}_k$: derivada de la k -ésima variable de estado.

a_k : k -ésimo coeficiente del polinomio característico de \mathbf{A} .



Abreviaciones

Mayúsculas

| | |
|------------|---|
| A | : Flujo extraterrestre aparente. |
| AC | : Corriente alterna (<i>Alternating Current</i>). |
| B_{1S} | : Bifacial con seguimiento en 1 eje |
| B_{2S} | : Bifacial con seguimiento en 2 ejes |
| B_f | : Bifacial sin seguimiento |
| BPV | : celdas fotovoltaicas bifacial. |
| B_V | : Bifacial montado verticalmente |
| C | : Factor difuso del cielo que varía cada día del año. |
| C_0 | : Costo de Inversión inicial (USD). |
| CAA | : Capital aportado por los accionistas. |
| C_{AC} | : Pérdidas de los cables AC (%). |
| CCS | : <i>Code Composer Studio</i> . |
| C_{DC} | : Pérdidas de los cables DC (%). |
| CMPC | : Costo Medio Ponderado del Capital (%). |
| C_T | : Costo neto del proyecto para el año t . |
| C_t | : Constante térmica de una celda fotovoltaica. |
| CT | : Hora de reloj, de 0 a 24 horas (<i>Clock Time</i>). |
| D | : Deuda financiera contraída. |
| D. de B. | : Diagrama de Bode. |
| DC | : Corriente continua (<i>Direct current</i>). |
| DT | : Corrección de horario de verano, en horas (<i>Daylight Saving Time Correction</i>). |
| E | : Este. |
| E_0 | : Energía anual generada por la planta sin considerar degradación (MWh). |
| E_{ot} | : Ecuación del tiempo, en horas (<i>Equation of Time</i>). |
| E_t | : Energía generada en el año t . |
| FFS-MPC | : <i>Fast Finite Set- Model Predictive Control</i> . |
| FOCV | : Fractional Open-Circuit Voltage Technique. |
| FSCI | : Fractional Short-Circuit Current Technique. |
| FS-MPC | : <i>Finite Control Set - Model predictive Control</i> |
| GBP | : Ganancia del panel bifacial por sobre el mono facial. |
| G_{MPP} | : Punto de máxima potencia global (<i>Global Maximum Power Point</i>). |
| G_{vmpp} | : Voltaje en el punto de máxima potencia global (<i>Global Voltage MPP</i>). |
| G_{voc} | : Voltaje de circuito global (<i>Global Open Circuit Voltage</i>). |
| H | : Ángulo horario de 0° a 365° . |
| I | : Integral. |
| I | : Costos de inversión en el año t . |
| I_B | : Radiación solar que llega a la superficie de la tierra |
| I_{BC} | : Radiación solar directa. |
| I_{DC} | : Radiación solar difusa. |
| Inc-Cond | : Conductancia Incremental (<i>Incremental Conductance</i>). |
| Int | : Pérdidas de la interconexión (%). |
| $Inveff$ | : Eficiencia de los inversores (%). |
| $Invlim$ | : Limitación de potencia de los inversores (%). |

| | |
|-----------|---|
| I_{RC} | : Radiación solar reflejada. |
| I_{sco} | : Corriente de cortocircuito nominal |
| K | : Constante de Boltzmann ($1.381 \cdot 10^{-21}$ J/K) |
| K_d | : Costo de la deuda financiera (%). |
| K_e | : Tasa de retorno de oportunidad de los accionistas (%). |
| L | : Latitud, en grados. |
| L.A. | : Lazo abierto. |
| L.C. | : Lazo cerrado. |
| LCOE | : Costo Nivelado de la Energía (<i>Levelized Cost of Energy</i>). |
| LGR | : Lugar geométrico de las raíces. |
| LST | : Hora solar local (<i>Local Solar Time</i>). |
| L_{std} | : Zona horaria local, en grados (<i>Standard meridian local time zone</i>). |
| M | : Costos de mantención en el año t . |
| M_{1S} | : Mono facial con seguimiento en 1 eje |
| M_{2S} | : Mono facial con seguimiento en 2 ejes |
| M_f | : Mono facial fijo, sin seguimiento. |
| Mod | : Disparidad de los módulos fotovoltaicos (%). |
| MPC | : Control predictivo basado en el modelo (<i>Model predictive Control</i>). |
| M_{PP} | : Punto de máxima potencia (<i>Maximum Power Point</i>) |
| M_{PPT} | : Seguidor del Punto de máxima potencia (<i>Maximum Power Point Tracking</i>) |
| N | : Norte. |
| NI-MPC | : <i>No iterations - Model Predictive Control</i> . |
| NP | : Polo norte de la Tierra. |
| NPC | : Inversor neutral point clamped. |
| O | : Oeste. |
| OC | : Circuito abierto (<i>Open Circuit</i>) |
| OM | : Costos de operación y mantención en el año t (USD). |
| P | : Proporcional. |
| P&O | : Perturbar y observar. |
| PCC | : Punto de conexión común (<i>Point of Common Couple</i>). |
| PF | : Factor de desplazamiento o factor de potencia. |
| PP' | : Eje polar de la Tierra. |
| PPPE | : <i>Photovoltaic Power Profile Emulator</i> . |
| PV | : Celdas fotovoltaicas mono facial. |
| R_G | : Eficiencia de la cara trasera con relación a la frontal (%). |
| S | : Radiación solar (W/m^2). |
| Sen | : Sensibilidad (%) |
| SC | : Corto Circuito (<i>Short Circuit</i>) |
| SDM | : <i>Single Diode Model</i> . |
| SDM | : Single Diode Model. |
| S_o | : Radiación solar nominal ($1000W/m^2$). |
| SP | : Polo sur de la Tierra. |
| SPI | : Semi-plano izquierdo. |
| SPWM | : Modulación por ancho de pulso sinusoidal (<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>) |
| SSAA | : Servicios auxiliares y autoconsumo de los inversores (%). |
| ST | : Estado del NPC. |
| STC | : Condiciones estándar de operación (<i>Standard Test Conditions</i>) |

| | |
|--------------|---|
| SVM | : <i>Space Vector Modulation</i> . |
| T | : Temperatura de operación. |
| T.F. | : Transformada de Fourier. |
| T.L. | : Transformada de Laplace. |
| T.Z. | : Transformada Z . |
| T_a | : Temperatura ambiente. |
| THD | : Distorsión armónica total (<i>Total Harmonic Distortion</i>). |
| T_o | : Temperatura nominal de operación (25 °C / 300K). |
| T_{ON} | : Tiempo del Sistema encendido (%). |
| <i>Track</i> | : Consumo energético de los sistemas de seguimiento (%). |
| <i>Traff</i> | : Pérdidas de los transformadores (%). |
| T_t | : Punto en la superficie de la Tierra. |
| T_y | : Años de vida útil de la planta de generación. |

Minúsculas

| | |
|---------------|--|
| γ | : Estado de una pierna del NPC. |
| c.i. | : Condiciones iniciales. |
| d | : Distancia entre el Sol y la Tierra. |
| $deg(t)$ | : Factor de degradación de la planta solar. |
| d_{ist} | : Largo de la sombra proyectada por un módulo fotovoltaico. |
| i_d | : Corriente en el diodo de la celda fotovoltaica. |
| i_{mpp} | : Corriente en el punto de máxima potencia. |
| int | : Tasa de impuestos (%). |
| i_o | : Corriente de saturación inversa del diodo. |
| i_{ph} | : Corriente fotovoltaica generada. |
| i_{pv} | : Corriente generada por la celda fotovoltaica. |
| i_{sc} | : Corriente de cortocircuito. |
| i_{sh} | : Corriente que representa las pérdidas internas de la celda fotovoltaica. |
| k | : Profundidad óptica. |
| l | : Largo del costado del módulo fotovoltaico. |
| m | : Masa del aire. |
| n | : Número de día del año (de 1 a 365). |
| q | : Carga del electrón ($-1,6 \times 10^{-19}C$) |
| r | : Tasa de descuento. |
| spi | : Semiplano izquierdo |
| sw | : Switch o semiconductor. |
| t | : Tiempo. |
| v_d | : Voltaje en el diodo de la celda fotovoltaica. |
| v_{mpp} | : Voltaje en el punto de máxima potencia. |
| v_{oc} | : Voltaje de circuito abierto. |
| v_{pv} | : Voltaje generado por la celda fotovoltaica. |
| β | : Ángulo de elevación o zenit solar. |
| β^{med} | : Ángulo de elevación a medio día solar. |
| δ | : Ángulo de declinación solar. |
| θ | : Ángulo de incidencia entre el sol y la normal del panel solar. |
| ρ | : Reflexión o albedo. |
| Σ | : Ángulo de inclinación del panel solar. |

φ : Longitud, en grados.
 ϕ_{pv} : Ángulo acimutal del panel solar.
 ϕ_s : Ángulo de azimut solar.



Capítulo 1. Introducción

1.1. Introducción

La energía solar es considerada la fuente de energía renovable más grande debido a su gran abundancia y disponibilidad a lo largo del planeta. La radiación solar ha sido aprovechada por el ser humano desde la antigüedad mediante diferentes tecnologías que han ido evolucionando, en las últimas décadas los costos de producción de la tecnología solar han disminuido y por lo tanto la tecnología fotovoltaica ha penetrado el mercado eléctrico a un ritmo muy veloz [1].

En los últimos años el desarrollo de la tecnología fotovoltaica se ha centrado en aplicaciones a gran escala conectadas a los sistemas de transmisión, en Chile y una gran cantidad de otros países [2] se han instalado mega plantas fotovoltaicas. Chile posee más de 100.000 km² de superficie en el Desierto de Atacama que se caracteriza por ser la zona más árida y con mayor radiación solar del mundo. Este escenario es perfecto para generar energía solar fotovoltaica a gran escala, ya que en promedio recibe una radiación un 65% más alta que la de Europa y recibe unas 4.000 horas de sol al año [3].

Este trabajo está enfocado en la búsqueda de la operación óptima de una planta fotovoltaica basada en paneles bifaciales, para ello, en primer lugar se estima la cosecha de energía que pueden lograr los paneles solares mono faciales y bifaciales montados con distintos ángulos de operación en el Desierto de Atacama y se determina cuáles son las condiciones para lograr la mayor cosecha en una base anual.

Una vez que se caracteriza la cosecha solar, se realiza un análisis de los costos asociados a cada una de las condiciones de operación analizadas y en base a los costos de montaje, operación, mantenimiento y generación por toda la vida útil de la planta se determina qué tecnología es la que genera energía a menor costo.

Por otro lado, se modela y simula una planta fotovoltaica con capacidad de operación frente a condiciones de sombreado parcial. Se modelan matemáticamente cada una de las etapas asociadas a la conversión de energía solar en energía eléctrica inyectable a la red de distribución y se desarrollan los algoritmos necesarios para controlar la planta fotovoltaica con el fin de lograr la máxima cosecha. Finalmente, se construye una planta prototipo para validar los modelos matemáticos y algoritmos de control propuestos.

1.2. Trabajos Previos

A continuación, se realiza una revisión bibliográfica referente a los diversos tópicos que serán abordados en este documento, comenzando por el comportamiento eléctrico de las celdas fotovoltaicas, luego se revisan los algoritmos de búsqueda del punto de máxima potencia, análisis económicos referentes al costo de generación de las plantas solares y finalmente se revisa la información referente al control predictivo de los convertidores estáticos multinivel.

1.2.1 Celdas Fotovoltaicas

En esta sección se presentan los datos de diversos trabajos realizados para modelar las celdas fotovoltaicas.

A. Modelos de celdas PV

En la Fig. 1.1 se muestra el circuito eléctrico para representar una celda fotovoltaica mono facial (PV Cell) [4], la energía solar transformada en energía eléctrica se representa a través de una fuente de corriente (i_{ph}), cuyo valor depende principalmente de la irradiancia (S). El diodo en antiparalelo representa el comportamiento semiconductor de la celda, su corriente depende de la temperatura de operación (T). La celda es capaz de entregar una potencia (P_{cell}), que depende de la corriente (i_{cell}) modelada en la ecuación (1.1) y el voltaje (v_{cell}) que esta genere. Además, posee dos resistencias (R_s y R_{sh}) que emulan las pérdidas que posee la celda solar como se detalla a continuación. Este modelo utiliza dos diodos para representar el comportamiento semiconductor de las celdas, logrando un modelo con una mejor representación de la celda policristalina.

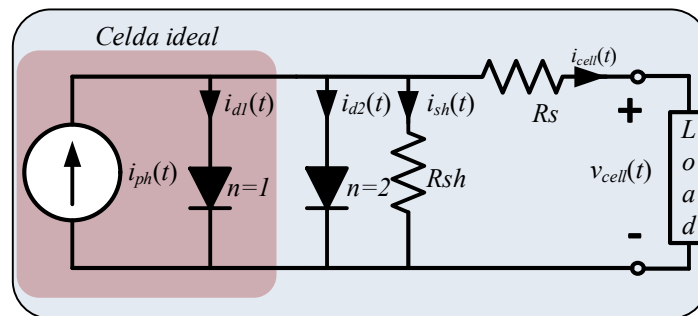


Fig. 1.1 Circuito equivalente de una celda fotovoltaica

$$i_{pv} = I_{sco} \frac{S}{S_o} + C_i (T - T_{ref}) - i_{o1} e^{\frac{q(v_{pv} + i_{pv} R_s)}{n_1 K T}} - i_{o2} e^{\frac{q(v_{pv} + i_{pv} R_s)}{n_2 K T}} - \frac{v_{pv} + i_{pv} R_s}{R_{sh}}. \quad (1.1)$$

Una simplificación al modelo presentado anteriormente es el modelo SDM (Single Diode Model) que se presenta en la Fig. 1.2, que es ampliamente utilizado.

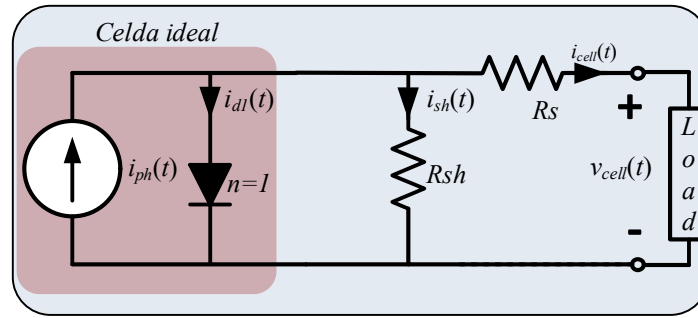


Fig. 1.2 Circuito equivalente SDM de una celda fotovoltaica

Una forma típica de construcción de los paneles es conectar varias celdas como lo ilustra la Fig. 1.3. Cada panel solar está compuesto por un arreglo de celdas conectadas en serie y cada cierto número de celdas se conecta un diodo de bypass, como se puede ver en la Fig. 1.3, para poder tener un panel de mayor potencia se agrega una mayor cantidad de celdas.

El diodo de bypass se utiliza para evitar que la corriente circule en sentido inverso, ya que si esa zona del panel disminuye su potencia, ya sea por fallas o condiciones ambientales, esa zona no se comporte como una carga para el resto del panel. El número de celdas en serie determina la tensión capaz de proporcionar el panel, típicamente 12V, 18V, 24V, 36V, dependiendo de su potencia.

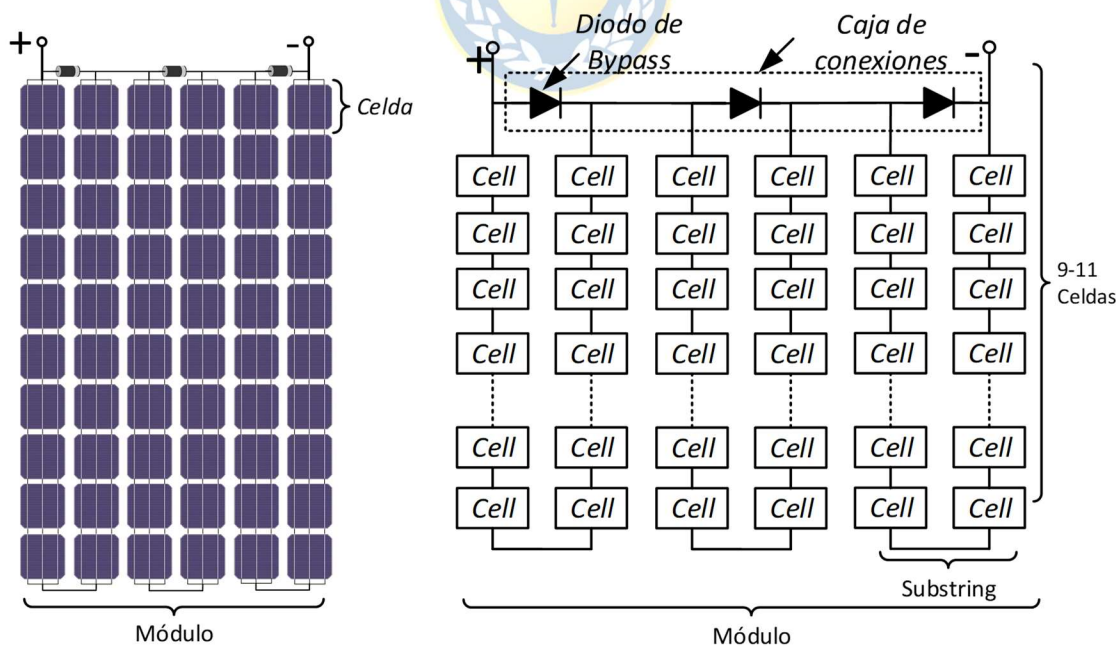


Fig. 1.3 Construcción de un módulo fotovoltaico.

1.2.2 Algoritmos MPPT

Existen muchos algoritmos de búsqueda del punto de máxima potencia, en esta sección se revisarán algunos de ellos.

A. Curve-Fitting Technique

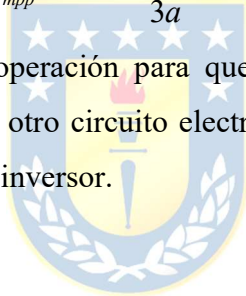
El algoritmo de MPPT basado en la técnica de ajuste de curva (Curve-Fitting Technique), el MPP se obtiene a partir de la aproximación matemática de la celda, utilizando una función polinomial de 3^{er} orden [7],

$$P = aV^3 + bV^2 + cV + d. \quad (1.2)$$

Los parámetros a , b , c y d se obtienen a partir de las mediciones del comportamiento de la potencia de celda ante cambios en el voltaje, al derivar la expresión (1.2) se obtiene el voltaje del punto de máxima potencia (v_{mpp}).

$$v_{mpp} = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 3ac}}{3a}. \quad (1.3)$$

Luego se ajusta el voltaje de operación para que coincida con el deseado, mediante la utilización de un convertidor DC/DC u otro circuito electrónico capaz de modificar el voltaje a la salida de la celda, como por ejemplo un inversor.



B. Fractional Open-Circuit Current Technique

Este algoritmo también llamado: técnica fraccional de corriente de cortocircuito (FSCI, Fractional Short-Circuit Current Technique) asume que existe un único punto de máxima potencia $P_{mpp} = P(v_{mpp}, i_{mpp})$, por ende si se conoce el valor de v_{mpp} o i_{mpp} , es posible determinar P_{mpp} para ello, esta técnica modela el comportamiento no lineal de la celda utilizando aproximaciones por tramos a la largo de la curva V-I, lo cual permite obtener la relación matemática (1.4) que es linealmente dependiente del parámetro I_{sc0} [8].

$$i_{mpp} \approx K_{sc} I_{sc0}. \quad (1.4)$$

El parámetro K_{sc} se calcula a partir del comportamiento de la celda a diferentes niveles de radiación y temperatura.

C. Fractional Open-Circuit Voltage Technique

El algoritmo de técnica fraccional de voltaje abierto (FOCV, Fractional Open-Circuit Voltage Technique) [9] utiliza el mismo principio que el método FSCI, pero utiliza la siguiente relación:

$$v_{mpp} \approx K_{oc} V_{oc}. \quad (1.5)$$

V_{oc} es un parámetro que se puede obtener a partir de mediciones de la celda en circuito abierto y K_{oc} se calcula a partir del comportamiento de la celda a diferentes niveles de radiación y temperatura.

D. Look-up Table Technique

La técnica de búsqueda en tabla (Look-up Table Technique) se basa en resultado de mediciones anteriores para buscar el punto de operación de máxima potencia. Se realizan diferentes experimentos, los cuales son almacenados en memoria, y basándose en los registros medidos que depende de la radiación y temperatura, es posible ajustar la operación de la celda en el MPP [10].

E. Perturb and Observe Technique

El algoritmo de búsqueda de máxima potencia denominado perturbar y observar (P&O) [11], es muy sencillo de implementar debido a la baja complejidad.

En esta técnica se sensa el voltaje y la corriente de operación del sistema fotovoltaico y luego se calcula la potencia, una vez que se conoce el valor de la potencia actual se procede a “perturbar” el sistema, modificando el voltaje en Δv_{pv} , lo cual se traduce por ejemplo en un ΔD (variación del ciclo de trabajo) de un convertidor DC/DC, luego se procede a recalcular el valor de la potencia. Al conocer la variación de la potencia se puede saber en qué lugar de la curva se está operando, por lo tanto se vuelve aplicar un ΔD positivo o negativo, dependiendo si se está operando a la derecha o izquierda del MPP y así se consigue llegar al máximo.

Este algoritmo tiende a ser oscilatorio en torno al punto de máxima potencia, lo cual se puede corregir dando una banda muerta, además para mejorar la dinámica del seguidor se utiliza un ΔD variable, lo cual es una mejora para este algoritmo [12].

F. Incremental Conductance Technique

El algoritmo Conductancia Incremental (Inc-Cond, *Incremental Conductance*)[13], para una celda fotovoltaica, utiliza como principio la variación de la potencia con respecto al voltaje como lo indica la siguiente ecuación:

$$\frac{dP_{cell}}{dv_{cell}} = \frac{d(i_{cell}v_{cell})}{dv_{cell}} = i_{cell} + v_{cell} \frac{di_{cell}}{dv_{cell}} \approx I_{pv} + \frac{\Delta i_{cell}}{\Delta v_{cell}}. \quad (1.6)$$

En el punto de máxima potencia, esta derivada es nula, cuando se está a la derecha del MPP la variación es negativa y cuando se está a la izquierda de MPP, variación de potencia es positiva, por lo tanto, este algoritmo utiliza las siguientes condiciones:

$$\begin{aligned} \frac{\Delta i_{cell}}{\Delta v_{cell}} = -\frac{i_{cell}}{v_{cell}} &\Rightarrow M_{pp} \\ \frac{\Delta i_{cell}}{\Delta v_{cell}} > -\frac{i_{cell}}{v_{cell}} &\Rightarrow \text{Izquierda}, \\ \frac{\Delta i_{cell}}{\Delta v_{cell}} < -\frac{i_{cell}}{v_{cell}} &\Rightarrow \text{Derecha} \end{aligned} \quad (1.7)$$

lo que permite la implementación del algoritmo en tiempo real comparando la conductancia actual (i_{cell}/v_{cell}) con la conductancia incremental ($\Delta i_{cell}/\Delta v_{cell}$). Tiene una eficiencia similar a la del algoritmo P&O con paso variable [12], pero requiere un costo computacional mayor.

1.2.3 Costos de generación en las plantas fotovoltaicas

En esta sección se presenta un indicador llamado costo nivelado de la energía (LCOE, *Levelized Cost of Energy*), que considera el valor del costo total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil, este indicador arroja el costo de generación de la planta típicamente en USD/MWh.

Para calcular el LCOE se deben considerar los costos totales que tendrá la planta a lo largo de toda su vida, los cuales se dividen por la producción de energía que realizará durante todos sus años de operación, se calcula de la siguiente forma:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^{t=T_y} \frac{C_T(t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=T_y} \frac{E_t(t)}{(1+r)^t}} \quad (1.8)$$

donde:

- $C_T(t)$: Costo total del proyecto para el año t (USD).
- $E_t(t)$: Energía generada en el año t (MWh).
- r : Tasa de impuesto (%).
- T_y : Años de vida útil de la planta de generación.

Es difícil indicar una cifra exacta de LCOE porque no todas las plantas del mismo tipo son iguales, ni tienen el mismo nivel de costo. Por ello, se suelen dar intervalos y, en la actualidad, el costo de las renovables, especialmente la solar y la eólica, es menor que el de muchos combustibles fósiles. Por ejemplo, las estimaciones de Lazard [14] dan resultados de entre 29 y 38 USD por MWh para energía solar no doméstica y entre \$ 26 y \$ 54 por MWh para energía eólica. Mientras, el carbón tiene un LCOE de entre 65 y 159 dólares / MWh y el gas de ciclo combinado de entre 44 y 73 dólares / MWh.

Existen muchas variantes del cálculo de este indicador, tanto para determinar el costo de inversión inicial, costo de operación y/o costo de mantención, en la Fig. 1.4 se muestra un detalle de los costos asociados [15].

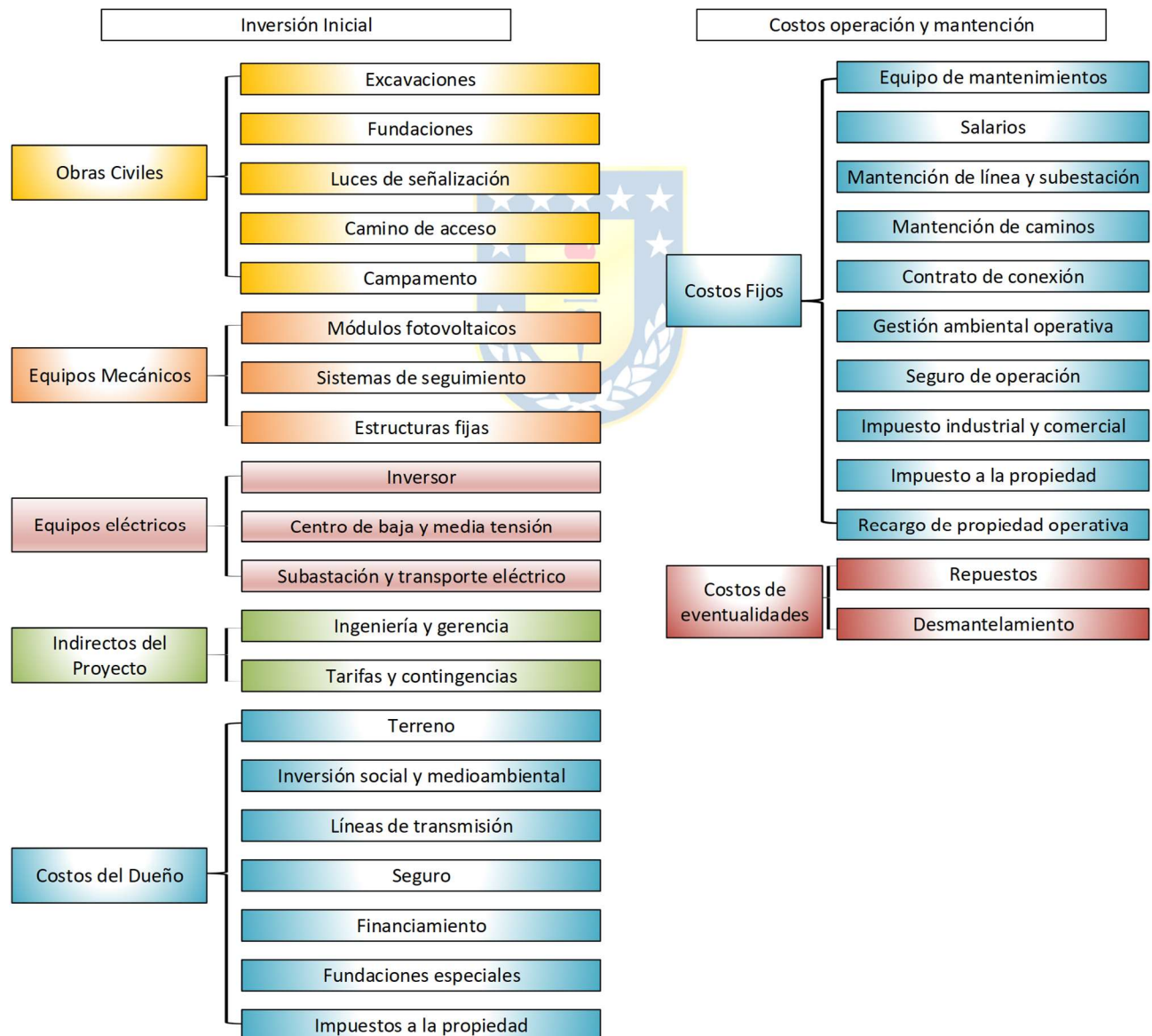


Fig. 1.4 Costos de una planta fotovoltaica.

1.2.4 Control de convertidores estáticos

Para poder realizar un correcto control de los convertidores estáticos, ya sea un DC/DC, DC/AC o AC/DC, hay diversas formas de realizarlo. En la literatura se pueden encontrar diversas estrategias de control para lograr obtener una salida lo más cercana a la referencia deseada, algunas de esas estrategias se presentan a continuación:

A. Control lineal

Una de las técnicas de control clásico más conocidas es la técnica de control lineal, la cual consiste en la implementación de controladores del tipo proporcional (P), integral (I) y derivativo (D) y combinaciones de ellos como PI, PD o PID. Los cuales se pueden implementar de forma continua y discreta, siendo esta última la forma más común ya que no es necesario el diseño de un circuito análogo.

Al aplicar este tipo de controladores a los convertidores trifásicos es necesario llevar el sistema de los ejes estacionarios a un sistema de ejes rotatorios para que las variables no presenten una respuesta sinusoidal en el tiempo, sino una respuesta continua. Para esto se utiliza la transformada de Park. Una forma de realizar este tipo de control se puede ver en [16], donde se presenta un esquema de control de corriente lineal desacoplado de un rectificador multinivel trifásico, el esquema de control es el que se presenta en la Fig. 1.5.

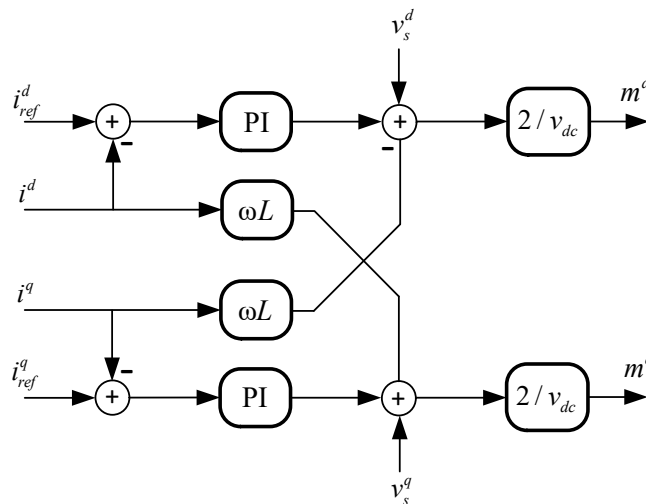


Fig. 1.5 Control lineal de corriente desacoplado en ejes rotatorios para un convertidor trifásico.

En el esquema de control anterior se presenta el lazo de control de las corrientes i^{dq} , de un inversor trifásico cuya salida posee un enlace inductivo (L) para conectarse a una red trifásica (v_s^{dq}) que opera a una frecuencia ω . En el lado DC se aplica un voltaje de amplitud v_{dc} .

B. Control No lineal

Otro método de controlar un convertidor es mediante la linealización entrada salida. Esta técnica busca una nueva variable de entrada que sea linealmente dependiente de la salida. Para realizar la linealización se derivan las ecuaciones que modelan el sistema hasta encontrar la variable que se desea controlar, por ejemplo, la forma de realizar una linealización E/S para un control de flujo de potencia de un rectificador fuente de corriente es presentado en [17]. Un ejemplo más sencillo es presentado a continuación. Dado un modelo presentado por las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}\dot{x}_1 &= x_1 x_2 + u \\ \dot{x}_2 &= u \\ y &= x_1.\end{aligned}\tag{1.9}$$

Se deriva la salida del sistema (y), las veces que se necesario hasta encontrar la entrada (u), para este caso es necesario derivar solo una vez y se obtiene lo siguiente:

$$\dot{y} = \dot{x}_1 = x_1 x_2 + u\tag{1.10}$$

Finalmente se define una nueva variable auxiliar (v), tal que sea capaz de relacionarse de forma lineal con la salida

$$v = x_1 x_2 + u\tag{1.11}$$

Por lo tanto, el sistema es lineal con respecto a la nueva variable de entrada y se comporta como un sistema de primer orden.

$$\begin{aligned}\dot{y} &= v \\ y &= \frac{v}{s}\end{aligned}\tag{1.12}$$

C. Control predictivo

El control predictivo presenta una considerable ventaja para sistemas conmutados [18], los conceptos utilizados para comprender este tipo de control son bastante intuitivos y fáciles de comprender. Se pueden aplicar a diversos sistemas, se pueden tratar casos con restricciones, no linealidades y sistemas multivariables. La desventaja de este tipo de control es el elevado costo computacional que se requiere, en comparación a los sistemas de control clásicos, pero ese costo

computacional es implementable sin grandes dificultades en los procesadores digitales disponibles en la actualidad tales como microcontroladores, DSPs, FPGAs, etc.

A continuación, se presenta una clasificación de los diversos tipos de control predictivo que se pueden implementar en sistemas de electrónica de potencia (Fig. 1.6), aunque en la práctica, el control predictivo es cualquier tipo de control que se base en la toma de decisiones estimando de un valor futuro de la variable que se desea controlar.

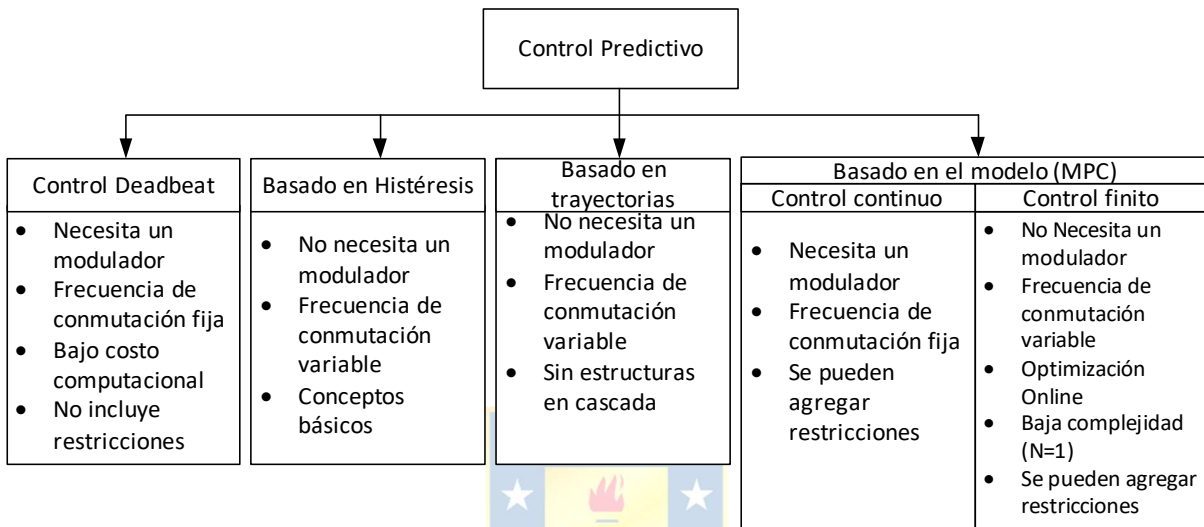


Fig. 1.6 Clasificación de los métodos de control predictivo utilizados en electrónica de potencia.

En [21] se presenta una estrategia de control predictivo para el convertidor NPC que reduce los costos computacionales del algoritmo al combinar el control predictivo Deadbeat con el FS-MPC. Para ello primero selecciona el voltaje que debe aplicar el convertidor (1^{era} optimización) y luego minimiza una función de costo para determinar el estado a aplicar (2^{da} optimización), la Fig. 1.7 presenta las ecuaciones y el diagrama del algoritmo. El costo computacional de este algoritmo es presentado en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1 Costo computacional del algoritmo FS-MPC

| Algoritmo | Operación | Número de operaciones | Tiempo de computo | |
|-----------|--|-----------------------|-------------------|-----------------|
| FS-MPC | 1^{era} Optimización (19 iteraciones) | | | |
| | <i>Sumas</i> | 10 | 26.7 ns×10×19 | |
| | <i>Restas</i> | 11 | 33.4 ns×11×19 | |
| | <i>Multiplicaciones</i> | 20 | 60.0 ns×20×19 | |
| | <i>For, if, y otras instrucciones simples</i> | 10 | 26.7 ns×10×19 | |
| | 2^{da} Optimización (2 iteraciones) | | | |
| | <i>Sums</i> | 10 | 26.7 ns×10×2 | |
| | <i>Subtractions</i> | 11 | 33.4 ns×11×2 | |
| | <i>Multiplications</i> | 20 | 60.0 ns×20×2 | |
| | <i>For, if, y otras instrucciones simples</i> | 8 | 26.7 ns×8×2 | |
| | Tiempo Total | | | 44.03 μs |

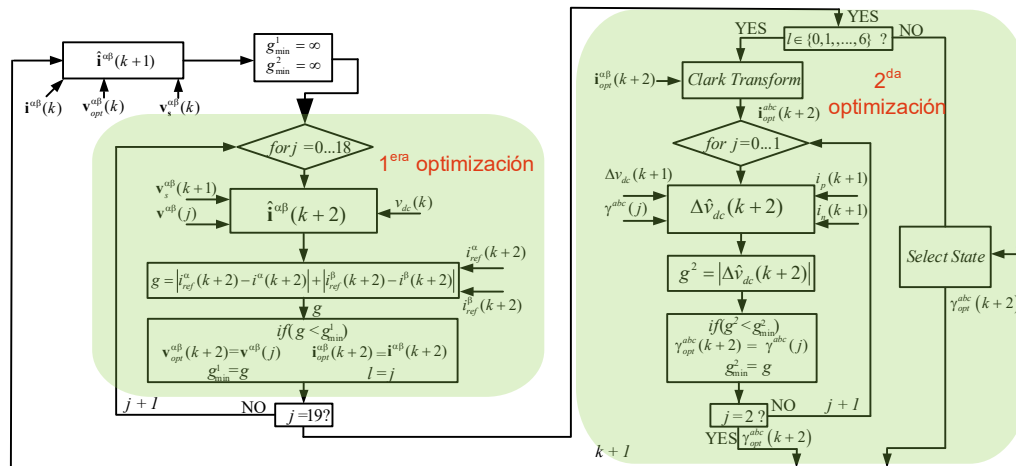


Fig. 1.7 Diagrama algoritmo FS-MPC mejorado para el inversor NPC

1.2.5 Discusión

La revisión bibliográfica muestra amplia información referente a la generación y conversión de la energía solar a fotovoltaica basada en celdas fotovoltaicas mono faciales, estudios y análisis del costo de generación de este tipo de plantas fotovoltaicas. Se puede apreciar que hay harta información y desarrollo con respecto a la tecnología PV mono facial, sin embargo, no hay igual información referente a las plantas fotovoltaicas basadas en paneles solares bifaciales, tanto en lo referente a la cosecha solar que estas pueden lograr y tampoco en cuanto a los costos de generación de este tipo de tecnología; en particular, del tipo comparativa, sistemática y escalable, por ejemplo, a la realidad del norte de Chile. Es en este contexto que se plantea la primera hipótesis de este trabajo (HT1), con el fin de estimar las condiciones óptimas de operación de una planta bajada en módulos PV bifaciales. Además, a partir de la revisión bibliográfica, se determinar que no hay un estudio de los costos de generación de energía eléctrica en el norte de Chile para las plantas PV basadas en módulos bifaciales, es por ello por lo que se propone la segunda hipótesis de trabajo (HT2) con el fin de poder calcular el costo de la energía y además comparar el LCOE de las diversas tecnologías.

Por otro lado, se puede apreciar que hay diversos algoritmos de búsqueda del punto de máxima potencia para las celdas fotovoltaicas, pero en general estos algoritmos no son óptimos para condiciones de sombreado parcial sobre las granjas fotovoltaicas. Esto debido a que su naturaleza operacional no garantiza que necesariamente convergerán al punto de máxima generación global, por lo tanto, pueden llegar a una solución subóptima. Además, no se hace distinción en cuanto a la

utilización de los algoritmos para los diversos tipos de celdas fotovoltaicas, por este motivo, en este trabajo se implementarán estos algoritmos en diversos tipos de celdas PV.

Finalmente, se observa que existen varias formas de controlar los convertidores estáticos que manipulan la energía eléctrica DC generada por las celdas fotovoltaicas y la acondicionan a niveles de tensión, fase y frecuencia AC necesarias para ser inyectadas a las líneas de transmisión de la red eléctrica. A pesar de que hay varias formas de lograr este cometido, es posible mejorar las técnicas existentes para disminuir los tiempos de respuesta y perfeccionar la forma de onda generada por los convertidores estáticos utilizando convertidores estáticos multinivel sin ir en desmedro de los tiempos de cálculo asociados a los algoritmos de control. Además, se espera que los algoritmos propuestos puedan operar en condiciones de redes débiles o que pueden estar sometidas a variaciones de frecuencia. En este contexto se plantea la HP3 con el fin de desarrollar nuevos algoritmos basados en el modelo y que sean capaces de operar bajo las circunstancias descritas y sin la necesidad de aumentar el costo computacional.



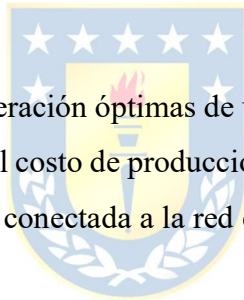
1.3. Hipótesis de Trabajo

- HT1: Es posible determinar las condiciones de operación para maximizar la producción de una granja solar basada en paneles fotovoltaicos bifaciales que está sujeta a factores de operación tales como los ángulos de inclinación, índices de reflectancia del suelo y condiciones ambientales (temperatura y radiación).
- HT2: Es posible realizar un análisis comparativo de los costos de generación de energía eléctrica basado en el índice LCOE de diversas tecnologías fotovoltaicas para determinar cuál es la tecnología más económica.
- HT3: Es posible desarrollar algoritmos de control predictivo para los convertidores estáticos que operan una planta fotovoltaica conectada a una red eléctrica que posee variaciones de frecuencia.

1.4. Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Establecer las condiciones de operación óptimas de una planta fotovoltaica basada en paneles bifaciales, junto con la determinación del costo de producción de energía y elaboración de algoritmos capaces de controlar la planta que opera conectada a la red eléctrica.



1.4.2 Objetivos Específicos

- OE1: Establecer y analizar un modelo eléctrico de los paneles bifaciales que permita considerar las variaciones de temperatura y radiación.
- OE2: Modelar la capacidad de cosecha de los paneles solares mono y bifaciales con la finalidad de determinar la disposición geométrica óptima para maximizar la cosecha solar.
- OE3: Analizar y comparar el costo de una planta fotovoltaica basada en módulos mono y bifaciales con la finalidad de determinar la tecnología más económica.
- OE4: Diseñar y simular un algoritmo de búsqueda del máximo global de la granja solar ante variaciones de temperatura y radiación.
- OE5: Diseñar, simular e implementar un sistema de control predictivo para un inversor multinivel.
- OE6: Implementar una planta prototipo para verificación de estrategias de control y algoritmos propuestos.

1.5. Alcances y Limitaciones

- Los switches y componentes serán considerados ideales para la modelación del sistema.
- Los modelos de cosecha solar serán diseñados para días con cielos despejados.
- Los sistemas de transmisión trifásicos se considerarán balanceados.
- La planta por implementar va a tener un máximo de tres fuentes continuas programables (emuladores de paneles solares) o 6 paneles solares.

1.6. Metodología

- ⊕ Búsqueda de bibliografía mayoritariamente en IEEEExplore para conocer el estado del arte en las técnicas de control predictivo para inversores, algoritmos de MPPT y modelos de las celdas fotovoltaicas.
- ⊕ Realización de un análisis y estudio teórico del modelo eléctrico de los paneles, considerando las variaciones ambientales.
- ⊕ Realización de un análisis teórico de la capacidad de cosecha de los paneles mono y bifaciales, para poder determinar los ángulos óptimos de operación y comparar la capacidad de generación de ambos paneles.
- ⊕ Realización de un análisis y estudio económico de las plantas fotovoltaicas basadas en mono y bifaciales, para poder determinar la tecnología más económica.
- ⊕ Realización de un análisis y estudio teórico de la topología NPC para desarrollar estrategias de control del convertidor.
- ⊕ Simulación en Psim, Matlab y/o Mathcad para verificar los modelos y controladores propuestos.
- ⊕ Implementación de una planta fotovoltaica prototipo de baja potencia.
- ⊕ Obtención de resultados experimentales para evaluar el desempeño de algoritmos utilizados y contrastarlos con las simulaciones.

Capítulo 2. Celdas Fotovoltaicas

2.1. Introducción

En este capítulo se describen los modelos matemáticos de las celdas fotovoltaicas mono facial (PV) y las celdas bifaciales (BPV). Se presentan dos modelos para cada tecnología: modelo del comportamiento eléctrico de las celdas y el modelo de la captación de radiación solar de un panel fotovoltaico. En primer lugar, se presenta el circuito eléctrico equivalente de las celdas y las curvas características de operación frente a cambios de las condiciones ambientales como radiación solar y temperatura de operación. Luego se presenta el modelo de la captación solar en un punto arbitrario del planeta Tierra, describiendo matemáticamente la relación que existe entre el Sol y el lugar geográfico de la Tierra donde se encuentre el módulo fotovoltaico. Finalmente se realiza un análisis de los modelos obtenidos para determinar los ángulos óptimos de operación de los módulos fotovoltaicos en base a la cosecha anual de cada panel.

2.2. Circuito eléctrico equivalente de las celdas fotovoltaicas

En este apartado, se presenta el modelo eléctrico de las celdas solares mono faciales y bifaciales. La Fig. 2.1 se muestra el circuito eléctrico para representar una celda PV, utilizando el modelo SDM (*Single Diode Model*) [4], donde los fotones captados se representan con una fuente de corriente dependiente, la corriente que aporta esta fuente depende principalmente de la irradiancia solar (S) y además depende de la temperatura de operación (T), el modelo además posee dos resistencias que representan las pérdidas que posee el panel solar tanto internas como externas, el diodo en antiparalelo modela el comportamiento semiconductor de las celdas. Cabe destacar que el circuito eléctrico presentado es sólo una abstracción eléctrica de la celda solar.

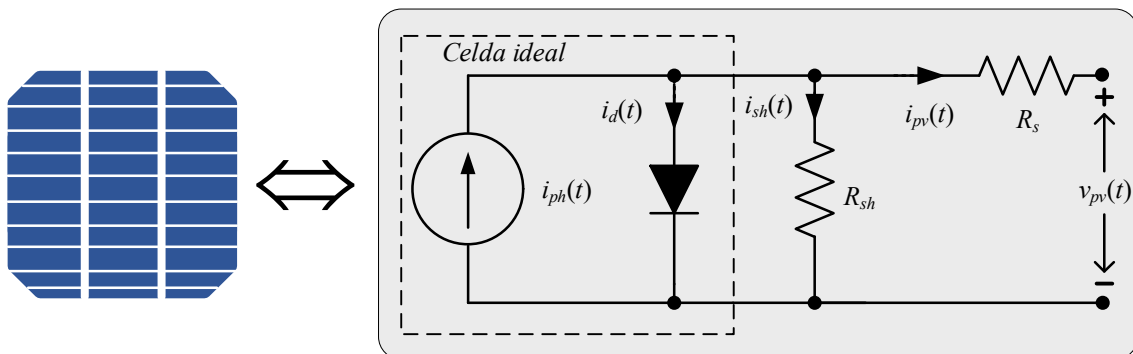


Fig. 2.1 Modelo eléctrico de una celda fotovoltaica mono facial.

Las celdas BPV también se pueden modelar eléctricamente como se ha presentado anteriormente según [24]. La diferencia radica en la capacidad de aprovechar la radiación solar en ambas caras de la celda como se ilustra en la Fig. 2.3, lo cual se traduce en que el modelo tendrá dos fuentes de corriente una fuente para la cara frontal (i_{front}) y otra para la cara trasera (i_{rear}) que sumadas producen i_{ph} como se muestra en la Fig. 2.2, dependiendo del índice de reflexión o albedo (ρ) del terreno donde se encuentren los BPV - por ejemplo - en el caso de estar sobre nieve ($\rho=0.8 \pm 0.1$), estas celdas pueden llegar a captar un 40% más de la radiación solar captada por una celda PV.

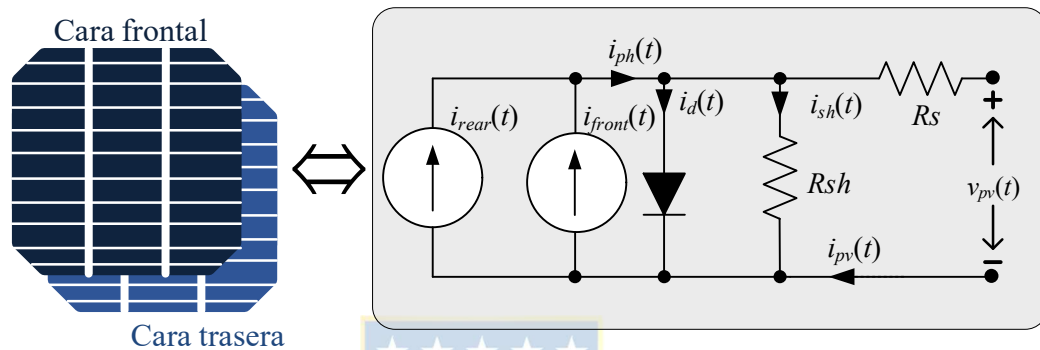


Fig. 2.2 Modelo básico de una celda fotovoltaica bifacial (BPV Cell).

Para todo tipo de celda, existen dos parámetros que son utilizados frecuentemente para caracterizar las celdas. Uno se obtiene al cortocircuitar la celda con una irradiación estándar de 1000W/m^2 a 25°C , llamada corriente de cortocircuito nominal (I_{sco}), esta corriente es totalmente medible ya que en corto circuito toda la corriente generada por la celda sale por los terminales de la celda. El otro parámetro es el voltaje en circuito abierto (v_{oc}), voltaje que se refleja en los terminales cuando la celda no está conectada (circuito abierto) $i_{pv} = 0$.

Utilizando las leyes de corriente de Kirchhoff, se obtiene la corriente generada por las celdas i_{pv} es:

$$i_{pv}(t) = i_{ph}(t) - i_d(t) - i_{sh}(t) \quad (2.0)$$

donde i_{ph} es la corriente fotovoltaica captada a partir de la radiación solar:

$$i_{ph}(t) = I_{sco} \frac{S(t)}{S_o} + C_t (T(t) - T_o) \quad (2.1)$$

$$T(t) = T_a(t) + k_s S(t) \quad (2.2)$$

con:

k_s : Coeficiente que define cómo la intensidad de la luz afecta la temperatura de la celda.

i_d es la corriente que modela el comportamiento semiconductor de la celda [23]:

$$i_d(t) = i_o e^{\frac{qv_d(t)}{KT(t)} - 1} \quad (2.3)$$

con:

v_d : voltaje en el diodo

$$v_d(t) = v_{pv}(t) + R_s i_{pv}(t) \quad (2.4)$$

i_{sh} : es la corriente que representa las pérdidas internas a través de R_{sh} :

$$i_{sh}(t) = \frac{v_{pv}(t) + R_s i_{pv}(t)}{R_{sh}} \quad (2.5)$$

reemplazando se obtiene la corriente generada por la celda:

$$i_{pv}(t) = I_{sco} \frac{S(t)}{S_o} + C_t (T(t) - T_{ref}) - i_o e^{\frac{q(v_{pv}(t) + i_{pv}(t)R_s)}{KT(t)} - 1} - \frac{v_{pv}(t) + i_{pv}(t)R_s}{R_{sh}}. \quad (2.6)$$

Con el modelo descrito, se pueden graficar las curvas características de operación de las celdas fotovoltaicas tanto PV como BPV, las cuales entregan la relación corriente-voltaje en función de las condiciones ambientales (S y T_a) y por ende la potencia que entrega el panel en cada punto de operación. Este punto es muy importante, puesto que desde aquí nacen los algoritmos de máxima extracción de potencia en los paneles, algoritmos que buscan maximizar la potencia de salida de la celda dependiendo de las condiciones ambientales.

De los gráficos de la Fig. 2.4 se pueden apreciar las distintas curvas de operación del panel, en particular Fig. 2.4(b) se pueden ver los puntos de máxima potencia (M_{PP} , *Maximum Power Point*). En ese punto se tienen los parámetros típicos de los paneles que son: $M_{PP} = v_{mpp} i_{mpp}$, donde v_{mpp} e i_{mpp} son el voltaje y corriente en el punto de máxima potencia respectivamente. Lo ideal es lograr operar continuamente en el M_{PP} , para lo cual se debe aplicar una carga capaz de llevar el panel a ese punto, para ello se utilizan algoritmos de búsqueda llamados M_{PPT} (*Maximum Power Point Tracking*).

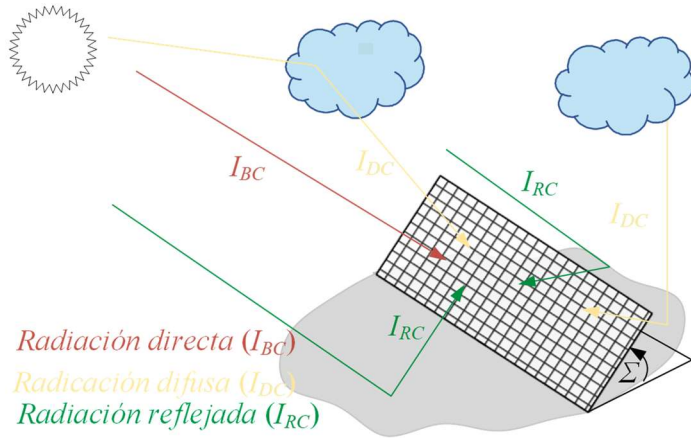


Fig. 2.3 Radiación solar recibida por un panel solar

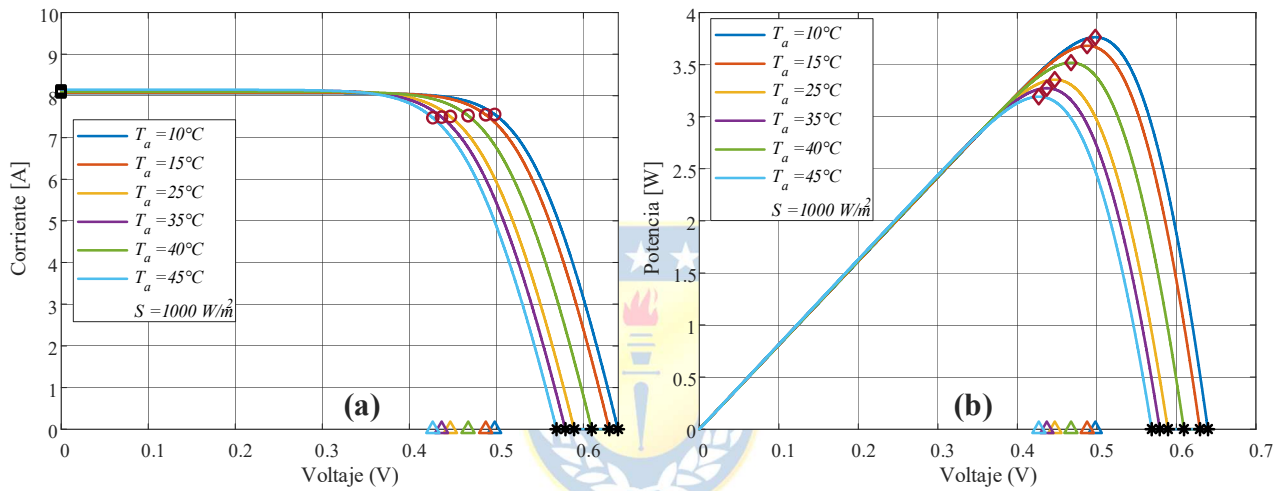


Fig. 2.4 Curvas característica de una celda bajo variaciones de temperatura.

(a) Curva i_{pv} vs v_{pv} (b) Curva p_{pv} vs v_{pv} .

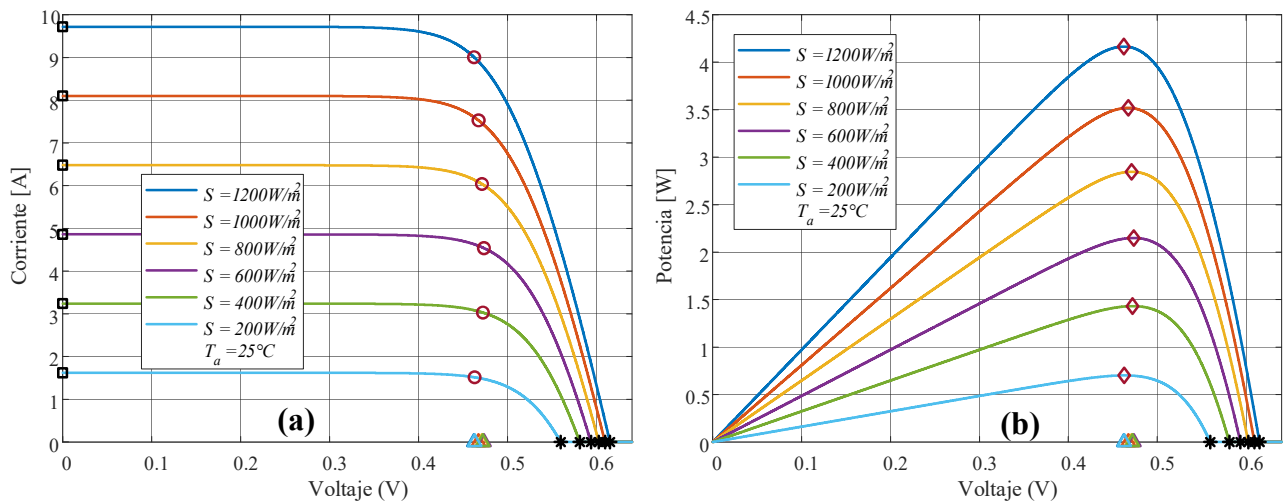


Fig. 2.5 Curvas características de una celda operando bajo variaciones de radiación.

(a) Curva i_{pv} vs v_{pv} (b) Curva p_{pv} vs v_{pv} .

En las figuras presentadas anteriormente (Fig. 2.4 y Fig. 2.5) se resaltan con cuadrados las

corrientes de cortocircuito (i_{sc}), se puede apreciar que dependen mayor y proporcionalmente de S , por otro lado, el voltaje de circuito abierto (v_{oc}) resaltado con asteriscos varía junto con S y T_a . Se destacan con rombos los puntos de M_{PP} , con triángulos los v_{mpp} y con círculos las i_{mpp} para cada curva presentada. A partir de las curvas y del modelo matemático es claro ver que la potencia suministrada por las celdas solares es directamente proporcional a S e inversamente proporcional a T_a . Estas curvas representan el comportamiento de los módulos PV y BPV.

Las celdas bifaciales tienen ambas caras muy similares (Fig. 2.6), pero el lado frontal posee mayor eficiencia que el trasero con aproximadamente un 15% de diferencia [24].

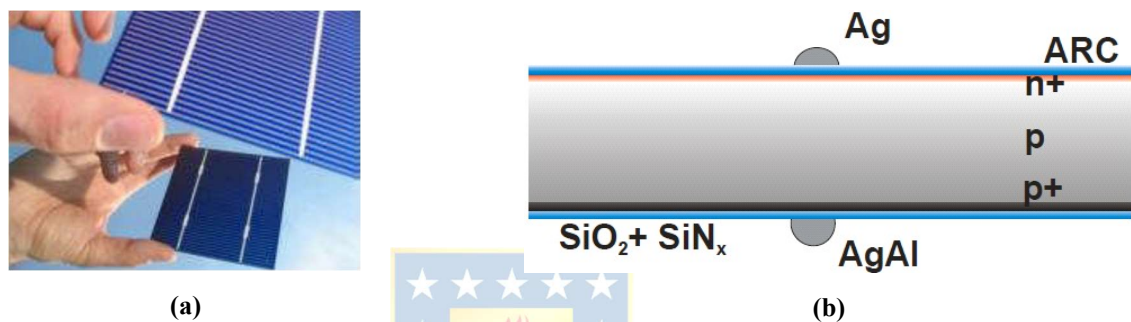


Fig. 2.6 Celda bifacial [25]

(a) Celda solar bifacial BSF de boro. La parte posterior se puede ver en el espejo y se ve similar a la parte frontal. (b) Sección transversal de la célula solar de boro BSF.

Una forma típica de construcción de los paneles o módulos solares es conectar varias celdas en serie como lo ilustra la Fig. 2.8. Cada panel solar está compuesto por un grupo de celdas para obtener un módulo de mayor potencia.

El diodo de bypass se utiliza para evitar que la corriente circule en sentido inverso, ya que, si en esa zona del panel disminuye la tensión, ya sea por fallas o condiciones ambientales (sombras), esa zona no se comporte como una carga para el resto del panel. El número de celdas en serie determina la tensión capaz de proporcionar el panel, típicamente 12V, 18V, 24V, 36V, dependiendo de la potencia, el tamaño de la celda determina la corriente de operación del panel. La Fig. 2.7 presenta 2 módulos comerciales SW 280 DUO (a) y FVG 60-156 (b) bifacial y mono facial respectivamente. La Tabla 2.1 y la Tabla 2.2 presentan el comportamiento de estos módulos operando bajo condiciones estándar de operación (STC). La Fig. 2.9 [26] presenta una sección de una granja solar y su composición.



Fig. 2.7 Paneles solares.
(a) Bifacial. (b) Mono facial.

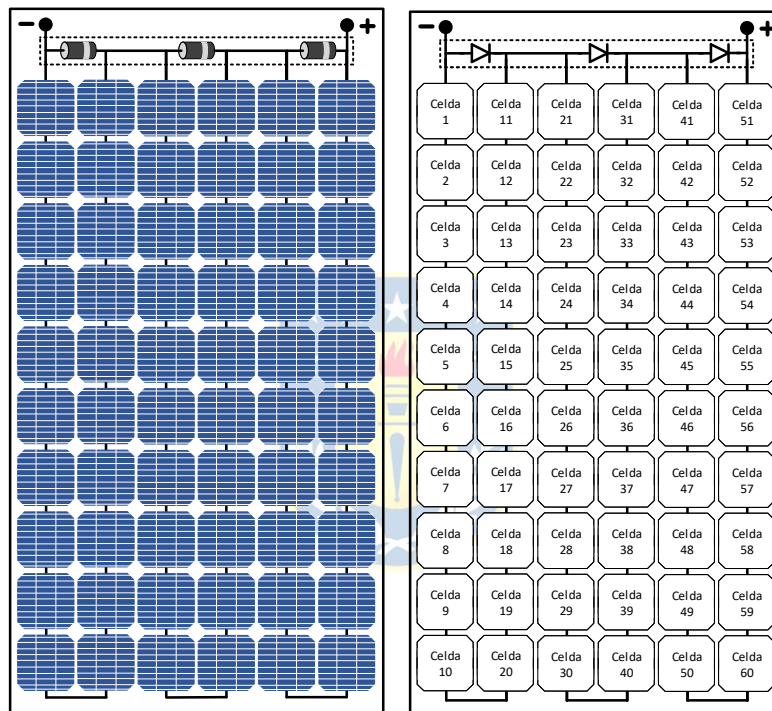


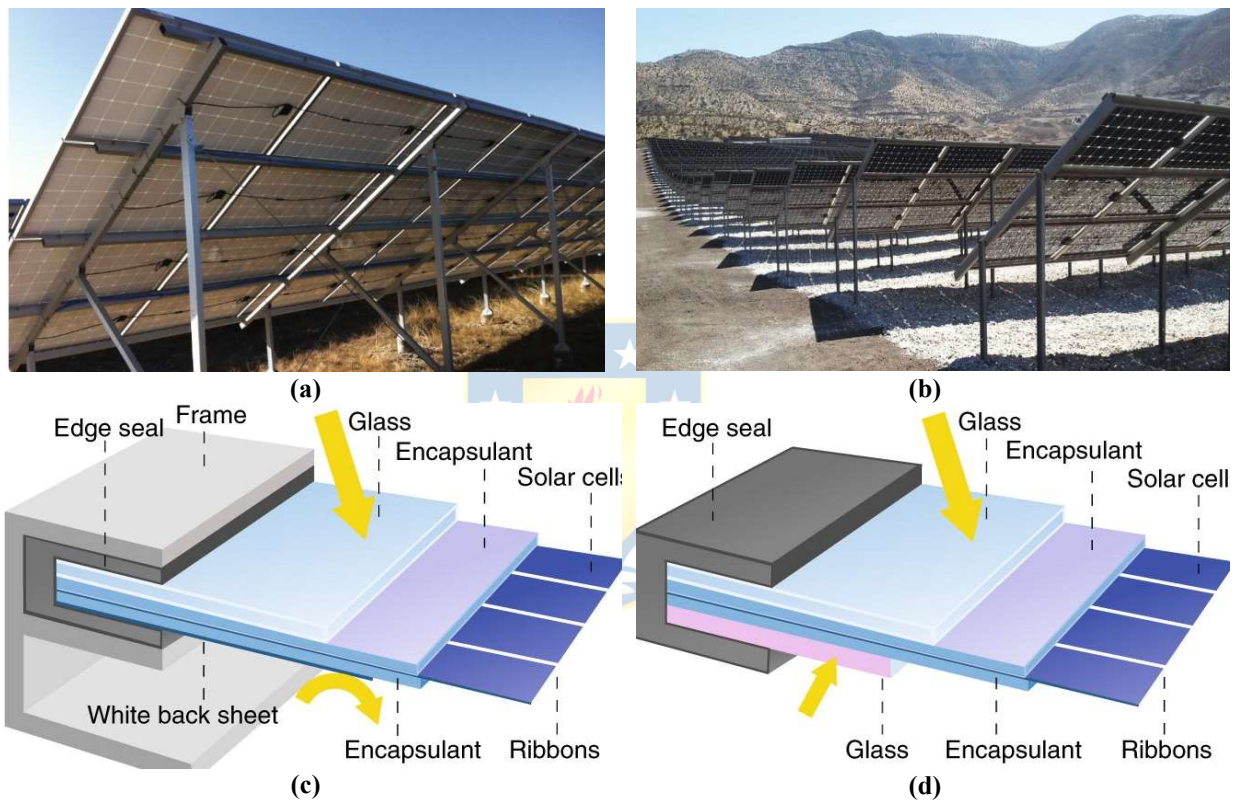
Fig. 2.8 Construcción de un módulo fotovoltaico.

TABLA 2.1 Características módulo SW280 DUO

| Parámetro | Valor |
|--------------|------------------------------------|
| P_{mpp} | 280 W |
| V_{oc} | 39,6 V |
| V_{mpp} | 32,0 V |
| i_{sc} | 9,4 A |
| i_{mpp} | 8,84 A |
| eficiencia | 16,7 % |
| Nº de celdas | 60 |
| Peso módulo | 21,5 kg |
| Tamaño celda | 15,75 ² cm ² |

TABLA 2.2 Características módulo FVG 60-156

| Parámetro | Valor |
|--------------|--------------------------|
| P_{mpp} | 250 W |
| v_{oc} | 37,95 V |
| v_{mpp} | 30,95 V |
| i_{sc} | 8,58 A |
| i_{mpp} | 8,10 A |
| eficiencia | 15.5 % |
| N° de celdas | 60 |
| Peso módulo | 21.5 kg |
| Tamaño celda | 15.6^2 cm ² |

**Fig. 2.9 Paneles solares bifaciales y mono faciales.**

(a) Módulos Mono faciales. (b) Módulos Bifaciales. (c) Composición de las celdas Mono faciales. (d). Composición de las celdas bifaciales

2.3. Estimación de la cosecha solar

Para estimar la cantidad de energía solar que pueden “cosechar” los paneles solares PV y BPV se analiza la radiación solar que incide sobre el planeta Tierra, para ello se describen y modelan los diversos ángulos asociados a la cosecha de energía solar con respecto a un punto en la Tierra. Se analiza la dinámica Sol-Tierra para cada día del año, se estima la cosecha y producción de energía solar para los módulos fotovoltaicos operando bajo distintos ángulos y finalmente se optimizan los ángulos de operación de los módulos fotovoltaicos para maximizar la producción de energía eléctrica.

2.3.1 Modelo geográfico de la radiación solar

A continuación, se describen las principales leyes asociadas al movimiento de la tierra alrededor del sol y el movimiento sobre su propio eje para lograr comprender el movimiento aparente del sol sobre un punto de la Tierra.

A. Rotación de la Tierra

El planeta Tierra gira alrededor del eje polar PP' , ilustrado en la Fig. 2.10 (b). Los puntos donde este eje intercepta la tierra son el Polo Norte (NP) y el Polo Sur (SP), el círculo $EIOI'$ perpendicular al eje de rotación es conocido como línea del Ecuador y el plano contenido por este es el plano ecuatorial que divide la tierra en hemisferios norte y sur. El círculo $ESON$ perpendicular al eje ZZ' es conocido como el horizonte. La posición del sol varía diaria y anualmente debido a la rotación diaria de la tierra (Fig. 2.10) sobre su eje y la traslación anual a través de una órbita elíptica alrededor del sol (Fig. 2.12). La rotación de la Tierra es aproximadamente de 24 horas (1 día) y la traslación de aproximadamente 365 días (1 año).

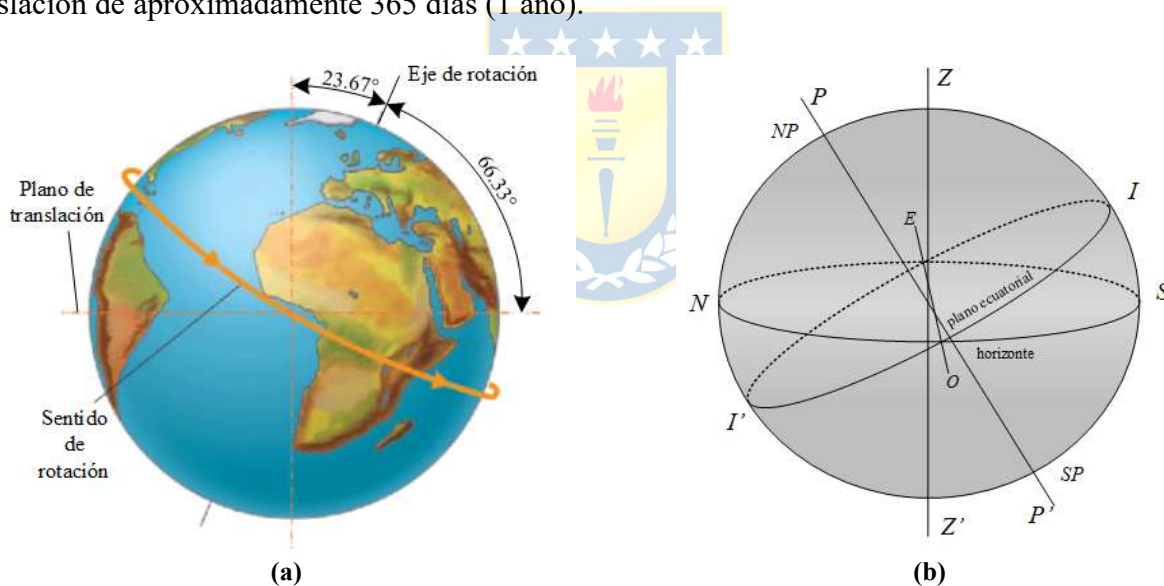


Fig. 2.10 Horizonte y plano ecuatorial de la tierra.

(a) Vista externa. (b) Vista interna.

La Tierra se traslada en forma elíptica alrededor del sol, el punto en el que la tierra está más cerca del sol es conocido como perihelio y ocurre el 2 de enero, momento en el que se encuentra a poco más de 147 millones de kilómetros. En el otro extremo, conocido como afelio que ocurre el 3 de julio, la Tierra está a unos 152 millones de kilómetros del sol, momento en que planeta se encuentra en su punto más lejano al sol. La distancia d está dada por la relación (2.7) [28], donde n es número de día del año (de 1 a 365) del calendario gregoriano, la variación de la distancia día a día durante un

año se puede apreciar en las figuras: Fig. 2.11 y Fig. 2.12, los números del primer día de cada mes están en la Tabla 2.3, además en la figura se resaltan 6 puntos correspondientes a los cambios de estación (otoño, invierno, primavera, verano, afelio y perihelio).

$$d = 1.5 \cdot 10^8 \left(1 + 0.017 \sin \left(\frac{360(n-93)}{365} \right) \right) \text{ km} \quad (2.7)$$

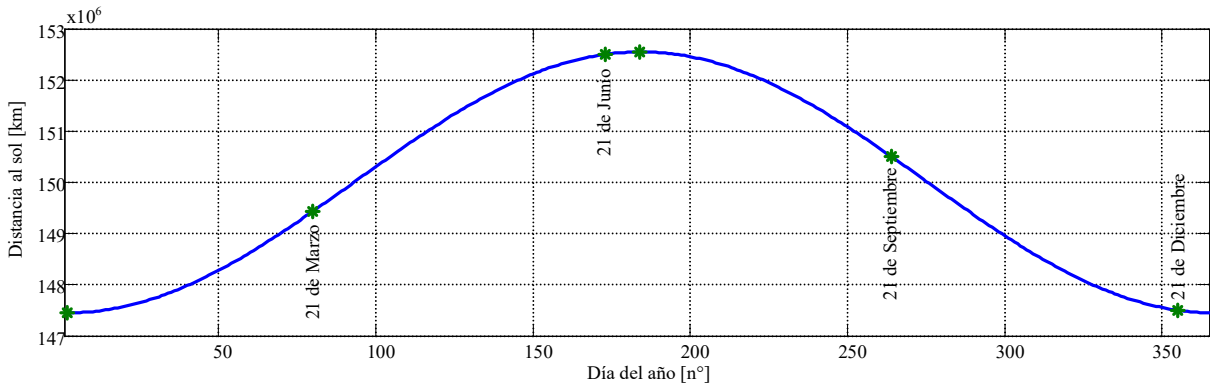


Fig. 2.11 Distancia entre el Sol y la tierra.

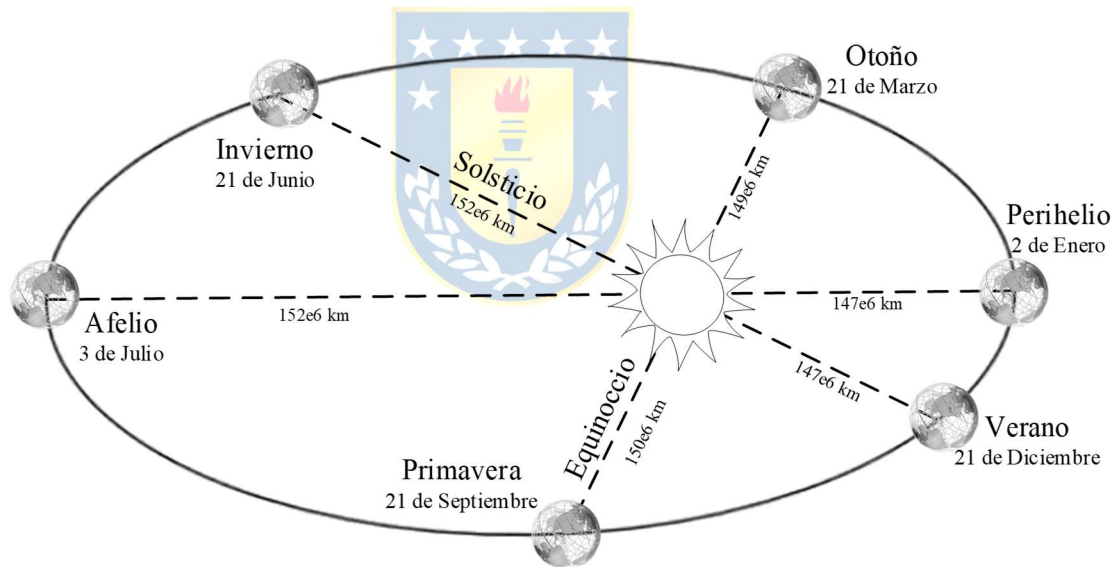


Fig. 2.12 Traslación de la tierra.

TABLA 2.3 Número (*n*) del 1er día de cada mes.

| Mes | número del 1er día | Mes | número del 1er día |
|---------|--------------------|------------|--------------------|
| Enero | $n = 1$ | Julio | $n = 181$ |
| Febrero | $n = 31$ | Agosto | $n = 212$ |
| Marzo | $n = 59$ | Septiembre | $n = 243$ |
| Abril | $n = 90$ | Octubre | $n = 273$ |
| Mayo | $n = 120$ | Noviembre | $n = 304$ |
| Junio | $n = 151$ | Diciembre | $n = 334$ |

B. Ángulos básicos de posicionamiento en la Tierra: Longitud y Latitud

El sistema de coordenadas geográficas permite que cada ubicación en la tierra se especifique mediante dos ángulos: longitud (φ) y latitud (L). Se usa de referencia el plano ecuatorial, los círculos de intersección paralelos determinan φ ; L se define como el ángulo entre el plano ecuatorial y una línea del centro de la tierra y un lugar en la superficie de la Tierra (T_i). Por definición, el ángulo de latitud es positivo en el hemisferio norte y negativo en el hemisferio sur. Para la determinación de la longitud, se necesita un plano perpendicular a la línea del Ecuador como el eje de rotación. Este plano crea un círculo de intersección, o de dos semicírculos que van de un polo a otro llamado meridianos. Por definición, la longitud cero es el meridiano que pasa por Greenwich. La longitud de cualquier ubicación es determinada por el ángulo entre el meridiano cero y el meridiano que pasa por la ubicación, con valores positivos para las localizaciones al Oeste de Greenwich y valores negativos para las localizaciones al Este de Greenwich. Estas definiciones se ilustran Fig. 2.13.

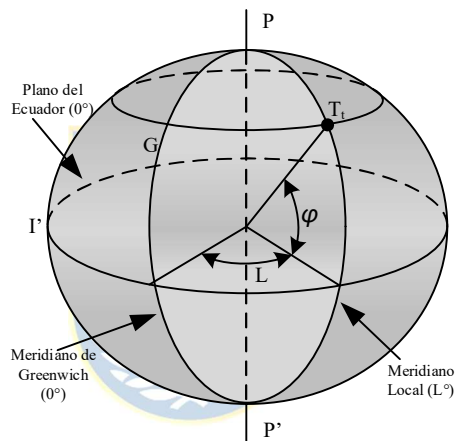


Fig. 2.13 Latitud φ y longitud L para una ubicación T_i .

C. Ángulos de geometría solar en la Tierra

Una vez definido un punto T_i , en base a L y φ , se procede a describir los ángulos necesarios para poder comprender como incide la radiación solar en un punto de la Tierra.

Ángulo de declinación (δ)

Es el ángulo formado entre el plano del ecuador y una línea dibujada desde el centro del sol hasta el centro de la Tierra, ilustrado en la Fig. 2.14. Este ángulo varía entre los extremos de $\pm 23.45^\circ$, y una relación sinusoidal simple que asume un año de 365 días y que coloca el equinoccio de primavera el día $n = 81$. Los valores exactos de declinación, que varían levemente de un año a otro, se pueden encontrar en la publicación anual de: “*The American Ephemeris and Nautical Almanac*”. El ángulo de declinación se modela de según (2.8), su valor anual se presenta en Fig. 2.15, donde se

resaltan los días de equinoccios, solsticios y mayor/menor distancia anual.

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{360}{365}(n - 81)\right). \quad (2.8)$$

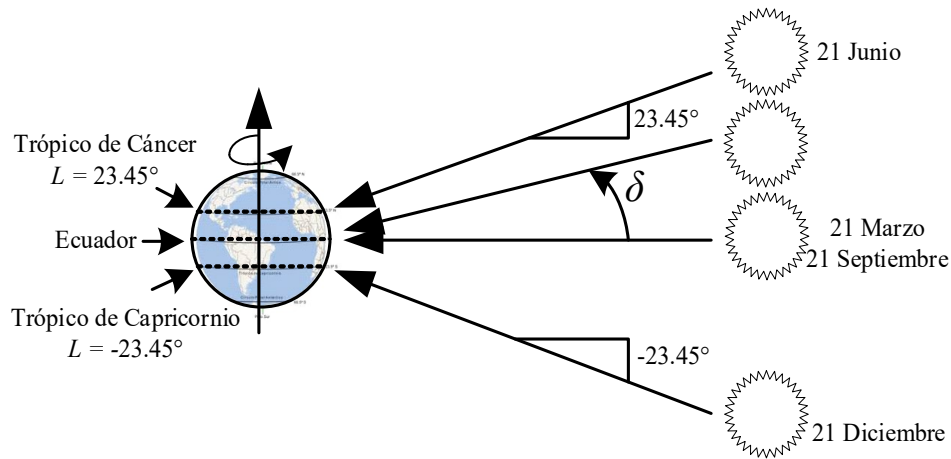


Fig. 2.14 Representación del ángulo de declinación solar.

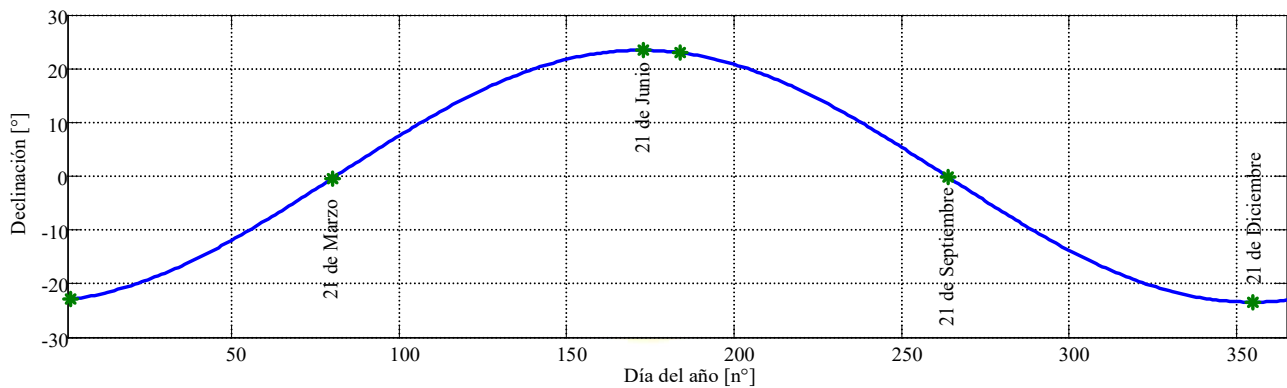


Fig. 2.15 Declinación solar durante un año.

Ángulo de elevación o zenit y ángulo azimutal

La ubicación del sol en cualquier momento del día se puede describir en términos de su ángulo de altitud o zenit β y su ángulo de azimut ϕ_s (Fig. 2.15). El subíndice s en el ángulo acimutal indica que este es el ángulo azimutal del sol. Por convención, el ángulo de azimut es negativo en la mañana con el sol en el Este y positivo en la tarde con el sol en el Oeste. Notar que el ángulo azimutal que se muestra en Fig. 2.15 utiliza el Norte como referencia, ya que esta imagen representa al hemisferio sur; en el hemisferio norte los ángulos acimutales se miden con relación al sur.

El ángulo de elevación solar llega a su máximo valor diario (β^{med}) al medio día solar, que corresponde al momento en que el sol está justo en la línea NS , cuando el ángulo acimutal es nulo en el hemisferio sur.

$$\beta^{med} = 90 - |L - \delta| \quad (2.9)$$

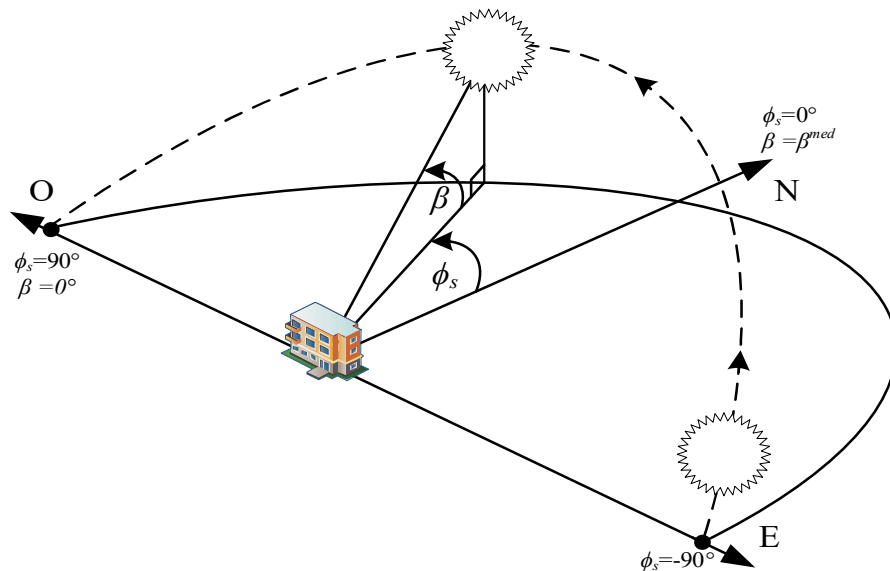


Fig. 2.16 Angulo de elevación (β) y azimut (ϕ_s).

Los ángulos azimut y elevación del sol dependen de L , n y de la hora del día (H), medida en grados. Las ecuaciones (2.10) y (2.11) permiten calcular los ángulos de altitud y azimut.

$$\sin(\beta) = \cos(L) \cos(\delta) \cos(H) + \sin(L) \sin(\delta) \quad (2.10)$$

$$\sin(\phi_s) = \frac{\cos(\delta) \sin(H)}{\cos(\beta)}. \quad (2.11)$$

El ángulo horario (H) es el número de grados que la tierra debe rotar antes de que el sol esté directamente sobre su meridiano local (línea de longitud). Como se muestra en la Fig. 2.16, en cualquier instante el sol está directamente sobre una línea particular de longitud, llamada meridiano del sol. La diferencia entre el meridiano local y el meridiano del sol es el ángulo horario, con valores positivos que ocurren en la mañana antes de que el sol cruce el meridiano local.

Considerando que la Tierra gira 360° en 24 h, o $15^\circ/\text{h}$, el ángulo de la hora se puede describir de la siguiente manera:

$$H = 15(LST - 12) \quad (2.12)$$

LST es la hora solar local (*Local Solar Time*), la cual se calcula así:

$$LST = CT + (L_{std} - L) + Eot - DT \quad (2.13)$$

con:

$$Eot = 0.165 \sin(2B) - 0.126 \cos(B) - 0.025 \sin(B) \quad (2.14)$$

$$B = \frac{360(n-81)}{364}. \quad (2.15)$$

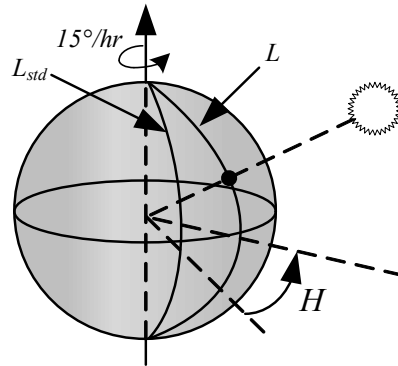


Fig. 2.17 Ángulo horario (H) en grados ($^{\circ}$).

Una vez definidos estos ángulos, es posible estimar la radiación solar que “cosechará” un panel solar durante un día, y por ende se puede estimar la generación de energía eléctrica.

2.3.2 Radiación solar cosechada por panel solar

La radiación solar que recibe o cosecha un panel solar es una combinación entre la radiación directa (I_{BC}) que pasa en línea recta a través de la atmósfera hacia el módulo fotovoltaico, la radiación difusa (I_{DC}) que corresponde a la radiación que ha sido dispersada por gases y moléculas en la atmósfera, y la radiación reflejada (I_{RC}) que corresponde a radiación que rebota en el suelo u otra superficie al rededor del panel, estas se pueden ver en la Fig. 2.19.

Un modelo comúnmente utilizado para determinar la radiación solar que llega a la superficie de la tierra (I_B) está dada por la relación (2.16).

$$I_B = Ae^{-km} \quad (2.16)$$

donde A es un flujo extraterrestre "aparente", k es un factor adimensional llamado profundidad óptica y m es la relación de masa de aire [28]. Estos parámetros varían con los días y la hora, se calculan con las siguientes expresiones:

$$A = 1160 + 75 \sin\left(\frac{360}{365}(n-275)\right) [\text{W}/\text{m}^2] \quad (2.17)$$

$$k = 0.174 + 0.0035 \sin\left(\frac{360}{365}(n-100)\right) \quad (2.18)$$

$$m = \frac{1}{\sin(\beta)} \quad (2.19)$$

Las distintas radiaciones (I_{BC} , I_{DC} e I_{RC}) dependen de I_B , el ciclo anual de I_B en el Desierto de Atacama se muestra en la Fig. 2.18 según los datos proporcionados por el ministerio de energía [34].

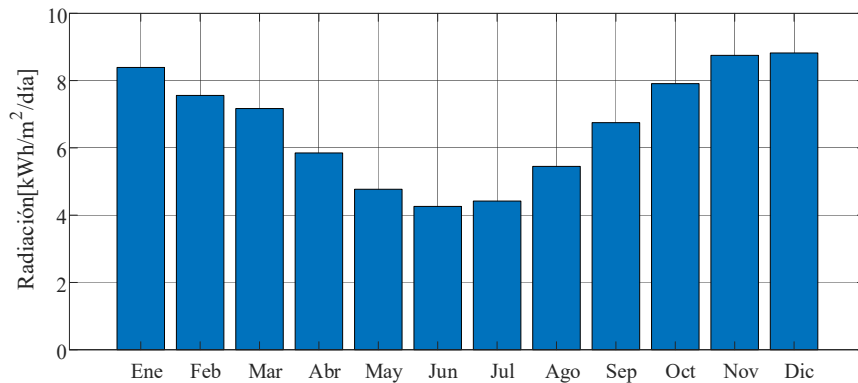


Fig. 2.18 Ciclo anual de Radiación directa (I_B) en ($\varphi = -69.25^\circ$ y $L = -24.5^\circ$)

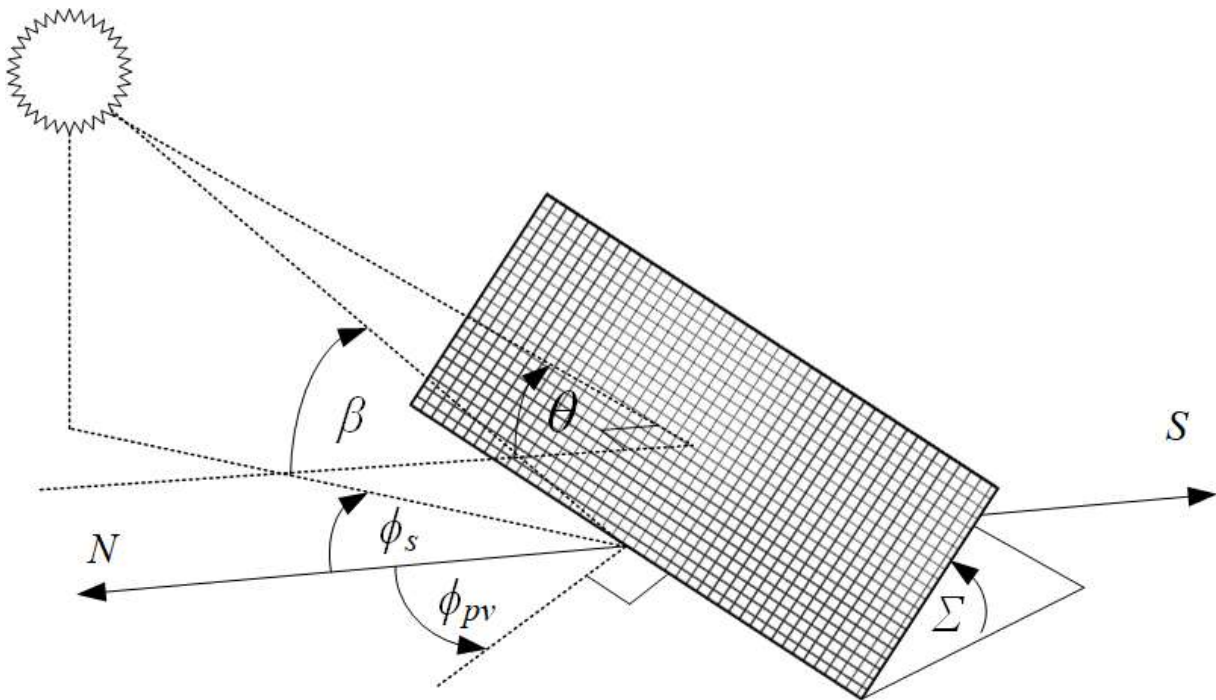


Fig. 2.19 Ángulos de incidencia de la radiación solar recibida por un panel solar. Ángulo de incidencia (θ) formado entre una cara normal del panel y la radiación del haz solar entrante, ángulo acimutal del panel (ϕ_{pv}), ángulo de inclinación del panel (Σ) junto con los ángulos acimutal (ϕ_s) y de altitud β solar.

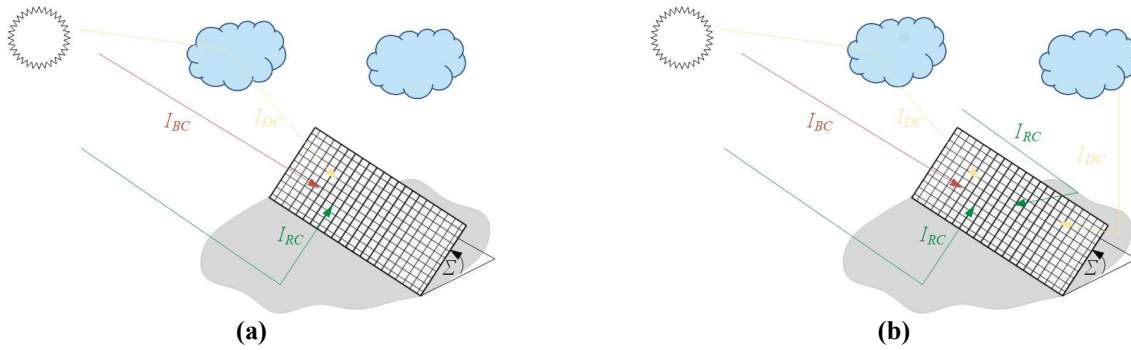


Fig. 2.20 Radiación solar directa, difusa y reflejada recibida por un panel solar
(a) Panel solar mono facial. (b) Panel solar bifacial

A. Radiación solar directa (I_{BC})

La radiación solar directa que incide en la cara que apunta al sol de un panel solar es una función que depende del ángulo de incidencia (θ), el cual se traza entre una línea dibujada normal a la cara del panel y la radiación del haz entrante, ilustrado en la Fig. 2.19 , con estos se puede obtener una ecuación para calcular I_{BC} .

$$I_{BC} = I_B \cos(\theta) \quad (2.20)$$

$$\cos(\theta) = \cos(\beta) \cos(\phi_s - \phi_{pv}) \sin(\Sigma) + \sin(\beta) \cos(\Sigma). \quad (2.21)$$

Para el caso de montajes verticales ($\Sigma=90^\circ$, $\phi_{pv}=-90^\circ$), se recibe radiación horizontal:

$$I_{BC} = I_B \cos(90 - \beta) = I_B \sin(\beta). \quad (2.22)$$

Cabe destacar que independientemente de la tecnología PV o BPV la I_{BC} se calcula de la misma forma.

B. Radiación solar difusa (I_{DC})

La radiación difusa que recibe un panel solar es mucho más difícil de estimar con precisión, considerando la gran cantidad de rayos o haces de luz que compone la radiación difusa.

La radiación entrante se puede dispersar a partir de las partículas atmosféricas y la humedad, además puede ser reflejada por las nubes y algunos rayos que se reflejan desde la superficie hacia el cielo se vuelven a esparcir nuevamente al suelo. Los modelos más simples de radiación difusa suponen que llega a un sitio con la misma intensidad desde todas las direcciones; es decir, el cielo se considera isotrópico. Obviamente, en días neblinosos o nublados, el cielo es considerablemente más brillante en las proximidades del sol, y las mediciones muestran un fenómeno similar también en días despejados, pero estas complicaciones no serán consideradas en este análisis y se asumirá que los días estarán despejados (no hay nubosidad, es decir cielo claro).

El modelo desarrollado por Threlkeld y Jordan, que se utiliza en el modelo ASHRAE Clear-Day Solar Flux [31], indica que la radiación difusa horizontal (I_{DH}) es proporcional a la radiación que llega a la superficie de la tierra, no importa en qué parte del cielo pase el sol.

$$I_{DH} = CI_B \quad (2.23)$$

donde C es un factor difuso del cielo que varía cada día (2.24).

$$C = 0.095 + 0.04 \sin\left(\frac{360}{365}(n - 100)\right) \quad (2.24)$$

En un día de cielos completamente despejados, aproximadamente el 15% de la radiación total será difusa, la cual puede aprovecharse o no dependiendo del ángulo de operación del panel solar. Cuando el ángulo de inclinación del panel solar ($\Sigma=0^\circ$), es decir, el panel está plano en el suelo; como el panel “ve” el cielo completo recibe la radiación difusa horizontal completa. Cuando se trata de una superficie vertical ($\Sigma=90^\circ$), un panel mono facial capta solo la mitad de la radiación difusa horizontal disponible, y así sucesivamente. Por lo tanto, la expresión para radiación difusa para un panel mono facial es:

$$I_{DC}^M = I_{DH} \left(\frac{1 + \cos(\Sigma)}{2} \right) = CI_B \left(\frac{1 + \cos(\Sigma)}{2} \right) \quad (2.25)$$

en cambio, un panel bifacial recibirá el doble de la radiación difusa horizontal, por lo tanto:

$$I_{DC}^B = I_{DH} (1 + \cos(\Sigma)) = CI_B (1 + \cos(\Sigma)) \quad (2.26)$$

C. Radiación solar reflejada (IRC)

La última componente de radiación que incide al módulo resulta de la radiación que se refleja en las superficies alrededor de este. Esta reflexión puede proporcionar una parte considerable en el rendimiento, como por ejemplo en un día brillante con nieve o agua en los alrededores de panel, o puede ser tan modesta que podría ser ignorada. En este modelo se supone una gran área horizontal en los alrededores del panel, con una reflectancia ρ que es difusa, y rebota la radiación reflejada en igual intensidad en todas las direcciones.

Las estimaciones de la reflectancia del suelo oscilan entre aproximadamente 0,9 para la nieve fresca y aproximadamente 0,1 para un tejado oscuro, con un valor por defecto típico para suelo ordinario o hierba que se toma en aproximadamente 0,2, la Tabla 2.4 muestra la reflectancia de distintos materiales. La cantidad reflejada se puede modelar como el producto de la radiación horizontal total (directa I_{BH} , más I_{DH} difuso) multiplicado por la reflectancia o albedo del suelo ρ . La

fracción de esa energía reflejada en el suelo que será interceptada por el módulo fotovoltaico depende de la inclinación del panel Σ , lo que da como resultado expresión (2.27) un panel mono facial.

$$I_{RC}^M = \rho (I_{BH} + I_{DH}) \left(\frac{1 - \cos(\Sigma)}{2} \right) = \rho I_B (\sin(\beta) + C) \left(\frac{1 - \cos(\Sigma)}{2} \right). \quad (2.27)$$

Para un panel horizontal ($\Sigma = 0$), la ecuación (2.27) modela correctamente que no hay radiación reflejada en el panel solar mono facial; para un panel vertical, predice que el panel "ve" la mitad de la radiación reflejada, que también es apropiada para el modelo.

Mientras que un panel bifacial recibirá el doble de la radiación reflejada (2.28).

$$I_{RC}^B = \rho I_B (\sin(\beta) + C) (1 - \cos(\Sigma)) \quad (2.28)$$

TABLA 2.4 Coeficientes de reflectancia o albedo (ρ) de suelos típicos [32]

| Superficie | ρ | Superficie | ρ |
|-----------------|--------|--------------------|-----------|
| Asfalto fresco | 0.04 % | Arena del desierto | 0.40 % |
| Asfalto gastado | 0.12 % | Hormigón nuevo | 0.55 % |
| Suelo desnudo | 0.17 % | Nieve fresca | 0.8-0.9 % |

Finalmente, la combinación de las ecuaciones para los tres componentes de radiación (directa, difusa y reflejada) da la siguiente información sobre la radiación que incide sobre un panel solar en un día despejado:

Panel Mono facial:

$$I_C^M = A e^{-km} \left[\cos(\beta) \cos(\phi_s - \phi_{pv}) \sin(\Sigma) + \sin(\beta) \cos(\Sigma) + C \left(\frac{1 + \cos(\Sigma)}{2} \right) + \rho (\sin(\beta) + C) \left(\frac{1 - \cos(\Sigma)}{2} \right) \right] \quad (2.29)$$

Panel Bifacial:

$$I_C^B = A e^{-km} \left[\cos(\beta) \cos(\phi_s - \phi_{pv}) \sin(\Sigma) + \sin(\beta) \cos(\Sigma) + C (1 + \cos(\Sigma)) + \rho (\sin(\beta) + C) (1 - \cos(\Sigma)) \right] \quad (2.30)$$

Las ecuaciones antes presentadas se pueden simplificar, si se considera que el panel solar no está fijo, sino que es capaz de "seguir" el movimiento del sol, para ello se tienen 2 opciones: seguimiento en 1 eje (movimiento de Este a Oeste) en este caso se busca igualar el ángulo azimutal del sol o seguimiento en 2 ejes (movimiento de Este a Oeste y de arriba a abajo), en este caso se busca igualar el ángulo azimutal y el ángulo de elevación del sol.

- **Seguimiento en 1 eje:** Se asume que el panel hace un seguimiento en el plano horizontal de E a O (Fig. 2.21 (a)), por lo tanto, se cumple que durante todo el día: $\phi_{pv} = \phi_s$, considerando que la inclinación es fija: $\Sigma = |L|$, se obtiene:

$$I_C^{M_1} = Ae^{-km} \left[\cos(\delta) + C \left(\frac{1 + \cos(90 - \beta + \delta)}{2} \right) \right] + \rho(I_{BH} + I_{DH}) \left(\frac{1 - \cos(90 - \beta + \delta)}{2} \right) \quad (2.31)$$

$$I_C^{B_1} = Ae^{-km} \left[\cos(\delta) + C(1 + \cos(90 - \beta + \delta)) \right] + \rho(I_{BH} + I_{DH})(1 - \cos(90 - \beta + \delta)) \quad (2.32)$$

- **Seguimiento en 2 ejes:** En este caso el panel hace un seguimiento tanto en el eje horizontal de E a O ($\phi_{pv} = \phi_s$) como en el eje vertical, logrando tener una inclinación $\Sigma = 90 - \beta$, como lo ilustra la Fig. 2.21 (c) lo que da como resultado un ángulo de incidencia de 0° durante todo el día, logrando la máxima captación de la radiación directa:

$$I_C^{M_2} = Ae^{-km} \left[1 + C \left(\frac{1 + \cos(90 - \beta)}{2} \right) \right] + \rho(I_{BH} + I_{DH}) \left(\frac{1 - \cos(90 - \beta)}{2} \right) \quad (2.33)$$

$$I_C^{B_2} = Ae^{-km} \left[1 + C(1 + \cos(90 - \beta)) \right] + \rho(I_{BH} + I_{DH})(1 - \cos(90 - \beta)) \quad (2.34)$$

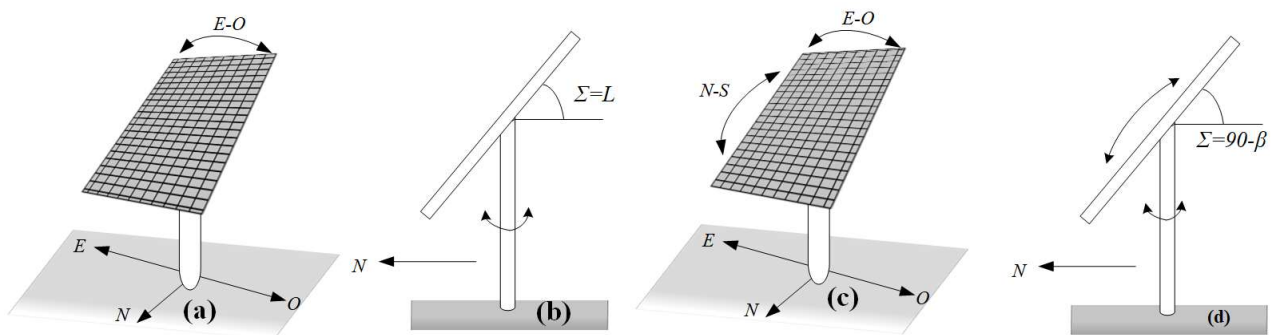


Fig. 2.21 Panel solar con seguimiento eje (E-O)

(a) Vista frontal seguimiento en un eje (E-O). (b) Vista lateral seguimiento en un eje (E-O).

(c) Vista frontal seguimiento en dos ejes (E-O) y (N-S). (d) Vista lateral seguimiento en dos ejes (E-O) y (N-S).

A continuación, se presentan los resultados de simulación de la cosecha solar, para paneles solares mono faciales y bifaciales de 1m^2 , se considera que están instalados en el Desierto de Atacama ($\varphi = -69.25^\circ$ y $L = -24.5^\circ$), sobre arena desértica ($\rho = 0.4$), además la eficiencia de la cara frontal es de un 17% y la cara trasera posee una eficiencia (R_G) de solo el 85% de la cara frontal [33]. Se evalúan distintos ángulos de inclinación y sistemas de seguimiento en 1 y 2 ejes.

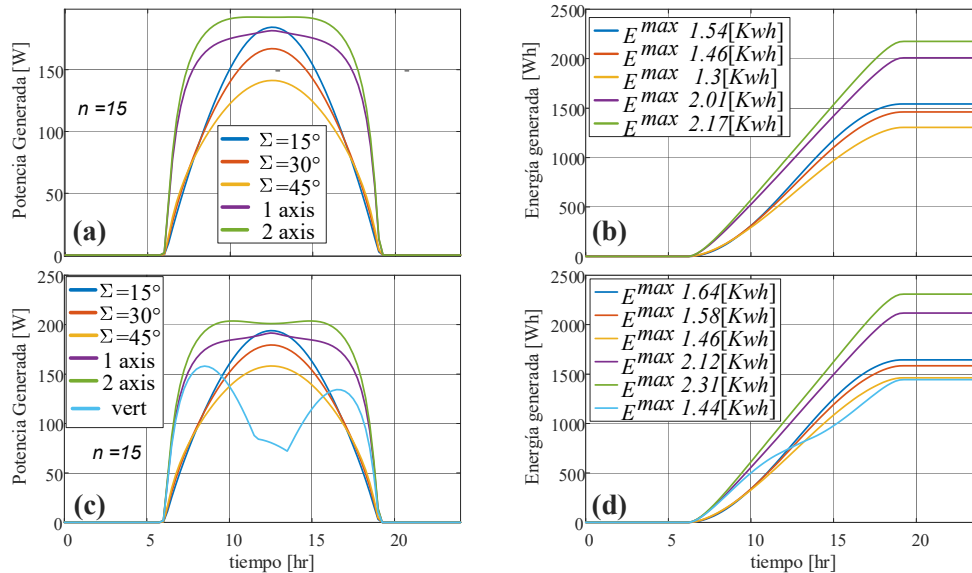


Fig. 2.22 Cosecha de paneles solares durante un día (15 de Enero)

- (a) Potencia cosechada por PVs con distintos ángulos de inclinación y sistemas de seguimiento. (b) Energía cosechada por los PVs. (c) Potencia cosechada por BPVs con distintos ángulos de inclinación y sistemas de seguimiento. (d) Energía cosechada por los BPVs.

La Fig. 2.22 presenta la cosecha para el día 15 de Enero, en (a) se puede apreciar la potencia instantánea que producen los paneles mono faciales que están fijos apuntando hacia el norte y con inclinación de 15° , 30° y 45° ; además los paneles con seguimiento $E-O$ (1 axis) y con doble seguimiento (2 axis). En (b) se muestra la energía producida en 1 día por los PVs. En las figuras (c) y (d) se presentan los resultados obtenidos con los BPV, a diferencia del montaje de los PVs, ahora también se considera el montaje vertical (vert), es decir cuando el panel tiene una inclinación de 90° y sus caras están orientadas de $E-O$ ($\phi_s = -90^\circ$).

Las Fig. 2.23, Fig. 2.24 y Fig. 2.25 presentan la cosecha solar durante los días 15 de los meses: Marzo, Junio y Septiembre respectivamente. Como se puede apreciar, no siempre se logra una mejora significativa al hacer seguimiento en 2 ejes, sin embargo, siempre se logra una mayor cosecha utilizando esa técnica y en ninguno de los casos se logra una mejora con el montaje vertical, eso se debe a que esta configuración no aprovecha al máximo la I_{BC} , de hecho a medio día solar (momento del día en que tienen los mayores índices de radiación solar) se pierde alrededor de un 50% de la potencia instantánea con respecto a lo que es capaz de cosechar el sistema con seguimiento de 2 ejes.

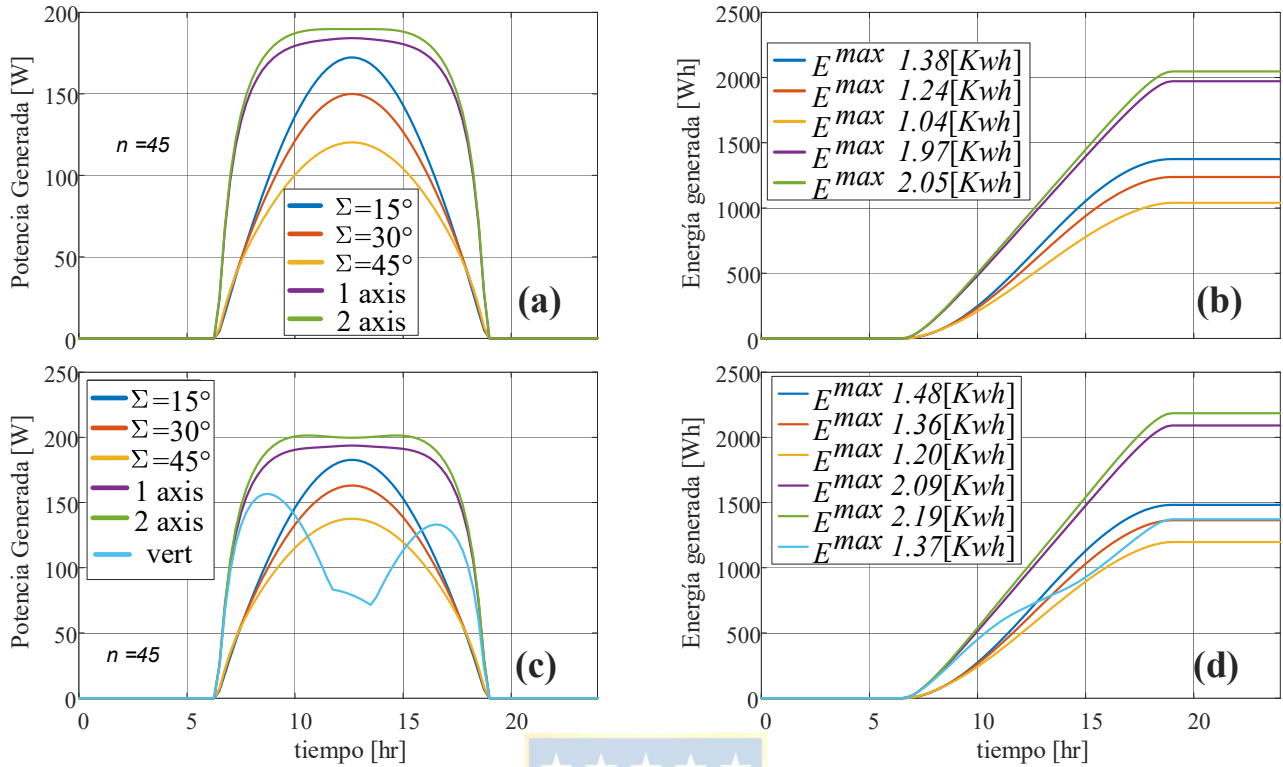


Fig. 2.23 Cosecha de paneles solares durante un día (15 de Marzo)

- (a) Potencia cosechada por PVs con distintos ángulos de inclinación y sistemas de seguimiento. (b) Energía cosechada por los PVs. (c) Potencia cosechada por BPVs con distintos ángulos de inclinación y sistemas de seguimiento. (d) Energía cosechada por los BPVs.

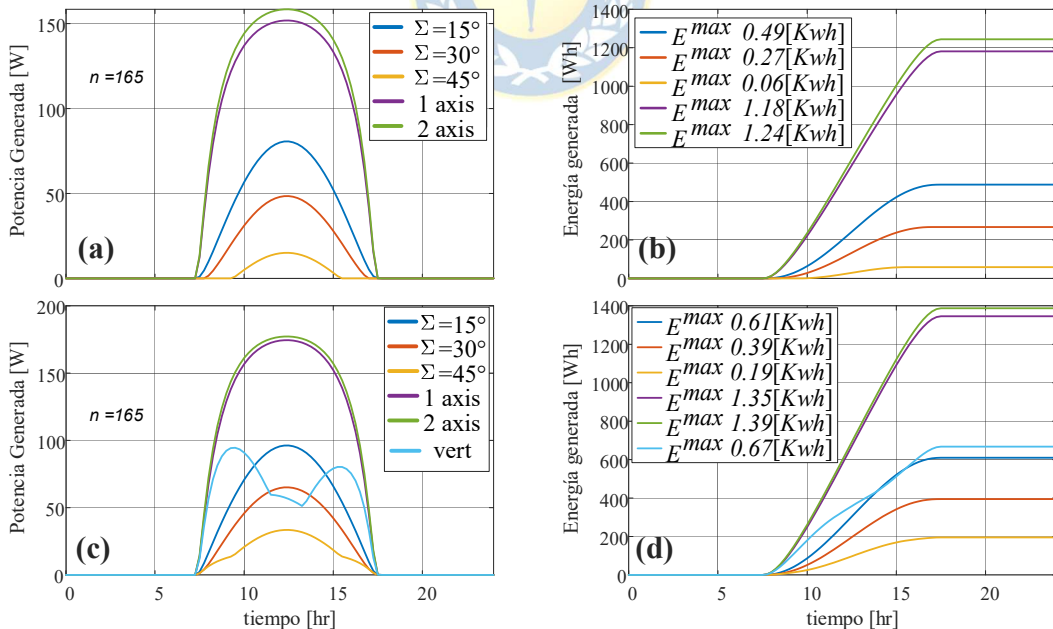


Fig. 2.24 Cosecha de paneles solares durante un día (15 de Junio)

- (a) Potencia cosechada por PVs con distintos ángulos de inclinación y sistemas de seguimiento. (b) Energía cosechada por los PVs. (c) Potencia cosechada por BPVs con distintos ángulos de inclinación y sistemas de seguimiento. (d) Energía cosechada por los BPVs.

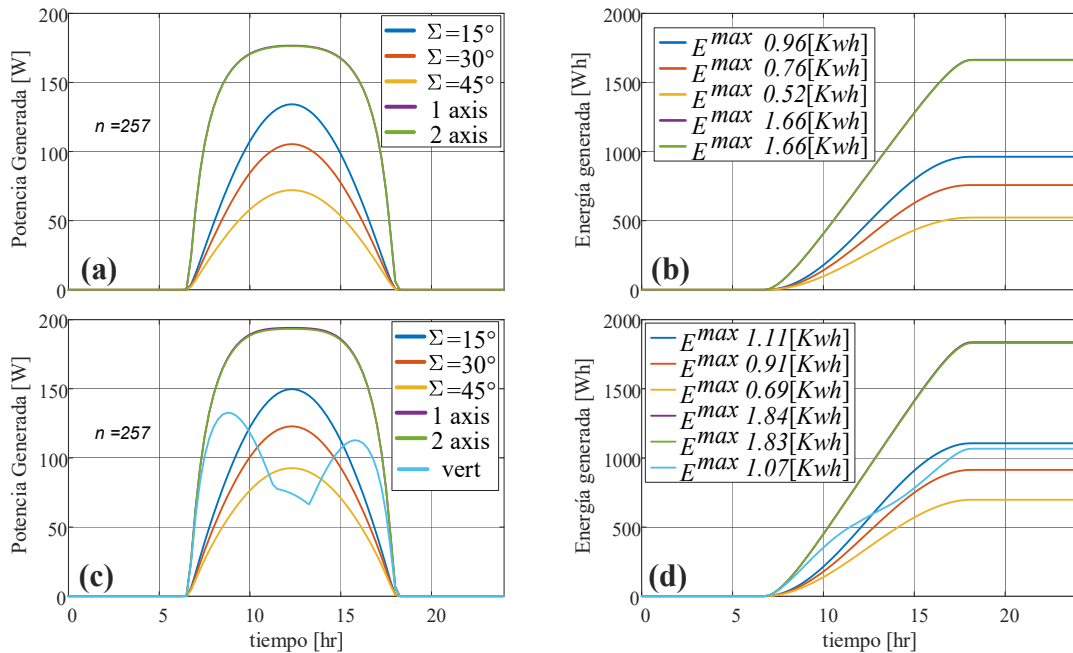


Fig. 2.25 Cosecha de paneles solares durante un día (15 de Septiembre)

- (a) Potencia cosechada por PVs con distintos ángulos de inclinación y sistemas de seguimiento.
- (b) Energía cosechada por los PVs.
- (c) Potencia cosechada por BPVs con distintos ángulos de inclinación y sistemas de seguimiento.
- (d) Energía cosechada por los BPVs.

La Fig. 2.26 presenta la cosecha solar diaria a lo largo del año, se puede ver que la mayor generación es producida por el panel bifacial con seguimiento en dos ejes, esta es en promedio un 8.65% superior al panel mono facial con doble seguimiento. La Tabla 2.5 presenta los valores de la cosecha anual para los diversos casos, además se incluye la ganancia adicional del panel bifacial (*GBP*) lograda en cada uno de los casos, también se puede rescatar que la ganancia entre el sistema de seguimiento de 2 ejes sobre el seguimiento de 1 eje es de un 3.66% y un 3.93% para los paneles bifaciales y mono faciales respectivamente.

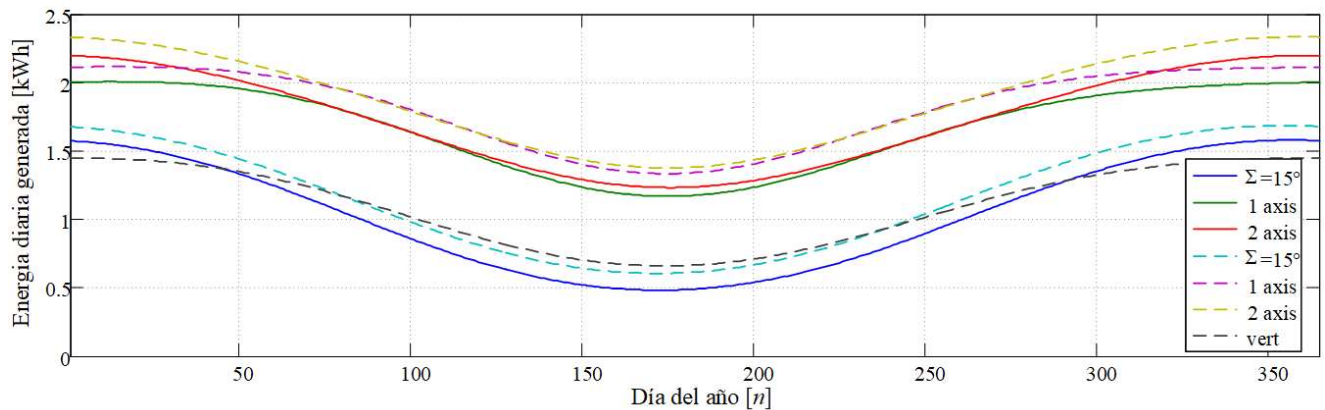


Fig. 2.26 Energía cosechada por paneles solares durante un año
En línea continua PVs, en línea segmentada BPVs.

TABLA 2.5 Comparación de la cosecha solar anual de los diversos paneles solares

| Generación anual BPV | Σ | Generación anual PV | GBP |
|----------------------|----------|---------------------|----------|
| 387.21 kWh | 15° | 377.5418 kWh | 2.51 % |
| 422.25 kWh | L ° | 339.6901 kWh | 24.34 %° |
| 296.87 kWh | 45° | 239.1537 kWh | 12.84 %° |
| 663.63 kWh | 1 ax | 609.2508 kWh | 8.93 % |
| 687.92 kWh | 2 ax | 633.1820 kWh | 8.65 % |
| 400.45 kWh | vert | -- | -- |

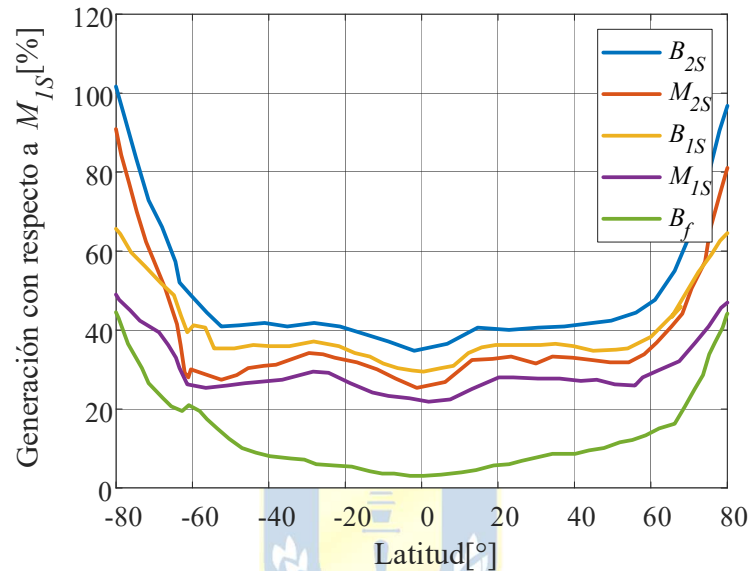


Fig. 2.27 Energía porcentual cosechada por paneles solares durante un año con respecto al PV fijo para diversas latitudes

2.3.3 Ángulos óptimos de operación para un panel solar

A continuación, se hará una estimación de los ángulos óptimos de operación, con el fin de buscar maximizar la cosecha solar. A partir de (2.33) y (2.34) se pueden encontrar las siguientes derivadas parciales:

$$\frac{\partial I_C^M}{\partial \phi_{pv}} = \frac{\partial I_C^B}{\partial \phi_{pv}} = I_B \cos(\beta) \operatorname{sen}(\Sigma) \operatorname{sen}(\phi_s - \phi_{pv}) \quad (2.35)$$

para maximizar la expresión anterior se debe igualar a cero y se obtiene:

$$\phi_{pv}^{opt} = \phi_s. \quad (2.36)$$

Esta condición es válida para $\beta > 0$ y $\Sigma \neq 90^\circ$, $\phi_s = \phi_{pv}$ corresponde al seguimiento del ángulo azimutal del sol, por ende, el seguimiento de Este a Oeste, si se desea operar sin seguimiento, se utiliza el valor de ϕ_s cuando se tiene la máxima I_{BC} , es decir a medio día, por ende, el módulo fotovoltaico debe estar apuntando hacia el Norte, es decir:

$$\phi_{pv}^{opt} = 0^\circ. \quad (2.37)$$

Por otro lado, al derivar (2.33) y (2.34) con respecto a Σ se obtiene la siguiente expresión:

$$\frac{\partial I_C^M}{\partial \Sigma} = \frac{\partial I_C^B}{\partial \Sigma} = I_B \cos(\beta + \Sigma - \delta) \quad (2.38)$$

al igualar a cero o $\cos(90^\circ)$ la ecuación (2.38), se obtiene el ángulo de inclinación óptimo (Σ^{opt}):

$$\Sigma^{opt} = 90 - \beta + \delta \quad (2.39)$$

Lo cual es válido cuando $\phi_s = \phi_{pv}$, este ajuste corresponde al seguimiento al ángulo de elevación del sol, por ende, el movimiento del módulo debe ser de arriba abajo. Si se desea operar sin seguimiento se debe utilizar el valor β^{med} (2.9), como se mostró anteriormente β cambia a lo largo del día y β^{med} se obtiene al medio día solar (máxima elevación solar), el cual depende a su vez del día del año al igual que la declinación solar, para aumentar el promedio anual, se utiliza el promedio anual de β^{med} y δ .

$$\Sigma^{opt} = |L| \quad (2.40)$$

Como se presentó en la Tabla 2.5, queda comprobado que para el caso de los paneles solares sin seguimiento tanto PV como BPV los ángulos encontrados anteriormente son los que logran una mayor cosecha solar anual.

2.3.4 Distanciamiento óptimo entre paneles solares

En esta sección se abordará el distanciamiento óptimo que debe existir entre las filas de paneles solares, con el enfoque de maximizar la generación de energía eléctrica utilizando el menor espacio posible. Como se mencionó anteriormente, la cosecha solar depende de la época del año, la ubicación de la planta solar y la hora del día, etc. En presencia de sol, el panel solar proyectará una sombra hacia su parte trasera, la cual dependerá principalmente del ángulo de elevación solar y el ángulo de inclinación del panel, además existir otros elementos como: arboles, edificaciones, cerros, etc. que también podrían proyectar sombra.

La presencia de sombra en los módulos fotovoltaicos es nociva para la producción de energía eléctrica, ya que los módulos fotovoltaicos no podrán generar su máxima capacidad. Hay diversos tipos de sombreados que podrán afectar la cosecha solar, como lo ilustra la Fig. 2.28.

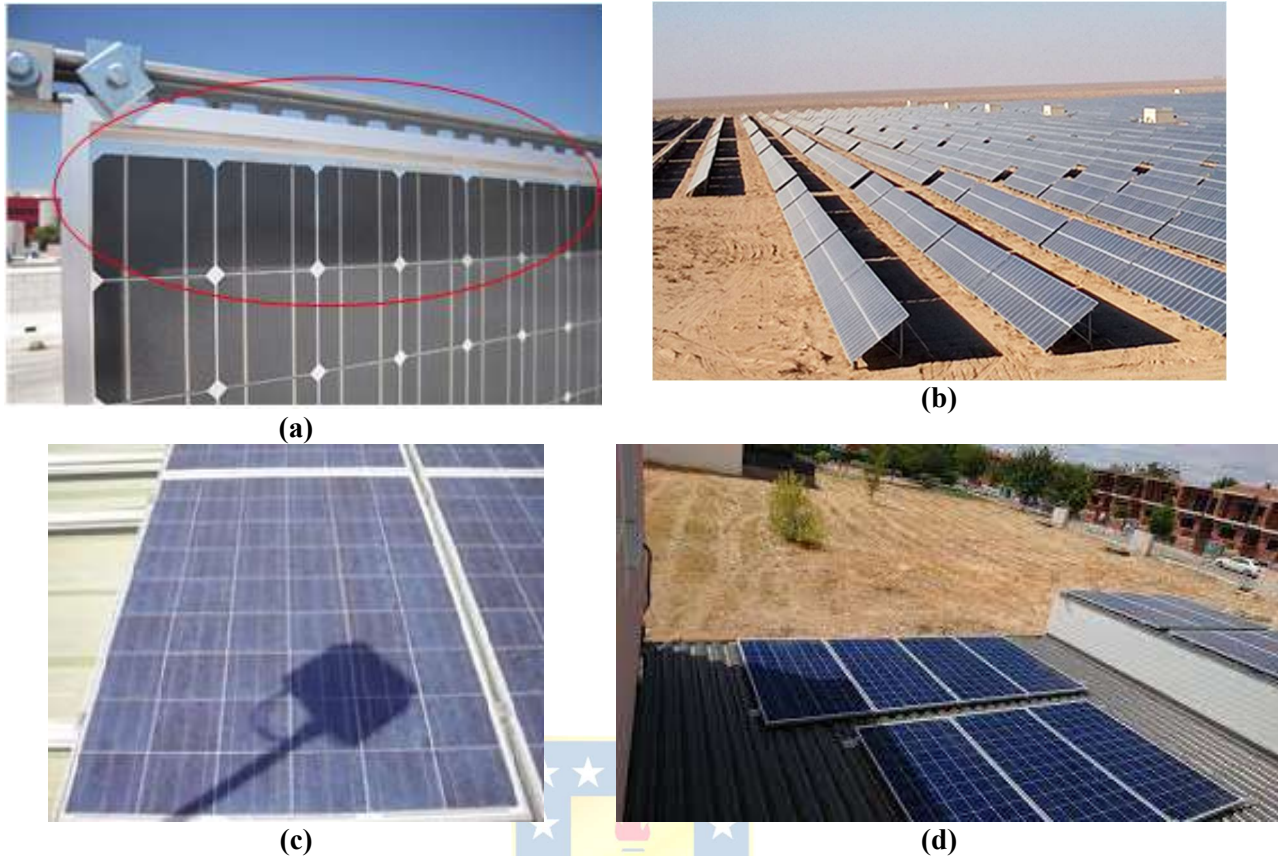


Fig. 2.28 Sombra proyectada por los paneles solares.

(a) Sombreado en un panel montado verticalmente. (b) Sombreado en una granja solar plana. (c) Sombreado producto de equipos de luminaria. (d) Sombreado en una instalación domiciliaria.

A continuación, se abordará el efecto del sombreado sobre los módulos fotovoltaicos, basándose en la construcción (Fig. 2.8) y modelamiento (Fig. 2.1), cómo este trabajo está orientado a grandes granjas fotovoltaicas, como la presentada en la Fig. 2.28 b, solo se evaluará el caso de sombreado horizontal, presentado en la Fig. 2.29, no serán considerados los casos particulares que pueden ocurrir en las otras condiciones de operación.

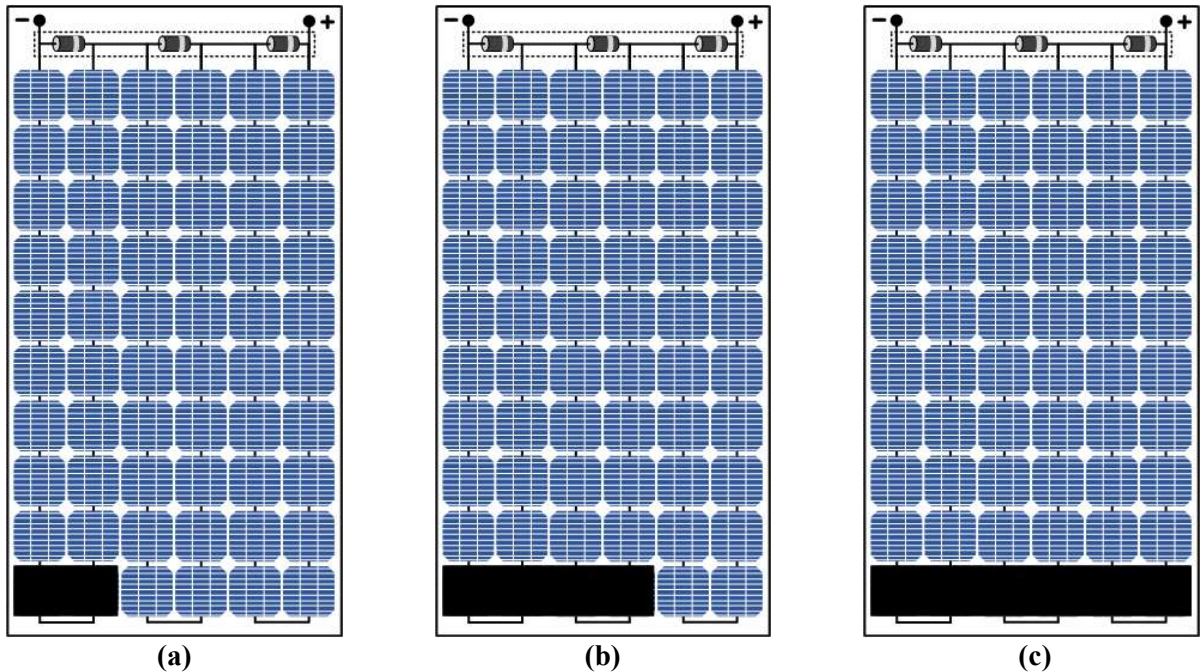


Fig. 2.29 Sombreado horizontal en los módulos fotovoltaicos.

(a) 33% de sombreado horizontal. (b) 66% de sombreado horizontal (c) 100% de sombreado horizontal

Para analizar estas condiciones de sombreado se debe analizar qué ocurrirá con las corrientes de las celdas y con la corriente generada por el módulo en cada uno de los casos. Los módulos utilizados en las grandes plantas solares en general están compuestos por 60 celdas conectadas en serie y cada 20 celdas tienen un diodo de bypass, por lo tanto, se podría considerar que se tienen tres grupos de 20 celdas c/u, el primer grupo contiene desde la celda uno a la celda veinte, el segundo de la celda 21 a 40 y el tercer grupo está compuesto por las celdas 41 a 60 (según lo presentado en la Fig. 2.8). En el caso (a), se somborean completamente dos celdas (celdas 10 y 20), por lo tanto, el primer grupo perderá completamente la capacidad de producir corriente y, por ende, el voltaje de operación del grupo 1 también caerá, en ese caso el diodo de bypass “anula” al grupo uno y, por ende, la tensión que “verá” el grupo uno será el voltaje umbral del diodo (unos 0.7V). En los terminales del módulo solo se verá reflejado el voltaje generado por los grupos dos y tres más la caída de tensión en el diodo, la corriente del módulo será la corriente que los grupos dos y tres puedan generar; lo cual se traduce en que el v_{oc} del módulo caerá en un 33.3% y se mantendrá la corriente (con respecto a un módulo no sombreado). Por consecuencia la potencia eléctrica máxima mermará en un 33.3% con respecto a un panel sin sombreado.

En el caso (b), se somborean completamente 4 celdas (celdas 10, 20, 30 y 40), por lo tanto, el primer y segundo grupo perderán completamente la capacidad de producir corriente, el voltaje de operación de esos grupos también será cercano a 0.7V, como consecuencia la potencia del módulo

disminuirá un 66.6%. Finalmente, en el caso (c) se sombrea totalmente las celdas 10, 20, 30, 40, 50 y 60, por lo tanto, el panel solar no generará energía eléctrica. La Fig. 2.30 presenta las curvas de operación para los 3 casos presentados más la condición de un módulo no sombreado, todos operando a condiciones estándar, *STC*

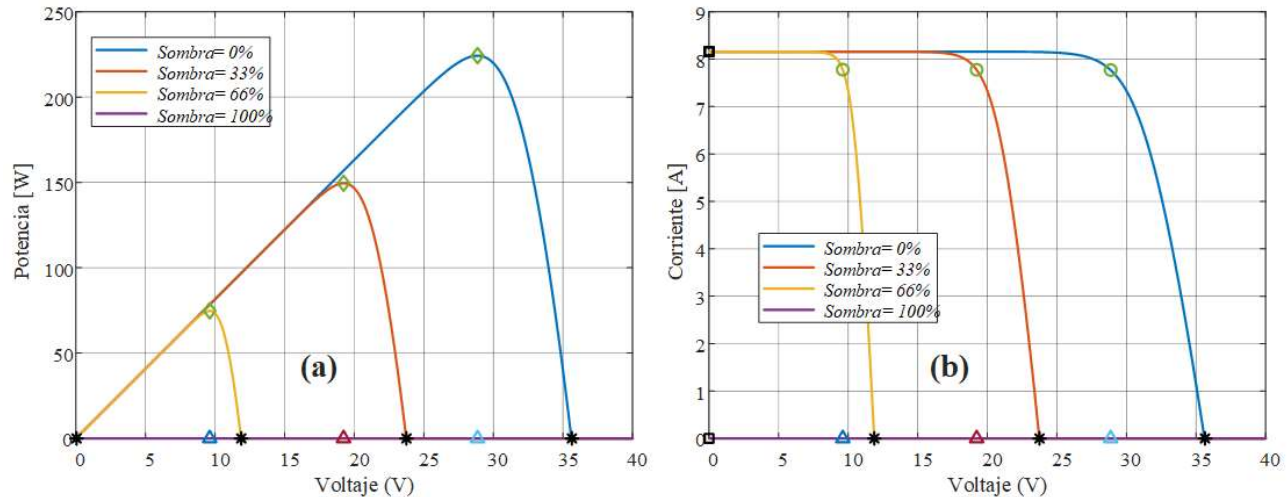


Fig. 2.30 Curvas de generación con sombreado horizontal en los módulos fotovoltaicos.

(a) Curva $p_{pv}-v_{pv}$. (b) Curva $i_{pv}-v_{pv}$.

Durante los equinoccios, la sombra proyectada por los módulos puede ser lo suficientemente extensa como para sombrear los paneles solares que se encuentran en la fila contrapuesta al sol, digamos fila trasera, lo cual no es deseado ya que se estará desaprovechando la capacidad de generación del módulo sombreado.

El sol tiene un ángulo de declinación y el ángulo de elevación máximo es a medio día solar: $\beta^{med}=90-|L-\delta|$, por lo tanto, el día del año en que las sombras son mayores es cuando se tiene la mínima declinación solar ($\delta=-23.5^\circ$) lo cual corresponde al equinoccio de invierno (21 de Junio). Por ende, ese día se proyectará la mayor sombra justo al medio día solar, momento del día donde se logra el peak de producción de energía.

Para determinar la distancia entre las filas de paneles que no genere sombras entre ellas, se ajustará de manera tal que la sombra máxima (en el equinoccio) no sombree a la línea de módulos que están atrás, en el momento del día que se tienen los mayores niveles de radiación (medio día solar). Para ello se debe estimar la proyección de la sombra del panel solar, como lo ilustra Fig. 2.31.

Para este análisis se considerará un módulo que tiene un lado de largo l , que proyecta una sombra de largo d_{ist} , la cual se puede descomponer en dos partes z y w . Para que la proyección de la

sombra no llegue hasta la fila trasera, la distancia mínima que debe existir entre las filas será llamada d_{min} .

Al analizar la Fig. 2.31, es posible llegar a las siguientes relaciones:

$$z = l \cos(\Sigma) \quad (2.41)$$

$$w = l \frac{\text{sen}(\Sigma)}{\text{sen}(\beta)} \quad (2.42)$$

$$d_{ist} = z + w \quad (2.43)$$

Por lo tanto, la distancia mínima que debe haber entre las filas, para que al medio día solar no exista sombreado en la fila posterior, debe ser:

$$d_{min} = l \frac{\text{sen}(\Sigma) + \cos(\Sigma)\text{sen}(\beta)}{\text{sen}(\beta)} \quad (2.44)$$

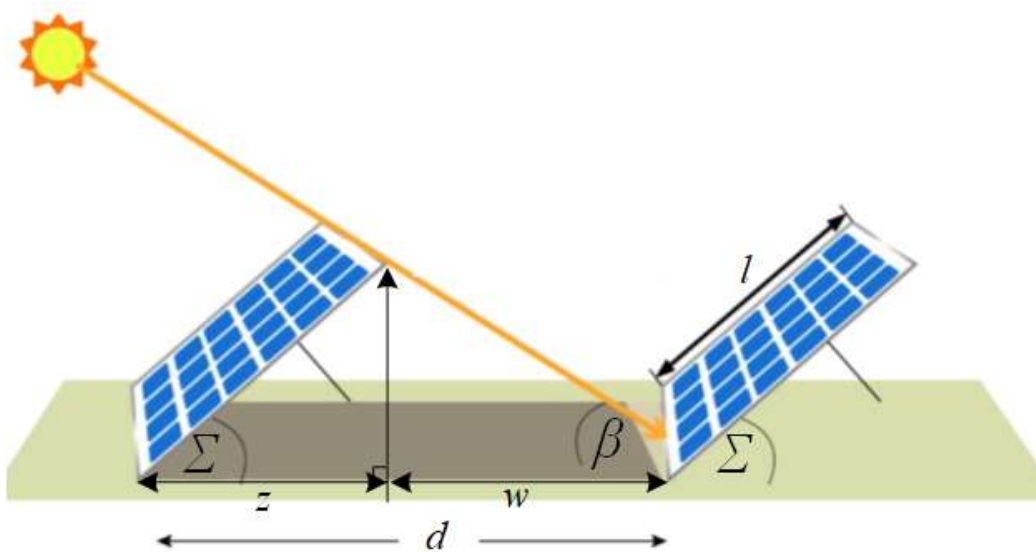


Fig. 2.31 Distancia mínima entre paneles solares.

Al considerar módulos de 1mx2m ($l=1\text{m}$) ubicados en $L=-24.5^\circ$, se tiene $\beta^{med}=42^\circ$, por lo tanto: $d_{min}=1.53\text{m}$. Cada destacar que es necesario realizar la limpieza de los módulos fotovoltaicos, por lo tanto, además se debe considerar que la distancia entre paneles debe ser la suficiente para que puedan transitar los equipos de limpieza.

2.4. Discusión y Conclusiones

En este capítulo se abordaron diversos tópicos relacionados con los principios de generación fotovoltaica desde un punto de vista eléctrico. Se analizó y simuló el modelo eléctrico de los paneles solares. Se analizó, simuló y estimó el comportamiento de la “cosecha” solar para los módulos mono y bifaciales, indicando las ventajas y desventajas para los diversos ángulos de operación para cada tecnología, logrando determinar cuáles serán los ángulos óptimos de operación para maximizar la producción de energía eléctrica. Finalmente, se analizó y simuló el efecto sombra en un panel solar y se estimó la distancia mínima que debe existir entre las filas de la granja solar para maximizar la cosecha solar. De esta forma es posible concluir que están determinados los ángulos óptimos de operación y la distancia mínima de instalación necesarios para el diseño de una planta solar. A continuación, se estudiará el costo de producción de energía eléctrica a partir de la energía solar considerando el costo de los diversos elementos asociados a una granja solar.



Capítulo 3. Costo Nivelado de la Energía

3.1. Introducción

En este capítulo se aborda el concepto de LCOE (*Levelized Cost of Energy*) o Costo nivelado de la energía, el cual se utiliza para comparar el costo relativo de la energía producida por diferentes fuentes generadoras de energía o tecnologías, independientemente de la escala o el marco de tiempo de funcionamiento del proyecto. Para realizar el cálculo del LCOE se debe considerar el costo total del proyecto incluida la construcción, la operación, la energía generada durante toda la vida útil de la planta, la degradación de la planta, inversión, financiamiento, entre otros elementos que serán detallados en este capítulo.

Como se mencionó en el capítulo anterior, las celdas solares generan energía eléctrica a partir de la energía solar, en forma de corriente continua (DC) por otro lado, la red de distribución de energía eléctrica opera con corriente alterna (AC) por lo tanto es necesario transformar la corriente DC en AC. La Fig. 3.1 presenta un diagrama con las diversas etapas que se requieren para poder “inyectar” la energía solar a la red eléctrica, con este diagrama se puede tener una idea más aterrizada de los diversos elementos asociados a una granja solar. Por otro lado, la Fig. 3.2 presenta una vista aérea de una granja solar.

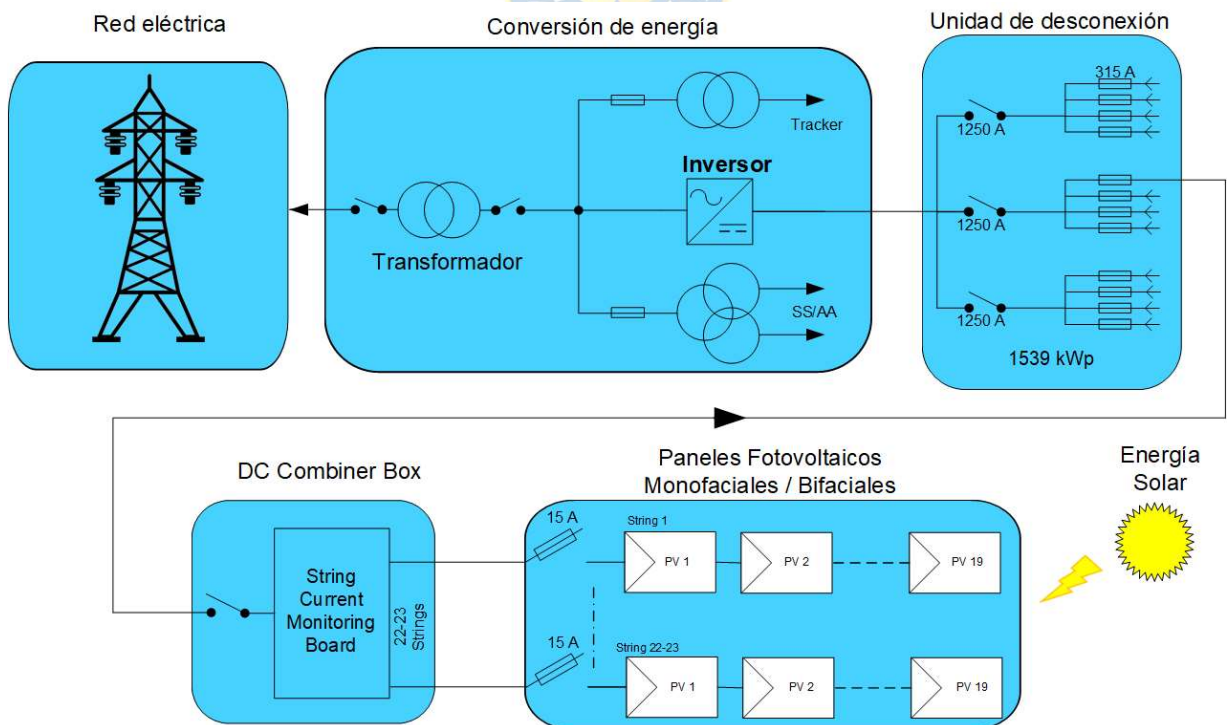


Fig. 3.1 Diagrama de una planta fotovoltaica.



Fig. 3.2 Vista aérea de una planta fotovoltaica.

La fórmula generalizada para calcular el LCOE (3.1) de cualquier tipo de planta generadora básicamente relaciona la suma de los costos de generación y los divide por la suma de la energía generada durante la vida útil de la planta generadora.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^{t=T_y} \frac{C_T(t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=T_y} \frac{E_t(t)}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_{t=0}^{t=T_y} \frac{I(t) + M(t) + F(t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=T_y} \frac{E_t(t)}{(1+r)^t}} \quad (3.1)$$

donde:

- $C_T(t)$: Costo neto del proyecto para el año t (USD).
- $I(t)$: Costos de inversión en el año t (USD).
- $M(t)$: Costos de mantención en el año t (USD).
- $F(t)$: Costos de combustible en el año t (USD).
- $E_t(t)$: Energía inyectada a la red en el año t (MWh).
- r : Tasa de impuesto (%).
- T_y : Años de vida útil de la planta de generación.

A continuación, se describe el cálculo del LCOE para plantas solares.

3.2. LCOE para plantas solares

Para calcular el LCOE de plantas solares existen diversas formas y hay muchas variables a considerar, las cuales se detallarán más adelante, para este trabajo se utilizará la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{C_0 + \sum_{t=1}^{t=T_y} \frac{OM(t)}{(1+CMPC)^t}}{\sum_{t=1}^{t=T_y} \frac{E_0(1-deg(t))}{(1+CMPC)^t}} \quad (3.2)$$

donde:

- C_0 : Costo de Inversión inicial (USD).
- $OM(t)$: Costos de operación y mantención en el año t (USD).
- $CMPC$: Costo Medio Ponderado del Capital (%).
- $deg(t)$: Factor de degradación de la planta solar (%).
- E_0 : Energía anual inyectada a la red sin considerar degradación (MWh).
- T_y : Vida útil de la planta (años).

Para plantas mono faciales se suele utilizar una vida útil (T_y) de 25 años y para los bifaciales 30 años, ya que los fabricantes suelen garantizar los módulos por ese periodo de tiempo. En este trabajo se utilizarán 25 años para ambas tecnologías y de esta forma se podrá hacer una comparación equitativa para ambos casos.

Los valores utilizados en este trabajo fueron conseguidos de distintos trabajos [35]- [48]. Es necesario señalar que los valores no son estáticos y por lo tanto varían con el paso del tiempo y con la capacidad de potencia instalada, en particular, el costo de los módulos fotovoltaicos ha disminuido considerablemente en los últimos años como se puede ver en la Fig. 3.3. La variación de los costos hace aún más compleja la obtención de una estimación precisa del LCOE, sin embargo, la idea de este trabajo es poder comparar diversas tecnologías de generación solar, por ende, esta variación no afecta mucho si se asume que todas las tecnologías son evaluadas bajo las mismas condiciones.

Los costos asociados a las plantas solares no son lineales con respecto al capacidad instalada como se puede ver en la Fig. 3.3, por ese motivo, en este trabajo se considera una capacidad de generación de 100MWp para los diversos casos de estudio, las tecnologías por estudiar son las siguientes: Paneles mono facial montados fijos (M_f), con seguimiento en un eje (M_{1S}) y con seguimiento en 2 ejes (M_{2S}), paneles Bifaciales montados fijos (B_f), con seguimiento en un eje (B_{1S}) y con seguimiento en 2 ejes (B_{2S}).

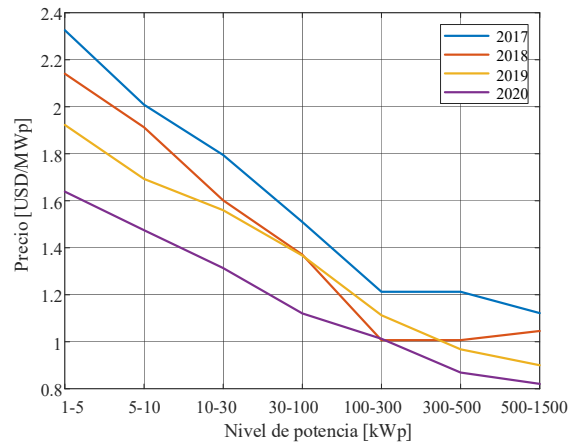


Fig. 3.3 Índice de precios de sistemas fotovoltaicos promedio en Chile entre los años 2017 a 2020. [47]

En la siguiente sección se detalla el cálculo de la estimación de cada uno de los términos de la ecuación (3.2).

3.2.1 Costo de Inversión inicial (C_0)

El costo de la inversión inicial total se obtiene a partir de todos los costos asociados a la construcción de la planta, se considera la compra de equipos, ingeniería, construcción, entre otros. En este trabajo se considerarán los elementos presentados en la TABLA 3.1. Los C_0 de una planta de 100MWp se presentan en la TABLA 3.2. Los fabricantes de inversores ofrecen una garantía de 15 años máximo, por lo tanto, de ser necesario se debe considerar el recambio de todos los inversores, costo que se puede considerar parte de la inversión inicial.

TABLA 3.1 Costos iniciales de una Planta Solar.

| Elemento | Costo | | | Unidad |
|-----------------------------------|--------------|-------------------|-------------------|--------------------|
| Cables AC y DC | 8.0 | | | USD/m ² |
| Conexión con la red eléctrica | 0.090 | | | USD/W _p |
| Diseño y planificación | 0.020 | | | USD/W _p |
| Equipos de monitoreo y seguridad | 0.014 | | | USD/W _p |
| Instalación y Montaje del sistema | 33.0 | | | USD/m ² |
| Inversores | 0.061 | | | USD/W _p |
| Módulos Fotovoltaicos | PV 0.234 | BPV 0.252 | | USD/W _p |
| Preparación del terreno | 2.0 | | | USD/m ² |
| Sistema de seguimiento | Fijo 0.07 | Seg 1 eje 0.12 | Seg 2 ejes 0.4 | USD/W _p |
| Transformadores | 0.015 | | | USD/W _p |

TABLA 3.2 Costos de inversión inicial total Planta Solar.

| Tipo de planta | Costo | Unidad |
|---|--------|--------|
| Mono facial fijos (M_f) | 76.08 | M USD |
| Mono facial con seguimiento simple (M_{1S}) | 81.08 | M USD |
| Mono facial con doble seguimiento (M_{2S}) | 109.08 | M USD |
| Bifaciales montados fijos (B_f) | 73.72 | M USD |
| Bifaciales con seguimiento simple (B_{1S}) | 78.72 | M USD |
| Bifaciales con seguimiento doble (B_{2S}) | 106.72 | M USD |

Los costos de instalación de una planta basada en BPVs en general son menores que los costos de la mono facial (TABLA 3.2), esto se debe principalmente a que los módulos BPVs generan más energía por m^2 que los PVs, en particular para una planta de 100MW se necesitan aproximadamente un 19% más de módulos PV que BPVs, lo cual reduce el área o tamaño del terreno la planta BPV y por ende se reducen los costos de todos los elementos que dependen del área de la planta como los metros de cables a utilizar, no así los costos de instalación que dependen de la capacidad de potencia instalada como los inversores. También se puede ver que el costo de la inversión inicial se incrementa al utilizar sistemas de seguimiento solar. Según el “Informe costos de inversión por tecnología de generación” elaborado por la comisión nacional de energía (CNE) en marzo 2020 [44], el costo de inversión de una planta solar fotovoltaica de entre 50 y 100MW tiene un costo de inversión de entre 669 y 1.228 USD/kW para plantas fotovoltaicas, con un promedio de 871 USD/kW; por lo tanto, los valores estimados en la TABLA 3.2 están dentro del rango informado por la CNE. En el informe generado el 2015 por la CNE el costo de inversión era en promedio de 2.000 USD/kW, dejando en evidencia la gran disminución del costo de la tecnología fotovoltaica en los últimos años.

3.2.2 Costo de operación y mantenimiento en el año (*O&M*)

Para el cálculo de los costos de *O&M* se consideraron los elementos de la Tabla 3.3.

TABLA 3.3 Elementos a considerar en el costo de operación y mantenimiento de una planta Solar.

| Elemento | Costo | Unidad |
|---|-------|------------|
| Arriendo de terrenos | 0.014 | USD/Wp |
| Contribución a agentes externos (impuestos) | 0.020 | USD/Wp |
| Costos de distribución | 0.30 | USD/Wp |
| Mantenimiento y limpieza | 8.0 | USD/ m^2 |
| Operación / administración / monitoreo | 0.090 | USD/Wp |
| Seguros | 0.061 | USD/Wp |

Además, se estima que los costos aumentan año a año como lo indica la TABLA 3.4. Se puede apreciar que los costos de mantención de la planta solar basada en módulos bifaciales son más bajos que los costos del mono facial, esto se debe principalmente debido al que el área que ocupa una planta Bifacial de 100MW es menor al área que necesita una planta basada en PVs. Por otro lado, se puede ver en la TABLA 3.4 que las pantas fijas tienen un menor costo de mantención que las que poseen un sistema de seguimiento.

TABLA 3.4 Costo de Operación y mantención anual para las plantas solares (MUSD).

| <i>Año</i> | <i>M_f</i> | <i>M_{1S}</i> | <i>M_{2S}</i> | <i>B_f</i> | <i>B_{1S}</i> | <i>B_{2S}</i> |
|------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| 1 | 2.90 | 2.95 | 2.98 | 2.64 | 2.69 | 2.72 |
| 2 | 2.94 | 2.99 | 3.02 | 2.67 | 2.72 | 2.75 |
| 3 | 2.97 | 3.03 | 3.06 | 2.70 | 2.75 | 2.79 |
| 4 | 3.01 | 3.06 | 3.09 | 2.74 | 2.79 | 2.82 |
| 5 | 3.04 | 3.10 | 3.13 | 2.77 | 2.82 | 2.85 |
| 6 | 3.08 | 3.13 | 3.16 | 2.80 | 2.85 | 2.88 |
| 7 | 3.11 | 3.17 | 3.20 | 2.83 | 2.88 | 2.92 |
| 8 | 3.15 | 3.20 | 3.24 | 2.86 | 2.92 | 2.95 |
| 9 | 3.18 | 3.24 | 3.27 | 2.89 | 2.95 | 2.98 |
| 10 | 3.22 | 3.27 | 3.31 | 2.93 | 2.98 | 3.01 |
| 11 | 3.25 | 3.31 | 3.34 | 2.96 | 3.01 | 3.05 |
| 12 | 3.29 | 3.34 | 3.38 | 2.99 | 3.05 | 3.08 |
| 13 | 3.32 | 3.38 | 3.41 | 3.02 | 3.08 | 3.11 |
| 14 | 3.36 | 3.42 | 3.45 | 3.05 | 3.11 | 3.14 |
| 15 | 3.39 | 3.45 | 3.49 | 3.08 | 3.14 | 3.18 |
| 16 | 3.43 | 3.49 | 3.52 | 3.12 | 3.17 | 3.21 |
| 17 | 3.46 | 3.52 | 3.56 | 3.15 | 3.21 | 3.24 |
| 18 | 3.50 | 3.56 | 3.59 | 3.18 | 3.24 | 3.28 |
| 19 | 3.53 | 3.59 | 3.63 | 3.21 | 3.27 | 3.31 |
| 20 | 3.57 | 3.63 | 3.67 | 3.24 | 3.30 | 3.34 |
| 21 | 3.60 | 3.66 | 3.70 | 3.27 | 3.34 | 3.37 |
| 22 | 3.64 | 3.70 | 3.74 | 3.31 | 3.37 | 3.41 |
| 23 | 3.67 | 3.74 | 3.77 | 3.34 | 3.40 | 3.44 |
| 24 | 3.71 | 3.77 | 3.81 | 3.37 | 3.43 | 3.47 |
| 25 | 3.74 | 3.81 | 3.84 | 3.40 | 3.47 | 3.50 |

3.2.3 Costo Medio Ponderado del Capital (*CMPC*)

El *CMPC* representa el rendimiento mínimo que una empresa debe obtener sobre un activo para satisfacer a sus inversionistas, propietarios u otros proveedores de capital, y se calcula considerando las ponderaciones relativas de cada uno de los participantes.

$$CMPC = I_D D(1 - int) + I_A CAA \quad (3.3)$$

donde:

| | | |
|-------|---|---------------------------------------|
| I_D | : | Tasa de interés de la deuda (%). |
| I_A | : | Tasa de interés accionistas (%). |
| CAA | : | Capital aportado por los accionistas. |
| D | : | Deuda financiera contraída. |
| int | : | Tasa de impuestos (%). |

Para este análisis se utilizarán los siguientes factores.

TABLA 3.5 Costo de Operación y mantención para las plantas solares.

| Elemento | Valor | Unidad |
|---------------------------------------|-------|--------|
| Relación deuda/capital (D/CAA) | 20 | % |
| Tasa de interés accionistas (I_A) | 10 | % |
| Duración de la deuda | 15 | años |
| Tasa de interés de la deuda (I_r) | 5 | % |
| Tasa de impuesto (int) | 27 | % |

3.2.4 Energía anual inyectada a la red (E_0)

En el capítulo anterior se calculó la generación anual de las diversas tecnologías (M_f , M_{IS} , M_{2S} , B_f , B_{IS} y B_{2S}) considerando la ubicación geográfica de los módulos, sin embargo, la energía generada por los módulos no es igual a la inyecta a la red eléctrica debido a las pérdidas eléctricas que tiene la planta, debido a la necesidad de transformar energía DC en AC, por lo tanto, para estimar E_0 se deben considerar las pérdidas del sistema:

$$P_{sys} = 1 - T_{ON} Inv_{eff} (1 + Inv_{lim}) (1 + Traf) (1 + Int) (1 + C_{DC}) \dots \quad (3.4)$$

$$(1 + C_{AC}) (1 + M_{od}) (1 - SSAA) (1 - Track)$$

donde:

| | | |
|-------------|---|---|
| T_{ON} | : | Tiempo del Sistema encendido (%). |
| Inv_{eff} | : | Eficiencia de los inversores (%). |
| Inv_{lim} | : | Limitación de potencia de los inversores (%). |
| $Traff$ | : | Pérdidas de los transformadores (%). |
| Int | : | Pérdidas de la interconexión (%). |
| C_{DC} | : | Pérdidas de los cables DC (%). |
| C_{AC} | : | Pérdidas de los cables AC (%). |
| Mod | : | Disparidad de los módulos fotovoltaicos (%). |
| $SSAA$ | : | Servicios auxiliares y autoconsumo de los inversores (%). |
| $Track$ | : | Consumo energético de los sistemas de seguimiento (%). |

Además, para poder calcular la energía anual inyectada a la red eléctrica, se debe considerar la degradación natural de los paneles solares, que es aproximadamente de un uno por ciento anual.

La TABLA 3.6 muestra la energía inyectada a la red por las diversas tecnologías en estudio, a lo largo de la vida útil de la planta considerando la degradación del panel y las pérdidas de la planta.

TABLA 3.6 Energía anual inyectada a la red por las plantas solares (kWh).

| <i>Año</i> | <i>M_f</i> | <i>M_{1S}</i> | <i>M_{2S}</i> | <i>B_f</i> | <i>B_{1S}</i> | <i>B_{2S}</i> |
|------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| 1 | 261.44 | 332.47 | 373.65 | 345.10 | 438.86 | 493.22 |
| 2 | 257.44 | 327.38 | 367.93 | 339.82 | 432.15 | 485.67 |
| 3 | 253.44 | 322.30 | 362.21 | 334.54 | 425.43 | 478.12 |
| 4 | 249.43 | 317.21 | 356.49 | 329.25 | 418.71 | 470.57 |
| 5 | 245.43 | 312.12 | 350.77 | 323.97 | 412.00 | 463.02 |
| 6 | 241.43 | 307.03 | 345.05 | 318.69 | 405.28 | 455.47 |
| 7 | 237.43 | 301.94 | 339.33 | 313.41 | 398.56 | 447.92 |
| 8 | 233.43 | 296.85 | 333.62 | 308.13 | 391.84 | 440.37 |
| 9 | 229.43 | 291.76 | 327.90 | 302.84 | 385.13 | 432.82 |
| 10 | 225.42 | 286.67 | 322.18 | 297.56 | 378.41 | 425.27 |
| 11 | 221.42 | 281.58 | 316.46 | 292.28 | 371.69 | 417.73 |
| 12 | 217.42 | 276.50 | 310.74 | 287.00 | 364.97 | 410.18 |
| 13 | 212.09 | 269.71 | 303.11 | 279.95 | 356.02 | 400.11 |
| 14 | 206.75 | 262.92 | 295.49 | 272.91 | 347.06 | 390.04 |
| 15 | 201.42 | 256.14 | 287.86 | 265.87 | 338.10 | 379.98 |
| 16 | 196.08 | 249.35 | 280.24 | 258.83 | 329.15 | 369.91 |
| 17 | 190.74 | 242.57 | 272.61 | 251.78 | 320.19 | 359.85 |
| 18 | 185.41 | 235.78 | 264.99 | 244.74 | 311.24 | 349.78 |
| 19 | 180.07 | 229.00 | 257.36 | 237.70 | 302.28 | 339.72 |
| 20 | 174.74 | 222.21 | 249.74 | 230.65 | 293.32 | 329.65 |
| 21 | 169.40 | 215.43 | 242.11 | 223.61 | 284.37 | 319.59 |
| 22 | 164.07 | 208.64 | 234.48 | 216.57 | 275.41 | 309.52 |
| 23 | 158.73 | 201.86 | 226.86 | 209.53 | 266.45 | 299.45 |
| 24 | 153.40 | 195.07 | 219.23 | 202.48 | 257.50 | 289.39 |
| 25 | 148.06 | 188.29 | 211.61 | 195.44 | 248.54 | 279.32 |

3.2.5 Análisis del LCOE

Con los datos presentados anteriormente, es posible realizar la evaluación numérica del LCOE para las diversas tecnologías en cuestión, las siguientes tablas presentan los valores obtenidos con los datos indicados anteriormente sin considerar recambio de los inversores (TABLA 3.7) y considerando el recambio de estos (TABLA 3.8). Según un estudio realizado en Chile [49], los inversores son la

mayor fuente de falla en las plantas solares, por lo tanto, es muy probable que se deberán renovar.

Según los valores de LCOE obtenidos, el más bajo se obtiene utilizando paneles bifaciales con seguimiento en un eje y el más alto con la tecnología mono facial fija, por lo tanto lo óptimo sería la tecnología más económica ya que no solo reducirá los costos, si no que aprovecha mejor el terreno.

TABLA 3.7 LCOE para diversas tecnologías sin recambio de inversor.

| Tecnología | LCOE | Unidad |
|---|-------|---------|
| Paneles mono facial montados fijos | 38.61 | USD/MWh |
| Paneles mono facial con seguimiento en un eje | 30.73 | USD/MWh |
| Paneles mono facial con seguimiento en un en 2 ejes | 37.14 | USD/MWh |
| Paneles bifacial montados fijos | 30.33 | USD/MWh |
| Paneles bifaciales con seguimiento en un eje | 25.89 | USD/MWh |
| Paneles bifaciales con seguimiento en un en 2 ejes | 30.40 | USD/MWh |

TABLA 3.8 LCOE para diversas tecnologías con recambio de inversor.

| Tecnología | LCOE | Unidad |
|---|-------|---------|
| Paneles mono facial montados fijos | 40.91 | USD/MWh |
| Paneles mono facial con seguimiento en un eje | 32.56 | USD/MWh |
| Paneles mono facial con seguimiento en un en 2 ejes | 38.90 | USD/MWh |
| Paneles bifacial montados fijos | 31.96 | USD/MWh |
| Paneles bifaciales con seguimiento en un eje | 27.24 | USD/MWh |
| Paneles bifaciales con seguimiento en un en 2 ejes | 31.69 | USD/MWh |

La Fig. 3.4 muestra como varía el valor del LCOE frente a cambios en la eficiencia de los módulos, se puede ver que el valor del LCOE disminuye a medida que aumenta la eficiencia, lo cual indica que en el futuro se tendrán menores valores de LCOE ya que con los avances tecnológicos de la producción de las celdas fotovoltaicas cada vez se logra una mejor eficiencia de los módulos llegando incluso a valores cercanos al 25% [50]. Por otro lado, la Fig. 3.5 muestra como variará el valor del LCOE frente a cambios en el albedo; para ambas tecnologías se ve una disminución a medida que aumenta el albedo, sin embargo, para los módulos mono-faciales no hay mayores cambios, pero para los BPV el LCOE disminuye considerablemente en los 3 tipos de montaje evaluados.

Si se realiza la estimación del LCOE frente a cambios en el precio de los módulos se obtiene la Fig. 3.6, donde se puede apreciar que, si disminuye el precio de los módulos solares también el LCOE, además se aprecia que los módulos bifaciales tienen un LCOE menor que los monos faciales. El caso de los sistemas fijos y con seguimiento en dos ejes tanto para módulos PV como BPV el valor del LCOE tiende a converger a un mismo valor.

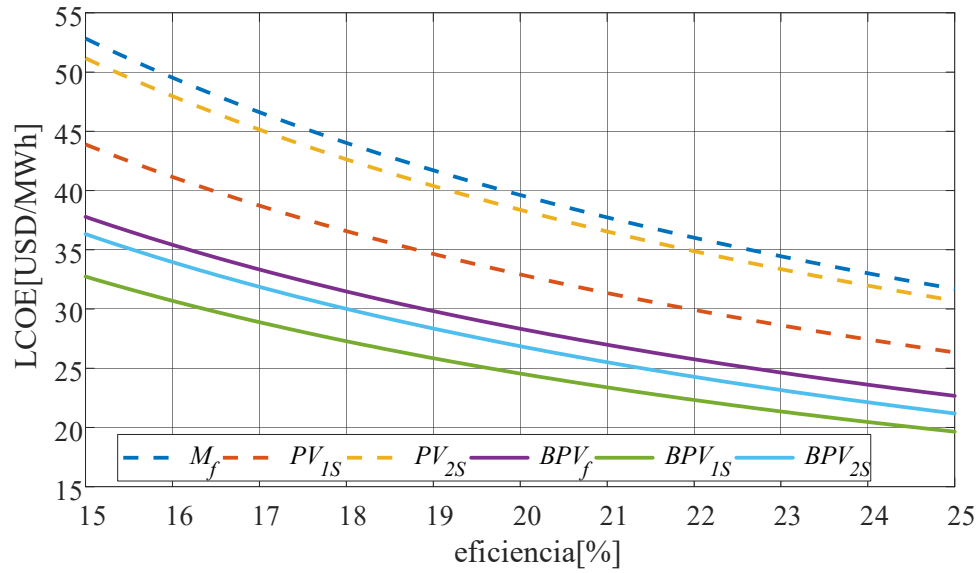


Fig. 3.4 LCOE en función de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos.

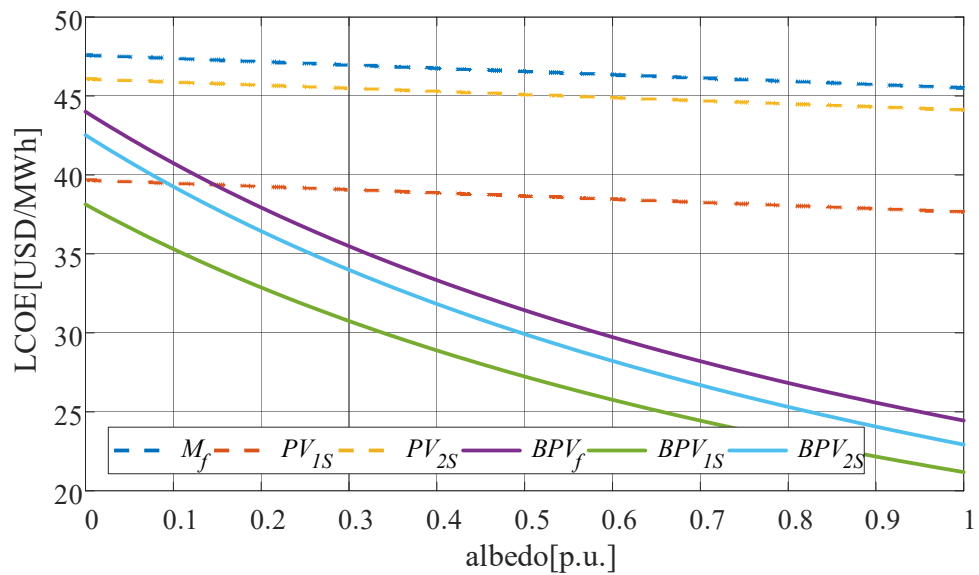


Fig. 3.5 LCOE en función del costo del albedo.

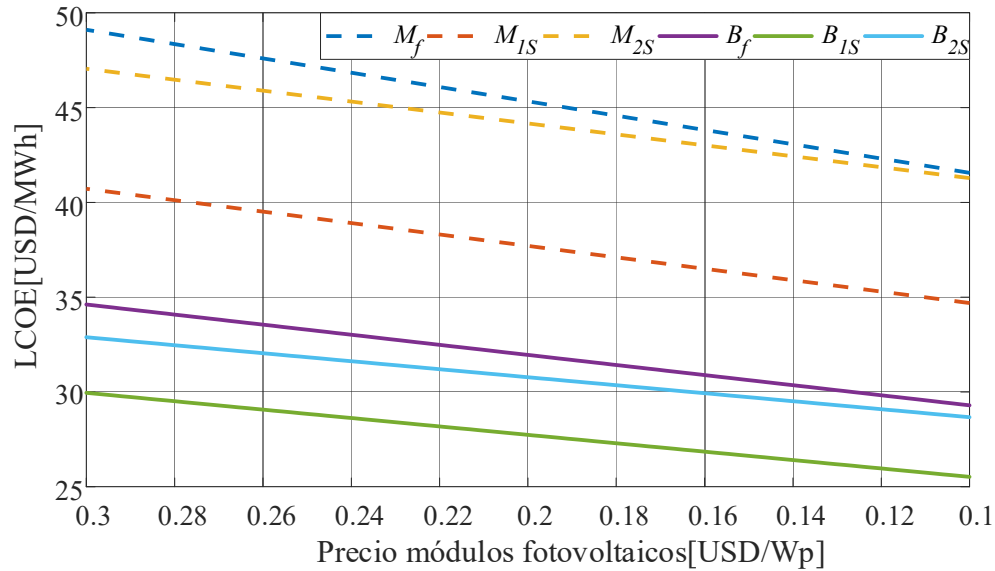


Fig. 3.6 LCOE en función del costo del módulo.

La Tabla 3.9 presenta la sensibilidad (Sen) del LCOE en función de los parámetros analizados anteriormente, se puede ver que el valor del LCOE es mucho más sensible al cambio de la eficiencia de los módulos ($Sen_{eficiencia}^{LCOE}$) en el rango analizado (15% a 25% de eficiencia), pero a medida que aumenta la eficiencia la curva (Fig. 3.4) se hace más plana y por ende, el LCOE se vuelve menos sensible a los cambios de eficiencia. Por otro lado, al variar el coeficiente de reflectancia (albedo) de la superficie donde están instalados los parques fotovoltaicos, la sensibilidad del LCOE en función del albedo (Sen_{albedo}^{LCOE}) también es negativa, pero menor que la sensibilidad que se tiene frente a cambios de eficiencia, se puede ver que los módulos bifaciales son mucho más sensibles al albedo que los módulos mono faciales. Por último, se puede apreciar que la sensibilidad del LCOE frente al cambio del precio de los módulos ($Sen_{precio\ mod}^{LCOE}$) tiene una mayor incidencia en la tecnología PV que la BPV y en ambos casos es positiva, por ende, si aumenta el costo de la celda, aumenta el LCOE.

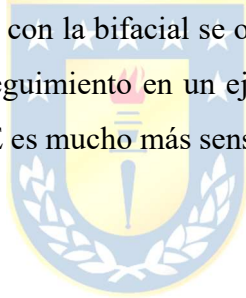
TABLA 3.9 Sensibilidad del LCOE a cambios de parámetros.

| Tecnología | $Sen_{eficiencia}^{LCOE}$ | Sen_{albedo}^{LCOE} | $Sen_{precio\ mod}^{LCOE}$ |
|---|---------------------------|-----------------------|----------------------------|
| Paneles mono facial montados fijos | -4.01 % | -0.051 % | 0.27% |
| Paneles mono facial con seguimiento en un eje | -4.02 % | -0.051 % | 0.26% |
| Paneles mono facial con seguimiento en un en 2 ejes | -3.98 % | -0.051 % | 0.20 % |
| Paneles bifacial montados fijos | -2.86 % | -0.45 % | 0.19% |
| Paneles bifaciales con seguimiento en un eje | -2.98 % | -0.45 % | 0.19 % |
| Paneles bifaciales con seguimiento en un en 2 ejes | -2.95 % | -0.45 % | 0.18 % |

3.3. Discusión y Conclusiones

Las estimaciones de LCOE varían fuertemente según la ubicación de la planta debido a la disponibilidad del recurso solar, los impuestos, tasas de interés bancario, entre otros [40]. En el caso particular de la energía solar, el LCOE ha disminuido fuertemente en los últimos años debido a la reducción de los costos de inversión inicial de las plantas. Chile posee una gran riqueza de recurso solar en el Desierto de Atacama, por lo que se logran menores valores de LCOE que otros países siendo hasta un 50% más bajo que países europeos [51].

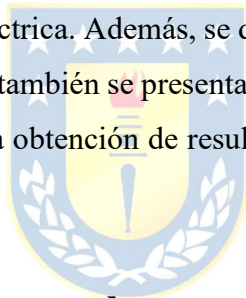
Con los valores estimados del costo nivelado de la energía obtenidos (TABLA 3.7 y TABLA 3.8) se puede concluir que es más conveniente utilizar la tecnología de paneles solares bifaciales con seguimiento en un eje ya que es la condición de operación que presenta el menor valor del LCOE considerando una instalación de 100MWp, además la tendencia histórica del precio de la tecnología indica que el LCOE de las plantas fotovoltaicas seguirá disminuyendo. Al comparar el costo de generación de la tecnología mono facial con la bifacial se obtienen los siguientes ahorros: 21.9% en sistemas sin seguimiento, 15.8% con seguimiento en un eje y 18.5% con seguimiento en dos ejes. Además, se puede concluir que el LCOE es mucho más sensible a la eficiencia de los módulos que al albedo o costo de la celda.



Capítulo 4. Simulación e implementación de una planta Fotovoltaica

4.1. Introducción

Uno de los equipos críticos en las plantas fotovoltaicas es el inversor, ya que este es el encargado de transformar la energía eléctrica DC suministrada por las celdas fotovoltaicas en energía eléctrica AC para ser inyectada a la red eléctrica. Este equipo es fundamental ya que es el encargado de controlar el voltaje de operación de los arreglos fotovoltaicos (por ende, la potencia generada) y además debe generar una corriente AC con la misma frecuencia de la red eléctrica, con un factor de desplazamiento dado y una distorsión armónica de corriente menor al máximo permitido. En este capítulo se presenta el modelo matemático completo de una planta fotovoltaica conectada a la red eléctrica que utiliza inversores del tipo NPC (*Neutral Point Clamped*) para la conversión de la energía DC en AC. Para ello se muestra el funcionamiento en detalle de cada una de las etapas necesarias para inyectar la energía solar a la red eléctrica. Además, se desarrollan diversas estrategias de control para cada una de las etapas de la planta, también se presenta la simulación de una planta y finalmente se implementa una planta prototipo para obtención de resultados experimentales y validación de las estrategias de control propuestas.



4.2. Modelo matemático de una planta solar

Como se mostró anteriormente (Fig. 3.1) una planta solar consta de varias etapas tales como: paneles solares, los cuales transforman la energía solar en energía eléctrica DC, estos ya fueron modelados eléctricamente en (2.6), inversor, el cual transforma la energía eléctrica DC en AC y finalmente el transformador que ajusta la tensión los niveles de tensión.

4.2.1 Modelo matemático de un arreglo de módulos fotovoltaicos

Anteriormente se describió el comportamiento eléctrico de una celda fotovoltaica (2.6), un arreglo fotovoltaico está compuesto por N_s celdas en serie y N_p strings en paralelo como el presentado en la Fig. 4.1, si se asume que todas las celdas son iguales y además operan con las mismas condiciones ambientales (S y T) entonces la corriente generada por el arreglo se modela con la ecuación (4.1) y la potencia suministrada está dada por la relación (4.2).

$$i_{pv} = I_{sco} \frac{S}{S_o} N_p - I_o N_p \left(e^{\left(\frac{v_d^T / N_s}{nkT} q \right)} - 1 \right) - \frac{v_d^T / N_s}{R_{sh} N_p}, \quad v_d^T = v_{dc} + \frac{N_s i_{pv}}{N_p}. \quad (4.1)$$

$$P_{pv}(t) = i_{pv}(t) v_{dc}(t) = f(T(t), S(t), v_{dc}(t)), \quad (4.2)$$

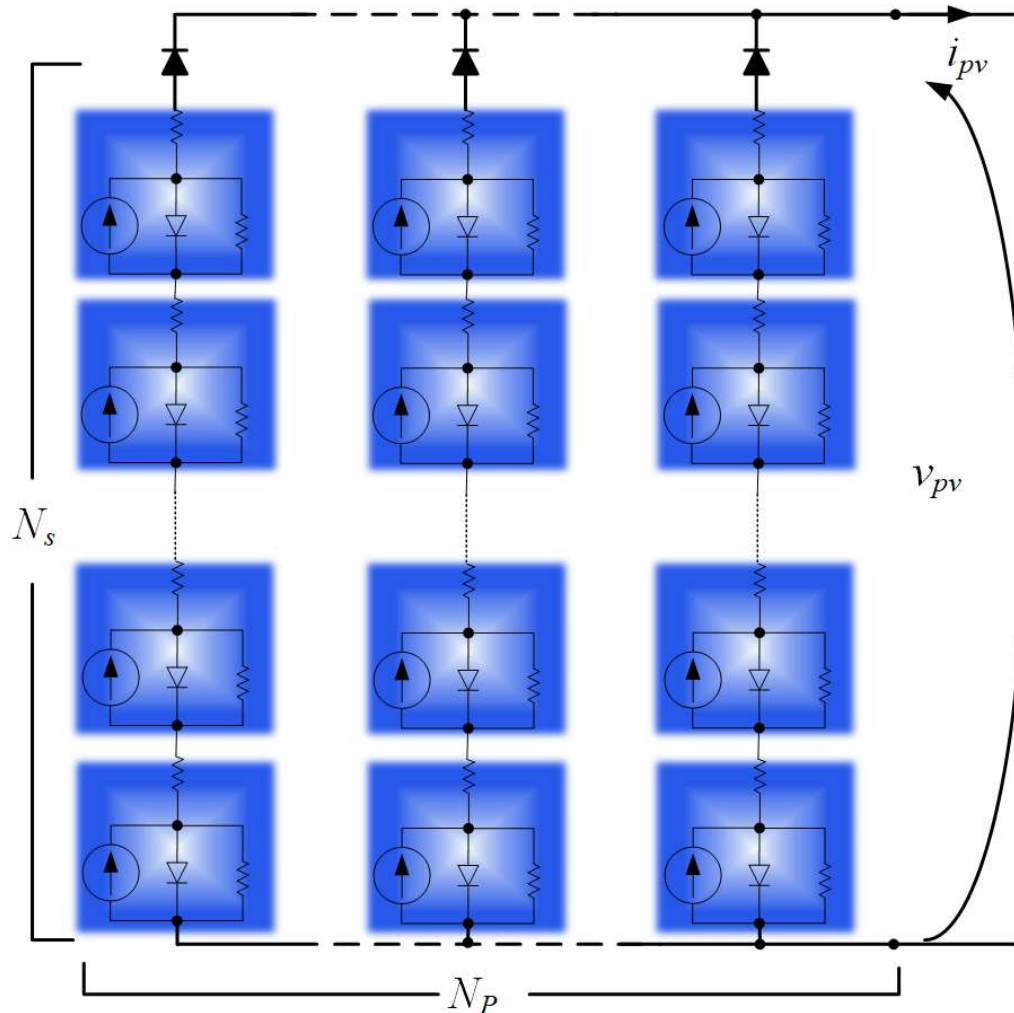


Fig. 4.1 Circuito eléctrico de un arreglo fotovoltaico.

Dadas las condiciones climatológicas del norte grande de Chile, es probable que todos los módulos operen con los mismos índices de radiación y temperatura, debido a los bajos índices de nubosidad reportados en el Desierto de Atacama (clima desértico de interior). Sin embargo, se puede dar el caso de tener condiciones sombreado parcial (condiciones dispares de operación) en tales condiciones el modelo presentado en (4.1) no será válido. Con el fin de obtener un modelo que sea capaz de representar las condiciones de sombreado parcial, se optará por diseñar un arreglo

fotovoltaico de 250kW basado en 4 sub-arreglos (A^1 , A^2 , A^3 y A^4) de 62.5kW c/u conectados como se muestra en la Fig. 4.2, cada sub-arreglo posee un diodo de bypass que conduce corriente cuando se polariza en directo, es decir cuando decae mucho la generación de un arreglo, de esta manera la corriente i_{pv} no se limita a la corriente generada por el conjunto de celdas sombreadas y se puede obtener una mayor potencia en los terminales del arreglo de 250kW.

Para modelar el comportamiento matemático de cada sub-arreglo, se asume el cumplimiento de la condición de operación ideal es decir la operación mostrada en (4.1), por lo tanto, cada sub-arreglo es capaz de suministrar la corriente dada por (4.3).

$$i_A^x = I_{sco} \frac{S}{S_o} N_p + C_t (T - T_{ref}) N_p - I_o N_p \left(e^{\left(\frac{v_d^j / N_s - q}{nkT} \right)} - 1 \right) - \frac{4v_d^j / N_s}{R_{sh} N_p}, \quad v_d^j = v_A^x + \frac{N_s i_A^x}{4N_p}. \quad (4.3)$$

Dependiendo de la zona geográfica en que se instalará la planta solar, es razonable asumir que esta condición se cumple en una cierta área, por lo tanto, para el caso propuesto (norte de Chile), se asume que el área en cuestión es de 10 m^2 , lo que implica que un arreglo de 250kW, realmente se debe subdividir en aproximadamente 167 sub-arreglos y no en 4 como se realizó en este trabajo.

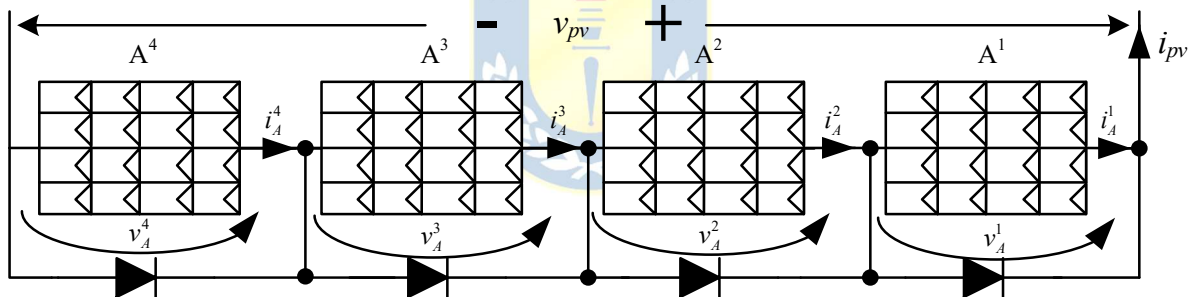


Fig. 4.2 Arreglo de 250kW, compuesto por 4 sub-arreglos de 62.5kW c/u.

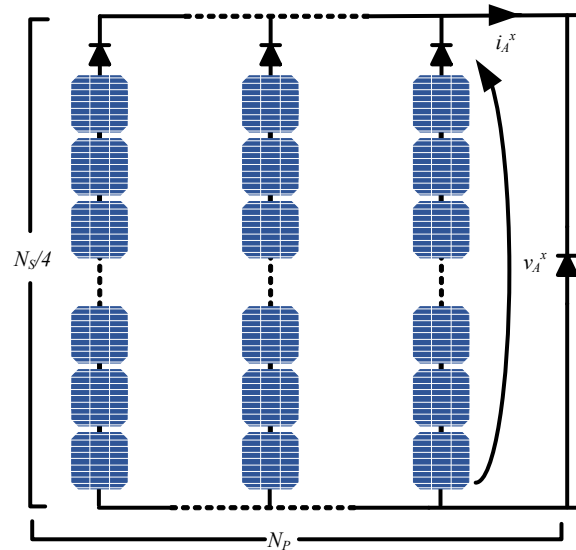


Fig. 4.3 Arreglo de 62.5kW.

4.2.2 Modelo matemático del inversor

El inversor NPC posee 3 niveles de tensión DC (v_p , v_n y $0v$) y es capaz de generar 5 niveles de tensión en el lado AC ($\pm v_{dc}$, $\pm v_{dc}/2$ y $0V$). El circuito eléctrico de este convertidor se muestra en la Fig. 4.4, este convertidor estático multinivel trifásico está compuesto por 3 “piernas” (una por cada fase: a , b y c) y cada una de ellas posee 4 semiconductores o switches (sw) con un diodo en antiparalelo cada uno; además posee 6 diodos que se conectan al punto neutro (z). El lado DC se energiza con una sola fuente (v_{dc}) que se distribuye en 2 capacitores (C_p y C_n), generando así los 3 niveles de tensión DC. Este inversor es capaz de generar 5 niveles de tensión AC entre líneas y 3 niveles entre las fases y el punto neutro. En teoría cada switch puede estar abierto ($sw=0$) o cerrado ($sw=1$), sin embargo, el convertidor puede operar solo con una cantidad acotada de combinaciones para no provocar problemas como cortocircuitos; el NPC admite solo 3 estados por pierna (γ) los cuales son presentados en la Fig. 4.5 y se resumen en la Tabla 4.1. Al combinar las 3 piernas se obtienen 27 posibles combinaciones llamados estados (ST) que dan origen a 19 distintos niveles voltajes en el lado AC (v), si $v_p = v_n = v_{dc}/2$, se obtienen los voltajes exhibidos en la Tabla 4.2.

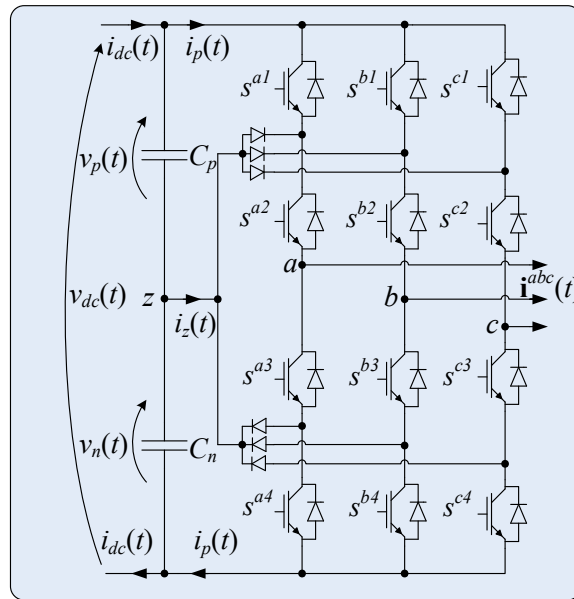


Fig. 4.4 Inversor NPC.

TABLA 4.1 Posibles estados y voltajes por pierna del NPC.

| γ^x | v_{xz} | s^{x1} | s^{x2} | s^{x3} | s^{x4} |
|------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| -1 | $-v_n$ | 0 | 0 | 1 | 1 |
| 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| 1 | v_p | 1 | 1 | 0 | 0 |

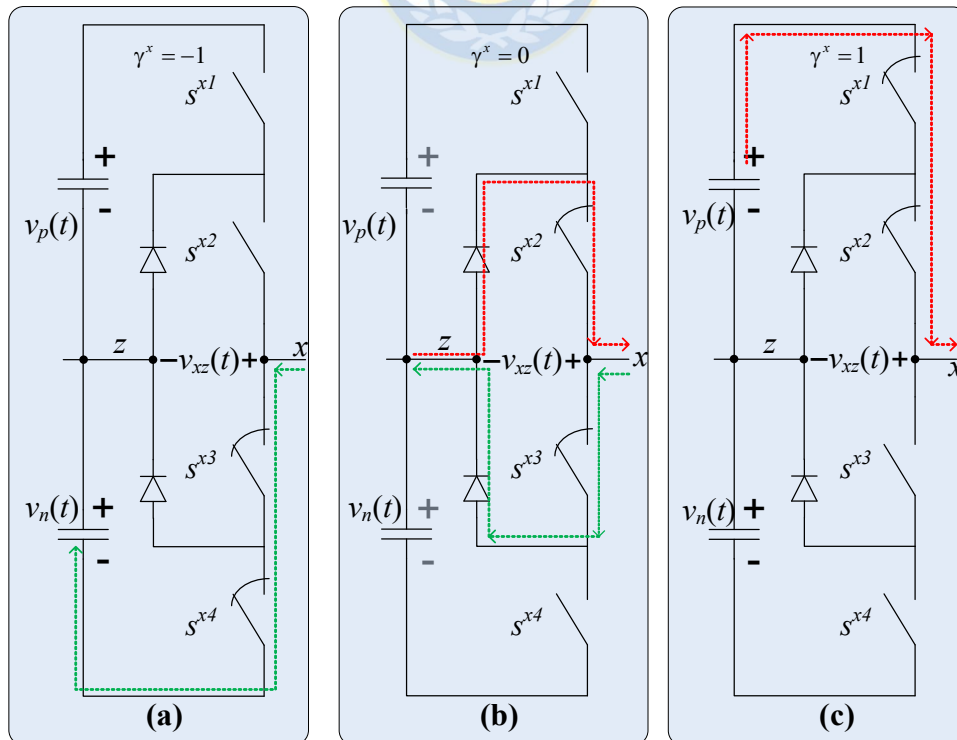


Fig. 4.5 Posibles estados por pierna del NPC ($x \in \{a,b,c\}$).

Los voltajes de salida del NPC se pueden representar matemáticamente como lo indica la ecuación (4.4). Con el inversor NPC se pueden generar 4 rangos de voltajes: el voltaje nulo que se logra si $ST \in \{0,1,2\}$, los voltajes cortos si $v_j \in \{1,2, \dots, 6\}$ que pueden ser generados con 2 posibles estados cada uno, también están los voltajes intermedios ($v_j \in \{7,8, \dots, 12\}$) y los voltajes largos ($v_j \in \{13,14, \dots, 18\}$) que se pueden generar con un solo estado cada uno.

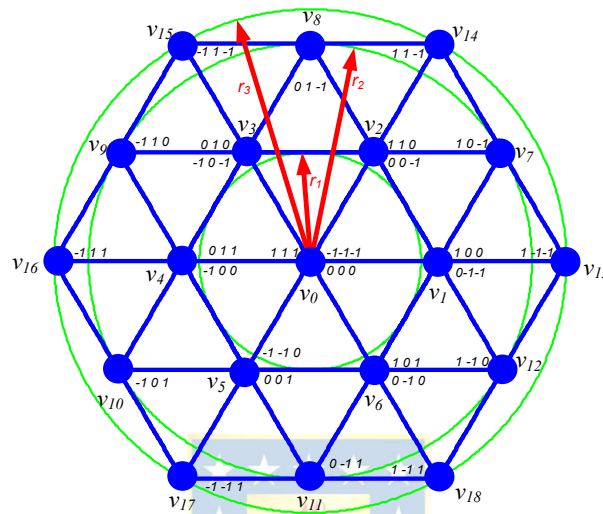


Fig. 4.6 Posibles estados y voltajes del NPC.

$$\mathbf{v}_j^{\alpha\beta} = \begin{cases} 0, & j = 0 \\ \frac{\sqrt{2}}{2} v_{dc} e^{(j-1)\frac{\pi}{3}}, & j = 1, \dots, 6 \\ \frac{1}{\sqrt{6}} v_{dc} e^{(j-7)\frac{\pi}{3} + \frac{\pi}{6}}, & j = 7, \dots, 12 \\ \frac{\sqrt{2}}{3} v_{dc} e^{(j-12)\frac{\pi}{3}}, & j = 13, \dots, 18 \end{cases} \quad (4.4)$$

La Fig. 4.7 presenta una posible topología para inyectar energía a la red eléctrica partir de energía solar utilizando el convertidor estático NPC, esta es solo una unidad de las múltiples que se necesitan para realizar una planta de 100MW, típicamente cada unidad es de 150kW a 500kW dependiendo del tamaño de la planta. Esta configuración es conocida como inversor central, ya que se conecta un gran arreglo de PVs - compuesto de N_s celdas en serie para obtener el nivel de tensión DC deseada y N_p strings o ristras en paralelo para obtener el nivel de potencia deseada- directamente al inversor. El arreglo fotovoltaico se conecta directamente al inversor (inversor central) a diferencia de otras topologías que utilizan un convertidor DC/DC para aislar la tensión $v_{pv}(t)$ (tensión de arreglo

solar) de la tensión $v_{dc}(t)$ (tensión del inversor) y así poder operar el arreglo de PVs en el v_{mpp} y generar la máxima potencia posible.

TABLA 4.2 Posibles estados y voltajes generados del NPC, en ejes abc .

| Voltaje n° | Estado ST | Estado por fase | | | Voltaje por fase | | | Voltaje entre fases | | |
|------------------------|----------------|-----------------|------------|------------|------------------|-------------|-------------|---------------------|-------------|-------------|
| | | γ^a | γ^b | γ^c | v^{az} | v^{bz} | v^{cz} | v^{ab} | v^{bc} | v^{ca} |
| | 0 | 1 | 1 | 1 | $v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ | | | |
| 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2 | -1 | -1 | -1 | $-v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ | | | |
| 1 | 3 | 1 | 0 | 0 | $v_{dc}/2$ | 0 | 0 | $v_{dc}/2$ | 0 | $-v_{dc}/2$ |
| | 4 | 0 | -1 | -1 | 0 | $-v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ | | | |
| 2 | 5 | 1 | 1 | 0 | $v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ | 0 | 0 | $v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ |
| | 6 | 0 | 0 | -1 | 0 | 0 | $-v_{dc}/2$ | | | |
| 3 | 7 | 0 | 1 | 0 | 0 | $v_{dc}/2$ | 0 | $-v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ | 0 |
| | 8 | -1 | 0 | -1 | $-v_{dc}/2$ | 0 | $-v_{dc}/2$ | | | |
| 4 | 9 | 0 | 1 | 1 | 0 | $v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ | 0 | $v_{dc}/2$ |
| | 10 | -1 | 0 | 0 | $-v_{dc}/2$ | 0 | 0 | | | |
| 5 | 11 | -1 | -1 | 0 | $-v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ | 0 | 0 | $-v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ |
| | 12 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | $v_{dc}/2$ | | | |
| 6 | 13 | 1 | 0 | 1 | $v_{dc}/2$ | 0 | $v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ | 0 |
| | 14 | 0 | -1 | 0 | 0 | $-v_{dc}/2$ | 0 | | | |
| 7 | 15 | 1 | 0 | -1 | $v_{dc}/2$ | 0 | $-v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ | v_{dc} |
| 8 | 16 | 0 | 1 | -1 | 0 | $v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ | v_{dc} | $-v_{dc}/2$ |
| 9 | 17 | -1 | 1 | 0 | $-v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ | 0 | $-v_{dc}$ | $v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ |
| 10 | 18 | -1 | 0 | 1 | $-v_{dc}/2$ | 0 | $v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ | v_{dc} |
| 11 | 19 | 0 | -1 | 1 | 0 | $-v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ | $-v_{dc}$ | $v_{dc}/2$ |
| 12 | 20 | 1 | -1 | 0 | $v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ | 0 | v_{dc} | $-v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ |
| 13 | 21 | 1 | -1 | -1 | $v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ | v_{dc} | 0 | 0 |
| 14 | 22 | 1 | 1 | -1 | $v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ | 0 | v_{dc} | $-v_{dc}$ |
| 15 | 23 | -1 | 1 | -1 | $-v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ | 0 | v_{dc} | 0 |
| 16 | 24 | -1 | 1 | 1 | $-v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ | $-v_{dc}$ | 0 | v_{dc} |
| 17 | 25 | -1 | -1 | 1 | $-v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ | 0 | $-v_{dc}$ | v_{dc} |
| 18 | 26 | 1 | -1 | 1 | $v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ | $v_{dc}/2$ | v_{dc} | $-v_{dc}$ | 0 |

La topología con inversor central es utilizada en grandes granjas solares ya que es más eficiente que otras topologías, sin embargo, la desventaja que presenta es la poca flexibilidad de búsqueda de v_{mpp} frente a condiciones de sombreado parcial. Debido a que el NPC posee varios niveles de tensión AC, genera un bajo THD en la salida y por ende utiliza un filtro de enlace (RL) más pequeño que otros inversores.

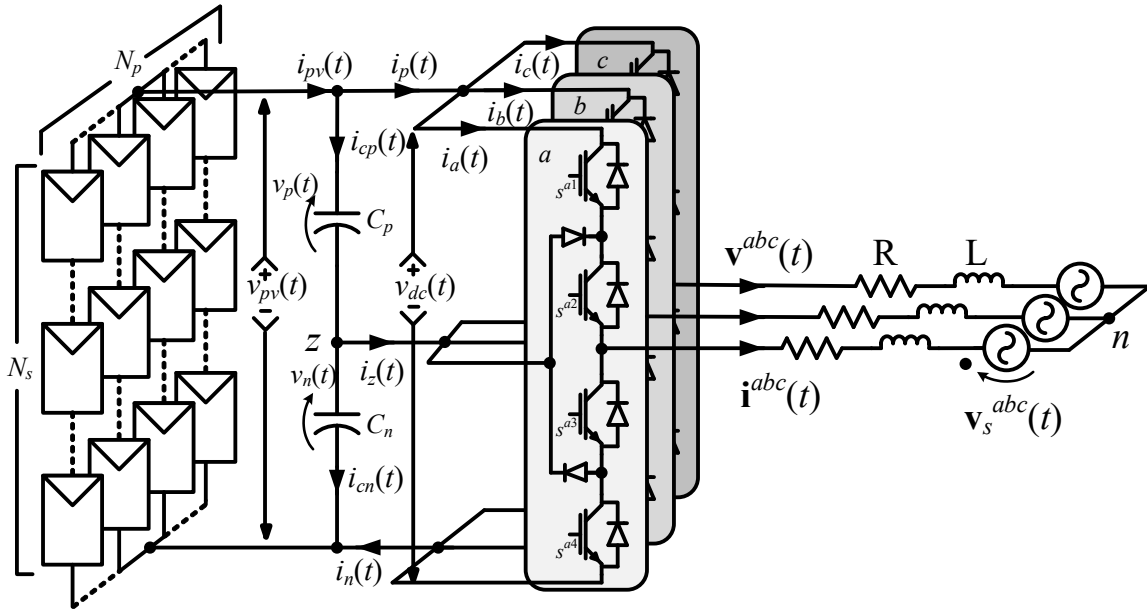


Fig. 4.7 Topología para planta fotovoltaica.

A. Modelo matemático en el lado AC del NPC

Al aplicar las leyes de voltaje de Kirchoff en el lado AC del inversor se puede obtener la ecuación (4.5), donde $\mathbf{i}^{abc}(t)$ es la corriente inyectada a la red, $\mathbf{v}_s^{abc}(t)$ es la tensión de la red, $\mathbf{v}^{abc}(t)$ el voltaje aplicado por el NPC, L y R son los parámetros del filtro de enlace.

$$L \frac{d}{dt} \mathbf{i}^{abc}(t) = \mathbf{v}^{abc}(t) - R \mathbf{i}^{abc}(t) - \mathbf{v}_s^{abc}(t). \quad (4.5)$$

Aplicando la transformada de Clark invariante en potencia (4.6) sobre (4.5) se obtiene la ecuación (4.7), que modela la corriente inyectada a la red en coordenadas $\alpha\beta$.

$$\mathbf{x}^{\alpha\beta} = C_1 \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \mathbf{x}^{abc}, \quad \text{con } C_1 = \sqrt{\frac{2}{3}} \quad (4.6)$$

$$L \frac{d}{dt} \mathbf{i}^{\alpha\beta}(t) = \mathbf{v}^{\alpha\beta}(t) - R \mathbf{i}^{\alpha\beta}(t) - \mathbf{v}_s^{\alpha\beta}(t) \quad (4.7)$$

Si se aplica la transformada de Clark invariante en potencia (4.8) a la ecuación que modela corriente de salida del sistema (4.5), la potencia activa (P_{AC}^i) y la potencia reactiva (Q_{AC}^i) inyectada por el convertidor hacia la red se pueden calcular con las ecuaciones (4.9) y (4.10) respectivamente.

$$\mathbf{x}^{dq} = C_1 \begin{bmatrix} \sin(\omega t) & \cos(\omega t) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \sin\left(\omega t - 2\frac{\pi}{3}\right) & \cos\left(\omega t - 2\frac{\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \mathbf{x}^{abc}, \text{ con } C_1 = \sqrt{\frac{2}{3}} \quad (4.8)$$

$$P_{AC}^i(t) = \text{Re} \left\{ \frac{3}{2} \mathbf{v}_s^{dq}(t) \mathbf{i}^{dq}(t) + \frac{3}{2} R \mathbf{i}^{dq}(t) \mathbf{i}^{dq*}(t) + \frac{3}{2} L \frac{d \mathbf{i}^{dq}(t) \mathbf{i}^{dq*}(t)}{dt} \right\}, \quad (4.9)$$

$$Q_{AC}^i(t) = \text{Im} \left\{ \frac{3}{2} \mathbf{v}_s^{dq}(t) \mathbf{i}^{dq}(t) + \frac{3}{2} R \mathbf{i}^{dq}(t) \mathbf{i}^{dq*}(t) + \frac{3}{2} L \frac{d \mathbf{i}^{dq}(t) \mathbf{i}^{dq*}(t)}{dt} \right\}. \quad (4.10)$$

Si la transformada a ejes dq está referenciada a la tensión de la red $\Rightarrow v_s^q=0$ además, si se opera con factor de desplazamiento unitario $\Rightarrow i^q=0$; como la resistencia R del enlace AC es muy pequeña, la potencia P_{AC}^i se puede aproximar como lo indica la ecuación (4.11).

$$P_{AC}^i \approx \frac{3}{2} v_s^d i^d. \quad (4.11)$$

Los voltajes generados en lado AC del inversor referenciados al punto neutro (z) están dados por:

$$v^{xz}(t) = \left(s^{x1}(t) - \frac{1}{2} \right) v_p(t) + \left(s^{x2}(t) - \frac{1}{2} \right) v_n(t), \quad x \in \{a, b, c\}. \quad (4.12)$$

B. Modelo matemático en el lado DC del NPC

Si ambos capacitores (C_p y C_n) son de la misma capacitancia (C), al aplicar las leyes de corriente de Kirchhoff en cada capacitor se obtienen las ecuaciones presentadas en (4.13),

$$\begin{aligned} i_{cp}(t) &= C \frac{d}{dt} v_p(t) = i_{pv}(t) - i_p(t), \\ i_{cn}(t) &= C \frac{d}{dt} v_n(t) = i_{pv}(t) - i_n(t), \end{aligned} \quad (4.13)$$

por otro lado, al aplicar las leyes de corriente de Kirchhoff en los nodos superior, inferior y z del NPC, se obtienen las ecuaciones presentadas en (4.14).

$$\begin{aligned} i_p(t) &= s_{a1}(t) i^a(t) + s_{b1}(t) i^b(t) + s_{c1}(t) i^c(t), \\ i_n(t) &= s_{a2}(t) i^a(t) + s_{b2}(t) i^b(t) + s_{c2}(t) i^c(t), \\ i_z(t) &= i_{cp}(t) - i_{cn}(t) = i_n(t) - i_p(t). \end{aligned} \quad (4.14)$$

Al aplicar las leyes de voltaje de Kirchhoff en los capacitores se obtiene la expresión (4.15).

$$v_{dc}(t) = v_{pv}(t) = v_p(t) + v_n(t). \quad (4.15)$$

Finalmente, la potencia del NPC en el lado DC (P_{dc}^i) está dada por:

$$P_{dc}^i(t) = v_{pv}(t)i_p(t). \quad (4.16)$$

Con las ecuaciones descritas anteriormente (4.3)-(4.16) se puede obtener el modelo matemático completo del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica, las cuales se utilizarán para poder realizar el sistema de control de la unidad de conversión de energía.

C. Topología de una planta fotovoltaica de 100MW

Para construir una mega planta solar se deben tener muchas unidades de conversión de energía, en este trabajo se propone utilizar 4 inversores con un arreglo fotovoltaico de 250kW cada uno conectados en paralelo para crear una unidad de 1MW como se muestra en la Fig. 4.9. La unidad de 1MW se diseña de manera tal que en el lado DC el v_{mpp} esté en torno a los 800V e i_{dc} sea del orden de los 300A. En el lado AC del inversor se desea operar con una baja tensión entre líneas (v_s^{abc}), del orden de los 380 Vrms, lo cual implica que la corriente AC (i^{abc}) será cercana a los 3000A. El transformador eleva la baja tensión v_s^{abc} unas 60 veces para llegar a 13.2kV (rango de media tensión) a la salida del transformador (v_m^{abc}) lo que produce que la corriente inyectada a la red (i_g^{abc}) es del orden los 50A. La Fig. 4.8 muestra una vista aérea de una planta real, donde se puede apreciar cómo sería una unidad de 1MW, en la Fig. 4.10 se puede ver el gabinete que contiene los inversores y el transformador de media tensión. El gabinete además de contener los convertidores estáticos posee unidades de protección y servicios auxiliares como el sistema de refrigeración y control de los inversores.

Para diseñar una planta de 100MW se utilizarán de 100 unidades de 1MW como las presentadas anteriormente conectadas mediante dos transformadores en una subestación eléctrica o PCC (*point of common coupling*) como la presentada en la Fig. 4.11 en alta tensión (220kV), la Fig. 4.12 muestra una vista aérea de la fotovoltaica Finis Terrae que posee 240.000 módulos PV y tiene una potencia instalada de 72,8 MW, se puede apreciar la gran cantidad de módulos y la subestación eléctrica María Elena que se empalma con la red eléctrica a un nivel de 220KV (v_g^{abc}).

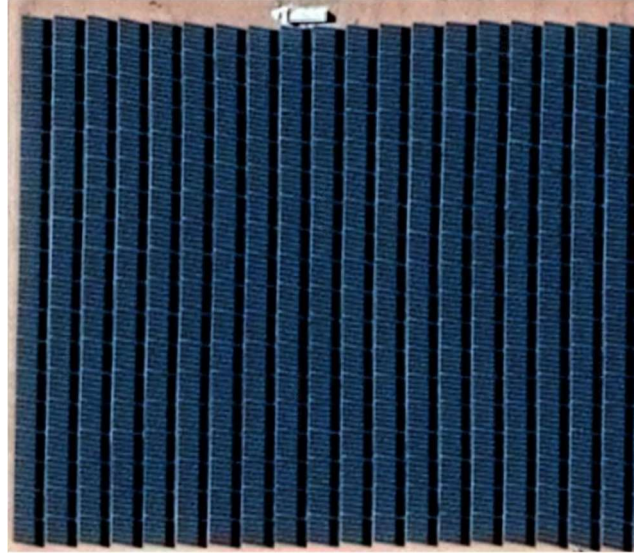


Fig. 4.8 Vista aérea de una unidad de 1MW.

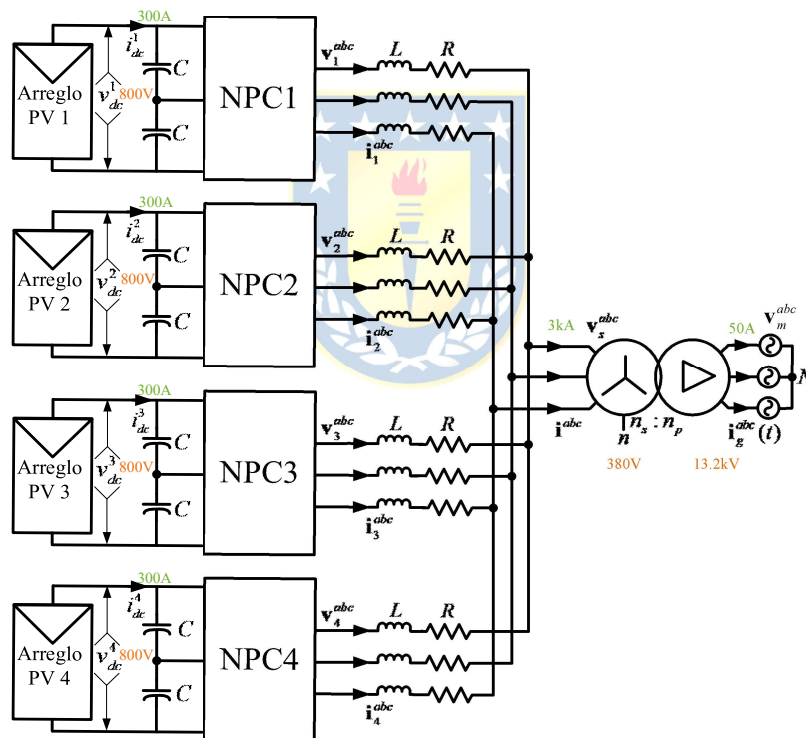


Fig. 4.9 Topología para una planta fotovoltaica de 1MW.



Fig. 4.10 Vista del gabinete más transformador de una unidad de 1MW real (HEC-US PLUS - 400V).

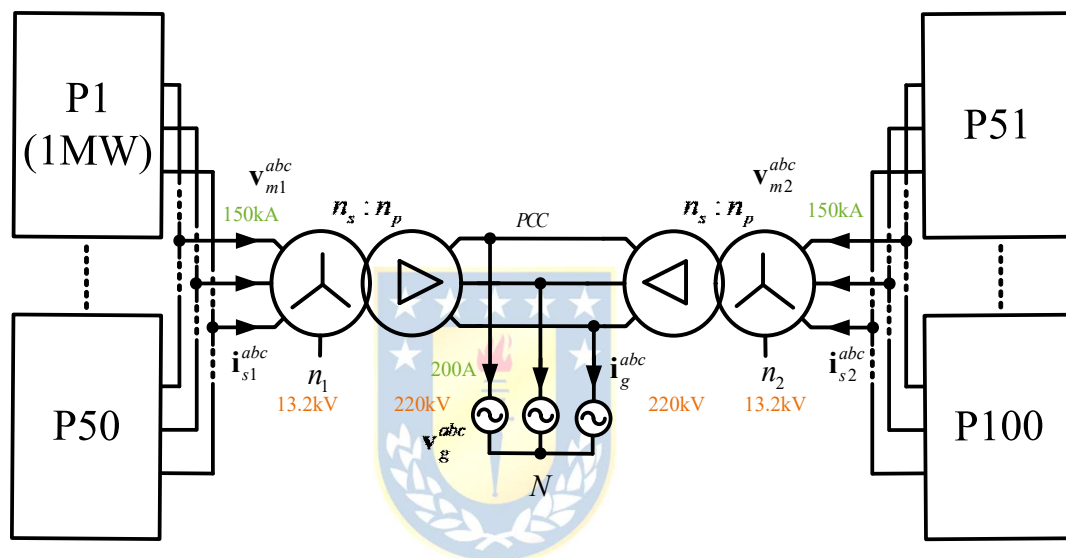


Fig. 4.11 Topología para inyectar 100MW a la red eléctrica.



Fig. 4.12 Vista aérea de la planta solar fotovoltaica Finis Terrae (72.8MW).

4.3. Diseño de una estrategia de control para una planta fotovoltaica

Con el objetivo de lograr la máxima extracción de potencia del arreglo fotovoltaico y además lograr inyectar la corriente generada con un factor de desplazamiento (PF) unitario con respecto a la tensión de la red, se propone el lazo de control de la Fig. 4.13. El lazo posee un algoritmo de estimación del punto de máxima potencia del arreglo PV o BPV que estima el voltaje del punto de máxima potencia, voltaje que se utiliza como referencia para controlar v_{dc} . Para controlar la tensión DC se utiliza un controlador proporcional integral discreto a cuya salida se le resta la potencia generada por los módulos fotovoltaicos y se obtiene el nivel de potencia activa que se debe inyectar hacia la red eléctrica, al dividir la potencia por la componente directa de la tensión de red se obtiene la componente directa de la corriente que se debe suministrar, la cual es utilizada como referencia en el lazo de control de corriente; la componente en cuadratura de la corriente que se debe suministrar se calcula a partir del factor de desplazamiento requerido, en este trabajo se trabajará con factor de desplazamiento unitario. Finalmente, se tiene el algoritmo de control de corriente que se encarga de seleccionar los estados de los switches del convertidor estático (s_{kj}) a aplicar para poder operar según los criterios deseados. A continuación, se presenta el detalle del diseño de cada una de las etapas del lazo de control propuesto.

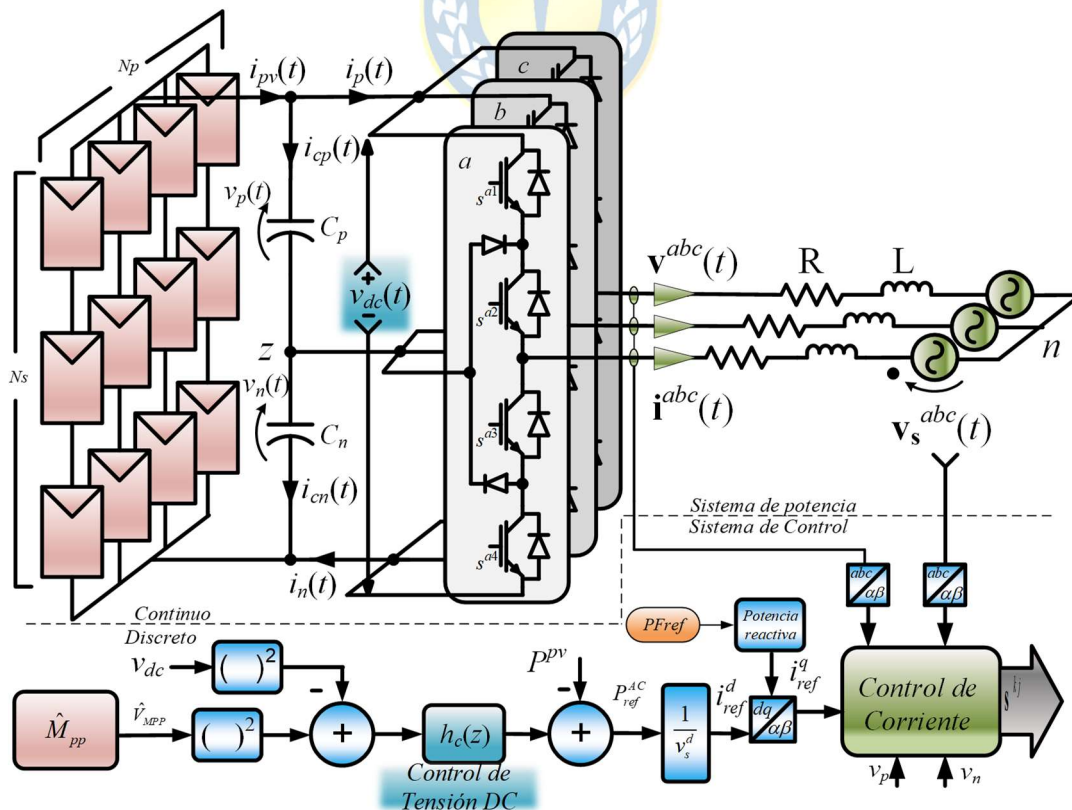


Fig. 4.13 Lazo de control para una planta solar de 250kW.

4.3.1 Algoritmo de estimación del punto de máxima potencia

Antes de presentar el algoritmo de búsqueda de M_{PP} utilizado, se analizará el comportamiento del arreglo operando bajo distintas condiciones ambientales. Para diseñar el arreglo fotovoltaico de 250kW compuesto por 4 sub-arreglos idénticos, se utilizaron 4 sub-arreglos compuestos de 296 celdas en serie y 49 en paralelo c/u, cuyas celdas poseen los parámetros presentados en la Tabla 4.3. Con el fin de ejemplificar el comportamiento del arreglo, se simularon 6 casos de operación, presentados en la Tabla 4.4, en todos los casos se asume una temperatura de operación homogénea de 25°C en cada una de las celdas, ya que como se expuso anteriormente, los cambios de irradiancia solar provocan mayor variación en el v_{mpp} que los cambios de temperatura.

TABLA 4.3 Parámetros de las celdas utilizadas.

| Parámetro | Valor | |
|---------------|--------------------------|------------------|
| S_o | 1000 | W/m ² |
| T_{ref} | 25 | °C |
| R_s/R_{sh} | 0.008/1000 | Ω |
| I_{sc0}/I_o | 8.21/2.16e ⁻⁸ | A |
| n | 1.2 | p.u. |
| C_t | 0.0024 | A/°C. |

TABLA 4.4 Condiciones de radiación para simulación de arreglo de 250kW.

| Casos | S_1 | S_2 | S_3 | S_4 |
|-------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| #1 | 1000 W/m ² | 1000 W/m ² | 1000 W/m ² | 1000 W/m ² |
| #2 | 1000 W/m ² | 900 W/m ² | 800 W/m ² | 700 W/m ² |
| #3 | 700 W/m ² | 800 W/m ² | 900 W/m ² | 100 W/m ² |
| #4 | 200 W/m ² | 300 W/m ² | 500 W/m ² | 900 W/m ² |
| #5 | 900 W/m ² | 500 W/m ² | 300 W/m ² | 800 W/m ² |
| #6 | 800 W/m ² | 300 W/m ² | 500 W/m ² | 900 W/m ² |

En la Fig. 4.14(b) se muestra la potencia que es capaz de generar el arreglo bajo las distintas condiciones de sombreado presentadas en la Tabla 4.4, se destacan los puntos de máxima potencia global (G_{MPP}) para cada uno de los casos y los voltajes (G_{vmpp}) a los que debe operar el arreglo para generar dicha potencia. Es posible visualizar que hay un máximo de 4 puntos de M_{PP} locales para cada caso (puntos de inflexión, donde $\partial P/\partial v=0$), esto se debe a que se simularon 4 sub-arreglos operando con distinta radiación. En la Fig. 4.14 (a) se puede apreciar la corriente de salida del arreglo para cada uno de los casos, y en la Fig. 4.15 se presentan las corrientes y voltajes de cada sub-arreglo para los casos #2 y #3. Se puede notar que para el caso#2, la corriente de salida (4.15 (a)) es igual a la que entrega A¹ (el sub-arreglo que recibe más radiación), si no estuvieran los diodos de bypass, la

corriente de salida del arreglo estaría limitada a la corriente proporcionada por A^4 (el sub-arreglo que recibe la menor radiación), por lo tanto la potencia total sería mucho menor. En la Fig. 4.15(c) es posible observar el voltaje que proporciona cada uno de los sub-arreglos; cada sub-arreglo proporciona un voltaje dependiendo de la radiación solar que reciben, a medida que aumenta la tensión cada arreglo se va saturando (comienza a disminuir la corriente generada) y comienza a operar el siguiente arreglo que recibe mayor radiación, por lo tanto la corriente de salida va disminuyendo y es proporcional a la radiación del arreglo que entra en operación. En las Fig. 4.15 (b) y Fig. 4.15 (c) es posible apreciar un comportamiento similar al del caso #2, solo que los valores de corriente y voltaje de cada sub-arreglo están invertidos, debido a la S que recibe cada uno.

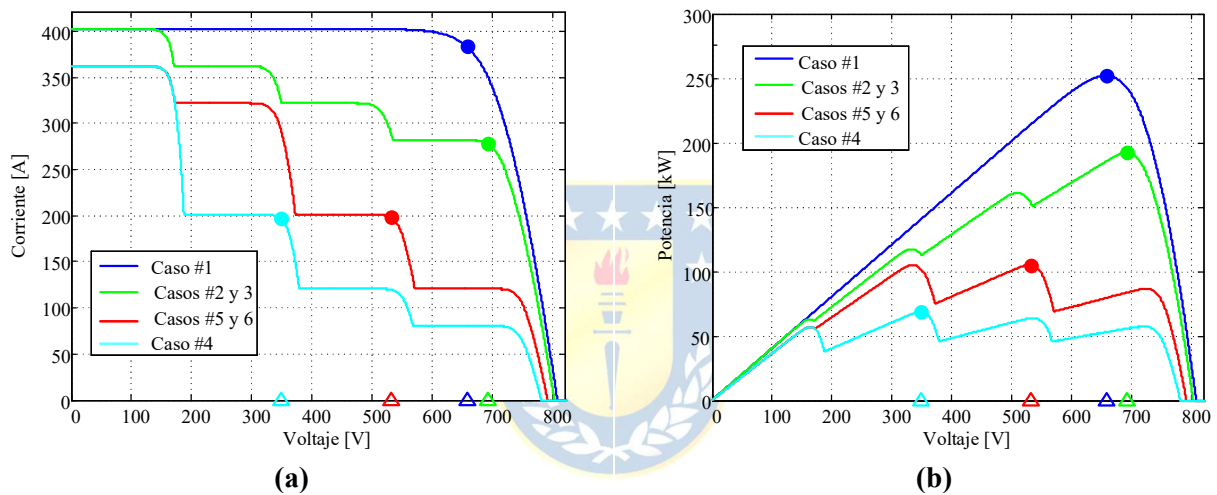


Fig. 4.14 Curvas de operación del arreglo de 250kW frente a cambios de radiación y temperatura constante
(a) Corriente. (b) Potencia.

Como se puede ver en la simulación, los arreglos de celdas fotovoltaicas pueden presentar múltiples máximos de potencia locales cuando operan bajo condiciones de sombreado parcial. Para aprovechar al máximo la planta fotovoltaica, se desea que el arreglo sea capaz de operar siempre en su máximo punto de potencia global, y no en uno local de menor potencia. Los algoritmos de búsqueda de M_{PP} convencionales convergen a un punto de máximo que depende de las c.i. del M_{PPT} , por lo tanto, al utilizar los algoritmos típicos no es posible asegurar la operación en el G_{MPP} . En este trabajo se utilizará un algoritmo de búsqueda del G_{MPP} basado en celdas de medición, que busca asegurar la máxima generación.

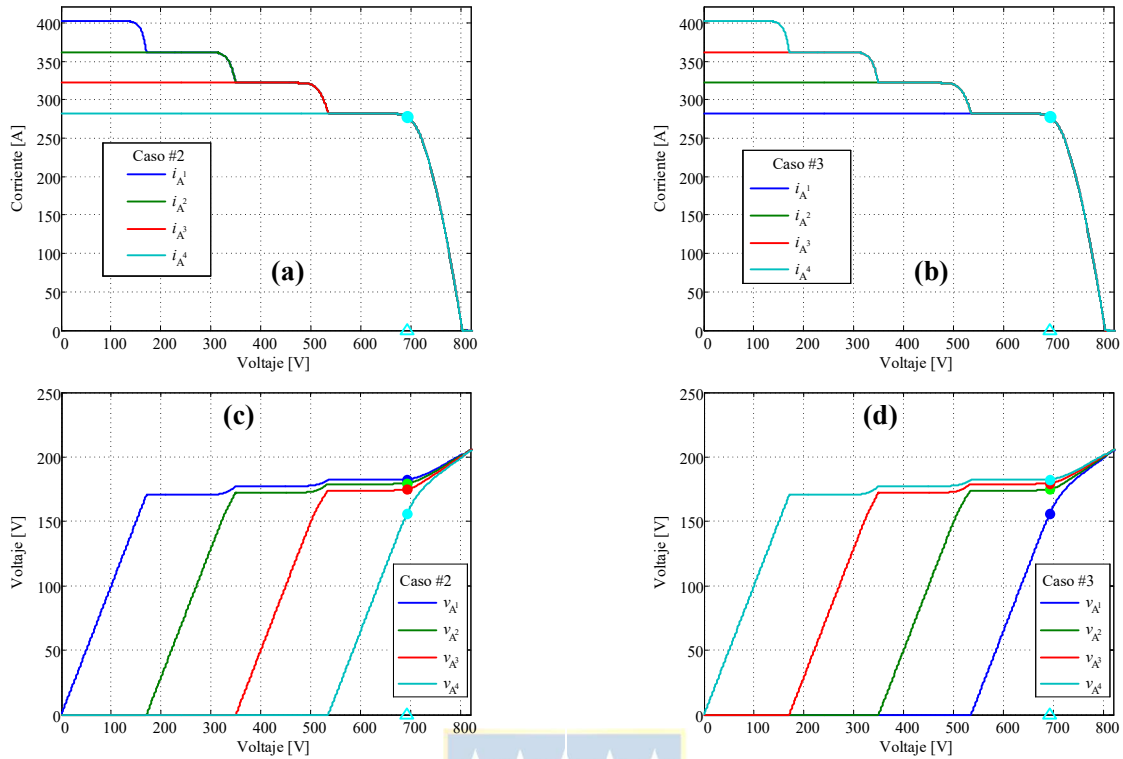


Fig. 4.15 Curva de corriente y voltaje de cada sub-arreglo frente a cambios de radiación y temperatura constante.

(a) Corriente Caso #2. (b) Corriente Caso #3. (c) Voltaje Caso #2. (d) Voltaje Caso #3.

El algoritmo de M_{PPT} basado en celdas de medición se basa en el principio de operación de las celdas fotovoltaicas, para obtener una estimación de la temperatura y la irradiancia de operación de un arreglo de celdas fotovoltaicas. El algoritmo utiliza dos celdas de medición (o de referencia), una operando en circuito abierto (OC) y otra operando en cortocircuito (SC), con los datos sensados en las celdas de medición, más la ayuda del modelo matemático es posible estimar G_{MPP} y por lo tanto estimar el voltaje de operación óptimo.

Si se utiliza una celda en SC (Fig. 2.1 o Fig. 2.2), el voltaje de salida de esta (v_{cell}) es cero, además como $R_s \ll R_{sh}$ la corriente i_{ph} generada por la fuente de corriente interna de la celda, opta por tomar la ruta de menor resistencia, por lo tanto según la ecuación (2.6) la corriente generada por la celda es: $i_{cell} = i_{sc} \approx i_{ph}$. La corriente i_{sc} es medible, basta con conocer los parámetros I_{sc0} , C_t , T_{ref} y S_O de la celda (Tabla 4.3), y utilizar un amperímetro para medir i_{sc} para poder estimar la radiación (\hat{S}) a la cual está sometida la celda de referencia como se indica en la ecuación (4.17).

$$S \approx \hat{S} = \frac{S_O}{I_{sc0}} (i_{sc} - C_t(\hat{T} - T_{ref})). \quad (4.17)$$

Debido a que la temperatura de la celda no se conoce, esta también se debe estimar (\hat{T}), para ello se utiliza una celda de medición operando en OC, en tal condición de operación $i_{cell} = 0$ y $v_{cell} = v_{oc}$, en este caso se mide el v_{oc} por lo tanto, a partir de la ecuación (2.6) se puede estimar la temperatura de la siguiente forma:

$$T \approx \hat{T} = -\frac{qv_{oc}}{nK} \ln^{-1} \left(\frac{I_{sco} \frac{\hat{S}}{S_o} - \frac{v_{oc}}{R_{sh}} + I_o}{I_o} \right). \quad (4.18)$$

Se asume que las celdas de medición están una al lado de la otra y como son tan pequeñas (15cmx15cm aprox.) están sometidas a las mismas condiciones ambientales, por ende, al realizar la estimación es válido asumir que las dos operan a una temperatura \hat{T} y con la misma irradiancia \hat{S} .

Como se puede ver en Fig. 4.14 (b), los puntos de máxima potencia ocurren cuando $\partial P_{pv}/\partial v_{pv}=0$, al derivar la ecuación (2.6) se obtiene:

$$\frac{\partial P_{cell}}{\partial v_{cell}} = \frac{\partial(i_{cell}v_{cell})}{\partial v_{cell}} = i_{cell} + v_{cell} \frac{\partial i_{cell}}{\partial v_{cell}} \quad (4.19)$$

al evaluarla en el MPP ($i_{cell}=i_{mpp}$, $v_{cell}=v_{mpp}$ y $\partial P_{pv}/\partial v_{pv}=0$) se cumple:

$$i_{mpp} = -v_{mpp} \frac{\partial i_{mpp}}{\partial v_{mpp}} \quad (4.20)$$

Por lo tanto, una vez obtenidas las mediciones del v_{oc} e i_{sc} y estimar las condiciones climáticas, el v_{mpp} se puede calcular de la siguiente forma:

$$v_{mpp} \approx \hat{v}_{mpp} = v_{oc} - \frac{nK\hat{T}}{q} \ln \left(\hat{v}_{mpp} \frac{q}{nK\hat{T}} + 1 \right) \quad (4.21)$$

Para un arreglo de N_s celdas conectadas en serie la estimación del voltaje en el punto de máxima potencia es: $\hat{V}_{mpp} = N_s \cdot \hat{v}_{mpp}$. Por lo tanto, los algoritmos M_{PPT} tradicionales se pueden utilizar considerando \hat{V}_{mpp} como condición inicial y convergerán al punto de máxima potencia.

Para estimar el voltaje del punto de máxima potencia global (G_{vmpp}) de un arreglo compuesto 4 sub-arreglos es necesario realizar la estimación de cada sub arreglo y probar las diferentes posibles combinaciones, por lo tanto es necesario asignar un valor de v_{pv} que esté entre 0 y el voltaje de circuito abierto global (\hat{G}_{vcc}), y resolver el sistema matemático que estima el voltaje y potencia para cada punto (4.22). Luego se deben guardar los datos del punto que genere mayor potencia. En la Fig. 4.16 se muestra el algoritmo que estima el voltaje y la potencia en el punto de máxima potencia y utilizar

esa estimación como condición inicial para un algoritmo de MPPT tradicional para poder operar en el G_{MPP} .

$$i_A^x = I_{sco} \frac{\hat{S}^x}{S_o} N_p + C_t (\hat{T}^x - T_{ref}) N_p - I_o N_p \left(e^{\left(\frac{v_T^x / N_s}{nk \hat{T}^x} q \right)} - 1 \right) - \frac{v_T^x / N_s}{R_{sh} N_p}$$

$$v_T^x = v_A^x + \frac{N_s i_A^x}{N_p}$$

$$v_{pv} = \sum_{x=1}^n v_A^x, \quad n=4, \quad x=1,2,3,4$$

$$i_{pv} = \max \{ i_A^1, i_A^2, i_A^3, i_A^4 \}$$
(4.22)

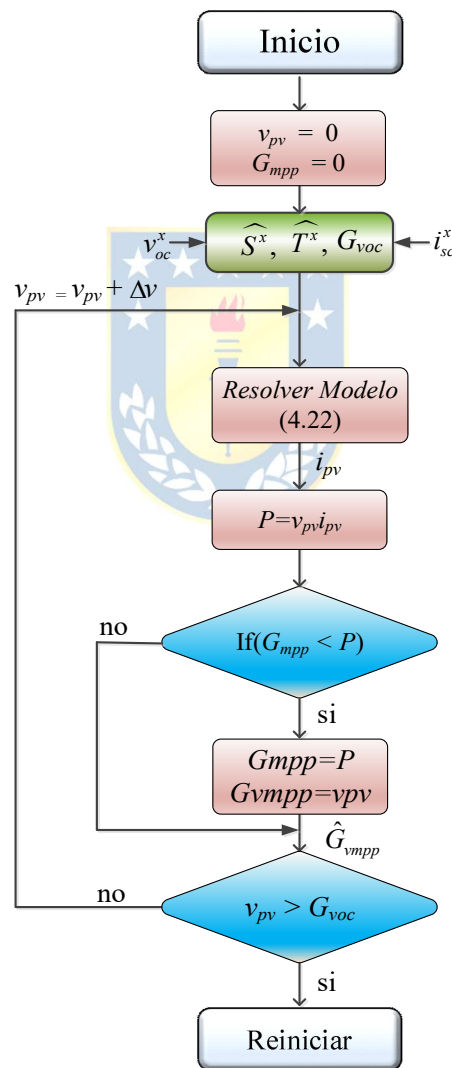


Fig. 4.16 Diagrama del algoritmo para estimación voltaje de máxima potencia para un arreglo PV.

4.3.2 Control de tensión DC

El control de voltaje del enlace DC se realiza en base a la energía almacenada en los capacitores del enlace DC, para efectos de la modelación del sistema se considerará que los dos capacitores operan como un gran almacenador de energía, si (C_p y C_n) tienen igual capacitancia (C), el circuito equivalente del lado continuo del sistema sería el presentado en la Fig. 4.17. La energía almacenada en los capacitores está dada por la diferencia de la potencia DC generada por el arreglo fotovoltaico ($P_{pv}=v_{pv}i_{pv}$) y la potencia en el lado DC del convertidor (4.16), el capacitor equivalente tiene una capacidad de $C/2$ debido a que están conectados en serie, por lo tanto, la energía almacenada en los capacitores del enlace DC está dada por la ecuación (4.23).

$$\frac{C}{4} \frac{dv_{pv}^2(t)}{dt} = P_{pv}(t) - P_{dc}^i(t). \quad (4.23)$$

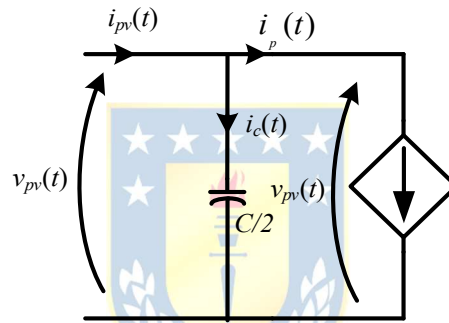


Fig. 4.17 Circuito equivalente del lado DC de la Topología NPC.

Si se considera que las pérdidas del convertidor son despreciables (switches ideales) entonces se puede asumir que la potencia del lado alterno del inversor (4.11) es idéntica a la potencia del lado continuo. Por otro lado, si los capacitores se consideran ideales, es decir, tampoco poseen pérdidas; la energía de los capacitores está dada por (4.11).

$$\frac{C}{4} \frac{dv_{pv}^2(t)}{dt} \approx P_{pv}(t) - \frac{3}{2} v_s^d i^d. \quad (4.24)$$

La potencia generada por el arreglo solar es una función no lineal que depende de las condiciones ambientales, que no son manipulables, por lo tanto es considerada como una perturbación medible. El lazo de control del voltaje DC se presenta en la Fig. 4.18.

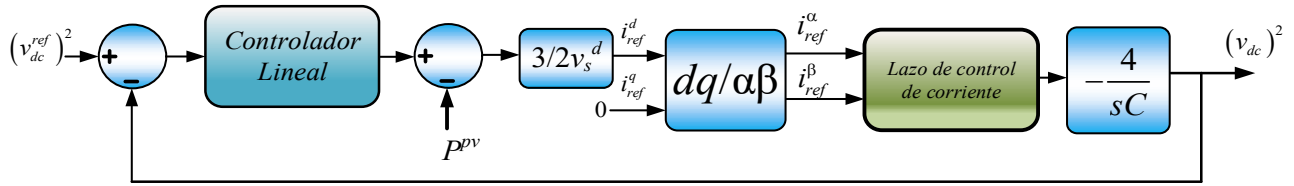


Fig. 4.18 Lazo de control de tensión DC del NPC.

Si la dinámica del lazo de control de corriente es a lo menos 10 veces más rápido que el control de tensión, se puede despreciar la dinámica de este y el lazo de control de tensión se puede simplificar a lo presentado en la Fig. 4.19.

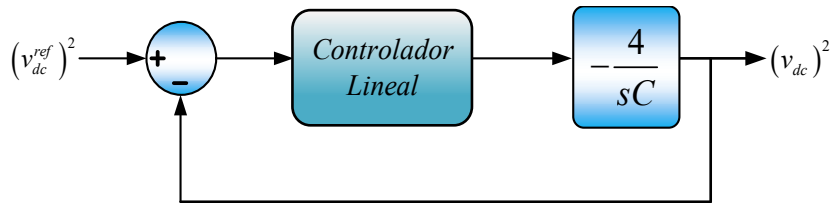


Fig. 4.19 Lazo de control de tensión DC del NPC simplificado.

Al realizar la discretización de la planta equivalente en el lado DC ($h_{yu}(s) = -4/sC$), utilizando la discretización de Euler (4.25), se obtiene $h_{yu}(z)$ mostrado en la ecuación (4.26). El sistema $h_{yu}(z)$ es inestable para valores de k_c positivos ya que las ramas del lugar geométrico de las raíces (LGR) presentado en la Fig. 4.20 están fuera del círculo unitario. Por lo tanto, para poder estabilizar el sistema, el controlador se debe sintonizar con una ganancia negativa.

$$\frac{d}{dt} x(t) \approx \frac{x(k+1) - x(k)}{T_s} \Rightarrow s \approx \frac{z-1}{T_s}, \tag{4.25}$$

$$h_{yu}(z) = \frac{-4CT_s}{z-1}. \tag{4.26}$$

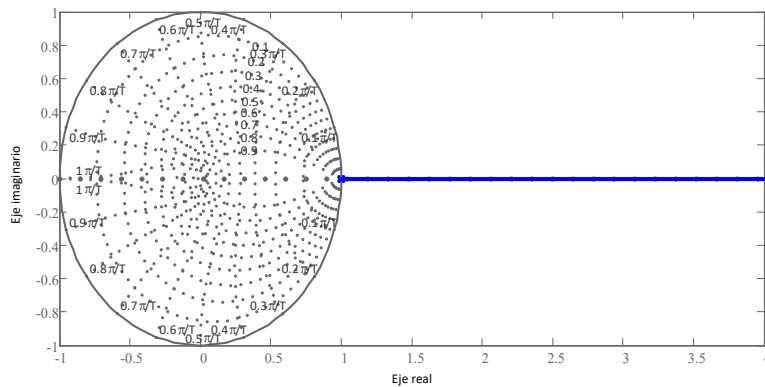


Fig. 4.20 LGR del sistema equivalente en el lado DC del NPC en lazo abierto.

El controlador lineal discreto ($h_c(z)$) utilizado es un controlador proporcional integral (4.27), cuyos parámetros se pueden ver en la Tabla 4.5.

$$h_c(z) = k_c \frac{\left(1 + \frac{T_s}{2T_i}\right) + \left(-1 + \frac{T_s}{2T_i}\right)z^{-1}}{1 - z^{-1}}. \quad (4.27)$$

TABLA 4.5 Parámetros del controlador lineal (PI) para el control de voltaje DC.

| Parámetro | Valor | |
|-----------|----------|------|
| T_s | 1 | ms |
| k_c | -1.07036 | p.u. |
| T_i | 0.005 | p.u. |

Al cerrar el lazo con $h_c(z)$ se obtiene un sistema cuyo LGR y diagrama de bode se ilustran en la Fig. 4.21, donde se resalta el margen de fase (P.M.) y margen de ganancia (G.M.) del sistema en LC. Se puede apreciar que el sistema es estable, además posee bajo sobrepaso (S.P.) y un bajo tiempo de asentamiento ante entrada escalón como lo muestra la respuesta a entrada escalón presentada en la Fig. 4.22.

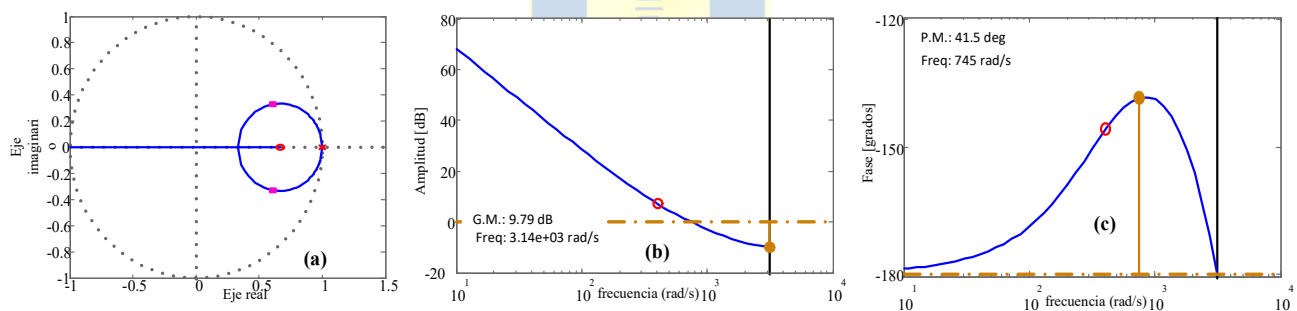


Fig. 4.21 LGR y Diagrama de Bode del sistema equivalente en el lado DC del NPC en lazo cerrado.

(a) Lugar geométrico de las raíces. (b) Magnitud del Bode. (c) Fase del Bode.

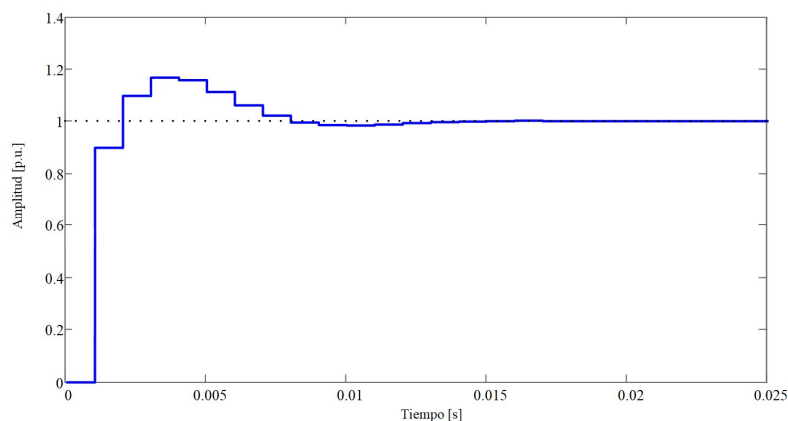


Fig. 4.22 Respuesta a impulso del sistema de control de tensión DC en lazo cerrado

4.3.3 Algoritmos de control de corriente y desbalance de los capacitores

Para controlar la corriente inyectada a la red eléctrica se desarrollaron dos algoritmos de control predictivo basado en el modelo matemático, un algoritmo es modulado y se nombró “Fast Finite Set Model Predictive Control” (FFS-MPC) y el otro no es modulado y se nombró “No Iterations Model Predictive Control” (NI-MPC). Para realizar el control primero se discretizó el modelo matemático de la corriente en ejes $\alpha\beta$ encontrado en la ecuación (4.7) mediante la discretización de Euler hacia adelante (4.25), dando como resultado la estimación o predicción de la corriente en el siguiente tiempo de muestreo ($\hat{\mathbf{i}}^{\alpha\beta}(k+1)$), la cual depende de la corriente actual, el voltaje de red actual y del voltaje aplicado por el inversor como se puede ver en la ecuación (4.28). La corriente $\mathbf{i}^{\alpha\beta}(k)$ y el voltaje $\mathbf{v}_s^{\alpha\beta}(k)$ son variables medibles y el voltaje $\mathbf{v}^{\alpha\beta}(k)$ se puede estimar en base al ST aplicado y a la tensión de los capacitores que también es medible.

$$\mathbf{i}^{\alpha\beta}(k+1) \approx \hat{\mathbf{i}}^{\alpha\beta}(k+1) = \mathbf{i}^{\alpha\beta}(k) \left(1 - \frac{T_s R}{L}\right) + \frac{T_s}{L} (\mathbf{v}^{\alpha\beta}(k) - \mathbf{v}_s^{\alpha\beta}(k)). \quad (4.28)$$

Con el fin de compensar el tiempo de retardo por cálculo intrínseco en los sistemas digitales, se realiza la predicción de la corriente dos tiempos de muestreo más adelante ($\mathbf{i}^{\alpha\beta}(k+2)$), la cual depende de la corriente y el voltaje de red en el siguiente tiempo de muestreo ($k+1$) y del voltaje que aplicará por el inversor $\mathbf{v}^{\alpha\beta}(k+1)$ como se puede ver en la ecuación (4.29).

$$\mathbf{i}^{\alpha\beta}(k+2) \approx \hat{\mathbf{i}}^{\alpha\beta}(k+2) = \mathbf{i}^{\alpha\beta}(k+1) \left(1 - \frac{T_s R}{L}\right) + \frac{T_s}{L} (\mathbf{v}^{\alpha\beta}(k+1) - \mathbf{v}_s^{\alpha\beta}(k+1)). \quad (4.29)$$

Al despejar el voltaje que debe aplicar el NPC y reemplazar el valor de la predicción de corriente por el valor de la referencia ($\hat{\mathbf{i}}^{\alpha\beta}(k+2) = \mathbf{i}_{ref}^{\alpha\beta}(k+2)$) se obtiene la ecuación (4.30) que indica el valor del voltaje que debe generar el inversor para alcanzar el nivel de corriente deseado.

$$\mathbf{v}^{\alpha\beta}(k+1) = \frac{L}{T_s} \mathbf{i}_{ref}^{\alpha\beta}(k+2) + \left(R - \frac{L}{T_s}\right) \hat{\mathbf{i}}^{\alpha\beta}(k+1) + \hat{\mathbf{v}}_s^{\alpha\beta}(k+1). \quad (4.30)$$

Para poder computar la ecuación (4.30) es necesario conocer el valor de la referencia futura ($\mathbf{i}_{ref}^{\alpha\beta}(k+2)$), la cual se puede estimar haciendo uso de la extrapolación de Lagrange [52] para señales sinusoidales (4.31), extrapolación que también se puede utilizar para estimar el valor futuro de la tensión AC ($\hat{\mathbf{v}}_s^{\alpha\beta}(k+1)$), por otro lado, ya se había encontrado una expresión para estimar $\hat{\mathbf{i}}^{\alpha\beta}(k+1)$.

$$x(k+1) = 3x(k) - 3x(k-1) + x(k-2). \quad (4.31)$$

Como se mostró anteriormente en la Fig. 4.6, el NPC solo puede generar valores discretos de tensión a la salida, por lo tanto, es muy poco probable que $v^{\alpha\beta}(k+1)$ sea idéntico a uno de los voltajes válidos del convertidor. Por lo tanto, es necesario ajustar el nivel de tensión requerido a algún valor permitido por el inversor para lograr determinar el estado ST que se necesita aplicar para llegar a la referencia deseada. En la ecuación (4.13) se presentó el comportamiento matemático de la corriente en los capacitores, al discretizarlas se puede obtener la estimación del valor futuro de la tensión en cada capacitor (4.32).

$$\begin{aligned} v_p(k+1) &\approx \hat{v}_p(k+1) = v_p(k) + \frac{T_s}{C_p} (i_{pv}(k) - i_p(k)), \\ v_n(k+1) &\approx \hat{v}_n(k+1) = v_n(k) + \frac{T_s}{C_n} (i_{pn}(k) - i_n(k)). \end{aligned} \quad (4.32)$$

El valor futuro de la tensión en cada capacitor depende del valor actual de la tensión en el capacitor, del valor actual de la corriente fotovoltaica ($i_{pv}(k)$), de las corrientes de red actuales $\mathbf{i}^{abc}(k)$ y del estado ST aplicado, ya que $i_p(k)$ e $i_n(k)$ dependen de éstos, como se mostró en (4.14). Además de controlar la corriente el algoritmo debe seleccionar el futuro estado ST a aplicar que minimice el desbalance de tensión de los capacitores, por lo que a partir de la diferencia de voltaje de los capacitores se estima el valor futuro del desbalance de estos (4.33).

$$\Delta v_{dc}(k+1) \approx \Delta \hat{v}_{dc}(k+1) = \hat{v}_p(k+1) - \hat{v}_n(k+1) = v_p(k) - v_n(k) + \frac{T_s}{C} (i_n(k) - i_p(k)). \quad (4.33)$$

Al estimar el desbalance en dos tiempos de muestro más adelante ($\Delta v_{dc}(k+2)$) se obtiene (4.34).

$$\Delta \hat{v}_{dc}(k+2) = \Delta \hat{v}_{dc}(k+1) + \frac{T_s}{C} (\hat{i}_n(k+1) - \hat{i}_p(k+1)) \quad (4.34)$$

Con las ecuaciones (4.30) y (4.34) se puede predecir el estado óptimo que se debe aplicar para satisfacer los dos objetivos del control que son: generar la corriente de referencia y minimizar el desbalance de tensión en los capacitores. Para ello se desarrollaron los algoritmos NI-MPC y el FFS-MPC, cuyos desarrollos se presentan a continuación.

A. Algoritmo NI-MPC

Este algoritmo utiliza la ecuación (4.30) para determinar el valor del voltaje necesario a aplicar y luego busca dentro de los 18 posibles voltajes del convertidor el voltaje que más se asemeje al calculado. Para poder determinar el voltaje más próximo a lo necesitado, cada posible voltaje se encierra en una región de convergencia hexagonal, generando una figura similar a un panal de abejas como se muestra en la Fig. 4.23.

Las 19 rectas que dividen los voltajes válidos en forma de panal de abeja se denominan R^i con $i = \{0, 1, 2, \dots, 19\}$. Para $i = \{0, 2, \dots, 12\}$ las rectas poseen pendiente positiva, para $i = \{1, 3, \dots, 13\}$ las rectas poseen pendiente negativa y para $i = \{14, 15, \dots, 19\}$ son las rectas son verticales. La caracterización matemática de cada recta está dada por la función de primer orden descrita en la ecuación (4.35):

$$R^i : v^\beta = m^i v^\alpha + b_i. \quad (4.35)$$

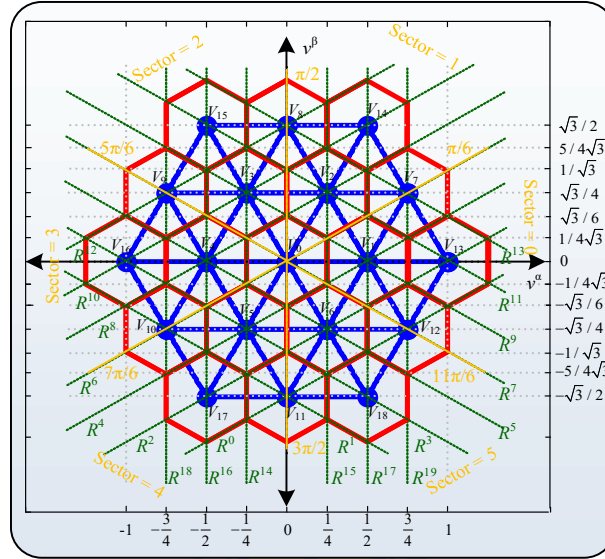


Fig. 4.23 Voltajes del NPC encerrados como panal de abejas.

Una vez que se calcula $v^{\alpha\beta}(k+1)$, se le calcula el módulo (M) normalizado y el ángulo (θ) de este como se muestra en la ecuación (4.36).

$$M = \left\| \mathbf{v}_s^{\alpha\beta}(k) \right\|_2^2, \quad \theta = \arg \{ \mathbf{v}^{\alpha\beta} \} = \text{sgn}(v^\beta) \arccos \left(\frac{v^\alpha}{|\mathbf{v}^{\alpha\beta}|} \right) \quad (4.36)$$

Con el valor de θ se puede determinar en qué sector está ubicado el voltaje, la clasificación se muestra en la ecuación (4.37) y se puede ver en la Fig. 4.23.

$$\left\{ \begin{array}{ll} \text{Sector} = 0, & \text{si } -\pi/6 \leq \theta < \pi/6 \\ \text{Sector} = 1, & \text{si } \pi/6 \leq \theta < \pi/2 \\ \text{Sector} = 2, & \text{si } \pi/2 \leq \theta < 5\pi/6 \\ \text{Sector} = 3, & \text{si } 5\pi/6 \leq \theta < 7\pi/6 \\ \text{Sector} = 4, & \text{si } 7\pi/6 \leq \theta < 3\pi/2 \\ \text{Sector} = 5, & \text{si } 3\pi/2 \leq \theta < 11\pi/6 \end{array} \right. \quad (4.37)$$

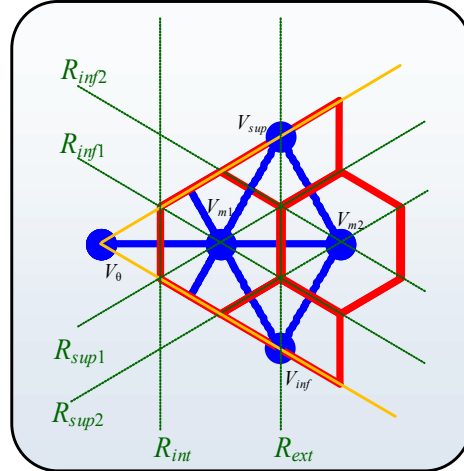


Fig. 4.24 Zoom del sector de los posibles voltajes del NPC.

Todos los sectores tienen la misma estructura, poseen 6 rectas llamadas: R_{int} , R_{ext} , R_{sup1} , R_{sup2} , R_{inf1} , R_{inf2} , que separan los diferentes voltajes válidos (V_{sup} , V_{inf} , V_0 , V_{m1} , V_{m2}) como se ve en la Fig. 4.24. Las 6 rectas se pueden configurar para cada sector como se indica en la siguiente tabla:

TABLA 4.6 Asignación de rectas según sector.

| Sector | R_{int} | R_{ext} | R_{inf1} | R_{inf2} | R_{sup1} | R_{sup2} |
|--------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|
| 0 | R^{14} | R^{16} | R^9 | R^{11} | R^4 | R^2 |
| 1 | R^9 | R^{13} | R^8 | R^{10} | R^{15} | R^{17} |
| 2 | R^8 | R^{12} | R^{14} | R^{16} | R^9 | R^{11} |
| 3 | R^{14} | R^{18} | R^5 | R^3 | R^8 | R^{10} |
| 4 | R^1 | R^5 | R^4 | R^2 | R^{14} | R^{16} |
| 5 | R^4 | R^0 | R^{15} | R^{17} | R^7 | R^5 |

Las rectas se pueden caracterizar de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 R^{2l+1} : v^\beta &= -\frac{1}{\sqrt{3}}v^\alpha + \frac{l-3}{2\sqrt{3}}, & l &= \{0,1,\dots,6\} \\
 R^{2l} : v^\beta &= \frac{1}{\sqrt{3}}v^\alpha + \frac{l-3}{2\sqrt{3}}, & l &= \{0,1,\dots,6\} \\
 R^{14} : v^\alpha &= -\frac{1}{4}, & R^{15} : v^\alpha &= \frac{1}{4}, & R^{16} : v^\alpha &= -\frac{1}{2} \\
 R^{17} : v^\alpha &= \frac{1}{2}, & R^{18} : v^\alpha &= -\frac{3}{4}, & R^{19} : v^\alpha &= \frac{3}{4}
 \end{aligned} \tag{4.38}$$

Al utilizar coordenadas polares, empleando la siguiente sustitución:

$$\begin{aligned}
 v^\alpha &= r_i \cos(\theta), & i &= \{0,1,\dots,13\} \\
 v^\beta &= r_i \sin(\theta), & i &= \{0,1,\dots,13\}
 \end{aligned} \tag{4.39}$$

las rectas quedan representadas de la siguiente manera:

$$r_{2l+1} = \frac{1}{4} \frac{l-3}{\sin(\theta + \pi/6)}, l = \{0,1,\dots,6\}$$

$$r_{2l} = \frac{1}{4} \frac{l-3}{\sin(\theta - \pi/6)}, l = \{0,1,\dots,6\}.$$
(4.40)

Para decidir cuál es el voltaje a aplicar, se emplea una serie de reglas que se muestran en la Fig. 4.25(a), estas reglas son necesarias para poder determinar la “ubicación” la cual se puede determinar en base al módulo y fase del voltaje. En primer lugar, en base al ángulo del voltaje, se seleccionan las rectas a utilizar; en segundo lugar, se compara el módulo del voltaje con las rectas y si se cumplen las reglas presentadas se puede determinar el voltaje del convertidor que minimiza el error entre el voltaje óptimo a aplicar y el voltaje aplicable. Una vez que se determina el voltaje a aplicar se debe seleccionar el estado óptimo de cada pierna (s^{kj}) que genere el voltaje requerido. Como se mostró anteriormente en la Tabla 4.1 hay voltajes que se pueden aplicar con solo un estado (voltajes largos e intermedios), otros voltajes se pueden aplicar con dos estados (voltajes cortos) y el voltaje nulo se puede aplicar con tres posibles estados. Para los casos en que hay más de un estado posible, se evalúa la función de costo (4.41) dos o tres veces para seleccionar el estado que minimice el funcional de costo.

$$g = \left| \Delta \hat{v}_{dc}(k+2) \right|.$$
(4.41)

El diagrama de flujo completo del algoritmo NI-MPC se muestra en la Fig. 4.25(b), primero se selecciona el voltaje óptimo sin la necesidad de iteraciones y si el voltaje se puede aplicar con más de un estado, se selecciona aquel que minimiza el desbalance de voltaje en los capacitores del enlace DC, de esta manera se satisfacen los dos objetivos de control.

El algoritmo NI-MPC no debe iterar misma cantidad de veces que el FS-MPC para determinar el estado óptimo a aplicar y a pesar de que el NI-MPC necesita realizar cálculos con funciones trigonométricas (que son computacionalmente más costosas que las sumas o multiplicaciones), en total se requiere un menor tiempo de cálculo computacional (solo 8.75μs), el algoritmo NI-MPC requiere aproximadamente un 20% del tiempo que tarda el algoritmo FS-MPC cuyo costo computacional se puede ver en la Tabla 1.1, la Tabla 4.7 presenta el tiempo de cálculo aproximado del algoritmo si se ejecuta en una DSP TMS320F28335 [53].

TABLA 4.7 Costo computacional del algoritmo NI-MPC.

| Algoritmo | Operación | Número de operaciones | Tiempo de computo |
|-----------|---|-----------------------|-------------------|
| NI-MPC | Calculo directo del voltaje óptimo | | |
| | Sumas | 17 | 26.7 ns×17×1 |
| | Restas | 22 | 33.4 ns×22×1 |
| | Multiplicaciones | 53 | 60.0 ns×53×1 |
| | Divisiones | 3 | 220 ns×3×1 |
| | For, if, y otras instrucciones simples | 27 | 26.7 ns×27×1 |
| | arccos(·) | 1 | 410 ns×1×1 |
| | sin(·) | 2 | 410 ns×2×1 |
| | Modulo | 1 | 280 ns×1×1 |
| | Tiempo Total | | |

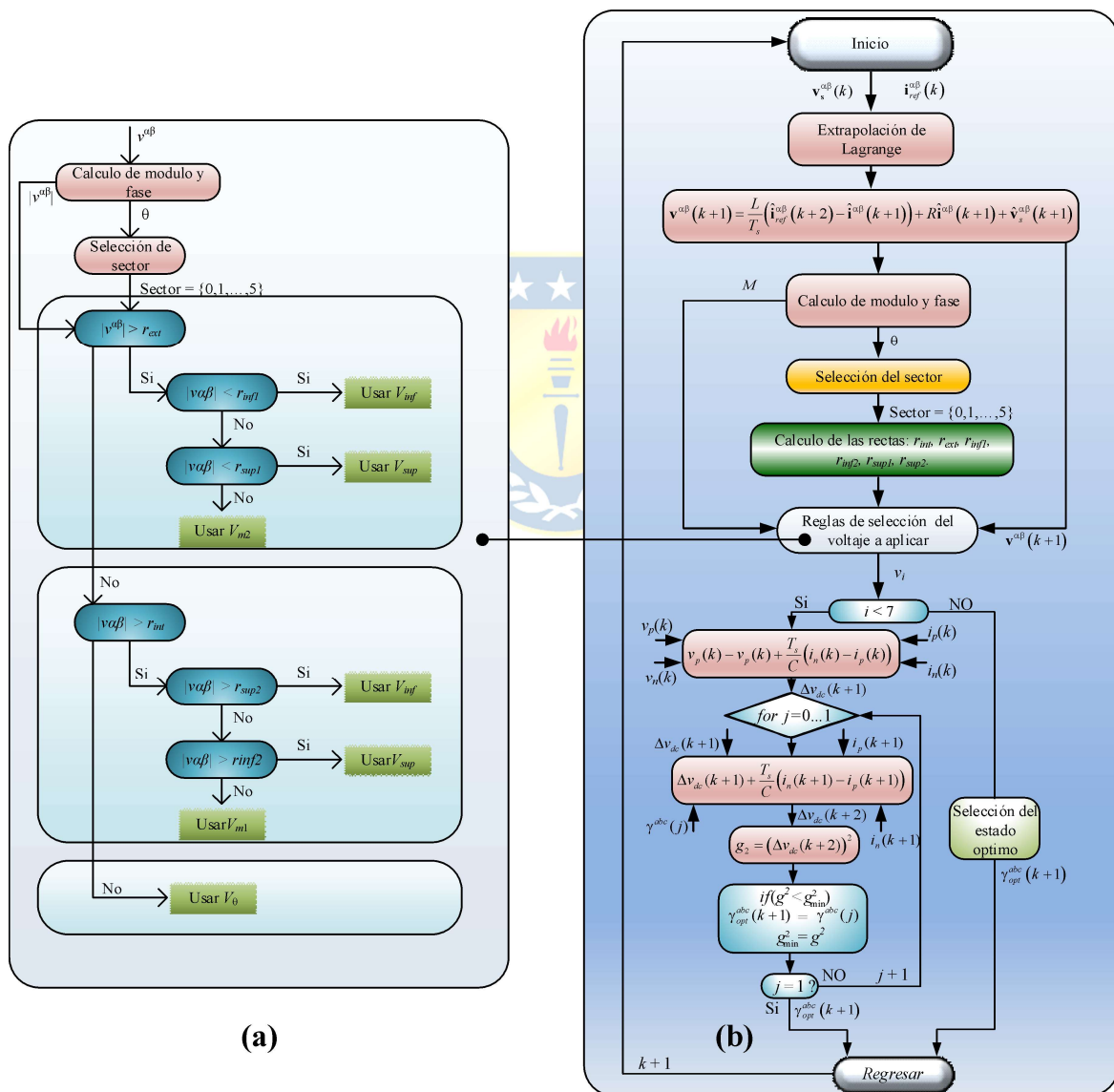


Fig. 4.25 Algoritmo NI-MPC.

(a) Reglas para selección de voltaje a aplicar. (b) Diagrama de flujo del algoritmo.

B. Algoritmo FFS-MPC

Este utiliza la ecuación (4.30) para determinar el valor del voltaje necesario a aplicar. A diferencia del FS-MPC o el NI-MPC, el FFS-MPC [54] aplica el voltaje $\mathbf{v}^{\alpha\beta}(k+1)$ calculado utilizando la modulación Space Vector Modulation (SVM) garantizando una frecuencia de conmutación fija, lo que ayuda a simplificar el diseño de los filtros de salida, lo cual es una gran ventaja en comparación a los algoritmos FS-MPC o NI-MPC que no poseen una frecuencia de conmutación fija, sino que poseen un espectro armónico disperso, lo que dificulta, entre otras cosas, el diseño de los filtros pasivos.

El algoritmo FFS-MPC emula el voltaje estimado $\hat{\mathbf{v}}^{\alpha\beta} = \mathbf{v}^{\alpha\beta}(k+1)$ utilizando tres voltajes válidos del convertidor ($\mathbf{v}_1^{\alpha\beta}$, $\mathbf{v}_2^{\alpha\beta}$, y $\mathbf{v}_3^{\alpha\beta}$) durante un periodo de tiempo cada uno como lo indica la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} T_s \hat{\mathbf{v}}^{\alpha\beta} &= T_1 \mathbf{v}_1^{\alpha\beta} + T_2 \mathbf{v}_2^{\alpha\beta} + T_3 \mathbf{v}_3^{\alpha\beta} \\ T_1 + T_2 + T_3 &= T_s \end{aligned} \quad (4.42)$$

El tiempo de muestreo (T_s) que utilice el algoritmo determinará la frecuencia de conmutación ($f_{sw}=1/T_s$). Al igual que en el algoritmo NI-MPC, se necesita determinar los voltajes válidos a aplicar, como se puede ver en la Fig. 4.26(a) el NPC puede generar 19 voltajes; para determinar los tres voltajes a utilizar se aísla a $\hat{\mathbf{v}}^{\alpha\beta}$ en un triángulo como se muestra en la Fig. 4.26(c), luego cada uno de los vértices se escoge como ($\mathbf{v}_1^{\alpha\beta}$, $\mathbf{v}_2^{\alpha\beta}$, y $\mathbf{v}_3^{\alpha\beta}$). Para determinar en qué triángulo se encuentra ubicado $\hat{\mathbf{v}}^{\alpha\beta}$ se utilizan coordenadas polares y luego en base al módulo (M) y el ángulo (θ) de $\hat{\mathbf{v}}^{\alpha\beta}$ este se determina el triángulo a ocupar. Según el θ se determina la zona en que se encuentra ubicado $\hat{\mathbf{v}}^{\alpha\beta}$ como se muestra en la ecuación (4.43), cada zona se divide en 4 triángulos como se muestra en la Fig. 4.26(b), finalmente se selecciona el triángulo que contiene a $\hat{\mathbf{v}}^{\alpha\beta} = \hat{V}^\alpha + j\hat{V}^\beta$ en base a las reglas presentadas en la Fig. 4.27(a), conocido el triángulo a usar se asignan los voltajes a aplicar.

$$\left\{ \begin{array}{lll} \text{Zona} = 0, & \text{si} & 0 \leq \theta < \pi/3 \\ \text{Zona} = 1, & \text{si} & \pi/3 \leq \theta < 2\pi/3 \\ \text{Zona} = 2, & \text{si} & 2\pi/3 \leq \theta < \pi \\ \text{Zona} = 3, & \text{si} & \pi \leq \theta < 4\pi/3 \\ \text{Zona} = 4, & \text{si} & 4\pi/3 \leq \theta < 3\pi/2 \\ \text{Zona} = 5, & \text{si} & 3\pi/2 \leq \theta < 2\pi \end{array} \right. \quad (4.43)$$

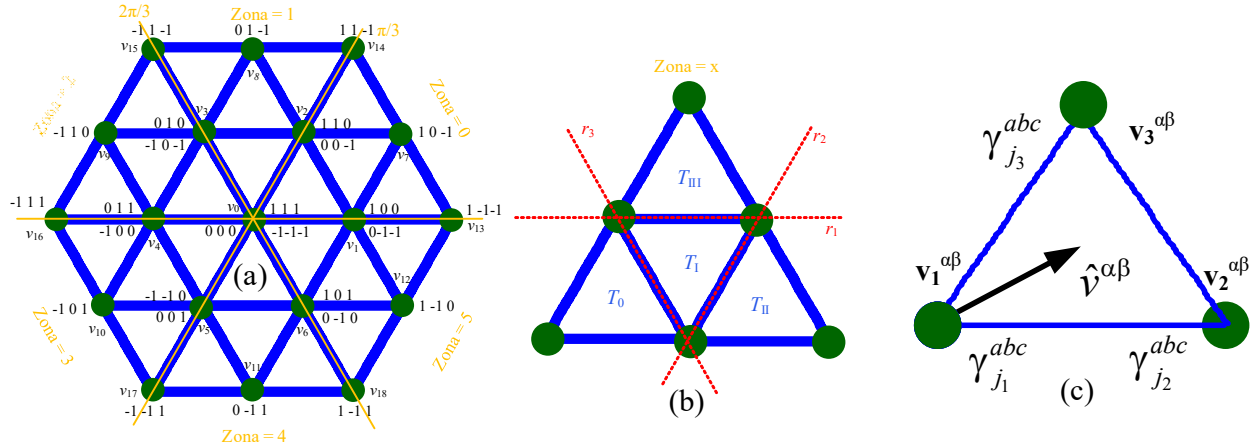


Fig. 4.26 Modulación SVM del algoritmo FFS-MPC.

(a) Estados y voltajes válidos del NPC en $\alpha\beta$. (b) Triángulos de cada sector. (c) Voltajes a aplicar con SVM.

Una vez que se seleccionan los voltajes ($v_1^{\alpha\beta}$, $v_2^{\alpha\beta}$, y $v_3^{\alpha\beta}$) se debe calcular el tiempo que se debe aplicar cada voltaje para que el promedio de como resultado el voltaje estimado, los tiempos se calculan de la siguiente forma:

$$T_1 = \frac{T_s \left((\hat{V}^\beta - V_3^\beta)(V_2^\alpha - V_3^\alpha) - (\hat{V}^\alpha - V_3^\alpha)(V_2^\beta - V_3^\beta) \right)}{\left((V_1^\beta - V_3^\beta)(V_2^\alpha - V_3^\alpha) - (V_1^\alpha - V_3^\alpha)(V_2^\beta - V_3^\beta) \right)} \quad (4.44)$$

$$T_2 = \frac{T_s \left(\hat{V}^\alpha - V_3^\alpha \right) - T_1 (V_1^\alpha - V_3^\alpha)}{(V_2^\alpha - V_3^\alpha)} \quad (4.45)$$

Como se mostró en la Tabla 4.1 hay voltajes que se pueden aplicar con solo un estado (voltajes largos e intermedios), otros voltajes se pueden aplicar con dos estados (voltajes cortos) y el voltaje nulo se puede aplicar con tres posibles estados. Para los casos en que hay más de un estado posible, se evalúa la función de costo (4.41) dos o tres veces para seleccionar el estado que minimice el funcional de costo. El diagrama de flujo completo del algoritmo FFS-MPC se muestra en la Fig. 4.27(b), primero calcula el voltaje óptimo sin la necesidad de iteraciones, luego se seleccionan los 3 voltajes que se deben aplicar y se calcula el tiempo que se debe aplicar cada uno de ellos, si el voltaje se puede aplicar con más de un estado, se selecciona aquel que minimiza el desbalance de voltaje en los capacitores del enlace DC, de esta manera se satisfacen los dos objetivos de control.

El algoritmo FFS-MPC no debe iterar misma cantidad de veces que el FS-MPC para determinar los estados óptimos a aplicar y a pesar de que el FFS-MPC necesita realizar cálculos con funciones trigonométricas (que son computacionalmente más costosas que las sumas o multiplicaciones), en total se requiere un menor tiempo de cálculo computacional (solo 6.72 μ s) para llegar a la respuesta, el algoritmo FFS-MPC requiere aproximadamente un 15% del tiempo que tarda

el algoritmo FS-MPC en llegar a la solución. La Tabla 4.8 presenta el tiempo de cálculo aproximado del algoritmo si se ejecuta en la DSP TMS320F28335 (los tiempos asociados a cada operación se obtuvieron del trabajo [53]), no se consideró el tiempo de adquisición de las mediciones ya que todos los algoritmos requieren la misma cantidad de variables sensadas.

Además de ser más rápido, como este algoritmo es modulado; genera una frecuencia de conmutación fija y se pueden obtener buenos resultados con un tiempo de muestreo mucho mayor a lo que necesita el FS-MPC tradicional, por ende, puede ser ejecutado por un procesador de bajo costo.

TABLA 4.8 Costo computacional del algoritmo FFS-MPC

| Algoritmo | Operación | Número de operaciones | Tiempo de computo |
|---|---|-----------------------|-------------------|
| Calculo directo del voltaje óptimo | | | |
| FFS-MPC | <i>Sumas</i> | 19 | 26.7 ns×19×1 |
| | <i>Restas</i> | 45 | 33.4 ns×45×1 |
| | <i>Multiplicaciones</i> | 51 | 60.0 ns×51×1 |
| | <i>Divisiones</i> | 3 | 220 ns×3×1 |
| | <i>For, if, y otras instrucciones simples</i> | 13 | 26.7 ns×13×1 |
| | <i>arccos(·)</i> | 1 | 410 ns×1×1 |
| | <i>Modulo</i> | 1 | 280 ns×1×1 |
| | Tiempo Total | | |

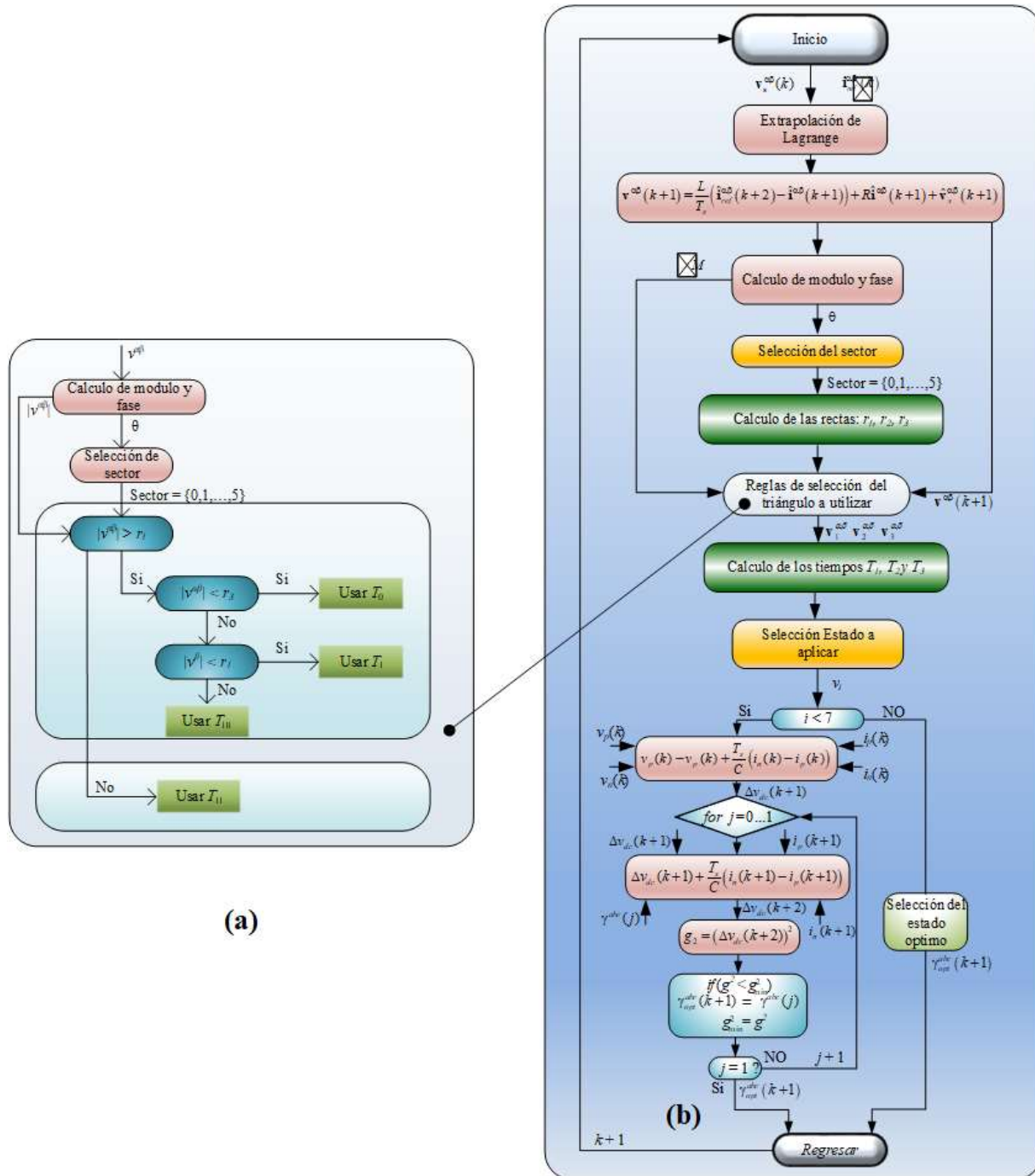


Fig. 4.27 Algoritmo FFS-MPC. (a) Reglas para selección del triángulo a utilizar. (b) Diagrama de flujo del algoritmo.

4.4. Simulación de una planta fotovoltaica

En esta sección se presentan los resultados de simulación obtenidos con el software PSIM para visualizar el comportamiento de cada una de las etapas de la planta fotovoltaica. En primer lugar se presentan los resultados obtenidos con cada uno de los algoritmos de control propuestos y luego se simula la planta completa.

4.4.1 Simulación del lazo de control de tensión

Para validar la correcta sintonización del lazo de control de tensión DC, se realiza una simulación del control del voltaje de enlace del convertidor NPC, para ello se utiliza la topología presentada en la Fig. 4.7, pero se reemplazan los módulos fotovoltaicos por una fuente de corriente continua de 280A, los parámetros utilizados en la simulación se presentan en la Tabla 4.9. En esta simulación se utilizó el algoritmo FS-MPC para controlar las corrientes y desbalance de tensiones DC.

TABLA 4.9 Parámetros de simulación para validación del control de voltaje DC.

| Parámetro | Valor | |
|-----------|-------|------------|
| L | 1 | mH |
| R | 0.5 | m Ω |
| C | 2.2 | mF |
| i_{pv} | 280 | A |
| v_s^a | 220 | Vrms |
| f_s | 50 | Hz |

Los resultados de simulación son presentados en la Fig. 4.28. Los cambios de la referencia del voltaje DC y el comportamiento de este se presentan en la Fig. 4.28(a). Se puede apreciar que el control es capaz de llevar el voltaje del enlace al valor de referencia deseado en un tiempo menor a un ciclo de la frecuencia de red (f_s) y con un sobrepaso menor al 20%, tal como se había diseñado. Por otro lado, los voltajes en los capacitores de enlace presentados en la Fig. 4.28 (b) permanecen balanceados a pesar del cambio del voltaje del enlace. El voltaje de enlace DC, se ve reflejado en la tensión de salida del NPC como se puede ver en la tensión entre las fases a y b (v^{ab}) ilustrado en la Fig. 4.28 (c). En la Fig. 4.28 (d) se puede apreciar que la corriente de salida inyectada a la red es prácticamente sinusoidal y está en fase con esta, por ende, el sistema opera con un factor de desplazamiento unitario, tal como se había impuesto. Basándose en los resultados obtenidos, se puede concluir que el lazo de control de tensión DC está modelado y sintonizado correctamente.

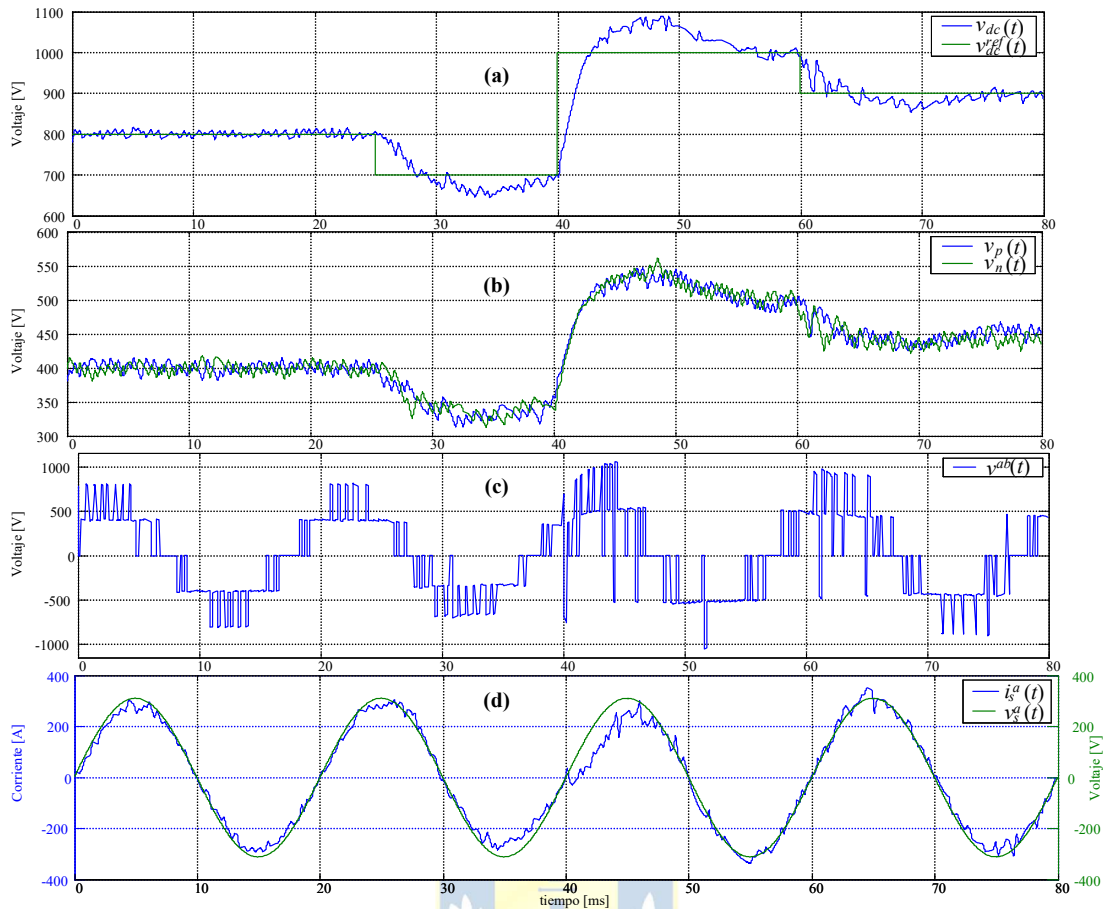


Fig. 4.28 Respuesta del lazo de control de tensión DC.

- (a) Tensión DC y su referencia. (b) Tensión en los capacitores. (c) Tensión entre líneas de la salida del NPC.
(d) Corriente y tensión de la fase a .

4.4.2 Simulación del algoritmo NI-MPC

Para validar el correcto funcionamiento del algoritmo de control predictivo propuesto se realiza una simulación del control de corriente y desbalance de los capacitores del enlace DC del convertidor NPC, para ello se utiliza la topología presentada en la Fig. 4.7, pero se reemplazan los módulos fotovoltaicos por una fuente de voltaje independiente, los parámetros utilizados en la simulación se presentan en la Tabla 4.10. Para realizar la simulación se realiza un cambio de referencia del tipo escalón en la corriente a los 40 ms, y la tensión DC se cambia de 800V a 960V de forma escalón a los 80ms de simulación, actuando como perturbación al lazo de control de corriente. Por último se impone como referencia operar con factor de desplazamiento unitario en todo momento. Los resultados de la simulación son presentados en la Fig. 4.29.

En la Fig. 4.29 (a) presenta un zoom de la componente directa de la referencia de corriente ($i_{ref}^d(t)$) y la corriente generada ($i^d(t)$), se puede apreciar que el sistema llega a la referencia en aproximadamente 1ms pasando de 420A a 616A, en la Fig. 4.29(b) se muestran las corrientes inyectadas a la red en ejes abc ($i^{abc}(t)$), las cuales están perfectamente balanceadas y desfasadas en 120° , se puede ver que las 3 cambian su amplitud a los 40ms siguiendo la referencia impuesta. La Fig. 4.29 (c) ilustra la tensión entre líneas generada por el inversor, se puede apreciar que posee una gran cantidad de cambios sin seguir un patrón fácil de distinguir, a los 40ms producto del cambio de referencia de corriente de distingue un cambio notorio en la conmutación y a los 80ms se aprecia un cambio en la amplitud de este debido a que se realiza un cambio escalón en la amplitud de la fuente de tensión DC, a pesar del abrupto cambio, las corrientes permanecen en el valor de referencia dado como se puede ver en la Fig. 4.29 (b). Las Fig. 4.29 (d) y Fig. 4.29 (e) muestran el contenido armónico que posee la corriente de la fase a y la tensión entre líneas generada por el NPC, se puede notar que los armónicos están totalmente dispersos al igual que la respuesta que se obtiene con el algoritmo FS-MPC, por otro lado, se puede distinguir que la corriente generada posee una buena calidad de forma de onda debido a que la distorsión armónica total de esta (THD_i) es solo de un 2.65%. En la Fig. 4.29(f) se muestra la corriente ($i^a(t)$) y el voltaje de red en la fase a ($v_s^a(t)$), se puede ver que están en fase y por ende se opera con un factor de desplazamiento unitario tal como se había impuesto. Finalmente, en la Fig. 4.29 (g) se aprecia que a pesar del cambio de referencia de corriente a los 40ms y el cambio en el nivel de la tensión DC a los 80ms, los capacitores tienen un nivel de tensión similar. Basándose en los resultados de simulación obtenidos, se puede concluir que el algoritmo FI-MPC satisface los objetivos de control propuestos y por ende se asume que el modelo matemático usado para el diseño del control está modelado correctamente.

TABLA 4.10 Parámetros de simulación para validación del algoritmo FFS-MPC.

| Parámetro | Valor |
|------------|----------------------|
| L | 1 mH |
| C | 9.4 mF |
| R | 0.5 Ω |
| f_s | 50 Hz |
| v_s^{aN} | 220 V _{rms} |
| T_s | 55.56 μ s |

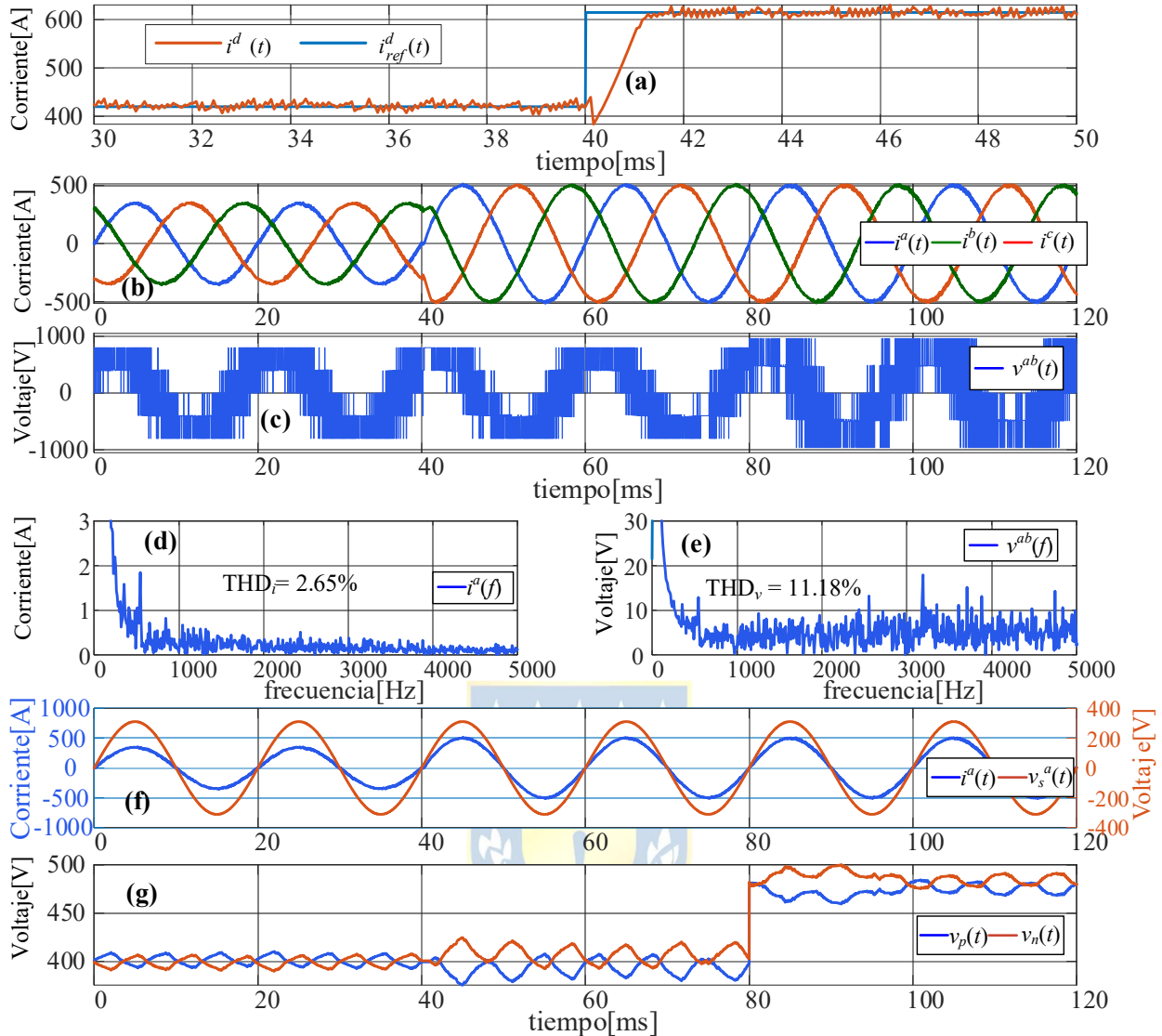


Fig. 4.29 Respuesta del lazo de control de corriente utilizando el algoritmo NI-MPC.

- (a) Corriente de referencia ($i_{ref}^d(t)$) y corriente generada $i^d(t)$. (b) Corriente inyectada a la red $i^{abc}(t)$. (c) Tensión entre líneas $v^{ab}(t)$ del inversor. (d) Contenido armónico de la corriente de la fase a, $i^a(f)$. (e) Contenido armónico de la tensión entre línea generada por el inversor a $v^{ab}(f)$. (f) Corriente y tensión de la fase a. (g) Tensión de los capacitores DC.

4.4.3 Simulación del algoritmo FFS-MPC

Para validar el correcto funcionamiento del algoritmo de control propuesto, se realiza una simulación del control de corriente y desbalance de los capacitores del enlace DC del convertidor NPC, para ello se utiliza la topología presentada en la Fig. 4.7, pero se reemplazan los módulos fotovoltaicos por una fuente de voltaje independiente, los parámetros utilizados en la simulación se presentan en la Tabla 4.11. Para realizar esta simulación, se realiza un cambio de referencia del tipo escalón a los 40ms y un cambio escalón en la tensión DC a los 82ms y se impone $PF=1$.

TABLA 4.11 Parámetros de simulación para validación del algoritmo FFS-MPC.

| Parámetro | Valor |
|------------------|----------------------|
| L | 1 mH |
| C | 9.4 mF |
| R | 0.5 Ω |
| f_s | 50 Hz |
| v_s^{aN} | 220 V _{rms} |
| T_s | 333.3 μ s |

Los resultados de simulación son presentados en la Fig. 4.30. La Fig. 4.30(a) presenta un zoom de la componente directa de la referencia de corriente y la corriente generada, se puede apreciar que se llega a la referencia en aproximadamente 1ms, en la Fig. 4.30(b) muestran las corrientes inyectadas a la red en ejes abc , las cuales están balanceadas y las 3 cambian su amplitud a los 40ms, según la referencia dada. La Fig. 4.30(c) ilustra la tensión entre líneas generada por el inversor, se puede apreciar el cambio de patrón a los 40ms producto del cambio de referencia de corriente y a los 82ms aprecia un cambio en la amplitud debido a que se realiza un cambio escalón en la fuente de tensión DC, a pesar del abrupto cambio las corrientes permanecen en el valor de referencia dado como se puede ver en la Fig. 4.30(b). Las Fig. 4.30(d) y Fig. 4.30(e) muestran el contenido armónico que posee la corriente de la fase a y la tensión entre líneas generada por el NPC, se puede notar la presencia de dos grandes armónicos en torno a la frecuencia de conmutación ($f_{sw} = 3\text{kHz}$), tal como se esperaba debido a la modulación SVM, por otro lado, se puede distinguir que la corriente generada posee una buena calidad debido a que la distorsión armónica total de esta (THD_i) es solo de un 2.59%. En la Fig. 4.30 (f) se muestra la corriente y el voltaje de red en la fase a , se puede ver que están en fase y por ende se opera con un $PF = 1$ tal como se había impuesto. Finalmente, en la Fig. 4.30(g) se aprecia que a pesar del cambio de referencia de corriente a los 40ms y el cambio en el nivel de la tensión DC a los 82ms, los capacitores están balanceados.

Basándose en los resultados de simulación obtenidos, se puede concluir que el algoritmo FFS-MPC satisface los objetivos de control propuestos y por ende se asume que el modelo matemático usado para el diseño del control está modelado correctamente.

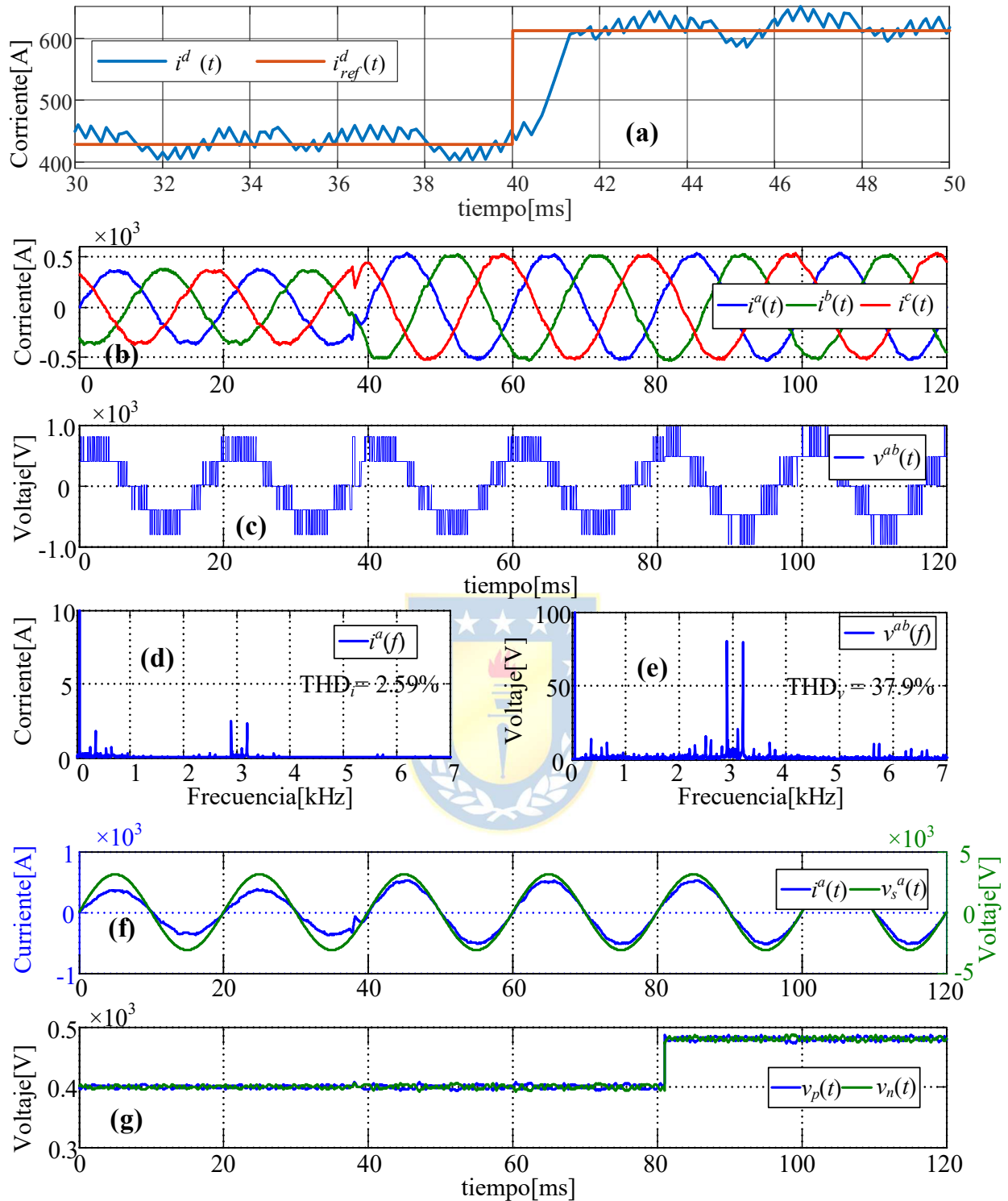


Fig. 4.30 Respuesta del lazo de control de corriente utilizando el algoritmo FFS-MPC.

- (a) Corriente de referencia ($i_{ref}^d(t)$) y corriente generada $i^d(t)$. (b) Corriente inyectada a la red $i^{abc}(t)$. (c) Tensión entre líneas $v^{ab}(t)$ del inversor. (d) Contenido armónico de la corriente de la fase a, $i^a(f)$. (e) Contenido armónico de la tensión entre lineal generada por el inversor a $v^{ab}(f)$. (f). Corriente y tensión de la fase a. (g) Tensión de los capacitores DC.

4.4.4 Simulación del algoritmo M_{PPT}

Para validar el algoritmo de estimación propuesto, se simula el arreglo de 250kW con las condiciones de irradiancia presentadas en la Tabla 4.4, los cambios de radiación o caso se realizan cada 50ms como se muestra en la Fig. 4.33 y la temperatura se mantiene constante como se muestra en la Fig. 4.34.

Los resultados de simulación de los voltajes de circuito abierto (v_{oc}) y corrientes de corto circuito (i_{sc}) de las celdas de medición para cada sub-arreglo se presentan a continuación.

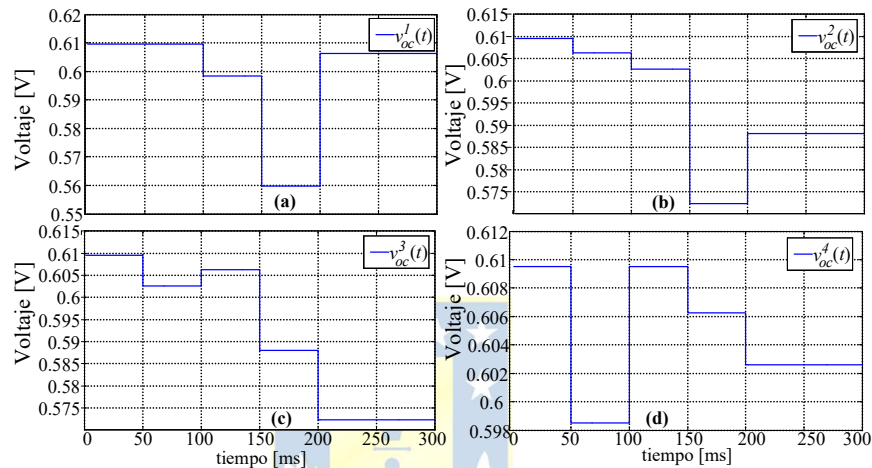


Fig. 4.31 Mediciones de las celdas de referencia operando en OC, frente a variaciones de radiación.

(a) $v_{oc}^1(t)$. (b) $v_{oc}^2(t)$. (c) $v_{oc}^3(t)$. (d) $v_{oc}^4(t)$.

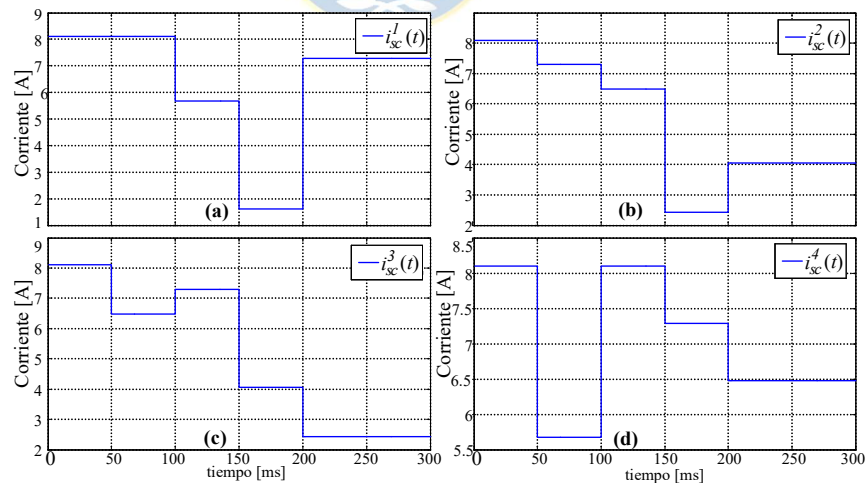


Fig. 4.32 Mediciones de las celdas de referencia operando en SC, frente a variaciones de radiación.

(a) $i_{sc}^1(t)$. (b) $i_{sc}^2(t)$. (c) $i_{sc}^3(t)$. (d) $i_{sc}^4(t)$.

Las estimaciones de la radiación se presentan en la Fig. 4.33, donde se puede apreciar que no hay mayores diferencias con respecto a la condición impuesta para cada celda. La Fig. 4.34 muestra

la estimación de la temperatura que se puede ver que existen pequeñas diferencias entre la estimación y el valor simulado durante los instantes de cambio, pero en S.S. el error es prácticamente nulo.

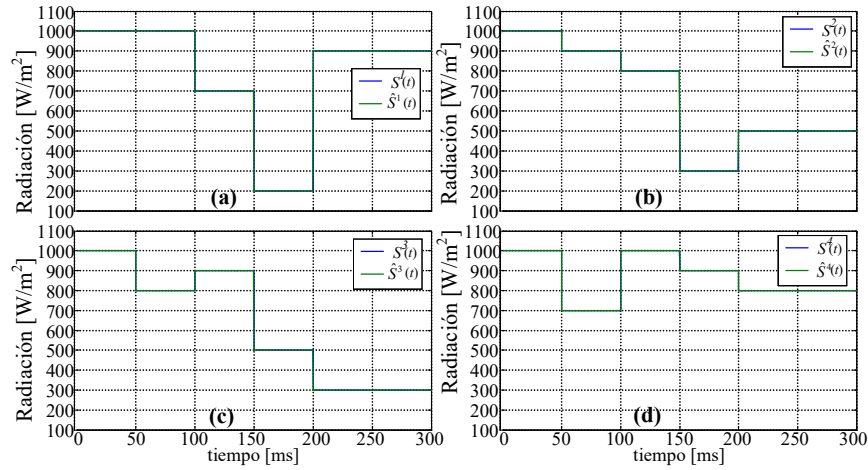


Fig. 4.33 Estimación de la radiación, frente a variaciones de radiación.

(a) $S^1(t)$ y $\hat{S}^1(t)$. (b) $S^2(t)$ y $\hat{S}^2(t)$. (c) $S^3(t)$ y $\hat{S}^3(t)$. (d) $S^4(t)$ y $\hat{S}^4(t)$.

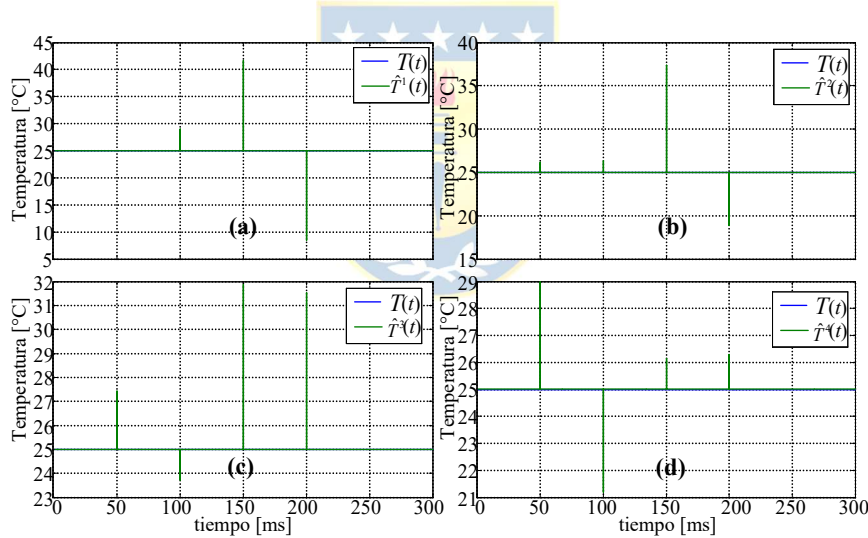


Fig. 4.34 Estimación de la temperatura, frente a variaciones de radiación.

(a) $T(t)$ y $\hat{T}^1(t)$. (b) $T(t)$ y $\hat{T}^2(t)$. (c) $T(t)$ y $\hat{T}^3(t)$. (d) $T(t)$ y $\hat{T}^4(t)$.

Finalmente, la Fig. 4.35(a) presenta los resultados de la estimación del G_{vmpp} , que al compararlos con los resultados esperados (Fig. 4.35 (b)) prácticamente no hay diferencias, por lo tanto, la estimación es de muy buena calidad.

A partir de los resultados presentados anteriormente se puede ver que es posible realizar estimaciones de S , T , v_{mpp} o G_{vmpp} a partir del modelo matemático de las celdas basándose en las mediciones del v_{oc} e i_{sc} de las celdas de medición. Para mejorar aún más el aprovechamiento de la

energía fotovoltaica disponible, se recomienda utilizar el valor del \hat{G}_{vmpp} como c.i. para un algoritmo de M_{PPT} típico (P&O, Inc-Cond., etc.), con el fin de corregir los pequeños errores que puede poseer la estimación.

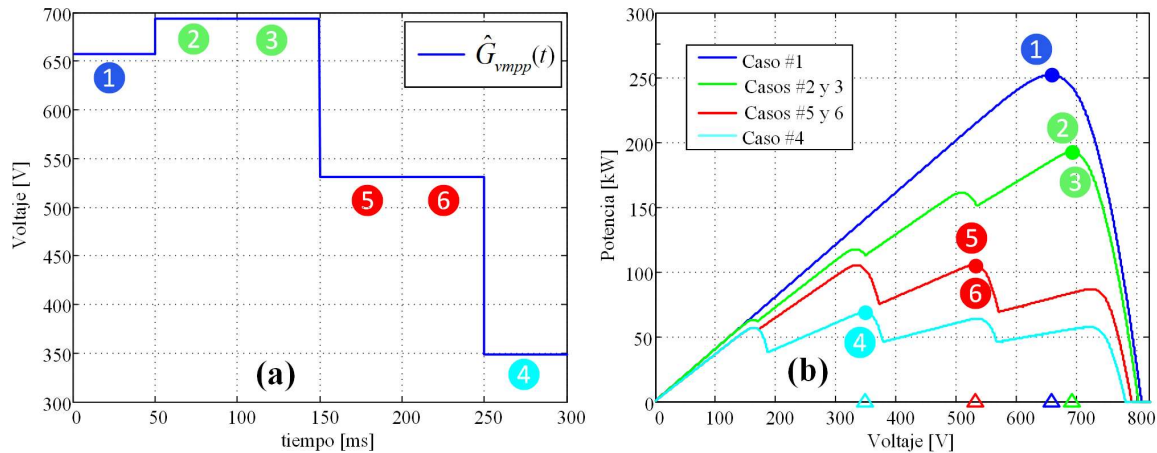


Fig. 4.35 Algoritmo de búsqueda del G_{vmpp} , frente a variaciones de radiación.

(a) Estimación del G_{vmpp} de un arreglo de 250kW. (b) Potencia del gran arreglo fotovoltaico v/s v_{pv} .

4.4.5 Simulación de una planta de 250 kW

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de la topología presentada en la Fig. 4.36, el arreglo de paneles se compone de 4 sub-arreglos con sus respectivas celdas de medición, se utiliza la estimación del máximo punto de potencia global para la obtención del voltaje de operación óptimo, las condiciones ambientales simuladas se presentan en la Tabla 4.12. Se simuló cada caso en el mismo orden: 1, 2, 3 y 4. Los parámetros del transformador de media tensión se presentan en la Tabla 4.13.

Tabla 4.12 Condiciones ambientales de operación para simulación de arreglo de 250kW.

| Casos | T1 | T2 | T3 | T4 | S1 | S2 | S3 | S4 |
|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| #1 | 25°C | 25°C | 25°C | 25°C | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| #2 | 25°C | 27°C | 29°C | 31°C | 700 | 800 | 900 | 600 |
| #3 | 35°C | 30°C | 50°C | 20°C | 1000 | 900 | 1200 | 600 |
| #4 | 15°C | 35°C | 10°C | 40°C | 100 | 500 | 200 | 600 |

En la Fig. 4.37 se puede apreciar que el arreglo de paneles opera en su G_{MPP} para las condiciones ambientales de los casos 1, 2 y 3, pero para el caso 4 no opera en el G_{MPP} , sino que opera en un M_{PP} local, esto se debe a que el algoritmo de estimación del G_{MPP} se modificó de forma tal que la referencia de voltaje DC no sea menor a 538V, por lo tanto solo estima el G_{MPP} que esté sobre ese valor de

tensión, ya que el sistema no sería capaz de inyectar corriente hacia la red si el nivel del voltaje DC es menor al indicado.

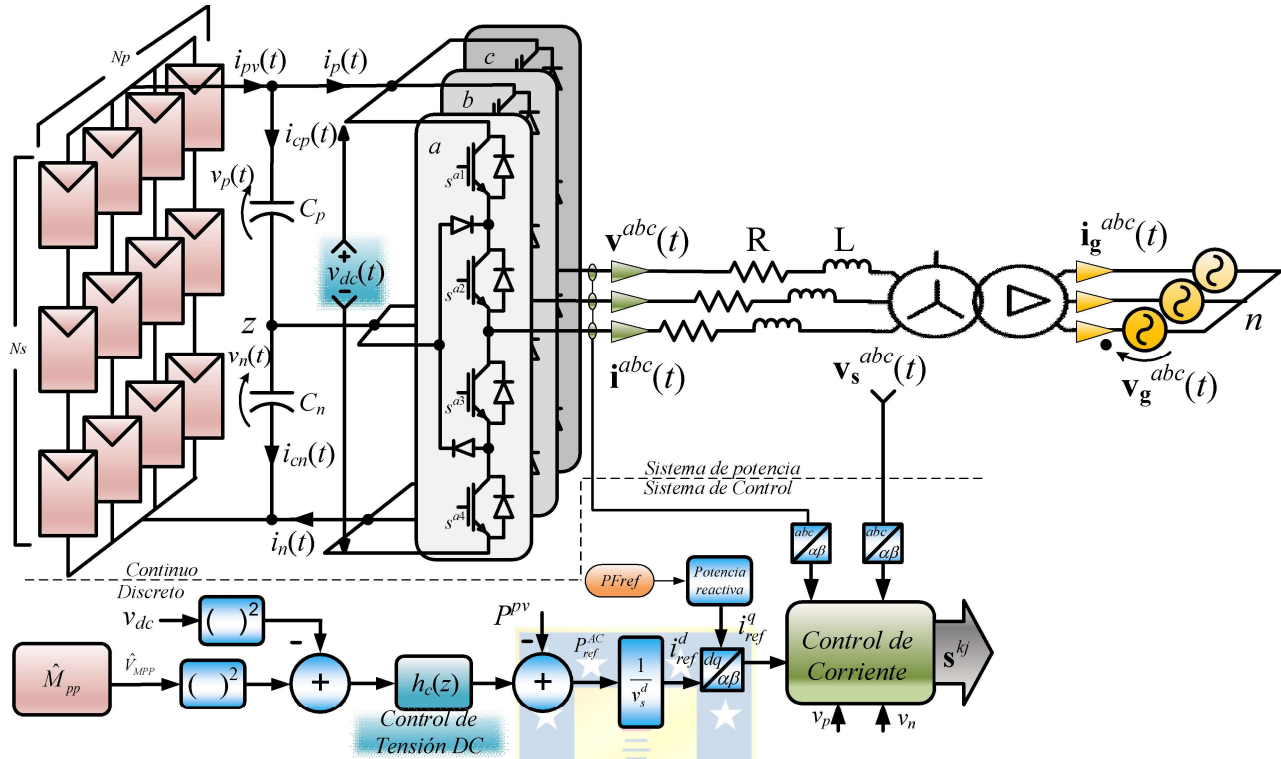


Fig. 4.36 Planta solar de 250kW conectada a media tensión.

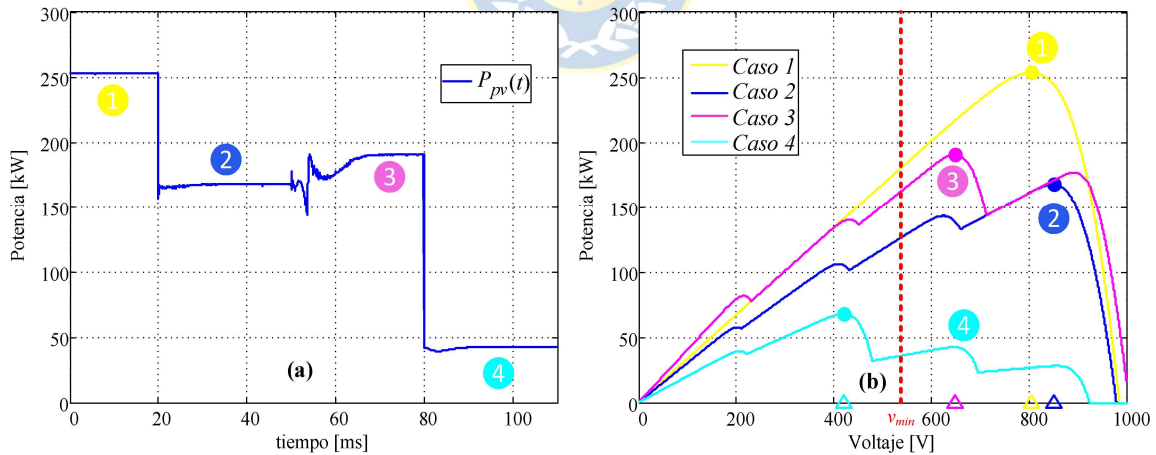


Fig. 4.37 Potencia del sistema fotovoltaico.

- (a) Potencia instantánea del arreglo de paneles (P^{pv}).
- (b) Potencia del arreglo de paneles (P^{pv}) v/s v_{pv} frente a los cambios de S y T .

En la Fig. 4.38(a) se puede apreciar que el voltaje del enlace DC es el necesario para que el sistema inyecte la mayor cantidad de energía posible, y que el sistema de control es capaz de llevar el voltaje al nivel deseado, por otro lado, en la Fig. 4.38(b) se puede apreciar que a pesar de los cambios del voltaje del enlace, los voltajes en los capacitores permanecen balanceados.

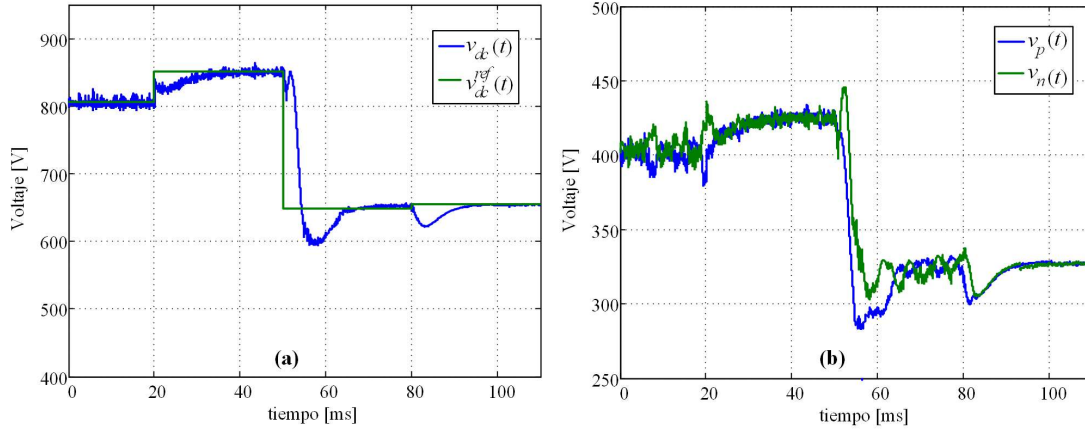


Fig. 4.38 Voltaje DC del sistema fotovoltaico.

(a) Voltaje del bus DC y su respectiva referencia. (b) Voltaje en los capacitores del enlace DC (v_p) y (v_n).

Las formas de onda de las corrientes alternas del sistema se pueden apreciar en la Fig. 4.39, las corrientes generadas por el inversor (Fig. 4.39 (a)) poseen una amplitud máxima de 568.6 A, se puede apreciar que la amplitud de las corrientes varía a medida que cambia la potencia generada por el arreglo PV, el THD_i de la corriente inyectada hacia la red (i_g^{abc}) es de aproximadamente un 3% en S.S., lo cual está dentro de la norma chilena.

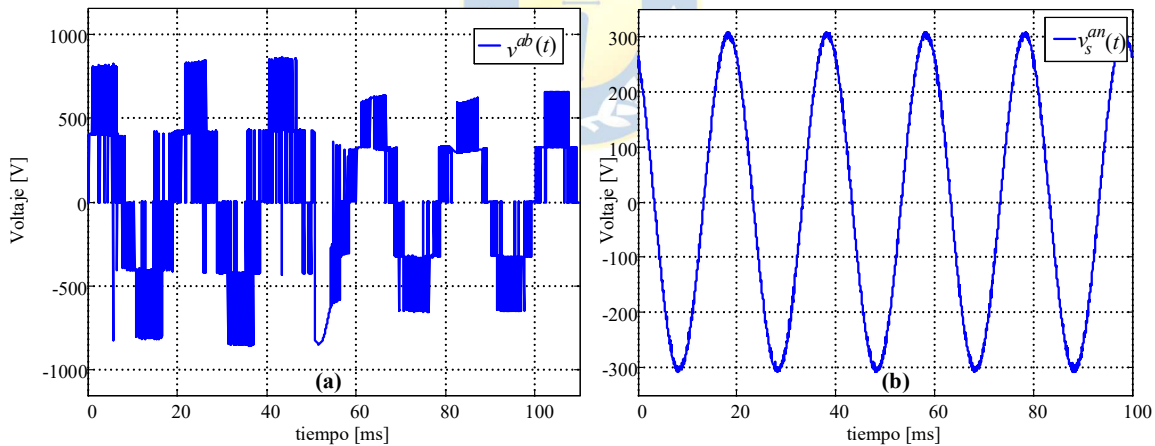


Fig. 4.39 Voltajes AC del sistema.

(a) Voltaje de salida del convertidor (v^{ab}). (b) Voltaje en el secundario del transformador (v_s^{an}).

Tabla 4.13 Parámetros del transformador de media tensión de simulación

| Parámetro | Valor |
|-----------|------------|
| R_p | 1 mΩ |
| R_s | 1 mΩ |
| L_p | 10 μH |
| L_s | 10 μH |
| L_m | 500 mH |
| n_p/n_s | 73.48 p.u. |

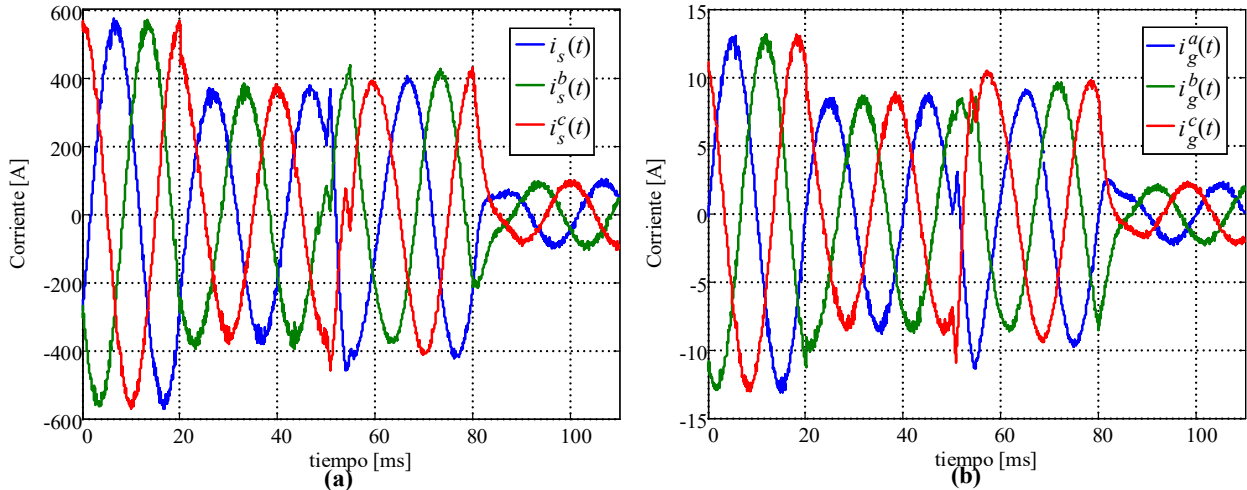


Fig. 4.40 Corrientes AC del sistema.

(a) Corrientes de salida del convertidor (i^{abc}). (b) Corrientes inyectadas a la red (i_g^{abc}).

A partir de la Fig. 4.41, gráficamente se puede ver que las corrientes están en fase con los voltajes fase-neutro, por lo tanto, el factor de desplazamiento del sistema es unitario, como se consideró por diseño.

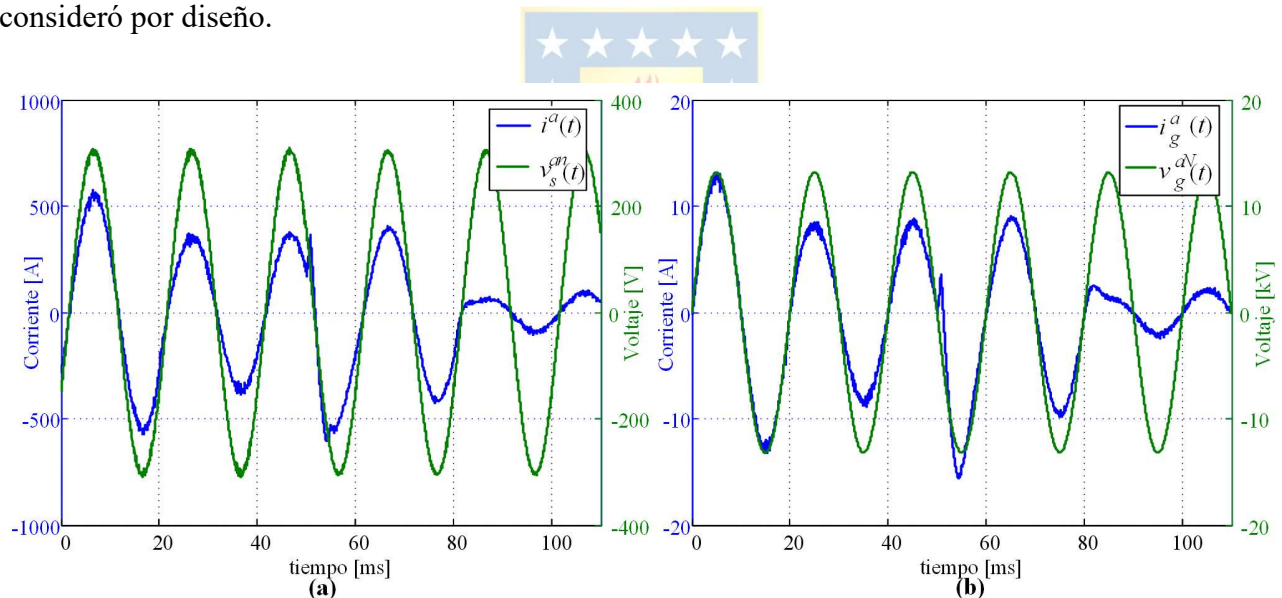


Fig. 4.41 Factor de desplazamiento del sistema.

(a) Corriente de salida del convertidor (i^a) y voltaje en baja tensión (v_s^{an}).

(b) Corriente inyectada hacia la red (i_g^a) y voltaje de fase de la red en media tensión (v_g^{aN}).

4.5. Implementación de un sistema fotovoltaico

Se implementó un convertidor NPC trifásico (Fig. 4.7) controlado por la tarjeta TMS320F28335 de Texas Instruments, en la cual se ejecutó el código C con las estrategias de control propuestas utilizando el software *Code Composer Studio v6* (CCS), los resultados experimentales fueron

obtenidos en el Laboratorio de Control Digital Aplicado (LCDA). La topología implementada es la que se presentó en la Fig. 4.7, pero los módulos fotovoltaicos se reemplazaron por una fuente DC programable modelo SL600/4.3 de Magna Power (Fig. 4.45) que se programa con el software *Photovoltaic Power Profile Emulator* (PPPE) y la red eléctrica se reemplazó por la fuente AC California Instruments programable modelo (4500iL-400), presentada en la Fig. 4.43, los parámetros del sistema implementado se presentan en la Tabla 4.14, el set-up implementado se muestra en la Fig. 4.42. La oscilografía se realizó con dos osciloscopios Tektonix.

Tabla 4.14 Parámetros del set-up implementado

| Parámetro | Valor |
|-----------|-------------|
| L | 12 mH |
| R | 11 Ω |
| C | 2.2 mF |
| v_s | 40 V |
| f_s | 50 Hz |

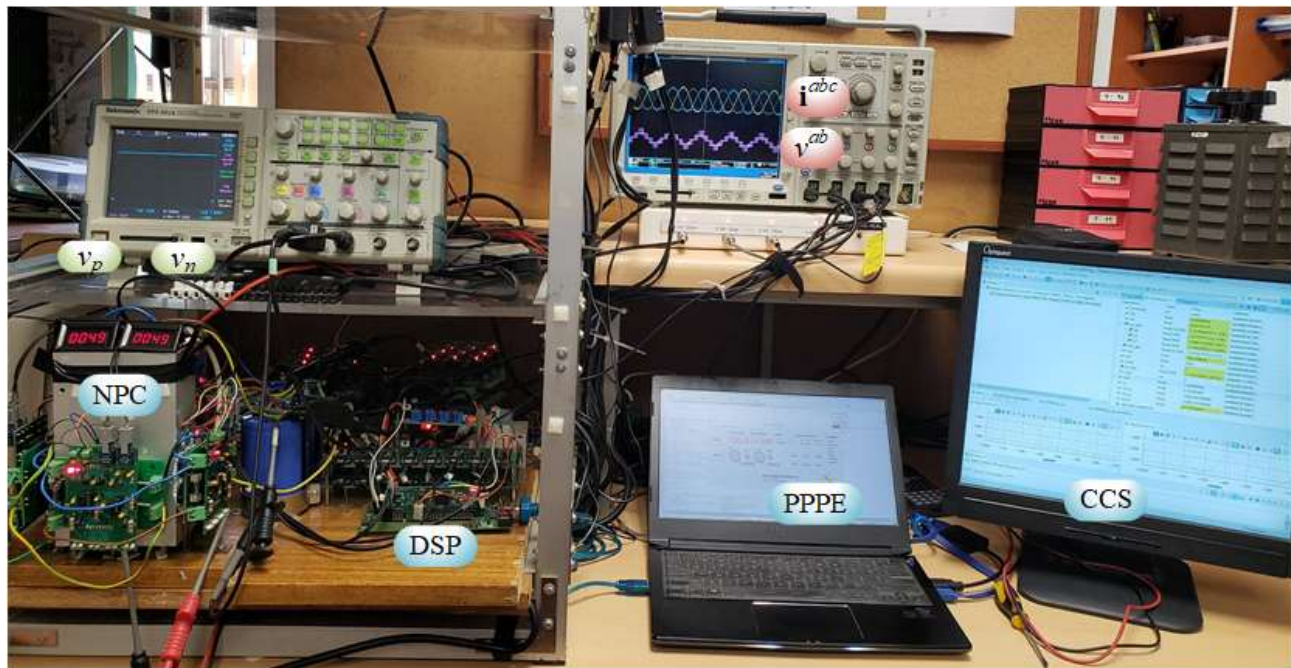


Fig. 4.42 Set up implementado.



Fig. 4.43 Fuente AC programable 4500iL-400.

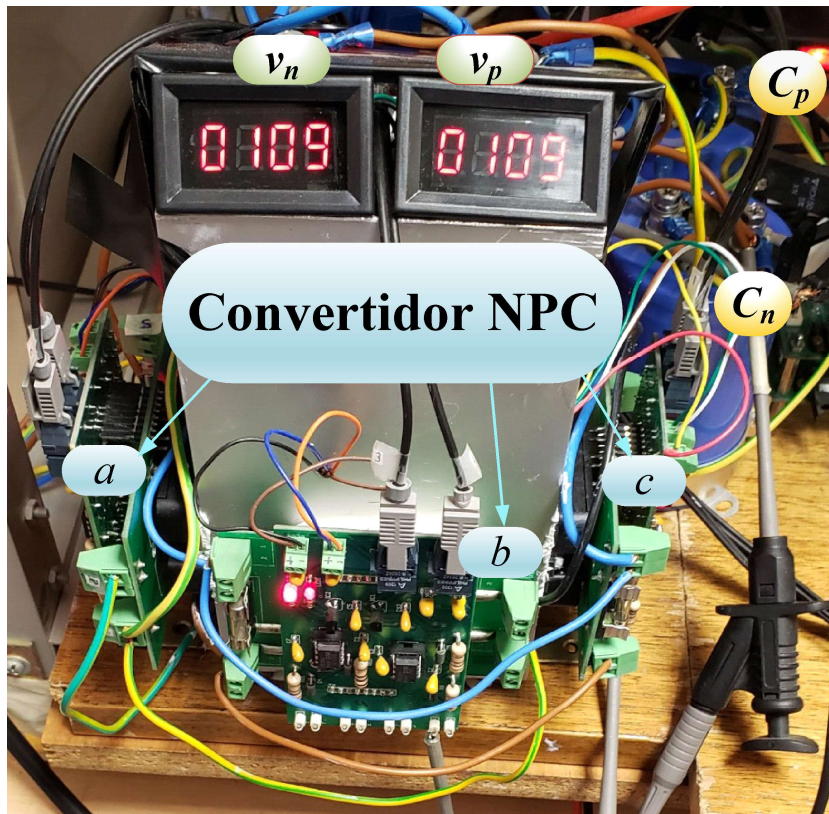


Fig. 4.44 Convertidos estático NPC implementado.



Fig. 4.45 Fuente DC programable SL 600/4.3.

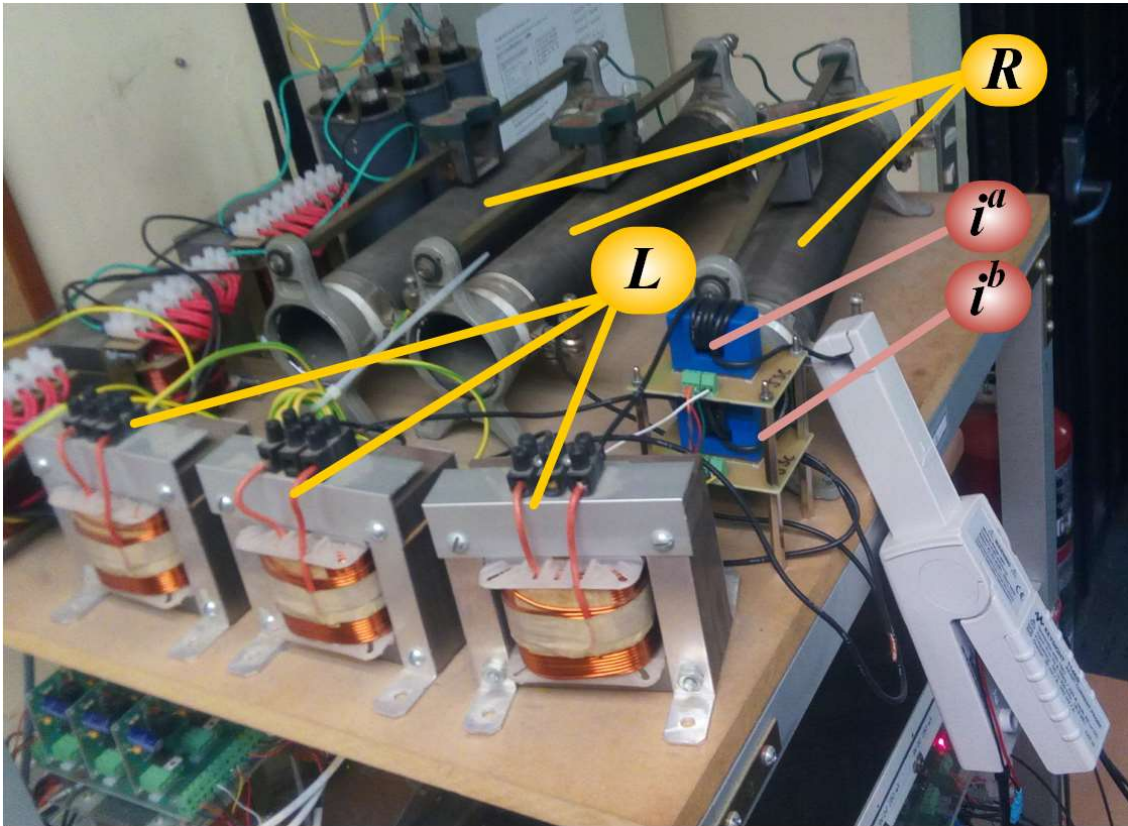


Fig. 4.46 Filtro de enlace AC.

4.5.1 Resultados experimentales utilizando el algoritmo NI-MPC

Para validar el correcto funcionamiento del control de corriente y del control de desbalance, se realizaron cuatro pruebas que se presentan a continuación. Este algoritmo se programó de tal manera que se realizan 360 muestras por periodo, para 50Hz se tiene un tiempo de muestreo (T_s) de 55,56 μ s.

En la primera prueba, presentada en la Fig. 4.47, se verifica la capacidad de equilibrio de las tensiones DC. Para realizar esta prueba la fuente DC se ajusta a 100V y utilizando modulación SPWM en LA se genera una corriente AC que provoca un desequilibrio de las tensiones v_n y v_p , luego se activa el algoritmo NI-MPC con una referencia de corriente fija. Se puede ver que a pesar del gran desequilibrio que existía entre los capacitores, una vez iniciado el algoritmo las tensiones se equilibran, además la corriente inyectada a la red es capaz de seguir la referencia dada incluso en las condiciones de desequilibrio de las tensiones DC.

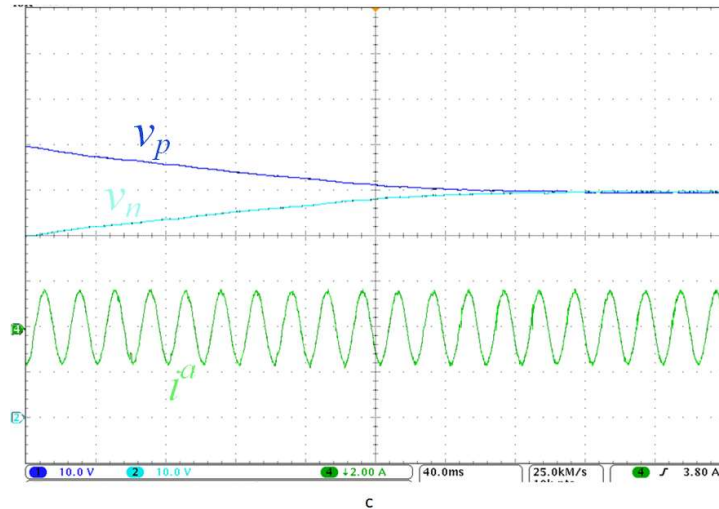


Fig. 4.47 Balance de tensión en capacitores de enlace.

En la segunda prueba (presentada en la Fig. 4.48) se realiza un cambio escalón en la referencia de corriente. Para realizar esta prueba la fuente DC se ajusta a 48V y se genera una referencia de corriente que el algoritmo NI-MPC es capaz de seguir y luego en t_1 se aplica un cambio escalón en la referencia de corriente. En la Fig. 4.48(a) se muestra la oscilografía de las corrientes trifásicas inyectadas a la red (i^{abc}) y la tensión generada por el convertidor estático entre líneas (v^{ab}), se puede apreciar el cambio de la forma de onda del voltaje entre líneas cuando se aplica el escalón de corriente, además se puede apreciar que se llega a la referencia en aproximadamente 1ms. En la Fig. 4.48(b) se puede ver que la corriente inyectada (i^a) está en fase con la tensión de red (v_s^a). Por lo tanto, se opera con factor de desplazamiento unitario tal como se diseñó, además se puede observar que la tensión DC decae al momento del cambio escalón producto del aumento de corriente, sin embargo, la tensión en los capacitores (v_p y v_n) se mantiene en equilibrio.

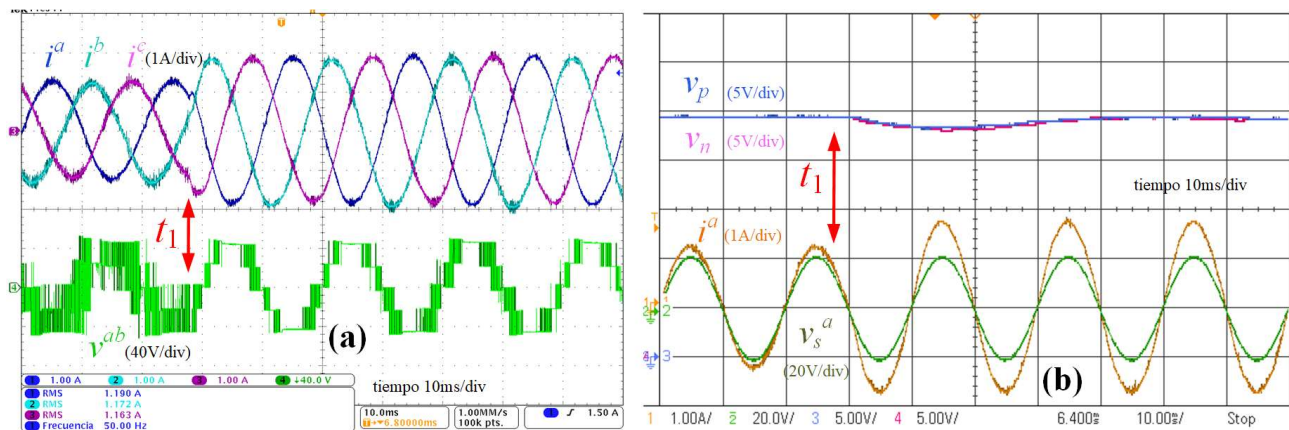


Fig. 4.48 Cambio escalón en la referencia de corriente (NI-MPC).

(a) Arriba $i^{abc}(t)$, abajo $v^{ab}(t)$. (b) Arriba $v_n(t)$ y $v_p(t)$, abajo $i^a(t)$ y $v_s^a(t)$.

En la tercera prueba (presentada en la Fig. 4.49) se realiza un cambio escalón en la frecuencia de red de 45Hz a 70Hz. Para realizar esta prueba la fuente DC se ajusta a 48V y se genera una referencia de corriente fija, luego en t_1 se aplica un cambio escalón en la fuente AC. En la Fig. 4.49(a) se muestra la oscilografía de las corrientes trifásicas inyectadas a la red (i^{abc}) y la tensión generada por el convertidor estático entre líneas (v^{ab}), se puede apreciar el cambio de la forma de onda del voltaje entre líneas cuando se cambia la frecuencia de red. En la Fig. 4.49(b) se puede notar que la corriente inyectada (i^a) está en fase con la tensión de red (v_s^a) antes del cambio de frecuencia, pero al momento del cambio se pierde la sincronía por unos 50ms, luego se vuelve a operar con factor de desplazamiento unitario, además se puede observar que las tensiones DC se mantienen en equilibrio.

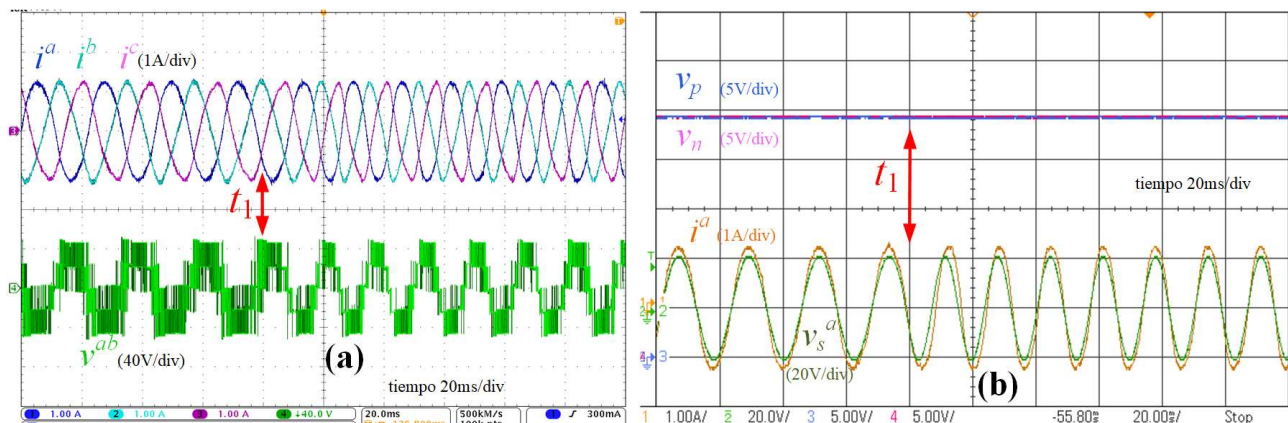


Fig. 4.49 Cambio escalón en la frecuencia de red (NI-MPC).

(a) Arriba $i^{abc}(t)$, abajo $v^{ab}(t)$. (b) Arriba $v_n(t)$ y $v_p(t)$, abajo $i^a(t)$ y $v_s^a(t)$.

En la última prueba realizada (presentada en la Fig. 4.50) se realiza un cambio escalón en la tensión DC. Para realizar esta prueba se genera una referencia de corriente fija y la fuente DC se ajusta a 48V, luego en t_1 se aplica un cambio escalón en la fuente DC. En la Fig. 4.50 (b) se puede observar que la fuente DC demora aproximadamente 80ms en llegar al nuevo valor de tensión y tiene un sobrepaso considerable, sin embargo, las tensiones en los capacitores se mantienen equilibradas en todo momento, también se puede ver que la corriente inyectada (i^a) está en fase con la tensión de red (v_s^a), por lo tanto, se opera con factor de desplazamiento unitario tal como se diseñó. En la Fig. 4.50(a) se muestran las corrientes trifásicas generadas (i^{abc}) y la tensión generada por el convertidor estático entre líneas (v^{ab}), se puede apreciar que el cambio de la forma de onda del voltaje DC generado se refleja en la tensión entre líneas, a pesar de la perturbación aplicada, las corrientes permanecen en el valor ajustado

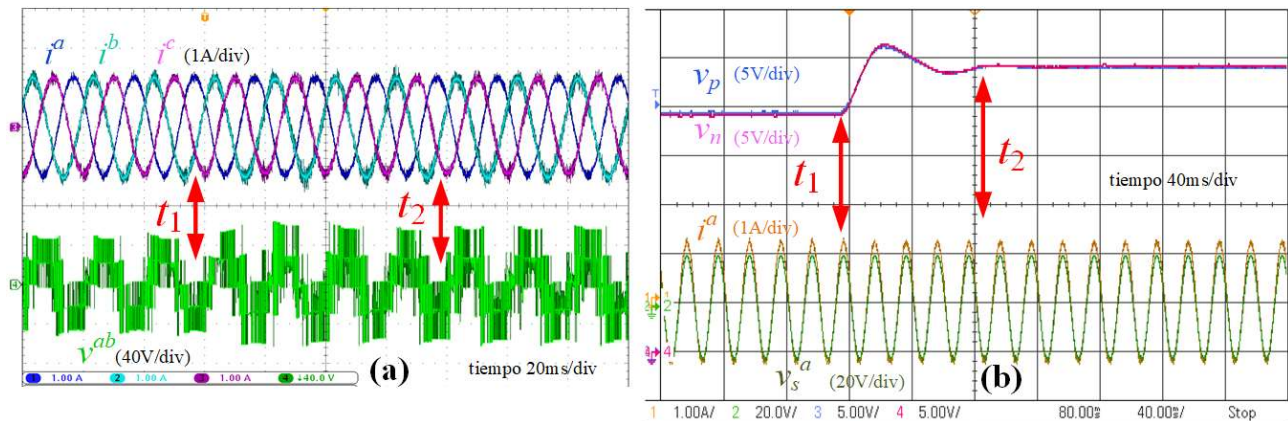


Fig. 4.50 Cambio escalón en la tensión DC (NI-MPC).
 (a) Arriba $i^{abc}(t)$, abajo $v^{ab}(t)$. (b) Arriba $v_n(t)$ y $v_p(t)$, abajo $i^a(t)$ y $v_s^a(t)$.

Se puede concluir que el algoritmo FI-MPC satisface los objetivos de control propuestos ya que se lograron buenos resultados experimentales para cada una de las pruebas realizadas y por ende el modelo matemático usado para el diseño del control está correcto.

4.5.2 Resultados experimentales utilizando el algoritmo FFS-MPC

Para validar el correcto funcionamiento del control de corriente y del control de desbalance, se realizaron cuatro pruebas que se presentan a continuación. Este algoritmo se programó de tal manera que se realizan 60 muestras por periodo, para 50Hz se tiene un tiempo de muestreo (T_s) de 333,3 μ s.

La primera prueba es presentada en la Fig. 4.51, en ella se realiza un cambio escalón en la referencia de corriente. Para realizar esta prueba la fuente DC se ajusta a 100V y se genera una referencia de corriente que el algoritmo FFS-MPC sigue y luego se aplica un cambio escalón en la referencia de corriente. En la Fig. 4.51 (a) se muestra la oscilografía de las corriente de la fase a inyectada a la red (i^a) que está en fase con la tensión de red (v_s^a), por lo tanto se opera con factor de desplazamiento unitario tal como se diseñó; también se muestra la tensión generada por el convertidor estático entre líneas (v^{ab}), se puede apreciar el cambio de la forma de onda del voltaje entre líneas cuando se aplica el escalón de corriente, además se puede apreciar que se llega a la referencia en aproximadamente 1ms. En la Fig. 4.51 (b) se puede ver el contenido armónico de la corriente inyectada (i^a) se puede ver la presencia de dos armónicos alrededor de la frecuencia de conmutación seteada, además el THD_i es de solo un 1.6%.

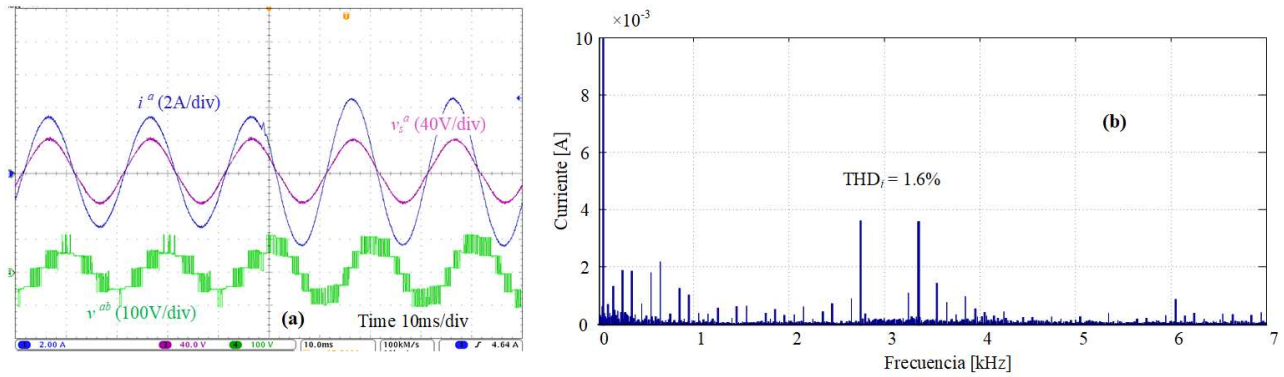


Fig. 4.51 Cambio escalón en la referencia de corriente (FFS-MPC).

(a) Arriba $i^a(t)$ y $v_s^a(t)$, abajo $v^{ab}(t)$. (b) $i^a(f)$.

En la segunda prueba (presentada en la Fig. 4.52) se realiza un cambio escalón ascendente en la tensión DC. Para realizar esta prueba se genera una referencia de corriente fija y la fuente DC se ajusta a 180V, luego en t_1 se aplica un cambio escalón en la fuente DC para llegar a 260V. En la Fig. 4.52(b) se puede observar que la fuente DC demora aproximadamente 150ms en llegar al nuevo valor de tensión y tiene un sobrepaso considerable, sin embargo, las tensiones en los capacitores se mantienen equilibradas en todo momento. En la Fig. 4.52(a) se puede ver que la corriente inyectada (i^a) está en fase con la tensión de red (v_s^a), por lo tanto se opera con factor de desplazamiento unitario tal como se diseñó. La tensión generada por el convertidor estático entre líneas (v^{ab}), en un momento solo posee tres de los cinco niveles que puede generar debido a que la tensión en el enlace DC aumenta mucho. El cambio de la forma de onda del voltaje DC generado se refleja en la tensión entre líneas y a pesar de la perturbación aplicada (cambio de v_{dc}), la corriente permanece en el valor deseado.

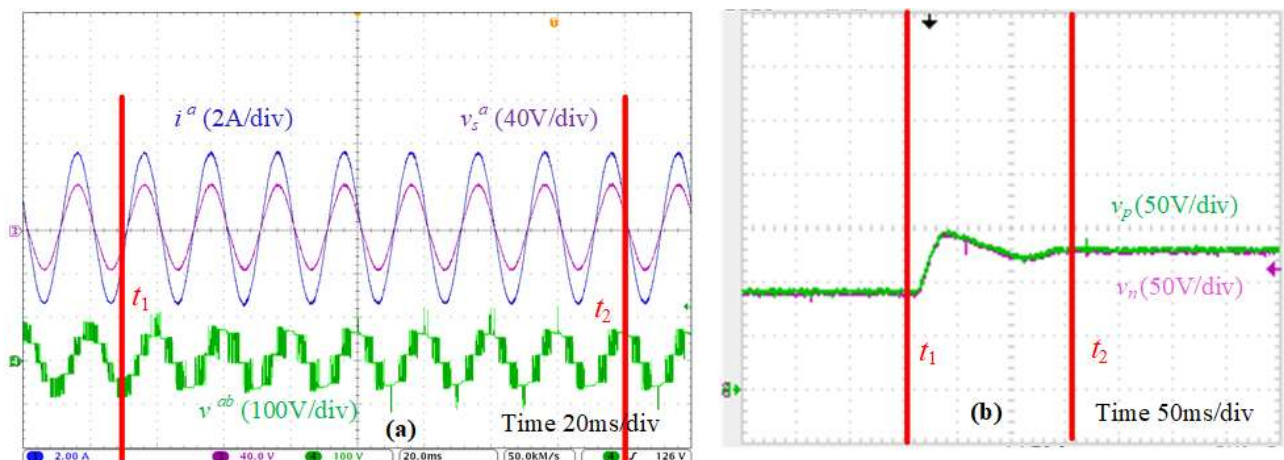


Fig. 4.52 Cambio escalón ascendente en la tensión DC (FFS-MPC).

(a) Arriba $i^a(t)$ y $v_s^a(t)$, abajo $v^{ab}(t)$. (b) $v_n(t)$ y $v_p(t)$.

En la tercera prueba (presentada en la Fig. 4.53) se realiza un cambio escalón descendente en la tensión DC. Para realizar esta prueba se genera una referencia de corriente fija y la fuente DC se ajusta a 260V, luego en t_1 se aplica un cambio escalón en la fuente DC para llegar a 180V. En la Fig. 4.53(b) se puede observar que la fuente DC demora aproximadamente 200ms en llegar al nuevo valor de tensión y tiene un bajopaso considerable, sin embargo, las tensiones en los capacitores se mantienen equilibradas en todo momento. En la Fig. 4.53(a) se puede ver que la corriente inyectada (i^a) está en fase con la tensión de red (v_s^a), por lo tanto se opera con factor de desplazamiento unitario tal como se diseñó. La tensión generada por el convertidor estático entre líneas (v^{ab}), en un momento pareciera estar sobre modulado debido a que la tensión en el enlace DC disminuye mucho. El cambio de la forma de onda del voltaje DC generado se refleja en la tensión entre líneas y a pesar de la perturbación aplicada (cambio de v_{dc}), la corriente permanece en el valor deseado

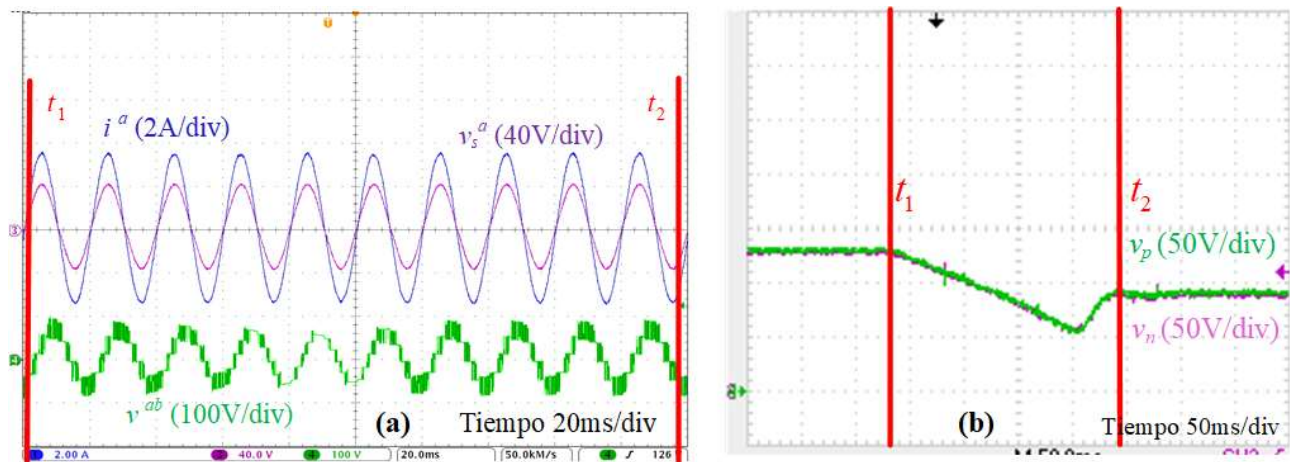


Fig. 4.53 Cambio escalón descendente en la tensión DC (FFS-MPC).

(a) Arriba $i^a(t)$ y $v_s^a(t)$, abajo $v^{ab}(t)$. (b) $v_n(t)$ y $v_p(t)$.

En la cuarta prueba realizada (presentada en la Fig. 4.54) se realiza un cambio escalón en la frecuencia de red de 45Hz a 70Hz. Para realizar esta prueba la fuente DC se ajusta a 100V y se genera una referencia de corriente fija, luego en t_1 se aplica un cambio escalón en la fuente AC. En la Fig. 4.54 se muestra la oscilografía de la corriente inyectada (i^a), se puede ver que está en fase con la tensión de red (v_s^a) antes del cambio de frecuencia, pero al momento del cambio se pierde la sincronía por unos 45ms, luego se vuelve a operar con factor de desplazamiento unitario. En la tensión generada por el convertidor estático entre líneas (v^{ab}) se puede apreciar el cambio de la forma de onda al momento del cambio la frecuencia de red, además se puede ver que la forma de onda es simétrica con respecto al eje de las abscisas, por lo tanto, los capacitores DC están balanceados.

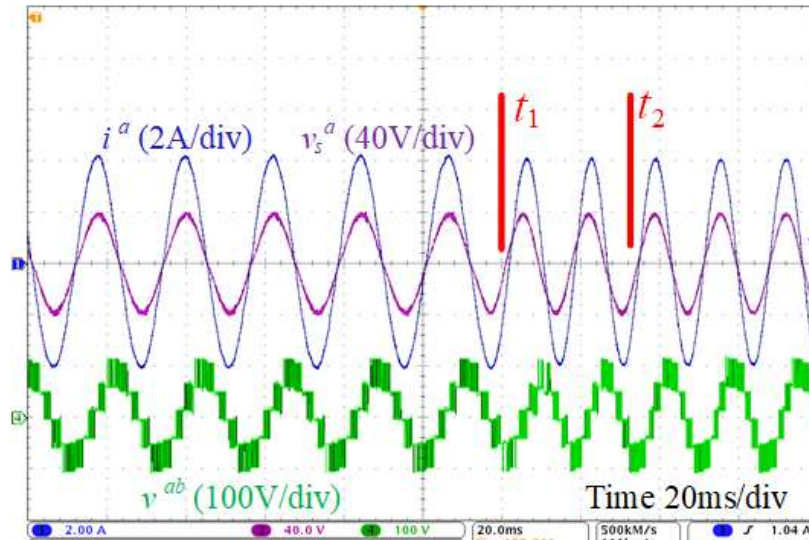


Fig. 4.54 Cambio escalón en la frecuencia de red (FFS-MPC).
 (a) Arriba $i^{abc}(t)$, abajo $v^{ab}(t)$. (b) Arriba $v_n(t)$ y $v_p(t)$, abajo $i^a(t)$ y $v_s^a(t)$.

Se puede concluir que el algoritmo FFS-MPC satisface los objetivos de control propuestos ya que los resultados experimentales para cada una de las pruebas realizadas así lo abalan.

4.5.3 Resultados experimentales de la planta solar prototipo

Para validar el correcto funcionamiento de la estrategia de control propuesta, es decir: búsqueda del M_{PP} , control de tensión DC, control de corrientes AC y control del desbalance de capacitores, se programaron cinco perfiles fotovoltaicos en la fuente DC programable mediante el software PPPE, los cuales van alternando cada 20s, los cuales emulan la variación de los cambios ambientales.

En la Fig. 4.55 se presentan los perfiles fotovoltaicos utilizados para la prueba, en la Fig. 4.55(a) se muestran los perfiles de potencia en función del voltaje ($P_{pv}(v_{pv})$), se resaltan los puntos de máxima potencia y los voltajes a los que se obtiene dicha potencia, también se indica el número de perfil de la secuencia programada, en la Fig. 4.55(b) se muestran los perfiles de corriente en función del voltaje ($i_{pv}(v_{pv})$), se resaltan los puntos de corriente en la máxima potencia y los voltajes en los que se obtiene dicha corriente, también se indica el número de perfil de la secuencia programada.

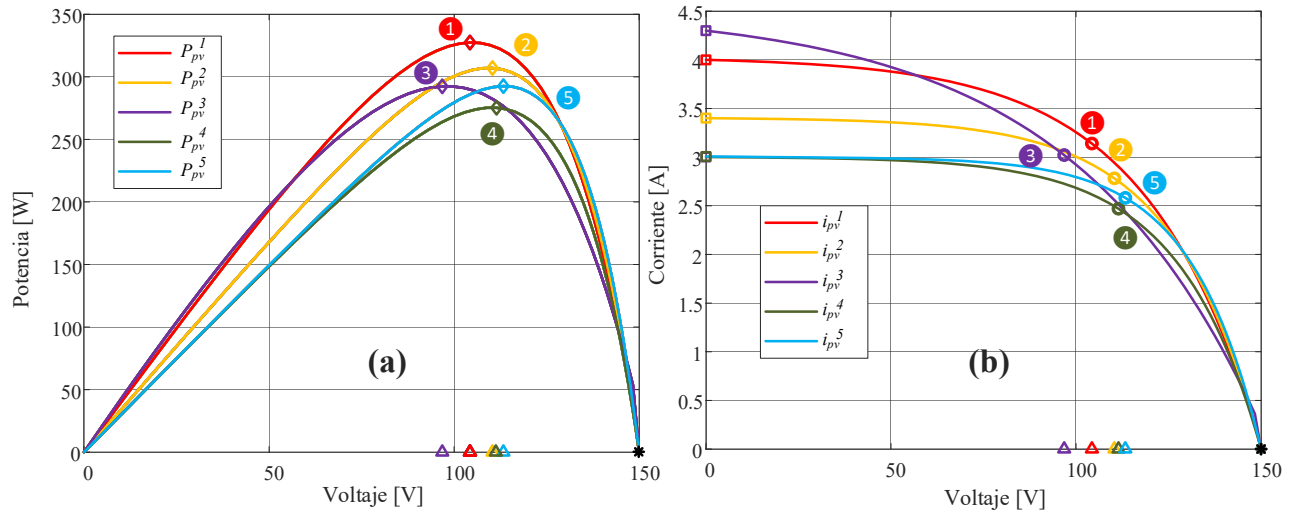


Fig. 4.55 Perfiles fotovoltaicos utilizados en la prueba experimental.
(a) $P_{pv}(V_{pv})$. (b) $i_{pv}(V_{pv})$.

En la Fig. 4.56 se presentan los resultados experimentales obtenidos para la validación del control propuesto, los datos de esta prueba fueron muestreados y almacenados por el software PPPE cada un segundo. En la Fig. 4.56(a) se muestra un zoom de la potencia que pueden generar los perfiles programados ($P_{pv}^1, \dots, P_{pv}^5$) y la potencia real obtenida (P_{pv}) en la prueba, se puede ver que la potencia real llega al punto de máxima potencia en cada uno de los perfiles, presentando oscilaciones en torno a los M_{PP} de cada perfil programado; en la Fig. 4.56(b) se puede ver la variación de la potencia real en función del tiempo y se puede apreciar que en S.S. se logra operar en el punto de máxima potencia de cada perfil.

En la Fig. 4.56(c) se muestra la corriente generada por el emulador solar (i_{pv}) en función del tiempo, se pueden ver las variaciones de esta y se puede distinguir que en S.S. en todos los casos se llega al valor de la corriente del punto de máxima potencia.

Finalmente, en la Fig. 4.56(d) se muestra la tensión obtenida en el enlace DC (v_{pv}), se puede ver que esta no presenta grandes variaciones en S.S. lo que indica el correcto funcionamiento tanto del algoritmo de M_{PPT} como del lazo de control de tensión DC.

En base a los resultados obtenidos en la planta prototipo se puede concluir que tanto el algoritmo de búsqueda de M_{pp} , como el lazo de control implementado son capaces de satisfacer los objetivos propuestos.

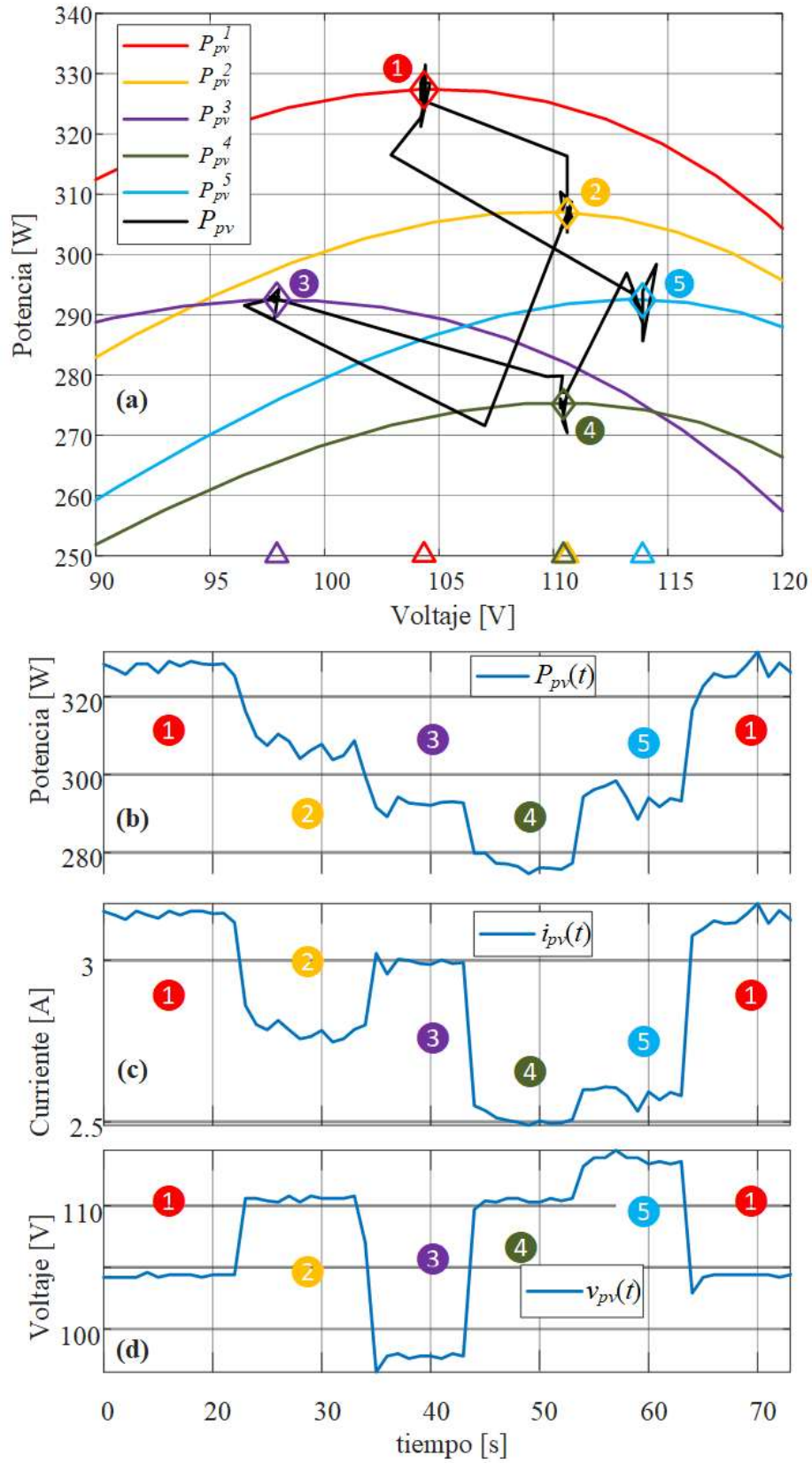


Fig. 4.56 Prueba experimental de la planta fotovoltaica.
 (a) $P_{pv}(v_{pv})$. (b) $P_{pv}(t)$. (c) $i_{pv}(t)$. (d) $v_{pv}(t)$.

4.6. Discusión y Conclusiones

En este capítulo se abordaron las distintas etapas de una planta fotovoltaica desde un punto de vista eléctrico, se desarrolló y simuló el modelo eléctrico en detalle de una planta fotovoltaica con capacidad de operar bajo condiciones de sombreado parcial. Para ello se presentó el detalle del modelo matemático de cada una de las etapas involucradas en la transformación de la energía solar a energía eléctrica AC, cabe destacar que para el inversor que realiza la conversión DC/AC es indiferente la naturaleza de la celda fotovoltaica utilizada ya sea mono o bifacial, ya que ambas tecnologías generan señales DC muy similares. Por otro lado, se diseñó, simuló e implemento un sistema de control capaz de extraer la máxima cosecha de una granja solar utilizando un convertidor estático multinivel del tipo NPC cuyo patrón de conmutación está dado por un algoritmo de control predictivo capaz de inyectar corriente de buena calidad (bajo THD_i) y en fase con la tensión de la red eléctrica (factor de desplazamiento unitario). Finalmente, se construyó una planta prototipo en la que se implementaron los diversos algoritmos propuestos y se pudo comprobar el correcto funcionamiento de cada uno de ellos. De esta forma podemos concluir que tanto los modelos matemáticos desarrollados como los algoritmos diseñados satisfacen los criterios de diseño dados.



Capítulo 5. Conclusiones

5.1. Sumario

Se desarrolló una caracterización matemática del comportamiento eléctrico de las celdas fotovoltaicas considerando los efectos de las condiciones ambientales de operación, también se caracterizó matemáticamente la capacidad de generación de las celdas fotovoltaicas considerando la ubicación geográfica de éstas y los ángulos de operación asumiendo cielos despejados.

Se realizó un análisis económico de las diversas opciones de generación fotovoltaica con el fin de poder determinar qué opción es la que produce la energía con menor costo. Para ello se realizó una estimación de los costos asociados a cada una de las tecnologías analizadas en cuanto a la inversión inicial, mantención y operación, además se calculó la capacidad de generación que podían obtener durante la vida útil los diversos casos estudiados.

Por último, se analizó, diseño, simuló e implementó una planta solar conectada a la red eléctrica que opera bajo condiciones de sombreado parcial y variaciones en la frecuencia de red. Para controlar la planta se desarrollaron diversos algoritmos de control predictivo.

5.2. Conclusiones

Con los datos obtenidos en este trabajo se logró determinar la capacidad de cosecha solar de una planta solar de 100 MW en base a celdas mono faciales y bifaciales operando con diversos ángulos y se llega a la conclusión que los módulos bifaciales operando con un doble seguimiento son capaces de lograr una mayor cosecha solar llegando a superar la cosecha de los módulos mono faciales montados fijos hasta en un 40%.

En base a los costos de producción de la energía fotovoltaica, se concluye que es más económico montar una planta basada en módulos bifaciales con seguimiento en un solo eje ya que durante la vida útil de la planta termina siendo hasta un 30% más económica que otras alternativas.

Finalmente, se pudieron desarrollar algoritmos de control predictivo para una planta fotovoltaica que está conectada a una red eléctrica que puede presentar variaciones de frecuencia. Los algoritmos son capaces de compensar el desbalance del voltaje de los capacitores del enlace DC sin la necesidad de evaluar todos los estados en la función de costo. Además, se pueden diseñar algoritmos más eficientes para satisfacer los objetivos de control y que solo requieren un 15% del costo computacional comparado con el control típico.

5.3. Trabajo Futuro

Estudiar y caracterizar la nubosidad en el Desierto de Atacama para analizar el efecto de éstas en la cosecha anual de una planta fotovoltaica en base a paneles bifaciales.

Estudiar la capacidad de utilizar las plantas fotovoltaicas para compensar desbalances en la red eléctrica y/o variaciones de frecuencia.

Estudiar la implementación de convertidores estáticos de más niveles para la conversión de energía de las plantas fotovoltaicas y desarrollar las estrategias de control necesarias para la operación de estos.



Bibliografía

- [1] Página Consejo Mundial de la energía, www.worldenergy.org/
- [2] Página investigación de energía fotovoltaica, www.pvresources.com/
- [3] Página de PV Magazine www.pv-magazine-latam.com
- [4] Hyeonah Park and Hyosung Kim, "PV cell modeling on single-diode equivalent circuit," *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Vienna, Austria, 2013, pp. 1845-1849, doi: 10.1109/IECON.2013.6699412..
- [5] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen and F. Blaabjerg, "A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, no. 5, pp. 1292-1306, Sept.-Oct. 2005, doi: 10.1109/TIA.2005.853371.
- [6] S. Kouro, B. Wu, Á. Moya, E. Villanueva, P. Correa, and J. Rodríguez, "Control of a cascaded H-bridge multilevel converter for grid connection of photovoltaic systems," *2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, Porto, Portugal, 2009, pp. 3976-3982, doi: 10.1109/IECON.2009.5415332..
- [7] T. T. N. Khatib, A. Mohamed, N. Amin, and K. Sopian, "An efficient maximum power point tracking controller for photovoltaic systems using new boost converter design and improved control algorithm," *WSEAS Trans. Power Syst.*, vol. 5, no. 2, pp. 53–63, 2010.
- [8] M. A. S. Masoum, H. Dehbonei, and E.F. Fuchs, "Theoretical and Experimental Analyses of Photovoltaic Systems With Voltage- and Current-Based Maximum Power-Point Tracking," *IEEE Trans. Energy Conv.*, vol. 17, no. 4, pp. 514–522, Dec 2002
- [9] B. Subudhi and R. Pradhan, "Characteristics evaluation and parameter extraction of a solar array based on experimental analysis," *2011 IEEE Ninth International Conference on Power Electronics and Drive Systems*, Singapore, 2011, pp. 340-344, doi: 10.1109/PEDS.2011.6147269.
- [10] Yang Chen, K. Smedley, F. Vacher and J. Brouwer, "A new maximum power point tracking controller for photovoltaic power generation," Eighteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2003. APEC '03., Miami Beach, FL, USA, 2003, pp. 58-62 vol.1, doi: 10.1109/APEC.2003.1179176.
- [11] G. de Cesare, D. Caputo, and A. Nascetti, "Maximum power point tracker for photovoltaic systems with resistive like load," in *Solar Energy*, vol. 80, no. 8, pp. 982–988, 2006. doi:10.1016/j.solener.2005.07.010
- [12] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo and M. Vitelli, "Optimizing duty-cycle perturbation of P&O MPPT technique," *2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat.*

- No.04CH37551), Aachen, Germany, 2004, pp. 1939-1944 Vol.3, doi: 10.1109/PESC.2004.1355414.
- [13] A. Garrigos, J. M. Blanes, J. A. Carrasco, and J. B. Ejea, "Real time estimation of photovoltaic modules characteristics and its application to maximum power point operation," in *Renew. Energy*, vol. 32, no. 6, pp. 1059–1076, 2007. doi: 10.1016/j.renene.2006.08.004.
- [14] Página del Lazard <https://www.lazard.com/perspective/lcoe2020>
- [15] A. Castillo Ramírez, D. Mejía Giraldo, and N. Muñoz Galeano, "Large-scale solar PV LCOE comprehensive breakdown methodology," *CT&F - Ciencia, Tecnol. y Futur.*, vol. 7, no. 1, pp. 117–136, Jan. 2017, doi: 10.29047/01225383.69.
- [16] L. Yacoubi, K. Al-Haddad, L. Dessaint and F. Fnaiech, "Linear and Nonlinear Control Techniques for a Three-Phase Three-Level NPC Boost Rectifier," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 6, pp. 1908-1918, Dec. 2006, doi: 10.1109/TIE.2006.881990.
- [17] José Espinoza and Géza Joós, "State Variable Decoupling and Power Flow Control in PWM Current-Source Rectifiers," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol: 45, Issue: 1. Aug. 1998
- [18] Patricio Cortés, M. Kazmierkoski, R. Kennel, D. Quevedo, and J. Rodríguez, "Predictive control in power electronics and drives," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Issue: 12. Dec. 2008.
- [19] Lei Lin, Yunping Zou, Zhan Wang and Hongyuan Jin, "Modeling and Control of Neutral-point Voltage Balancing Problem in Three-level NPC PWM Inverters," *2005 IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference*, Dresden, Germany, 2005, pp. 861-866, doi: 10.1109/PESC.2005.1581728.
- [20] I. A. Rubilar, J. R. Espinoza, J. A. Muñoz, and L. A. Moran, "DC Link Voltage Unbalance Control in Three-Phase UPQCs based on NPC Topologies," *2007 IEEE Industry Applications Annual Meeting*, New Orleans, LA, USA, 2007, pp. 597-602, doi: 10.1109/07IAS.2007.95.
- [21] J. Silva, J. Espinoza, D. Sbarbaro, L. Moran, J. Rohten and L. Vaccaro, "Fast MPC Algorithm for a Grid Tied Photovoltaic System based on a Multilevel Inverter," *IECON 2019 - 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Lisbon, Portugal, 2019, pp. 3989-3994, doi: 10.1109/IECON.2019.8927053.
- [22] M. G. Villalva, J. R. Gazoli and E. R. Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198-1208, May 2009, doi: 10.1109/TPEL.2009.2013862.

- [23] T. Sylvan, "Logarithmic Attenuators Using Silicon-Junction Diodes," in *IRE Transactions on Circuit Theory*, vol. 3, no. 1, pp. 69-70, March 1956, doi: 10.1109/TCT.1956.1086283.
- [24] J. Johnson, D. Yoon, and Y. Baghzouz "Modeling and Analysis of a Bifacial Grid-Connected Photovoltaic System," in *Conf. INDIACom '14*, New Delhi, India, Mar. 5 - 7, 2014
- [25] A. Kranzl, R. Kopecek, K. Peter and P. Fath, "Bifacial Solar Cells on Multi-Crystalline Silicon with Boron BSF and Open Rear Contact," in *2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference*, Waikoloa, HI, 2006, pp. 968-971, doi: 10.1109/WCPEC.2006.279618.
- [26] R. Kopecek and J. Libal, "Towards large-scale deployment of bifacial photovoltaics," in *Nature Energy*, vol. 3, no. 6, pp. 443-446, 2018/06/01 2018.
- [27] Bill Marion, Sara MacAlpine, and C. Hansen "A Practical Irradiance Model for Bifacial PV Modules," in *IEEE 44th Photovoltaic Specialists Conference*, June. 25 - 30, 2017.
- [28] "Renewable and efficient electric power systems"; G. M. Masters, John Wiley & Sons; 2004.
- [29] "Thermal Environmental Engineering", Kuen, T. H., J. W. Ramsey, and J. L. Threlkeld, 1998, 3rd ed., Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ.
- [30] J. Johnson, D. Yoon, and Y. Baghzouz, "Modeling and analysis of a bifacial grid-connected photovoltaic system," 2012 *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, 2012, pp. 1-6.
- [31] "ASHRAE Handbook of Fundamentals", American Society of Heating Refrigeration and Air Conditioning Engineers, 1985.
- [32] "Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications", Tom Markvart; Luis Castañer, 2003. Elsevier.
- [33] Jai Prakash Singh, Timothy M. Walsh, and Armin G. Aberle, "A new method to characterize bifacial solar cells", in *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 22, no. 8, Aug. 2014, pp. 903-909. Wiley Online Library
- [34] Página del ministerio de energía, <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>
- [35] Holt, Thomas, Packey, Daniel J., and Short, Walter, *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*, NREL, March 1995.
- [36] Carlos D. Rodríguez-Gallegos, Haohui Liu, Oktoviano Gandhi, Jai Prakash Singh, Vijay

- Krishnamurthy, Abhishek Kumar, Joshua S. Stein, Shitao Wang, Li Li, Thomas Reindl, Ian Marius Peters, “Global Techno-Economic Performance of Bifacial and Tracking Photovoltaic Systems”, in *Joule*, Volume 4, Issue 7, 2020, Pages 1514-1541, ISSN 2542-4351, <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.05.005>.
- [37] EL-Shimy, Mohamed. (2012). “Analysis of Levelized Cost of Energy (LCOE) and grid parity for utility-scale photovoltaic generation systems”. 10.13140/RG.2.2.10311.29603. in *Conf. MEPCON'12*, Alexandria, Egypt, Dec. 2012
- [38] E. Fuentealba, P. Ferrada, F. Araya, A. Marzo, C. Parrado, and C. Portillo, “Photovoltaic performance and LCOE comparison at the coastal zone of the Atacama Desert, Chile,” in *Energy Convers. Manag.*, vol. 95, pp. 181–186, May 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.02.036
- [39] N. Gazbour et al., “First economic benchmark of PV technologies for ATAMOSTEC in the Atacama Desert”, Chile. in *EUPVSEC*. Virtual, Sept. 2020. doi:10.4229/EUPVSEC20202020-4AV.1.36.
- [40] Carlos D. Rodríguez-Gallegos, Monika Bieri, Oktoviano Gandhi, Jai Prakash Singh, Thomas Reindl, S.K. Panda, “Monofacial vs bifacial Si-based PV modules: Which one is more cost-effective?”, in *Solar Energy*, Volume 176, 2018, Pages 412-438, ISSN 0038-092X, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.10.012>.
- [41] Abhishek Kumar, Monika Bieri, Thomas Reindl, Armin G. Aberle, “Economic Viability Analysis of Silicon Solar Cell Manufacturing: Al-BSF versus PERC”, in *Energy Procedia*, Volume 130, 2017, Pages 43-49, ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.412>.
- [42] K. Branker, M.J.M. Pathak, J.M. Pearce, “A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 15, Issue 9, 2011, Pages 4470-4482, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104>.
- [43] Darling, Seth B. and You, Fengqi and Veselka, Thomas and Velosa, Alfonso, “Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics”, in *Energy Environ. Sci.*, Volume 4, Issue 9, 2011, Pages 3133-3139, ISSN 1364-0321, <http://dx.doi.org/10.1039/C0EE00698J>.
- [44] Informe costos de inversión por tecnología de generación, CNE, agosto 2015. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>
- [45] TJ Silverman, MG Deceglie, KA Horowitz. “NREL Comparative PV LCOE Calculator.” Internet: <http://pvlcoe.nrel.gov>, March 2018.

- [46] A. S. Mundada, K. K. Shah, and J. M. Pearce, "Levelized cost of electricity for solar photovoltaic, battery and cogen hybrid systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 692–703, May 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.084.
- [47] Informe Índice de precios de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile, 2020, NAMA Chile: <https://www.4echile.cl/publicaciones/indice-de-precios-de-sistemas-fotovoltaicos-2020/>
- [48] Página de BloombergNEF., <https://about.bnef.com/>
- [49] Estudio Benchmarking de Plantas Solares Fotovoltaicas en Chile, Desarrollado por. Programa Energía Solar que ejecuta el Comité Solar de CORFO, 2017, https://www.comitesolar.cl/wp-content/uploads/2017/04/Informe-Benchmarking-Plantas-Solares-Fotovoltaicas_actualizaci%C3%B3n.pdf
- [50] Página de EnergyTrend., <https://www.energytrend.com/>
- [51] Página de PV Magazine., <https://www.pv-magazine-latam.com/2020/04/30/el-lcoe-de-la-energia-fotovoltaica-a-gran-escala-cayo-un-4-hasta-los-50-dolares-mwh-en-seis-meses/>
- [52] J. Silva, J. Espinoza, D. Sbarbaro, L. Moran, J. Rohten, and L. Vaccaro, "Fast MPC algorithm for a Grid Tied Photovoltaic System based on a Multilevel Inverter," in *IECON 2019 - 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Oct. 2019, pp. 3989–3994, doi: 10.1109/IECON.2019.8927053.
- [53] M. P. Kazmierkowski, M. Jasinski, and G. Wrona, "DSP-Based Control of Grid-Connected Power Converters Operating Under Grid Distortions," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 7, no. 2, pp. 204–211, May 2011, doi: 10.1109/TII.2011.2134856
- [54] J. J. Silva *et al.*, "MPC Algorithm With Reduced Computational Burden and Fixed Switching Spectrum for a Multilevel Inverter in a Photovoltaic System," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 77405–77414, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2988627