



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**MODELADO Y SIMULACIÓN DE
UN PARQUE FOTOVOLTAICO
CON CAPACIDAD DE
GENERACIÓN DE 1 MW**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A

Luis Osvaldo Martínez Lara

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Juan Ramón Rodríguez Rodríguez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

Dedicatoria

A mis padres

Norma Lara Ruiz

Luis Martínez Romero

A mis hermanos

Sergio Iván Martínez Lara

Carlos Eduardo Martínez Lara

A mi abuela

Ana María Ruiz Ramos

Agradecimientos

Agradezco a Dios por darme la sabiduría y fortaleza necesaria en cada etapa de mi vida, agradezco por darme una maravillosa familia y llenarnos de bendiciones día a día.

Agradezco a mis padres Norma Lara y Luis Martínez, por el enorme sacrificio que han hecho por mí, por inculcarme valores de humildad y honradez, por ser mis guías y motores de vida y por su incondicional apoyo. Agradezco a mis hermanos Sergio y Carlos, quienes han sido parte fundamental de mi desarrollo personal, por todos esos momentos de felicidad y alegría que hemos vivido, por su cariño y amor. Agradezco a mi abuela “Quefa” por todo el cariño, amor y comprensión que me ha brindado, por sus consejos y alegrías, por ser parte indispensable de esta familia. Agradezco a Alondra Gálvez por llegar a esta familia y brindarnos su cariño y amor. Agradezco a Cynthia Acevedo por su amor y apoyo, por llenar mi vida de luz.

Agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México, por permitirme ser parte de esta grandísima institución.

Agradezco al Dr. Daniel Guillén Aparicio, por ser parte importante en el desarrollo de mi tesis, por sus consejos, confianza y amistad brindada.

Agradezco al Dr. Juan Ramón Rodríguez Rodríguez, por brindarme su apoyo, dedicación y conocimientos para la realización de mi tesis.

Agradezco al Dr. Rubén Tapia Olvera, por la confianza otorgada para pertenecer al Departamento de Energía Eléctrica, por sus consejos y amistad.

Agradezco al Dr. Mario Roberto Arrieta Paternina, por sus consejos, por el tiempo brindado a la revisión de mi tesis y su amistad.

Agradezco al Dr. Luis Miguel Castro González por ser parte de mi jurado y por el tiempo dedicado a la revisión de mi tesis.

Agradezco a todos mis amigos en especial a Daniel Parada, Elias Arias y Jesús Sánchez por su apoyo, consejos y alegría, por ser parte de esta gran experiencia

Resumen

Hoy en día el sistema energético mexicano está basado principalmente en la quema de combustibles fósiles, los cuales generan enormes cantidades de gases contaminantes. En este contexto el uso de fuentes de energía renovables reduce en gran medida los problemas ambientales ocasionados por las formas convencionales de generación de energía, donde la energía solar juega un papel fundamental.

México cuenta con un gran potencial de generación debido a que se encuentra dentro de una de las zonas con mayor irradiación solar a nivel mundial, colocándolo así, como uno de los cinco países con mayor potencial en el mundo. Aunado a esto, las tecnologías fotovoltaicas han experimentado un enorme avance científico y tecnológico en los últimos años, donde la reducción de costos y el incremento de eficiencia de los sistemas fotovoltaicos, hace que su inversión inicial pueda recuperarse durante los primeros años de uso, conservando una garantía que exceden los veinte años de vida útil.

Derivado de lo anterior y considerando los cambios y metas estructurales del sector eléctrico mexicano debidos a la reforma energética en 2013, es sumamente importante conocer la operación, modelado y tecnologías actualmente existentes de los sistemas fotovoltaicos. En esta tesis de ingeniería eléctrica se expone a detalle el proceso para la operación y puesta en marcha de un proyecto fotovoltaico de 1MW interconectado a una red de distribución de 13.8 kV, considerando el diseño, modelado, simulación y componentes necesarios para su instalación.

Se presenta el modelado del arreglo de celdas fotovoltaicas, la operación de un sistema de conversión de energía CD/CA – VSC o inversor trifásico, la modulación SPWM así como los controles necesarios para la máxima extracción de energía de las celdas, que son: *i*) algoritmo MPPT, *ii*) control de potencia activa y reactiva en marco de referencia dq0 y *iii*) control de voltaje de CD.

Finalmente, se hace una recapitulación de las tecnologías actuales y disponibles para la implementación de un proyecto fotovoltaico, mostrando los modelos y potencia de paneles fotovoltaicos, inversores, transformadores y sistemas de protecciones, elementos de monitoreo de variables climatológicas, así como los requerimientos normativos en México para la instalación e interconexión de un sistema con las capacidades mencionadas.

Índice General

<i>Dedicatoria</i>	<i>i</i>
<i>Agradecimientos</i>	<i>ii</i>
<i>Resumen</i>	<i>iii</i>
<i>Índice General</i>	<i>iv</i>
<i>Índice de tablas</i>	<i>vii</i>
<i>Índice de figuras</i>	<i>viii</i>
<i>Glosario de Términos y Abreviaturas</i>	<i>x</i>
CAPÍTULO 1	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Proyecciones de energía solar fotovoltaica en México.....	1
1.3 Proyecciones de energía solar fotovoltaica en el mundo.....	3
1.4 Planteamiento del problema.....	5
1.5 Hipótesis	5
1.6 Motivación	5
1.7 Objetivo	6
1. 8 Justificación	6
1. 9 Metodología	6
1. 10 Bibliografía	8
CAPÍTULO 2	9
MARCO CONCEPTUAL	9
2.1 Introducción	9
2.2 Electrónica de potencia y energías renovables	9
2.3 Escenarios de operación de la electrónica de potencia	10
2.4 Casos de éxito de sistemas fotovoltaicos en México	13
2.5 Topologías de interconexión para sistemas fotovoltaicos	14
2.5.1 Monofásica etapa única.....	14
2.5.2 Monofásica etapa múltiple	15

2.5.3 Trifásico	16
2.6 Controladores	17
2.7 Seguimiento del punto de máxima potencia	18
2. 8 Bibliografía	21
CAPÍTULO 3	23
ESTRUCTURA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	23
3.1 Introducción	23
3.2 Celdas Fotovoltaicas	23
3.2.1 Modelo Simple	24
3.2.2 Modelo de arreglo fotovoltaico	28
3.3 VSC trifásico de dos niveles de seis pulsos	30
3.4 Control del VSC	33
3.4.1 Modo de control de corriente	33
3.4.2 Control de potencia activa y reactiva en un VSC.	36
3.4.3 Control de voltaje de CD	38
3.5 Diseño de un VSC de seis pulsos	40
3.6 Seguimiento del punto de máxima potencia (método de perturbación y observación)	42
3. 7 Bibliografía	44
CAPÍTULO 4	45
CASOS DE ESTUDIO	45
4.1. Introducción	45
4.2 Caso de estudio 1. Simulación de un sistema fotovoltaico de 100 kW	47
4.3 Caso de estudio 2. Simulación de un sistema fotovoltaico, emulando la radiación promedio de un día.	54
4.4 Caso de estudio 3. Simulación de un sistema fotovoltaico de 1 MW	56
CAPÍTULO 5	60
SELECCIÓN DE COMPONENTES	60
5.1 Introducción	60
5.2 Selección del módulo fotovoltaico	61
5.2.1 Módulo fotovoltaico seleccionado	61
5.3 Selección del inversor	63

5.4 Selección de transformador	65
5.5 Selección de protecciones	66
5.5.1 Fusibles	67
5.5.2 Protección del inversor.....	70
5.6 Estación meteorológica.....	70
5.7 Códigos de red	71
5.7.1 Tensión.....	72
5.7.2 Capacidad de generación.....	72
5.7.3 Rango de frecuencias	73
5.8 Bibliografía	74
CAPÍTULO 6	75
CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	75
6.1 Conclusiones.....	75
6.2 Trabajos futuros	76

Índice de tablas

Capítulo 2

Tabla 2. 1 Técnicas de MPPT	20
-----------------------------------	----

Capítulo 3

Tabla 3. 1 Valores calculados para un VSC	41
-------------------------------------------------	----

Capítulo 4

Tabla 4.1 Resumen General de Parámetros	46
-----------------------------------------------	----

Capítulo 5

Tabla 5. 1 Características eléctricas (STC).....	62
Tabla 5. 2 Parámetros máximos de la instalación.....	64
Tabla 5. 3 Límite de capacidad de generación a interconectar para media tensión.....	72
Tabla 5. 4 Tiempo de respuesta ante frecuencias anormales	73

Índice de figuras

Capítulo 1

Figura 1. 1 Capacidad efectiva instalada y generación bruta de centrales solares fotovoltaicas en México, 2005-2015	2
Figura 1. 2 Evolución de las adiciones de capacidad, capacidad instalada y generación de energía solar fotovoltaica en México, 2016-2030	2
Figura 1. 3 Capacidad instalada estimada, inversiones y empleos en el sector solar fotovoltaico, 2015, 2030 y 2050	4
Figura 1. 4 Capacidad instalada por país en energía solar fotovoltaica.....	4

Capítulo 2

Figura 2. 1 John Bardeen, William Shockley y Walter Brattain	10
Figura 2. 2 Potencial de generación de energía solar fotovoltaica	13
Figura 2. 3 Imágenes proyecto Aura Solar I.....	13
Figura 2. 4 Sistema fotovoltaico monofásico etapa única	15
Figura 2. 5 Sistema fotovoltaico monofásico etapa múltiple.....	15
Figura 2. 6 Sistema fotovoltaico trifásico.....	16
Figura 2. 7 Topología multinivel de un sistema fotovoltaico con transformador de alta frecuencia.....	16
Figura 2. 8 Diagrama de bloques de un lazo de control	17

Capítulo 3

Figura 3. 1 Funcionamiento de una celda solar	24
Figura 3. 2 Modelo equivalente de una celda solar	24
Figura 3. 3 Curvas V-I de una celda para diversos niveles de irradiancia.....	25
Figura 3. 4 Curvas V-P de una celda para diversos niveles de irradiancia.....	27
Figura 3. 5 Diagrama de composición de un módulo PV y de un arreglo PV.....	27
Figura 3. 6 Modelo matemático del arreglo fotovoltaico	28
Figura 3. 7 Curvas V-I para diferentes arreglos FV	29
Figura 3. 8 Curvas V-P para diferentes arreglos FV.....	30
Figura 3. 9 VSC trifásico de dos niveles, seis pulsos	31
Figura 3. 10 Circuito promedio equivalente del convertidor trifásico de dos niveles	32
Figura 3. 11 VSC trifásico de dos niveles con control de voltaje, corriente y MPPT.....	34
Figura 3. 12 Diagrama a bloques del control de corriente de un VSC	37
Figura 3. 13 Diagrama a bloques simplificado del control de corriente.....	38

Figura 3. 14 Diagrama a bloques del lazo de control de voltaje.....	40
Figura 3. 15 Curvas características del panel fotovoltaico	42
Figura 3. 16 Diagrama de flujo del método de perturbación y observación.....	43

Capítulo 4

Figura 4. 1 VSC trifásico de dos niveles con control de voltaje, corriente y MPPT	46
Figura 4. 2 Formas de onda de la respuesta del control de voltaje	48
Figura 4. 3 Perturbaciones en el control de voltaje CD	49
Figura 4. 4 Comportamiento de la corriente CD	49
Figura 4. 5 Comportamiento de la potencia CD	50
Figura 4. 6 Comportamiento de los índices de modulación	50
Figura 4. 7 Índices de modulación (fase A, fase B y fase C).....	51
Figura 4. 8 Modulación por ancho de pulso.	51
Figura 4. 9 Voltajes del lado de CA (fase A, fase B y fase C)	52
Figura 4. 10 Corrientes del lado de CA (fase A, fase B y fase C)	52
Figura 4. 11 Corrientes en magnitud y fase del lado de CA (fase A, fase B y fase C).....	53
Figura 4. 12 Potencia total trifásica	53
Figura 4. 13 Distribución horaria de irradiancia solar en un día sin nubes	54
Figura 4. 14 Comportamiento del voltaje en CD.....	55
Figura 4. 15 Comportamiento de la corriente en CD.....	55
Figura 4. 16 Comportamiento de la potencia en CD	56
Figura 4. 17 Esquema de interacción de 10 sistemas con generación de 100 kW.....	57
Figura 4. 18 Comportamiento de la potencia de 10 sistemas con generación de 100 kW ...	58
Figura 4. 19 Potencia total generada en el parque fotovoltaico.....	59

Capítulo 5

Figura 5. 1 Instalación fotovoltaica de Asur, España	60
Figura 5. 2 Módulo monocristalino 305 W.....	61
Figura 5. 3 Arreglo fotovoltaico matriz de 25X14	63
Figura 5. 4 Inversor Marca Ingeteam 100 kW	64
Figura 5. 5 Características eléctricas inversor 100 kW	65
Figura 5. 6 Transformador para aplicación fotovoltaica.....	66
Figura 5. 7 Fusible protección de Cadena.....	68
Figura 5. 8 Datos técnico fusible protección cadena	68
Figura 5. 9 Fusible protección de matriz	69
Figura 5. 10 Características técnicas de fusibles para protección de matriz.....	69
Figura 5. 11 Estaciones meteorológicas	70
Figura 5. 12 Estación meteorológica Pvm300.....	71

Glosario de Términos y Abreviaturas

CD:	Corriente directa
CA:	Corriente alterna
D :	Ciclo de trabajo
I_a :	Corriente CA de la fase a
$I_{A.PV}$:	Corriente entregada por el arreglo de celdas
IGBT:	Isolated Gate Bipolar Transistor (Transistor bipolar de compuerta aislada)
m_i :	Moduladora
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Seguimiento del máximo punto de potencia)
P :	Potencia activa
$P_{A.PV}$:	Potencia entregada por el arreglo de celdas
P_{ref} :	Potencia activa de referencia
FV:	Fotovoltaico
PWM:	Pulse Width Modulation (Modulación por ancho de pulso)
Q:	Potencia reactiva
SPWM:	Sinusoidal Pulse Width Modulation (Modulación senoidal por ancho de pulso)
Q_{ref} :	Potencia reactiva de referencia
$V_{A.PV}$:	Voltaje entregado por el arreglo de celdas
V_{CD} :	Voltaje del puerto de CD
$V_{CD_{ref}}$:	Voltaje de CD de referencia
V_a :	Tensión en la terminal de la red de CA de la fase a
V_{ta} :	Tensión en las terminales del convertidor VSC de la fase a
VSC:	Voltage Source Converter (Fuente convertidora de voltaje)

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

La importancia del impulso a las energías renovables y la eficiencia energética no sólo estriba en reducir la dependencia en la utilización de los combustibles fósiles; también se han creado nuevas oportunidades económicas y se ha desarrollado un mercado energético totalmente diversificado y más amigable con el medio ambiente.

Gracias al desarrollo tecnológico y a las políticas económicas implementadas por diversos países, se ha logrado dar mayor impulso a las energías renovables, mitigando los efectos nocivos de la generación de energía a partir del uso de combustibles fósiles. Una de esas fuentes renovables es la energía fotovoltaica [1.1].

México se localiza geográficamente en una zona la cual resulta ideal para el aprovechamiento de energía solar, en donde la irradiación global promedio es de alrededor de 5.5 kWh/m² al día, siendo uno de los países con mayor potencial de aprovechamiento solar en el mundo. La radiación promedio varía a lo largo de la república y del mes en cuestión disminuyendo por debajo de los 3 kWh/m² y alcanzando valores superiores a 8.5 kWh/m² [1.2].

1.2 Proyecciones de energía solar fotovoltaica en México

A partir de la publicación del Primer Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar en Pequeña Escala y la entrada en operación de la primera central fotovoltaica de gran escala en 2011, la capacidad instalada y la generación de energía eléctrica solar se incrementó de 18.5 MW y 8.8 GWh en el año 2007 a 170.24 MW y 190.26 GWh en el año 2015, como se muestra en la Figura 1.1. Este incremento se ha visto reforzado por el aumento importante de los Contratos de Pequeña y Mediana Escala.

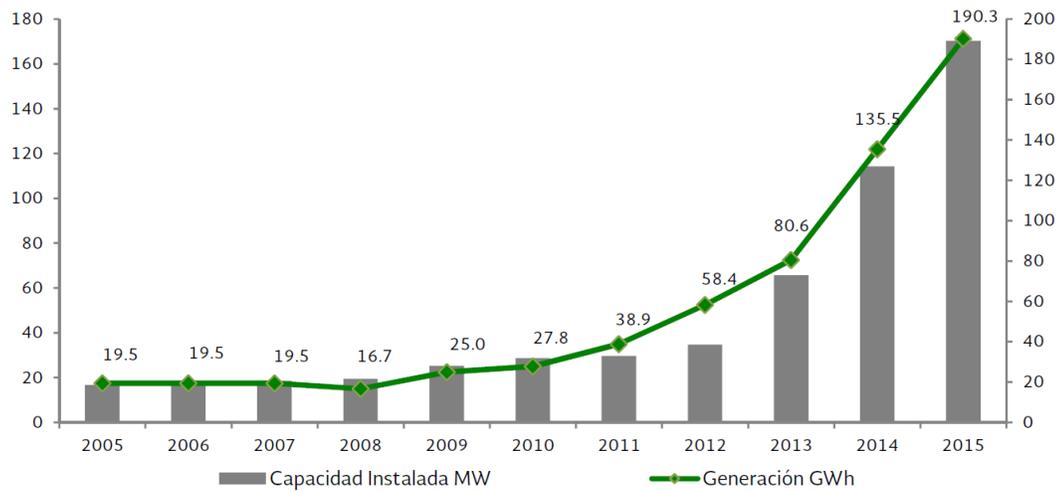


Figura 1. 1: Capacidad efectiva instalada y generación bruta de centrales solares fotovoltaicas en México, 2005-2015

En el año 2015 se implementaron 9 centrales de generación con energía solar fotovoltaica, las cuales se encuentran distribuidas en distintas áreas operativas: dos en Baja California, una en Baja California Sur, una en el Noroeste, una en el área Norte, dos en el área Occidental, una en el área central y la última en Mulegé. Asimismo, la capacidad instalada de energía solar FV fue de 190.3 MW. Se pronostica un incremento de 6,834.8 MW en nuevos proyectos, de los cuales el 56.3% se encuentran en fase de construcción o por iniciar obras; 24.8% son proyectos por licitar o adjudicados en la primera subasta eléctrica de largo plazo y 18.9% para los restantes.

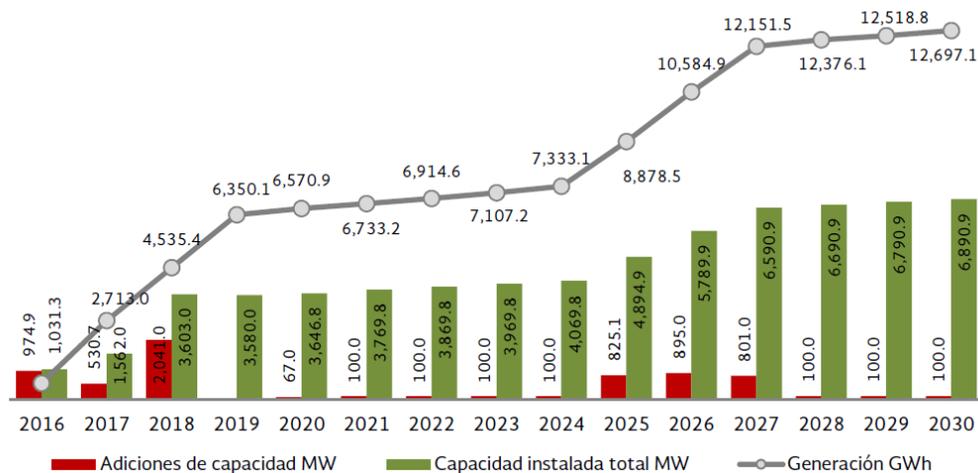


Figura 1. 2: Evolución de las adiciones de capacidad, capacidad instalada y generación de energía solar fotovoltaica en México, 2016-2030

En México se tiene previsto un incremento de capacidad instalada de 568.2%, pasando de 1,031.2 MW en 2016 a 6,890.9 MW en 2030. Cabe señalar que habrá periodos de adición de capacidad de generación eléctrica. Con relación a la generación de energía eléctrica se incrementará 2,180.7 %, concluyendo en 12,697.1 GWh al final del periodo de proyección. Lo anterior se muestra en la Figura 1.2, [1.3].

1.3 Proyecciones de energía solar fotovoltaica en el mundo

Actualmente, debido a las políticas aplicadas en las economías en desarrollo, se ha da acceso a financiamientos que permitan la incorporación de un sistema energético totalmente modernizado, eficiente y respetuoso con el medio ambiente. Durante la 21^a conferencia de las Partes (COP 21) en París, Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático (UNFCCC por sus siglas en inglés), 195 países acordaron limitar el calentamiento global por debajo de los dos grados centígrados. Para ello, se requiere instrumentos precisos como: acelerar del uso de las energías renovables e incrementar los mecanismos de eficiencia energética.

El despliegue de la energía solar fotovoltaica ha aumentado constantemente durante casi dos décadas, pasando de menos de 9 GW de capacidad instalada en 2007 hasta más de 290 GW en 2016, según cifras de International Renewable Energy Agency (IRENA, por sus siglas en inglés). De 2010 a 2016, las adiciones netas crecieron alrededor de 28% anual en promedio y las adiciones en el período representan aproximadamente el 94% de la capacidad total que se instaló entre 2006 y 2016. IRENA estima que lograr la transición energética en los países del G20 requeriría inversiones acumuladas en el sector solar de alrededor de USD 3,630 billones para el 2030 y USD 6,610 billones para el 2050, estas inversiones pueden crear valor y generar beneficios económicos, incluida la generación de ingresos y la creación de empleo, observado en la Figura 1.3, [1.4].

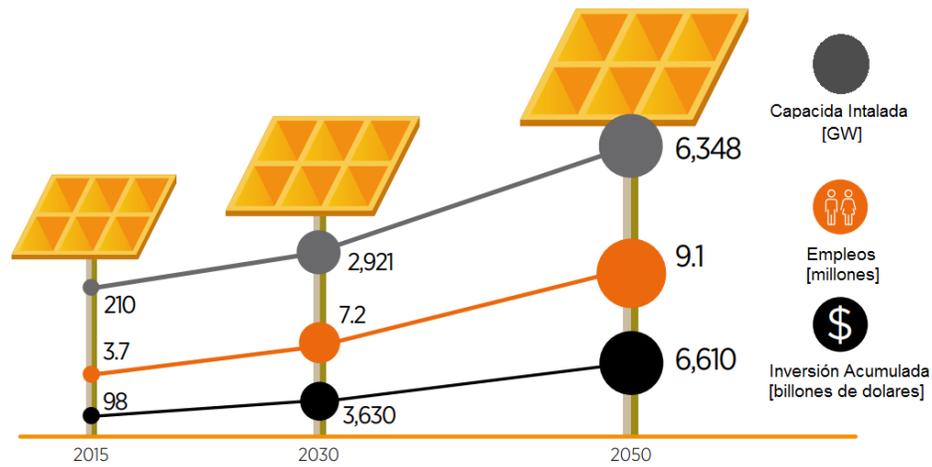


Figura 1. 3: Capacidad instalada estimada, inversiones y empleos en el sector solar fotovoltaico, 2015, 2030 y 2050

De acuerdo con las cifras de IRENA el top cinco de países con mayor capacidad instalada para el 2017, se encuentran, China con 130.6 GW, Japón con 48.6 GW, Alemania con 42.3 GW, Estados Unidos con 41.1 GW, Italia con 19.6 GW e India con 19.04 GW [1.5], lo anterior se muestra en la Figura 1.4, donde se incluyó a México observando la gran brecha que existe con respecto a países de mayor desarrollo tecnológico.

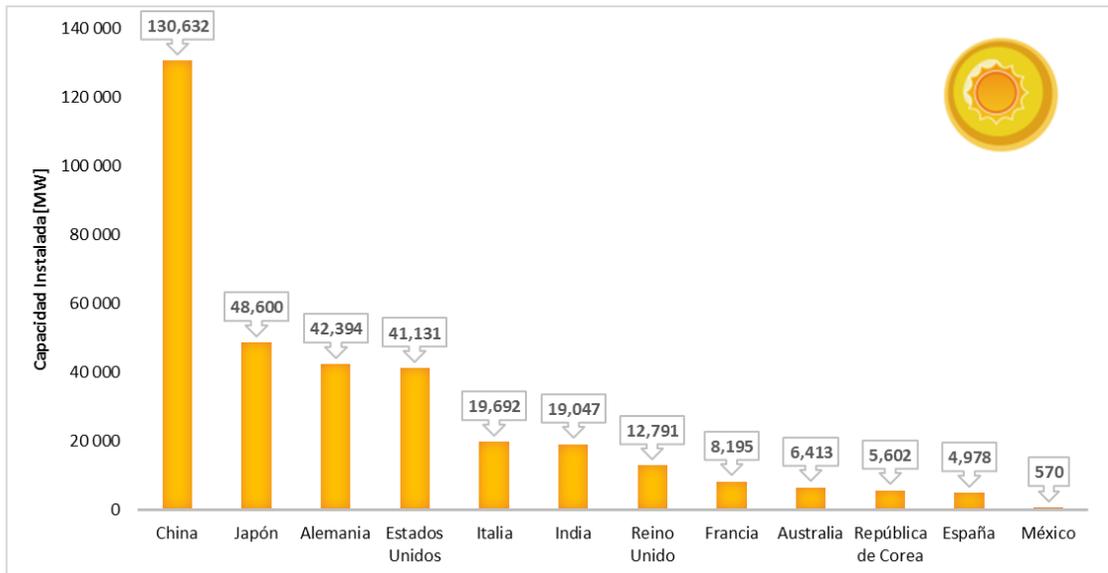


Figura 1. 4: Capacidad instalada por país en energía solar fotovoltaica

Conforme a estudios realizados por IRENA se prevé que el crecimiento de la energía solar en los países en desarrollo será rápido y desplazará a los combustibles fósiles. Los costos de la generación de energía solar fotovoltaica vienen disminuyendo de forma acelerada. En diversos países, el costo de la energía fotovoltaica ya es inferior a la del carbón y el gas. Las tendencias son alentadoras: las energías renovables encabezan las fuentes utilizadas para generar electricidad a nivel mundial, dentro de ellas la energía solar ocupa el primer lugar y los países en desarrollo ya representan más de la mitad de la generación de energía solar a nivel mundial [1.6].

1.4 Planteamiento del problema

Como parte del crecimiento y expansión de las energías renovables en México y en específico de la energía solar resulta indispensable para proyectistas, inversionistas e instituciones educativas, contar y conocer los modelos matemáticos y de simulación que representen las principales etapas de conversión de energía de un sistema fotovoltaico. Lo cual sirve como referencia sólida para la planificación y evaluación de futuros proyectos fotovoltaicos, otorgando así confiabilidad y crecimiento en la industria eléctrica.

1.5 Hipótesis

La implementación de modelos y simulaciones de sistemas fotovoltaicos a nivel componente de las diversas etapas que componen un sistema fotovoltaico servirá de soporte a diversas empresas e instituciones ligadas al sector eléctrico, logrando una mayor cantidad de proyectos fotovoltaicos exitosos para el desarrollo de la industria eléctrica.

1.6 Motivación

Como parte de la sociedad, es importante el entender las problemáticas y dependencia de la utilización de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica. El dióxido de carbono liberado por la quema de combustibles fósiles está teniendo un efecto sobre el clima y está conduciendo al calentamiento global. Otro efecto importante, es la dependencia de las grandes compañías de suministro de combustible, siendo expuestos a las fluctuaciones de costos.

Es por ello que, como ingenieros en área de sistemas eléctricos de potencia, emerge la necesidad y obligación de contribuir con el mejoramiento de nuestro medio ambiente y economía a través de la implementación de proyectos que empleen fuentes renovables. Como es el caso de los sistemas solares fotovoltaicos.

1.7 Objetivo

El objetivo general es analizar e implementar un modelo a nivel componente de un parque fotovoltaico, con capacidad de generación de 1 MW, analizando las principales variables de interés como son irradiancia, voltajes, corrientes y potencias. Los objetivos particulares de esta tesis son:

- Simular un VSC trifásico de dos niveles seis pulsos.
- Implementar un control de potencia activa y reactiva en el marco de referencia dq0.
- Implementar el control de voltaje de CD.
- Implementar un seguidor del punto máximo de potencia (MPPT).

1.8 Justificación

El suministro de energía sostenible sigue siendo un requisito principal de la sociedad moderna como respuesta al aumento de la demanda causado por el incremento en el consumo de energía eléctrica y el crecimiento de la población [1.7]. La notable reducción en el precio de las células fotovoltaicas contribuyó a las implementaciones recientes a gran escala. Los incentivos fiscales fueron otro factor contribuyente. Al mismo tiempo, el progreso tecnológico hizo posible el desarrollo de los sistemas, de modo que algunos tienen una vida útil esperada de 25 años o más [1.8].

De acuerdo con el Instituto de Investigaciones de Energía Eléctrica de California EE.UU., aproximadamente el 70% de la energía eléctrica de los Estados Unidos de Norte América actualmente fluye a través de convertidores eléctricos de potencia, la cual se prevé llegue a un crecimiento del 100% [1.9]. Aunado a lo anterior y gracias a la integración de la electrónica de potencia en los sistemas fotovoltaicos, se ha revolucionado el desarrollo de proyectos logrando una mayor inclusión de esta tecnología en la industria eléctrica, haciendo de vital importancia el contar modelos y simulaciones que permitan sustentar los proyectos fotovoltaicos.

1.9 Metodología

La metodología a seguir durante el desarrollo de la presente tesis es la siguiente:

- Estudio de los antecedentes de la electrónica de potencia y su aplicación a las fuentes de energía renovable.
- Estudio del estado del arte de los elementos que componen a un sistema solar fotovoltaico para su integración a la red.
- Conocer los fundamentos de una celda fotovoltaica, de un VSC de seis pulsos dos niveles, control de potencia activa y reactiva, control de voltaje y del MPPT.

- Implementación del modelo en el entorno Matlab-Simulink de una celda fotovoltaica, de un VSC de seis pulsos dos niveles, control de potencia activa y reactiva, control de voltaje y del MPPT.
- Elaboración de casos de estudio para análisis.
- Selección de elementos de un sistema fotovoltaico
- Escritura de la tesis.

1. 10 Bibliografía

[1.1] Secretaría de Energía, “*Mapa De Ruta Tecnológica Energía Solar Fotovoltaica*” 2017, disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/280283/MRT_SOLAR_FV_11DIC17-OPT.pdf

[1.2] Centro de Investigación Económica y Presupuestaria, “*Energía solar en México: su potencial y aprovechamiento*”, disponible en: <http://ciep.mx/energia-solar-en-mexico-su-potencial-y-aprovechamiento/>

[1.3] Secretaria de Energía, “*Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030*”, disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177622/Prospectiva_de_Energ_as_Renovables_2016-2030.pdf

[1.4] International Renewable Energy Agency, “*Renewable Energy Benefits Leveraging Local Capacity for Solar PV*”, disponible en: <https://www.irena.org>

[1.5] International Renewable Energy Agency, “*Country Ranking*”, disponible en: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/index.html?topic=4&subTopic=18>

[1.6] Banco mundial, “*Energía Solar*” disponible en: <http://www.bancomundial.org>

[1.7] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, “*Renewables 2015: Global Status Report (GSR)*”, disponible en: http://www.ren21.net/wpcontent/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf

[1.8] F. Blaabjerg and D. M. Ionel, "Renewable energy devices and systems – state-of-the-art technology, research and development, challenges and future trends," *Electric Power Components and Systems*, vol. 43, no. 12, pp. 1319-1328, Jul. 2015.

[1.9] M. A. Santoyo-Anaya, J. R. Rodríguez-Rodríguez, E. L. Moreno-Goytia, V. Venegas-Rebollar and N. M. Salgado-Herrera, "Current-Sensorless VSC-PFC Rectifier Control With Enhance Response to Dynamic and Sag Conditions Using a Single PI Loop," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, no. 7, pp. 6403-6415, July 2018.

CAPÍTULO 2

MARCO CONCEPTUAL

2.1 Introducción

Históricamente, los convertidores electrónicos de potencia han sido utilizados predominantemente en aplicaciones domésticas, industriales y de tecnologías de la información. Sin embargo, debido a los avances en las tecnologías de semiconductores de potencia, su aplicación en los sistemas de energía ha ganado considerablemente más atención en las últimas dos décadas. Por consiguiente, los sistemas electrónicos de potencia se utilizan cada vez más en aplicaciones de acondicionamiento de energía, integración de fuentes de energías renovables, sistemas de compensación de reactivos y alimentación a cargas específicas.

2.2 Electrónica de potencia y energías renovables

La electrónica de potencia surge en el año de 1900, con la introducción del rectificador de arco de mercurio. Gradualmente surgieron, el rectificador de tanque metálico, el rectificador de tubo al alto vacío de rejilla controlada, el ignitrón, el fanotrón y el tiratrón. Estos dispositivos se aplicaron al control de energía hasta la década de 1950 [2.1].

La primera revolución electrónica comenzó en el año de 1948 con la invención del transistor de silicio gracias al ingeniero John Bardeen y los físicos Walter Houser Brattain y William Bradford Shockley en los Bell Telephone Laboratories como se muestra en la Figura 2.1. La mayor parte de las tecnologías electrónicas actuales tienen su origen debido a esta invención.

A través de los años, la microelectrónica ha evolucionado a partir de los semiconductores de silicio. El siguiente gran avance se dio en el año de 1956 con la invención del transistor de

disparo PNP, el cual se definió como un tiristor o rectificador controlado de silicio (SCR) por sus siglas en inglés, también desarrollado en los Bell Telephone Laboratories.



Figura 2. 1: John Bardeen, William Shockley y Walter Brattain
(de izquierda a derecha)

La segunda revolución electrónica empezó en 1958, con el desarrollo del tiristor comercial por General Electric Company. Ese fue el principio de una nueva era en la electrónica de potencia. Desde entonces se han introducido diversos tipos de dispositivos semiconductores de potencia y técnicas de conversión. La revolución en la electrónica de potencia nos está permitiendo conformar y controlar grandes cantidades de potencia con una eficiencia cada vez mayor [2.1].

En los sistemas de generación de energía eléctrica actuales se combina tanto energía proveniente de fuentes no renovables como energía proveniente de fuentes renovables. Estas últimas presentan ciertas desventajas que se deben solucionar, por ejemplo, el elevado costo de muchos de los dispositivos empleados para la conversión de energía. Otra desventaja, es la no controlabilidad, haciendo énfasis en la energía solar debido a que la cantidad de radiación es variable a lo largo del año en diversas zonas del planeta [2.2].

2.3 Escenarios de operación de la electrónica de potencia

Durante mucho tiempo, las aplicaciones de sistemas de convertidores de alta potencia en sistemas de energía eléctrica se limitaron a sistemas de transmisión de corriente continua de alta tensión (HVDC), en menor medida el compensador estático convencional (Static VAR Compensator; SVC) y sistemas de excitación electrónica de la máquina síncrona. Sin embargo, desde finales de la década de 1980, las aplicaciones en los sistemas

de energía eléctrica para generación, transmisión, distribución y suministro han ganado mayor terreno [2.3]. Las principales razones son:

- Desarrollos rápidos y continuos en la tecnología de la electrónica de potencia y la disponibilidad de varios tipos de interruptores semiconductores para aplicaciones de alta potencia.
- Avances continuos en la microelectrónica, los cuales han permitido el desarrollo de sofisticadas estrategias de procesamiento y control de señales, así como diversos algoritmos para una amplia gama de aplicaciones.
- El crecimiento continuo de la demanda de energía eléctrica ha llevado a la utilización cercana al límite de la red, que exige el empleo de dispositivos eléctricos de potencia para mejorar la estabilidad del sistema.

La transición hacia el uso de energías renovables, en respuesta al fenómeno del calentamiento global y las preocupaciones ambientales, ha cobrado impulso debido a los grandes avances tecnológicos y ha dado lugar a la viabilidad técnica de los recursos energéticos alternativos, en particular, de los recursos energéticos renovables. Tales recursos energéticos a menudo están interconectados con el sistema de energía eléctrica a través de convertidores electrónicos de potencia.

El desarrollo de nuevos conceptos operativos y estrategias, por ejemplo, micro-redes, redes activas y redes inteligentes [2.4], indica que el papel y la importancia de la electrónica de potencia en los sistemas de energía eléctrica crecerán significativamente. Las aplicaciones previstas para los sistemas convertidores electrónicos de potencia incluyen:

- Mejorar la eficiencia y fiabilidad de la infraestructura existente de generación, transmisión, distribución, y suministro de energía eléctrica.
- Integración de recursos energéticos renovables a gran escala y sistemas de almacenamiento en redes eléctricas.
- Maximización en la profundidad de penetración de las fuentes de energías renovables.

Los sistemas de conversión de electrónica de potencia son empleados en sistemas de energía eléctrica para:

- Filtrado activo: La función principal de un filtrado activo basado en electrónica de potencia es sintetizar e inyectar (o absorber) componentes específicos de corriente o voltaje, para mejorar la calidad de energía en el sistema de alimentación.
- Compensación: La función de un compensador electrónico de potencia (estático), ya sea en una línea de transmisión o de distribución, es aumentar la capacidad de

transferencia de potencia de la línea, maximizar la eficiencia de la transferencia de potencia, mejorar la estabilidad del voltaje y del ángulo, mejorar la calidad de la energía o cumplir alguna combinación de los objetivos anteriores. Diversas técnicas de compensación estática han sido discutidas en la literatura técnica bajo el marco general de los sistemas de transmisión flexibles (FACTS) y los controladores de potencia personalizados. Los controladores FACTS incluyen, sin limitación, compensador estático síncrono (STATCOM), compensador estático serie síncrono (SSSC), el controlador unificado de flujo de potencia (UPFC) y el cambiador de fase controlado por semiconductores.

- Acondicionamiento de potencia: La función principal de un acondicionador de potencia electrónico es permitir el intercambio de energía entre dos subsistemas eléctricos o electromecánicos de una manera controlada. El acondicionador de potencia debe de asegurarse de cumplir con los requisitos específicos de los subsistemas, por ejemplo, frecuencia, magnitud de la tensión, factor de potencia y la velocidad de la máquina rotatoria.

Algunos ejemplos de sistemas electrónicos de acondicionamiento de potencia son:

- El sistema de transmisión de corriente continua de alta tensión espalda con espalda (HVDC back to back) que conecta dos subsistemas de CA que pueden ser síncrono, asíncrono o incluso de frecuencias diferentes [2.5].
- El sistema rectificador/inversor HVDC que transfiere energía eléctrica a través de una línea de conexión de CD entre dos subsistemas de CA eléctricamente remotos [2.6].
- El sistema convertidor CA/CD/CA que transfiere la energía de CA de una unidad de energía eólica de frecuencia variable a la red.
- El sistema convertidor de CD/CA que transfiere potencia en CD desde una unidad de fuente de energía distribuida en CD (DER), por ejemplo, una fotovoltaica (PV), un arreglo solar, una celda de combustible o una unidad de almacenamiento por medio de baterías hacia la red.

Gracias al continuo desarrollo de nuevos dispositivos electrónicos de potencia, los convertidores hoy en día son parte fundamental de los sistemas fotovoltaicos permitiendo incrementar la eficiencia de los sistemas, algunos de los convertidores empleados son (VSC, CD/CD, Boost, Cuk, Buck-Boost, Puente H, etc.).

2.4 Casos de éxito de sistemas fotovoltaicos en México

La Figura 2.2, muestra el mapa de recursos solares, proporcionando un resumen del potencial estimado de generación de energía solar fotovoltaica.

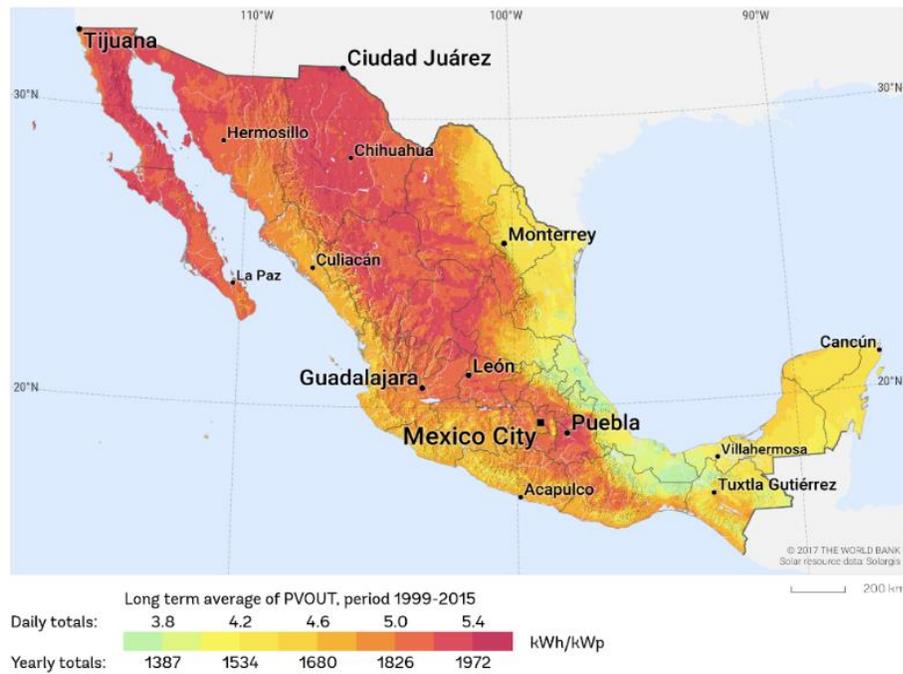


Figura 2. 2: Potencial de generación de energía solar fotovoltaica

A continuación, se presentan los casos más relevantes de parques fotovoltaicos en México, realizando una breve descripción de ellos:



Figura 2. 3: Imágenes proyecto Aura Solar I

Aura solar I: Se construyó en La Paz, Baja California Sur, con una capacidad de 39 MW, genera 82 GWh al año, una superficie de 100 hectáreas y una instalación de 131,800 módulos policristalinos. La inversión total del proyecto ascendió a US\$100 millones [2.7]. En la Figura 2.3, se observa la distribución y orientación de los arreglos fotovoltaicos.

Los santos solar I: Se localiza en Chihuahua con capacidad instalada de 13.7 MW, generación de 40.1 GWh al año, reducción de 16,509 toneladas métricas/año de dióxido de carbono [2.8].

Una vez analizado el potencial de la energía solar fotovoltaica y adjunto a los planes de expansión y de la red eléctrica y menor dependencia de recursos fósiles en México debido a la reforma energética, se hace evidente la necesidad de investigar a cada uno de los pasos necesarios para la conversión de energía CD /CA con base a convertidores de electrónica de potencia, en este contexto a continuación se muestran algunas de las topologías más comunes en sistemas PV.

2.5 Topologías de interconexión para sistemas fotovoltaicos

Las topologías de electrónica de potencia para los sistemas fotovoltaicos se pueden categorizar en función del número de etapas de procesamiento de potencia, la ubicación de los condensadores de desacoplamiento de potencia, los transformadores de utilización y los tipos de interfaces de red [2.9]. La clasificación básica basada en el número de fases de salida del inversor se presenta a continuación.,

2.5.1 Monofásica etapa única

La topología fundamental para un inversor fotovoltaico es un convertidor CD/CA monofásico, como se muestra en la Figura 2.4. La salida de CD del conjunto fotovoltaico está conectada a través de un condensador que funciona como filtro en paralelo a un convertidor de puente completo, la salida del convertidor se conecta a un inductor, que limita los armónicos de alta frecuencia inyectados en el sistema eléctrico de CA. Un lazo de seguimiento de fase (PLL) se utiliza para sincronizar el voltaje de salida del inversor con el voltaje de la red [2.10].

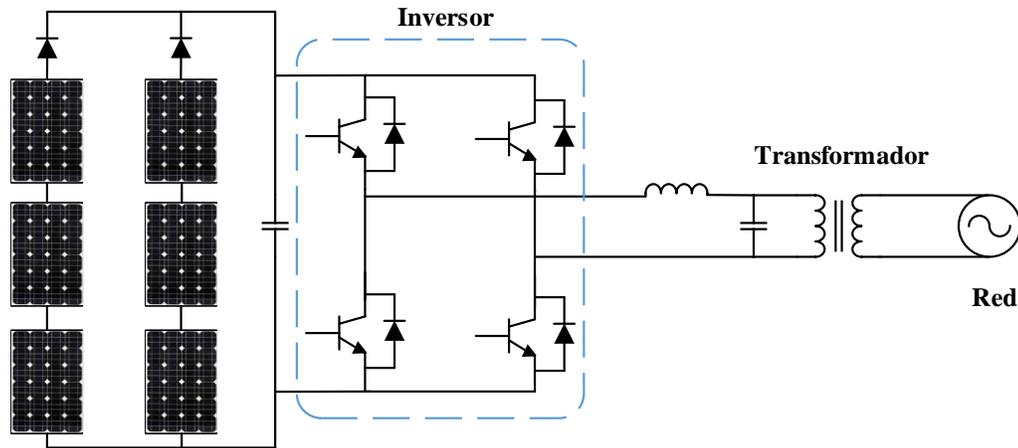


Figura 2. 4: Sistema fotovoltaico monofásico etapa única

2.5.2 Monofásica etapa múltiple

En la Figura 2.5, se muestra un diseño simple para un inversor fotovoltaico de múltiples etapas, donde se utiliza un transformador de alta frecuencia para una conexión monofásica a la red [2.11]. La entrada de voltaje de CD se invierte para producir una corriente alterna a través del transformador, mientras que la tensión secundaria se rectifica. Finalmente, la salida de CD resultante se interconecta con la tensión de línea a través de un inversor de tiristor con conmutación de voltaje. En [2.12] y [2.13], se muestran varias topologías para inversores monofásicos de dos etapas conectados a la red

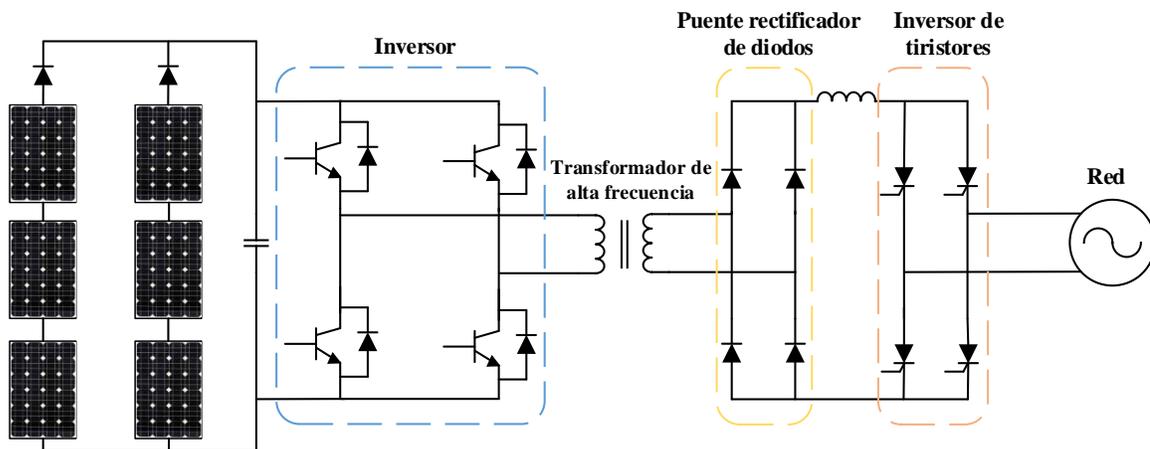


Figura 2. 5: Sistema fotovoltaico monofásico etapa múltiple

2.5.3 Trifásico

La figura 2.6, muestra una topología típica para un inversor fotovoltaico trifásico que utiliza un transformador de frecuencia de línea. La salida de CD del arreglo fotovoltaico está conectada a través de un condensador. La salida del condensador se conecta a la entrada de un inversor de tensión trifásico. Finalmente, la salida de cada fase de los convertidores está conectada a un inductor y condensador para limitar los armónicos de alta frecuencia inyectados en el sistema de CA.

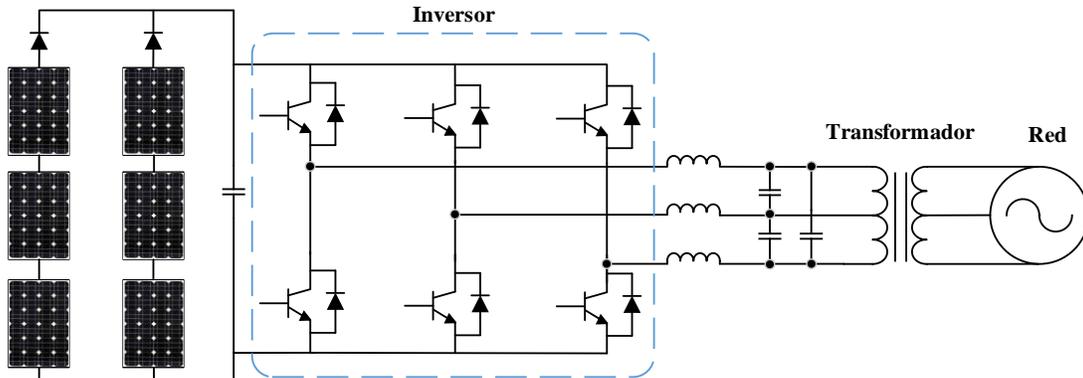


Figura 2. 6: Sistema fotovoltaico trifásico

Los inversores modernos tienden a usar un transformador de alta frecuencia para el aislamiento galvánico. Esta tecnología da como resultado diseños completamente nuevos, como los componentes magnéticos integrados de la placa de circuito impreso (PCB) [2.14]. Uno de estos diseños se muestra en la Figura 2.7, donde los transformadores están integrados en convertidores CD-CD de alta frecuencia.

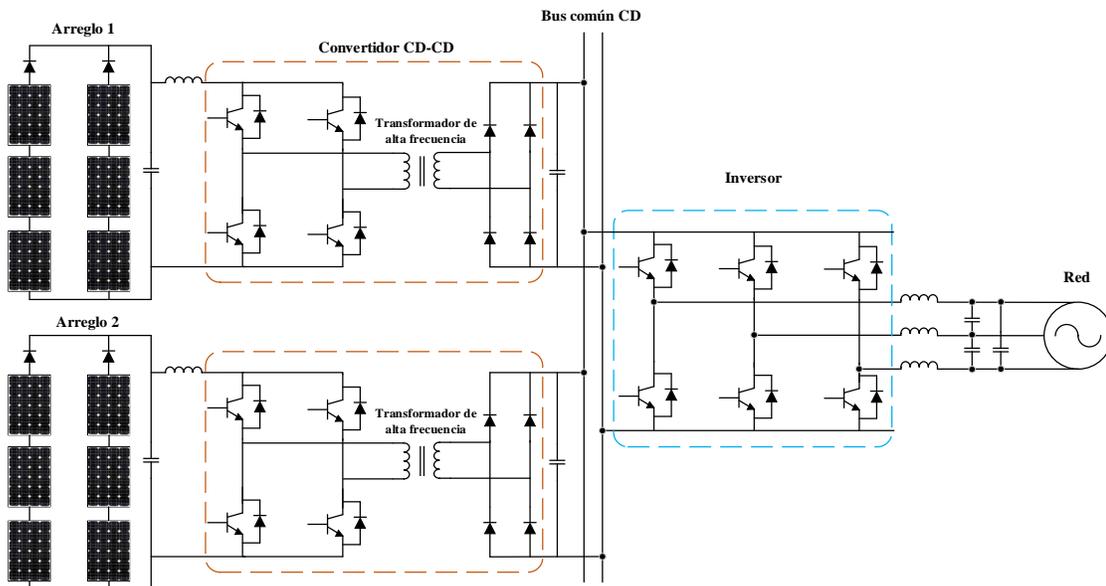


Figura 2. 7: Topología multinivel de un sistema fotovoltaico con transformador de alta frecuencia

Cada una de las topologías descritas, requiere de un controlador y sistemas de modulación PWM y SPWM específicos, es por ello que en la literatura científica se han propuesto una gran variedad de controladores dependiendo de la aplicación, topología y potencia de cada tipo de sistema PV, una serie de controladores básicos es mostrada a continuación:

2.6 Controladores

La importancia en la industria de tener los procesos debidamente controlados para evitar que estos salgan de su respectivo punto de operación ha llevado a desarrollar distintos sistemas de control. Estos controladores se encargan de mantener un proceso en un estado de trabajo estable, cuando se presenten variaciones controladas o aleatorias el sistema por medio de una función de transferencia y los parámetros de sintonización del controlador se encargarán de regresar el sistema a su respectivo punto de operación [2.15].

Los miembros de la familia de controladores PID, incluyen tres acciones: proporcional (P), integral (I) y derivativa (D). Estos controladores son los llamados P, I, PI, PD y PID. Consideremos un lazo de control de una entrada y una salida de un grado de libertad mostrado en la Figura 2.8.

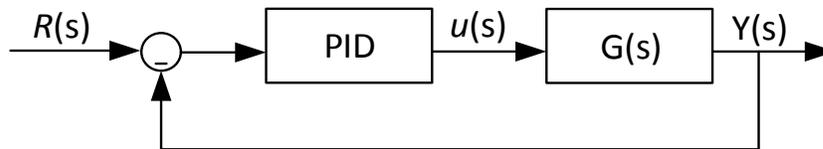


Figura 2. 8: Diagrama de bloques de un lazo de control

Acción de control proporcional (P). Se obtiene una salida del controlador que es proporcional al error, es decir: $u(t)=K_P \cdot e(t)$, expresándola en forma de función transferencia obtenemos:

$$C_p(s) = K_p \tag{2.1}$$

donde K_p es una ganancia proporcional ajustable. El controlador proporcional puede controlar cualquier planta estable, sin embargo, posee un desempeño limitado y error en régimen permanente (off-set).

Acción de control Integral (I). Se obtiene una salida del controlador que es proporcional al error acumulado, lo cual implica un modo de control lento.

$$u(t) = K_i \int_0^t e(\tau) d\tau \quad (2.2)$$

$$C_i(s) = \frac{K_i}{s} \quad (2.3)$$

La señal de control $u(t)$ asume un valor diferente de cero cuando la señal de error $e(t)$ es cero. Por lo que se concluye que cuando la referencia o perturbación es constante el error en régimen permanente es cero.

Acción de control proporcional-integral (PI). Se define mediante:

$$u(t) = K_p e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int_0^t e(\tau) d\tau \quad (2.4)$$

donde T_i se denomina tiempo integral y es el encargado de ajustar la acción integral. Su función de transferencia se muestra a continuación:

$$C_{PI}(s) = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \quad (2.5)$$

Con el control proporcional, es necesario que exista error para tener una acción de control distinta de cero. Con la acción integral, un error pequeño positivo siempre nos dará una acción de control creciente y con un error negativo la señal de control será decreciente, con ello podemos inferir que el error en régimen permanente siempre será cero. Diversos controladores industriales tienen solo acción PI, el control PI es adecuado para todos aquellos procesos donde la dinámica es primordialmente de primer orden.

Existen otros tipos de controladores como son el Proporcional Derivativo (PD) y el Proporcional Integral Derivativo (PID), sin embargo, en la electrónica de potencia el controlador más ampliamente usado es el PI.

2.7 Seguimiento del punto de máxima potencia

El seguimiento del punto de máxima potencia, comúnmente denominado “MPPT” (Maximum Power Point Tracking), funciona con módulos solares fotovoltaicos de una manera que permite a los módulos producir la mayor potencia posible en función de la variación de irradiación y temperatura. El voltaje al que el módulo fotovoltaico puede producir su máxima potencia se llama “punto de máxima potencia” (o voltaje de máxima potencia).

En las últimas décadas, se han desarrollado muchos métodos para encontrar el MPPT. Estas técnicas difieren en muchos aspectos, como los sensores requeridos, la complejidad, el costo, el rango de efectividad, la velocidad de convergencia, el seguimiento correcto cuando hay cambios de irradiación y/o temperatura, hardware necesario para la implementación, entre otros. Algunas de las técnicas de MPPT más populares son [2.16]:

1. Perturbación y observación.
2. Método de conductancia incremental.
3. Corriente fraccionaria de corto circuito.
4. Tensión fraccionaria de circuito abierto.
5. Lógica difusa.

La mayoría de estos métodos producen un máximo local y algunos, como el voltaje fraccional de circuito abierto o la corriente de cortocircuito dan un MPPT aproximado, en lugar de una salida exacta. En condiciones normales, la curva V-P tiene solo un máximo. Sin embargo, si el conjunto fotovoltaico está parcialmente sombreado, hay múltiples máximos en estas curvas.

Los algoritmos de perturbación y observación y de conductancia incremental se basan en el principio de "ascenso en pendientes", que consiste en mover el punto de operación de la matriz PV en la dirección en que aumenta la potencia.

Las técnicas de escalada son los métodos MPPT más populares debido a su facilidad de implementación y buen rendimiento cuando la irradiación es constante. Las ventajas de ambos métodos son la simplicidad y el requisito de bajo poder computacional. Los inconvenientes son: las oscilaciones ocurren alrededor del MPP y se pierden y rastrean el MPP en la dirección incorrecta durante condiciones atmosféricas rápidamente cambiantes.

Tabla 2. 1: Técnicas de MPPT [Table III 2.17]

MPPT Technique	PV Array Dependent	True MPPT	Analog or Digital	Periodic Tuning	Convergence Speed	Implementation Complexity	Sensed Parameters
Hill-climbing/P&O	No	Yes	Both	No	Varies	Low	Voltage, Current
IncCond	No	Yes	Digital	No	Varies	Medium	Voltage, Current
Fractional V_{OC}	Yes	No	Both	Yes	Medium	Low	Voltage
Fractional I_{SC}	Yes	No	Both	Yes	Medium	Medium	Current
Fuzzy Logic Control	Yes	Yes	Digital	Yes	Fast	High	Varies
Neural Network	Yes	Yes	Digital	Yes	Fast	High	Varies
RCC	No	Yes	Analog	No	Fast	Low	Voltage, Current
Current Sweep	Yes	Yes	Digital	Yes	Slow	High	Voltage, Current
CD Link Capacitor Droop Control	No	No	Both	No	Medium	Low	Voltage
Load / or V Maximization	No	No	Analog	No	Fast	Low	Voltage, Current
dP/dV or dP/dI Feedback Control	No	Yes	Digital	No	Fast	Medium	Voltage, Current
Array Reconfiguration	Yes	No	Digital	Yes	Slow	High	Voltage, Current
Linear Current Control	Yes	No	Digital	Yes	Fast	Medium	Irradiance
I_{MPP} & V_{MPP} Computation	Yes	Yes	Digital	Yes	N/A	Medium	Irradiance, Temperature
State-base MPPT	Yes	Yes	Both	Yes	Fast	High	Voltage, Current
OCC MPPT	Yes	No	Both	Yes	Fast	Medium	Current
BFV	Yes	No	Both	Yes	N/A	Low	None
LRCM	Yes	No	Digital	No	N/A	High	Voltage, Current
Slide Control	No	Yes	Digital	No	Fast	Medium	Voltage, Current

Entre las diversas técnicas mencionadas, el algoritmo más utilizado es el método Perturbación y Observación (P & O) y el algoritmo de conductancia incremental (IncCond). Otras técnicas basadas en diferentes principios incluyen control de lógica difusa, red neuronal, voltaje fraccional de circuito abierto o corriente de cortocircuito, barrido de corriente, etc.

2. 8 Bibliografía

- [2.1] H. Rashid Muhammad. *Libro: “Electrónica de Potencia, Circuitos, Dispositivos y Aplicaciones” Tercera edición. Editorial: Prentice Hall, México, 2004, pp 2.*
- [2.2] L. L. Jiang, D. L. Maskell, R. Srivatsan and Q. Xu, "Power variability of small scale PV systems caused by shading from passing clouds in tropical region," 2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), Washington, DC, USA, 2017, pp. 1-6. doi: 10.1109/PVSC.2017.8366746
- [2.3] E. Acha, V. G. Agelidis, O. Anaya-Lara, and T. J. E. Miller, Power systems engineering in Power Electronic Control in Electrical Systems, Newnes, 2002, pages 31-81.
- [2.4] N. Hatziaargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, “Microgrids,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 4, pp. 78–94, July/August 2007.
- [2.5] T. Larsson, A. Edris, D. Kidd, and F. Aboytes, “Eagle Pass Back-to-Back Tie: A Dual Purpose Application of Voltage Source Converter Technology,” IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol. 3, pp. 1686–1691, July 2001.
- [2.6] J. Arillaga, High Voltage Direct Current Transmission, IEE Power Engineering Series 6, Peter Peregrinus Ltd., 1983.
- [2.7] Aura Solar, “*Aura Solar II*”, disponible en: <http://www.aurasolar.com.mx/aura-solar-II.html>.
- [2.8] Comisión de cooperación ecológica fronteriza, “*Parque Solar los Santos Solar I*”, disponible en: <http://www.cocef.org/proyectos/proyectos-certificados/parque-solar-los-santos-solar-i-en-ahumada-chihuahua>
- [2.9] Carrasco, J. M.; Franquelo, L.G.; Bialasiewicz, J.T.; Galvan, E.; Portillo, R.C.; Guisado, M.; Prats, A.M.; Leon; J.I.; Moreno-Alfonso, N. (June 2006). “Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey.” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*; Vol. 53.
- [2.10] Wasynczuk, O. (August 1984). "Integration of Dispersed PV Generation into Utility Distribution Systems: Stability, Integration and Fault Tolerance." 19th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference; Vol. 4, pp. 2145-2151.

- [2.11] Kjaer, S.B.; Pedersen, J.K.; Blaabjerg, F. (September/October 2005). "A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules." *IEEE Transactions on Industry Applications*; Vol. 41.
- [2.12] Blaabjerg, F.; Chen, Z.; Kjaer, S.B. (September 2004). "Power Electronics as Efficient Interface in Dispersed Power Generation Systems." *IEEE Transactions on Power Electronics*; Vol. 19.
- [2.13] Kjaer, S.B.; Pedersen, J.K.; Blaabjerg, F. (September/October 2005). "A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules." *IEEE Transactions on Industry Applications*; Vol. 41.
- [2.14] Mohan, N.; Undeland, T.M.; Robbins, W.P. (2003). *Power Electronics*: John Wiley & Sons, Inc.
- [2.15] Virginia Mazzone, "Controladores PID", disponible en: <http://www.eng.newcastle.edu.au/~jhb519/teaching/caut1/Apuntes/PID.pdf>
- [2.16] S. Sumathi, L. Ashok Kumar and P. Surekha, "MPPT Techniques" in *Solar PV and Wind Energy Conversion Systems*, 1 st edition. Springer Cham Heidelberg New York Dordrecht London. 2013, pp 115-117
- [2.17] T. ESRAM and P. L. Chapman, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 2, pp. 439-449, June 2007. doi: 10.1109/TEC.2006.874230
- .

CAPÍTULO 3

ESTRUCTURA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.1 Introducción

En este capítulo se estudia el modelo equivalente de una celda fotovoltaica, el modelo del arreglo fotovoltaico, el modelo del convertidor VSC (Voltage Source Converter) trifásico dos niveles de seis pulsos, así mismo, se muestra la estructura del convertidor y los principios de operación. Se desarrolla el control de corriente y de voltaje con el cual opera el convertidor, también se analizan las respuestas del control de potencia activa y reactiva y el control de voltaje en CD. Finalmente, se describe el método de perturbación y observación del MPPT.

3.2 Celdas Fotovoltaicas

Una celda fotovoltaica, también llamada celda, fotocelda o celda solar, es un dispositivo semiconductor que permite transformar la energía lumínica (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotoeléctrico, generando energía solar fotovoltaica.

La simple unión de dos materiales con diferentes propiedades genera una diferencia de potencial, de esta forma, la unión de semiconductores tipo N y tipo P genera un campo eléctrico constante del orden de 550 mV.

La Figura 3.1, muestra el funcionamiento de una celda solar. Cuando la radiación incide sobre un material semiconductor, los fotones de energía son absorbidos y son capaces de transmitir su energía a los electrones que se encuentran en la capa de valencia del semiconductor (silicio en este caso); de esta forma rompen los enlaces que los mantienen ligados a sus átomos, generando huecos y electrones libres que circulan dentro del sólido. Antes de que el electrón regrese a su sitio original el campo eléctrico obliga un movimiento de electrones y huecos en direcciones opuestas generando una corriente eléctrica en el semiconductor capaz de circular por un circuito externo, a este proceso se le conoce como efecto fotovoltaico [3.1].

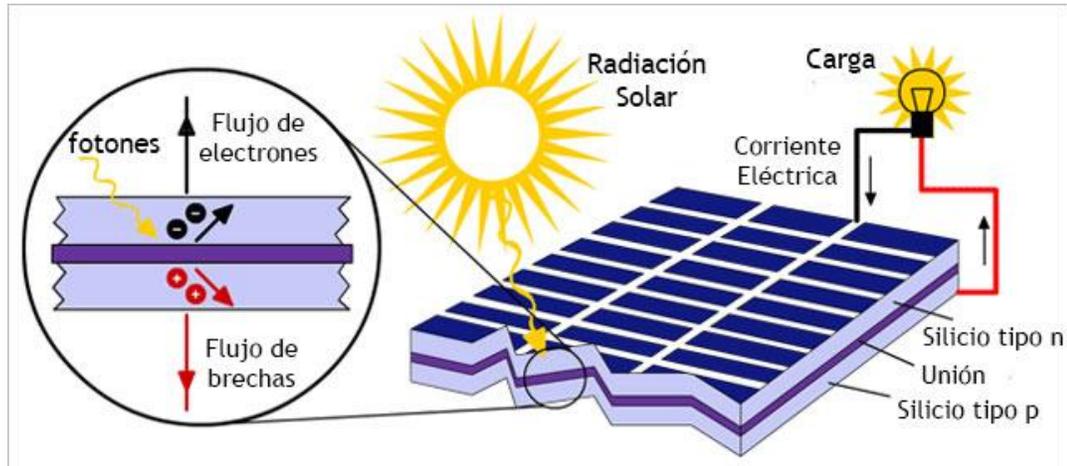


Figura 3. 1: Funcionamiento de una celda solar

Cuando la celda trabaja en modo de conducción, se produce naturalmente la conversión y conducción de energía, contrario a esto, cuando se trabaja con una celda no iluminada, pierde las capacidades de conducción (en caso de haber energía) y puede derivar en daños desde leves hasta permanentes en la celda.

La potencia de salida de una celda es proporcional a la intensidad de la radiación incidente y puede presentar eficiencias entre el 11 y 20%. En pruebas de laboratorios con celdas experimentales se puede obtener eficiencias de hasta 44%.

3.2.1 Modelo Simple

La celda o módulo PV generalmente se caracteriza por un modelo de uno o dos diodos. El circuito equivalente de un solo diodo se muestra en la Figura 3.2.

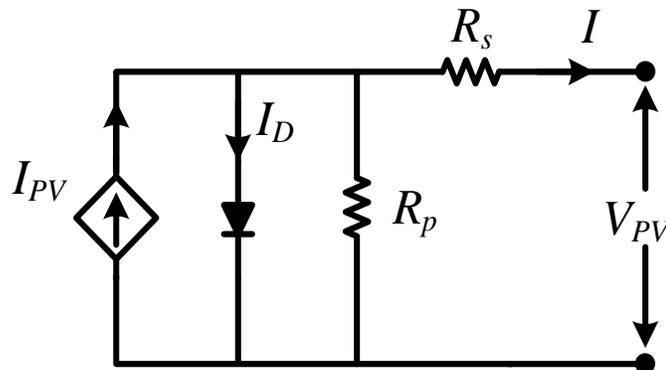


Figura 3. 2: Modelo equivalente de una celda solar

La ecuación básica en la teoría de semiconductores que describe matemáticamente las características de la celda fotovoltaica, se describe en (3.1) [3.2]:

$$I = I_{PV} - I_D \left[e^{\frac{V + R_s I}{a V_t N_s}} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (3.1)$$

donde:

I_{PV} es la corriente generada por el sol.

I_D es la corriente de saturación del diodo.

$V_t = kT/q$ es el voltaje térmico del arreglo.

N_s es el número de celdas conectadas en serie.

$k = 1.380 \cdot 10^{-23}$ J/K es la constante de Boltzmann.

T es la temperatura de la celda en Kelvin.

$q = 1.602 \cdot 10^{-19}$ C es la carga del electrón.

a es la constante de idealidad del diodo, la cual adopta valores entre 1 (para el Germanio) o 2 (para el Silicio).

R_s es una resistencia en serie.

R_p es la resistencia en paralelo.

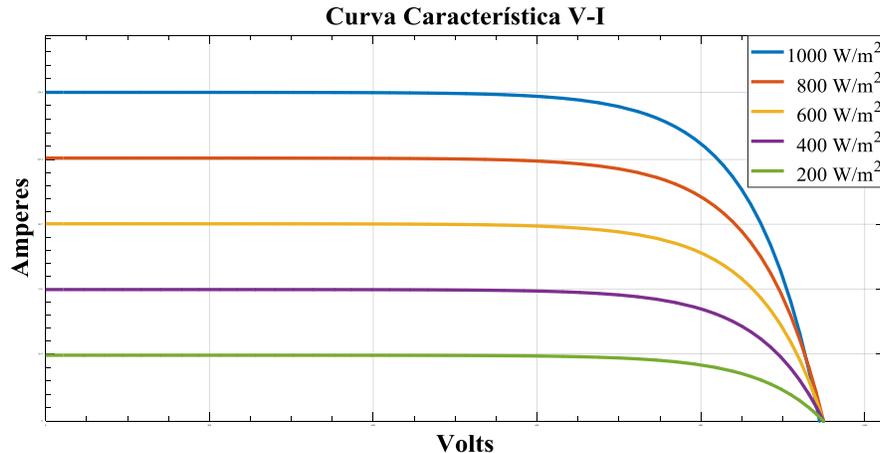


Figura 3. 3: Curvas V-I de una celda para diversos niveles de irradiancia

En la Figura 3.3, se muestra la curva característica de una celda solar para diversos niveles de irradiancia, de acuerdo con (3.1).

La corriente generada por la celda solar, I_{PV} , depende linealmente de la radiación solar e influenciada por la temperatura, mostrado en (3.2).

$$I_{PV} = (I_{PV,n} + K_I(T - T_n)) \frac{G}{G_n} \quad (3.2)$$

donde:

$I_{PV,n}$ es la corriente generada por la celda bajo condiciones estándares de prueba (Temperatura de la celda de 25°C, Irradiancia de 1000 W/m² y Masa de aire de 1.5);

G es la irradiancia.

G_n es la irradiancia nominal.

T es la temperatura de la celda en Kelvin.

T_n es la temperatura nominal de la celda en Kelvin.

K_I es el coeficiente de corriente / temperatura de cortocircuito.

La corriente inversa de saturación del diodo I_D y su dependencia con la temperatura puede ser considerada en la ecuación (3.3):

$$I_D = I_{D,n} \left(\frac{T}{T_n} \right)^3 e^{\left[\frac{qE_g}{ak} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (3.3)$$

donde:

$I_{D,n}$ es la corriente nominal de saturación del diodo.

$E_g=1.12$ eV es la energía de banda prohibida.

La corriente nominal de saturación del diodo, $I_{D,n}$ puede expresarse mediante la Ecuación (3.4):

$$I_{D,n} = \frac{I_{SC,n}}{\left[e^{\frac{V_{OC,n}}{aN_sV_{t,n}}} \right] - 1} \quad (3.4)$$

donde:

$V_{OC,n}$ es la tensión de circuito abierto nominal.

$V_{t,n}$ es el voltaje térmico nominal de la celda.

$I_{SC,n}$ es la corriente de cortocircuito bajo condiciones estándares de prueba (Temperatura de la celda de 25°C, Irradiancia de 1000 W/m² y Masa de aire de 1.5).

La potencia P_{PV} que entrega una celda fotovoltaica es el producto de voltaje en las terminales de la celda por la corriente generada por la celda fotovoltaica, la cual se obtiene a través de la ecuación (3.5):

$$P_{PV} = I V_{PV} \frac{G}{G_n} \quad (3.5)$$

donde:

P_{PV} es la potencia entregada por la celda fotovoltaica en Watts.

I es la corriente entregada por la celda a la carga.

V_{PV} es el voltaje en la carga.

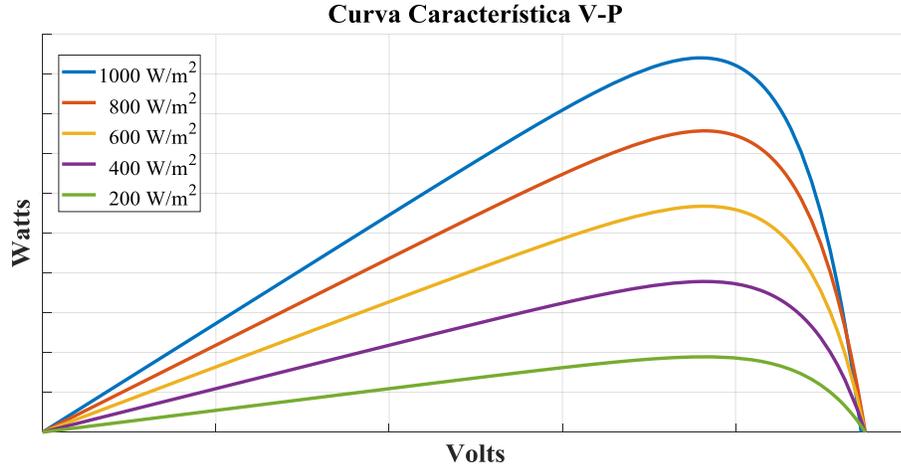


Figura 3. 4: Curvas V-P de una celda para diversos niveles de irradiancia

En la Figura 3.4, se muestran las curvas V-P para diversos niveles de irradiancia, en la cual se observa que la irradiancia tiene un comportamiento directamente proporcional a la potencia de la celda.

Si la aplicación requiere un nivel más alto de voltaje o corriente, de la que puede dar un solo módulo (como lo es una central de generación solar fotovoltaica), entonces se recurre a los paneles solares o arreglos fotovoltaicos; en los paneles, los módulos se conectan en serie formando una cadena (string) y paralelo, para elevar el voltaje y la corriente respectivamente y por consiguiente la potencia; el número de módulos que se enlazarán, va a depender directamente de los requerimientos de la carga y del inversor que será empleado.

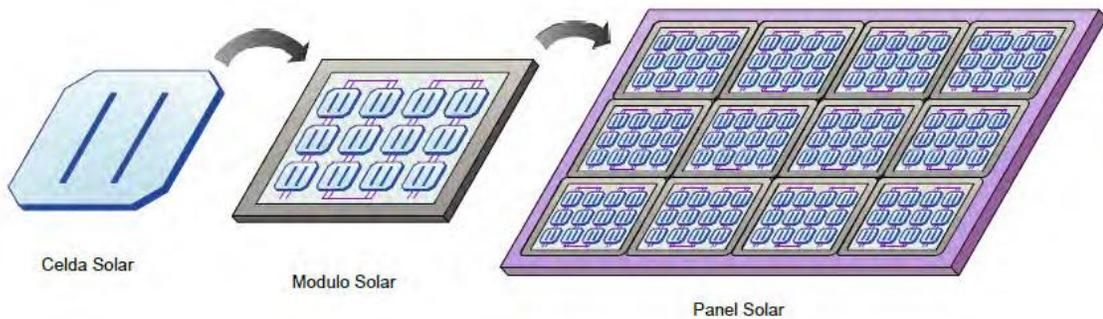


Figura 3. 5: Diagrama de composición de un módulo PV y de un arreglo PV

Para realizar una interconexión a la red, el arreglo de módulos fotovoltaicos debe ser de una potencia considerable, sin embargo, es necesario desarrollar un modelo y ecuaciones que describan el comportamiento de un arreglo fotovoltaico y cómo interactúan los elementos que lo componen.

3.2.2 Modelo de arreglo fotovoltaico

Un arreglo FV consta de varios módulos fotovoltaicos, conectados por N_{SS} celdas solares conectadas en serie y N_{PP} celdas conectadas en paralelo. Por ende, la ecuación (3.1), que presenta una única celda fotovoltaica, debe ser modificada para representar un arreglo fotovoltaico, el cual se define por (3.6) [3.3]:

$$I_{A,PV} = N_{PP}I_{PV} - N_{PP}I_D \left[e^{\left(\frac{V + IR_s \left(\frac{N_{SS}}{N_{PP}} \right)}{V_t a N_{SS}} \right)} - 1 \right] - \frac{V + IR_s \left(\frac{N_{SS}}{N_{PP}} \right)}{R_p \left(\frac{N_{SS}}{N_{PP}} \right)} \quad (3.6)$$

donde:

N_{PP} es la cantidad de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo.

N_{SS} es la cantidad de módulos fotovoltaicos conectados en serie.

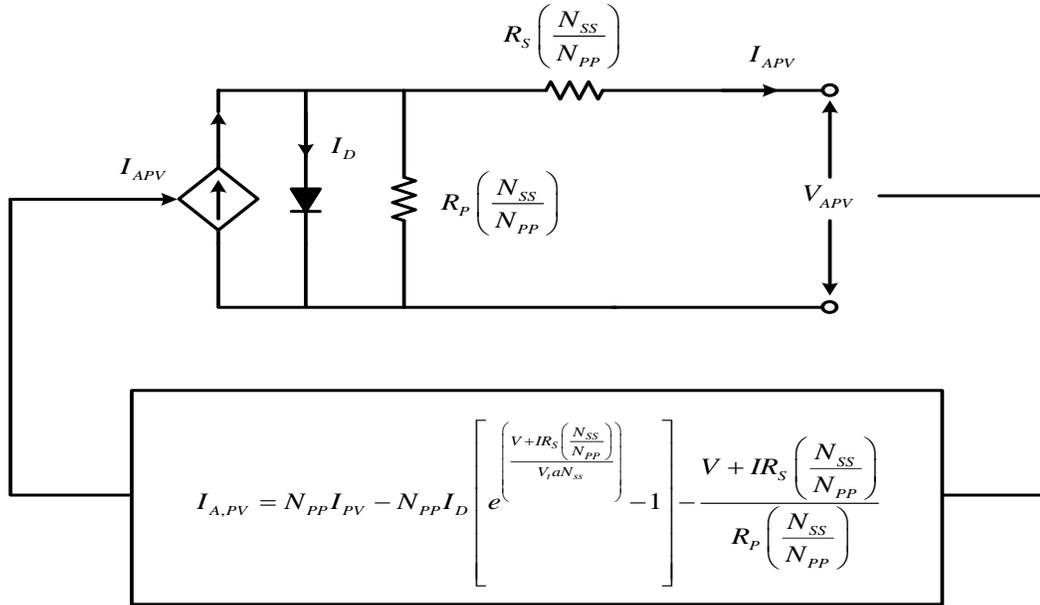


Figura 3. 6: Modelo matemático del arreglo fotovoltaico [3.3]

La tensión a la salida del arreglo se expresa a continuación:

$$V_{A,PV} = N_{SS}V_{pv,n} \quad (3.7)$$

donde:

$V_{A,PV}$ es la tensión total entregada por el arreglo PV.

$V_{pv,n}$ es la tensión entregada por el arreglo PV, la cual obtenemos de (3.5).

N_{ss} es el número de celdas en serie, del arreglo PV.

Para obtener la corriente que entrega el arreglo PV, se logra mediante la siguiente expresión:

$$I_{A.PV} = N_{pp} \cdot I_{pv,n} \quad (3.8)$$

donde:

$I_{A.PV}$ es la corriente total entregada por el arreglo PV.

N_{pp} es el número de celdas en paralelo del arreglo PV.

$I_{pv,n}$ es la corriente entregada por el arreglo PV.

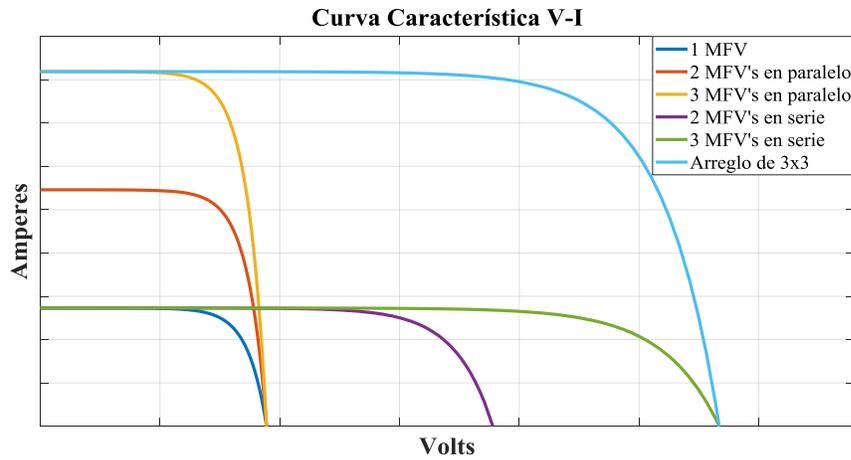


Figura 3. 7: Curvas V-I para diferentes arreglos FV

En la Figura 3.7, se muestran diferentes curvas características V-I para diferentes arreglos de celdas fotovoltaicas a diferentes niveles de irradiancia.

La potencia $P_{A.PV}$ que entrega un arreglo fotovoltaico es el producto de voltaje en las terminales del arreglo $V_{A.PV}$ por la corriente que genera el arreglo fotovoltaico $I_{A.PV}$, la cual se obtiene a través de (3.9):

$$P_{A.PV} = I_{A.PV} \cdot V_{A.PV} \cdot \frac{G}{G_n} \quad (3.9)$$

donde:

$P_{A.PV}$ es la potencia entregada por la celda fotovoltaica en Watts;

$I_{A.PV}$ es la corriente entregada por el arreglo fotovoltaico y;

$V_{A.PV}$ es el voltaje en las terminales del arreglo.

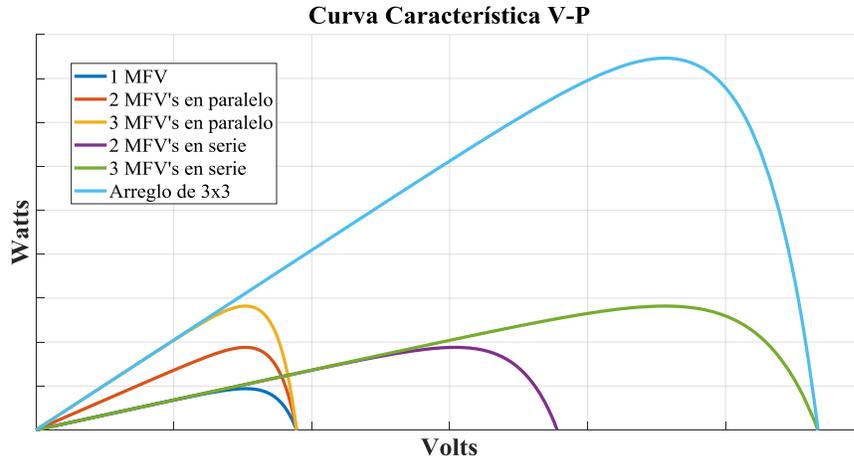


Figura 3. 8: Curvas V-P para diferentes arreglos FV

En la Figura 3.8, se muestran diferentes curvas características V-P para distintos arreglos de celdas fotovoltaicas, donde se aprecia que disminuye de acuerdo al índice de radiación solar que impacta sobre el arreglo fotovoltaico.

3.3 VSC trifásico de dos niveles de seis pulsos.

La Figura 3.9, muestra un VSC trifásico de dos niveles ($-V_{CD}$ y V_{CD}), el cual se ha considerado como un modelo promediado para su estudio. El VSC está integrado de tres convertidores idénticos de medio puente. Las terminales de CD del convertidor están conectadas a una fuente de voltaje de CD. Las terminales del puerto de CA de cada brazo de medio puente están conectadas con cada fase del sistema trifásico de CA. El VSC trifásico de dos niveles puede proporcionar un flujo de potencia bidireccional entre la fuente de voltaje del lado de CD y el sistema trifásico de CA, sin embargo, en este trabajo únicamente proporcionara flujo de potencia de la fuente de generación hacia la red eléctrica.

El sistema de CA puede ser pasivo, por ejemplo, una carga RLC, o activo, por ejemplo, una máquina síncrona, una carga variable o la red eléctrica. En el VSC trifásico de dos niveles de la Figura 3.9, las fases se indican con las letras a, b y c, en relación directa con las fases correspondientes del sistema trifásico de CA.

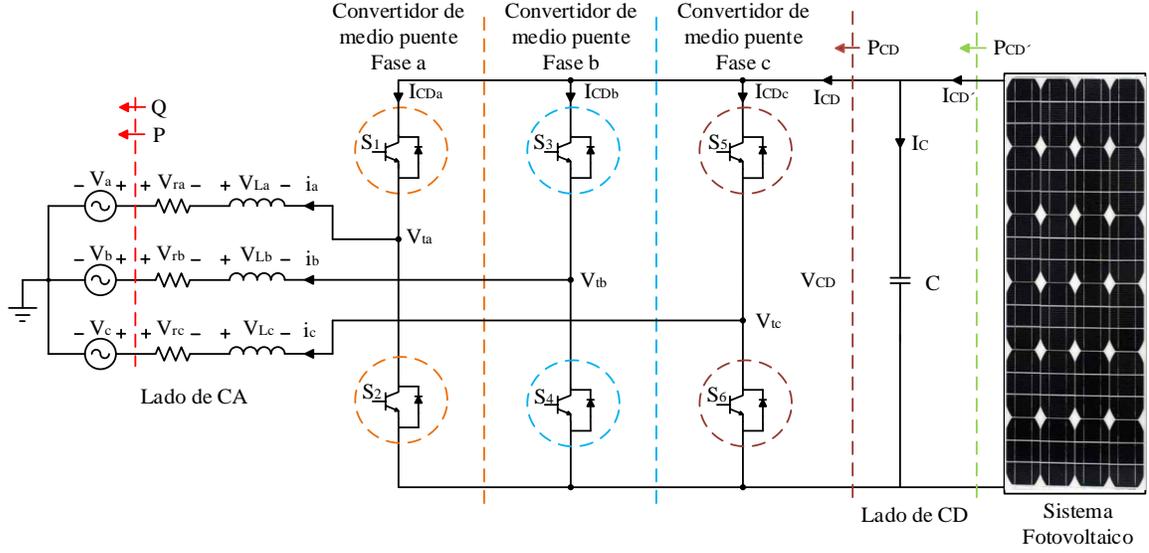


Figura 3. 9: VSC trifásico de dos niveles, seis pulsos

Los voltajes de red del lado de CA para cada fase se definen por:

$$V_a = V_m * \text{sen}(\omega t) \quad (3.10)$$

$$V_b = V_m * \text{sen}\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (3.11)$$

$$V_c = V_m * \text{sen}\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (3.12)$$

Los voltajes en las resistencias de cada fase se determinan por:

$$V_{ra} = r_a * i_a \quad (3.13)$$

$$V_{rb} = r_b * i_b \quad (3.14)$$

$$V_{rc} = r_c * i_c \quad (3.15)$$

Los voltajes en las terminales de cada fase de CA se determinan por:

$$V_{ta} = \frac{1}{2} V_{CD} * m_a \quad (3.16)$$

$$V_{tb} = \frac{1}{2} V_{CD} * m_b \quad (3.17)$$

$$V_{tc} = \frac{1}{2} V_{CD} * m_c \quad (3.18)$$

Los voltajes en los inductores se deducen al realizar un análisis de mallas y, considerando los voltajes de red mencionados en (3.10), (3.11) y (3.12), los voltajes en los resistores indicados en (3.13), (3.14) y (3.15) y los voltajes en las terminales de cada fase de CA dados en (3.16), (3.17) y (3.18). De esta manera se tiene:

$$L \frac{d(I_a)}{dt} = r_a * i_a + V_{ta} - V_a \quad (3.19)$$

$$L \frac{d(I_b)}{dt} = r_b * i_b + V_{tb} - V_b \quad (3.20)$$

$$L \frac{d(I_c)}{dt} = r_c * i_c + V_{tc} - V_c \quad (3.21)$$

Las corrientes en el lado de CD del esquema de la Figura 3.9, se representan como:

$$I_{CDa} = I_a * m_a \quad (3.22)$$

$$I_{CDb} = I_b * m_b \quad (3.23)$$

$$I_{CDc} = I_c * m_c \quad (3.24)$$

donde: m_a , m_b y m_c son los índices de modulación, por consiguiente I_{CD} se definen por:

$$I_{CD} = I_{CDa} + I_{CDb} + I_{CDc} \quad (3.25)$$

El voltaje en el capacitor C , V_{CD} está dado por:

$$V_{CD} = \frac{1}{2} \int (I_C) dt + V_{CD}^\circ \quad (3.26)$$

donde: $I_C = (I_{CD} - I_{CD}')$ y V_{CD}° son las condiciones iniciales del capacitor.

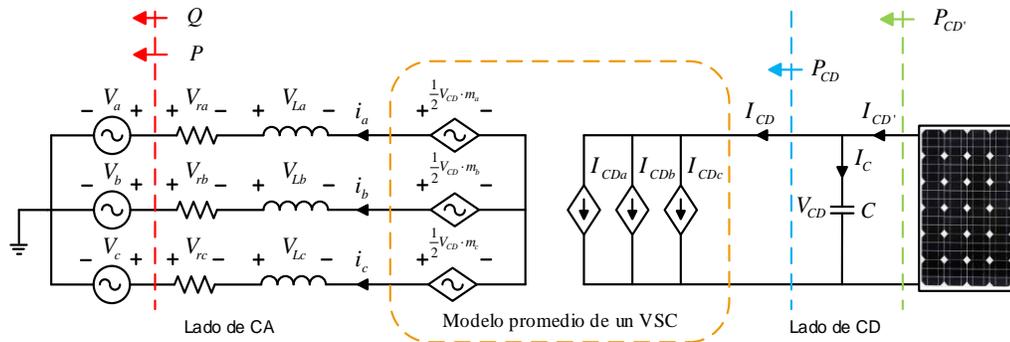


Figura 3. 10: Circuito promedio equivalente del convertidor trifásico de dos niveles

La Figura 3.10, esquematiza el modelo promedio de un VSC trifásico de dos niveles, el cual incluye tres fuentes de voltaje dependientes del lado de CA y tres fuentes de corrientes dependientes del lado de CD.

3.4 Control del VSC.

Existen como mínimo dos métodos para controlar la potencia activa P_s y la potencia reactiva Q_s en un VSC.

El primer método se le conoce como modo de control de voltaje, el cual ha sido considerablemente utilizado en aplicaciones de alto voltaje, tal como en FACTS [3.4] y en algunas aplicaciones industriales [3.5]. El modo de control de voltaje es sencillo y tiene un significativamente bajo número de lazos de control. No obstante, su principal inconveniente es la falta de un lazo cerrado de control de corriente en el VSC. Por ende, el VSC queda desprotegido frente a sobre-corrientes.

El segundo método es llamado modo de control de corriente, en el cual, la corriente en el VSC es estrechamente regulada por un control de corriente, por medio de la terminal de voltaje del lado de CA del VSC. La potencia activa y reactiva es controlada por el ángulo de fase y la amplitud de la corriente con respecto al punto de acoplamiento común de voltaje. Debido al esquema de regulación de corriente, el VSC está apto para afrontar sobrecorrientes.

Algunos atributos del modo de control de corriente incluyen: a) robustez frente a variaciones en los parámetros del sistema del VSC y el sistema de CA y b) un mayor rendimiento dinámico y una alta precisión de control [3.6].

3.4.1 Modo de control de corriente.

La Figura 3.11, describe un convertidor trifásico de dos niveles conectado a la red eléctrica V_{abc} por medio de las impedancias L_{abc} y sus resistencias r_{abc} . Cada una de las fases del sistema (V_{abc}) está en sincronía gracias a la utilización de un lazo de seguimiento de fase (PLL). Tanto a la señal trifásica de voltaje (V_{abc}) como a las variables de corriente (I_{abc}), se les hace una transformación $abc/dq0$, con el propósito de reducir el número de variables del sistema y simplificar el diseño de control [3.7].

El diagrama de la Figura 3.11, presenta el control de potencia activa/reactiva, el control de voltaje de CD, el seguidor del punto de máxima potencia MPPT, así como las moduladoras de conmutación m_{abc} .

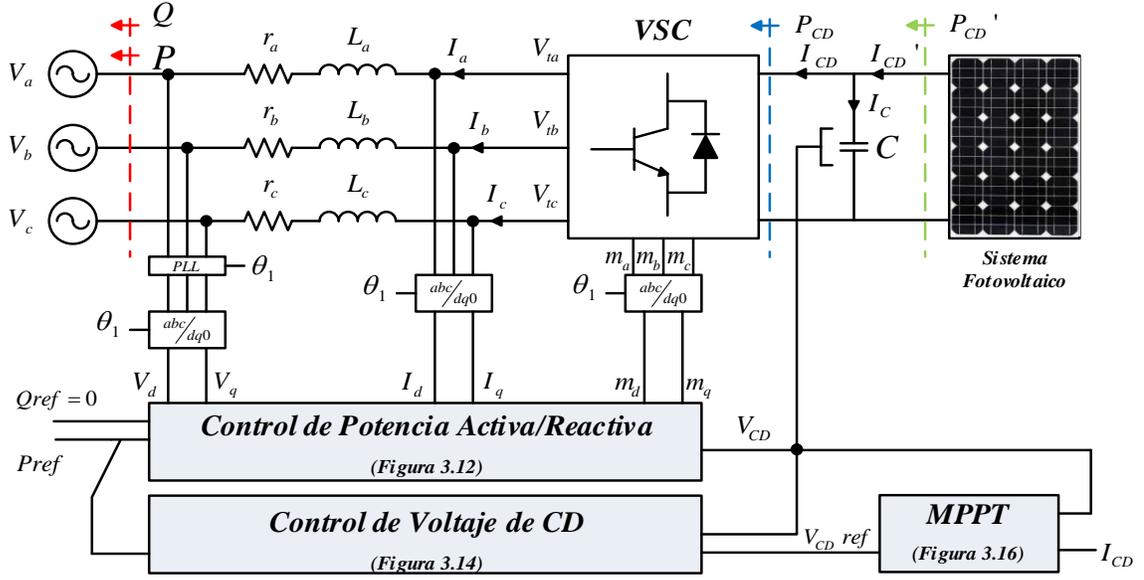


Figura 3. 11: VSC trifásico de dos niveles con control de voltaje, corriente y MPPT

Las ecuaciones (3.27) y (3.28) expresan el modelo matemático en el dominio de $dq0$, basados en las ecuaciones (3.19), (3.20) y (3.21) establecidas en el dominio abc .

$$L \frac{d(i_d)}{dt} = (\omega L * i_q) - (r * i_d) + V_{td} - V_d \quad (3.27)$$

$$L \frac{d(i_q)}{dt} = -(\omega L * i_d) - (r * i_q) + V_{tq} - V_q \quad (3.28)$$

donde V_{td} y V_{tq} se obtienen al aplicar la transformación $abc/dq0$ a las ecuaciones (3.16), (3.17) y (3.18):

$$V_{td} = \frac{V_{CD}}{2} m_d(t) \quad (3.29)$$

$$V_{tq} = \frac{V_{CD}}{2} m_q(t) \quad (3.30)$$

Las ecuaciones (3.29) y (3.30) representan el modelo del VSC en el dominio $dq0$.

El modelo es aplicable para un VSC de dos niveles como para uno de tres niveles, solo si se ha obtenido previamente el modelo promediado. En las ecuaciones (3.27) y (3.28) i_d e i_q son variables, V_{td} y V_{tq} son entradas de control, y V_d y V_q son entradas de perturbación (por ejemplo variaciones de voltaje o de carga en el VSC). Dada la presencia del término ωL en (3.27) y (3.28), i_d e i_q están acopladas. Para desacoplarlas, se establecen m_d y m_q como:

$$m_d = \frac{2}{V_{CD}} (u_d - \omega L^* i_q + V_d) \quad (3.31)$$

$$m_q = \frac{2}{V_{CD}} (u_q - \omega L^* i_d + V_q) \quad (3.32)$$

En donde u_d y u_q son dos nuevas entradas de control. Substituyendo (3.31) y (3.32) en (3.33) y (3.34) respectivamente, y reemplazando la resultante V_{td} y V_{tq} en (3.29) y (3.30), se obtiene:

$$L \frac{d(i_d)}{dt} = -(r^* i_d) + u_d \quad (3.33)$$

$$L \frac{d(i_q)}{dt} = -(r^* i_q) + u_q \quad (3.34)$$

Las ecuaciones (3.33) y (3.34) describen dos sistemas lineales desacoplados de primer orden. Fundamentado en estas ecuaciones, i_d e i_q pueden controlarse con u_d y u_q respectivamente.

El compensador d procesa $e_d = i_{dref} - i_d$ y proporciona u_d . Posteriormente basados en la ecuación (3.31) u_d es requerido para la formulación de m_d . De la misma forma, el compensador q procesa $e_q = i_{qref} - i_q$ y proporciona u_q , que sustentado en (3.32) u_q es requerido para la formulación de m_q . El VSC amplifica m_d y m_q en un factor de $V_{CD}/2$ y genera V_{td} y V_{tq} que a su vez controla i_d e i_q basado en (3.27) y (3.28).

Los compensadores integrales proporcionales (PI), permiten el seguimiento del comando de referencia de CD.

$$K_d(s) = K_p(s) = \frac{k_p s + k_i}{s} \quad (3.35)$$

donde k_p y k_i son las ganancias proporcional e integral respectivamente. Por ende, la ganancia del lazo es:

$$\ell(s) = \left[\frac{k_p}{L_s} \right] \left[\frac{s + (k_i / k_p)}{s + (r / L)} \right] \quad (3.36)$$

En esta función de transferencia, el polo $s + (r/L)$ está en la vecindad del origen. En consecuencia, la magnitud y la fase del lazo de ganancia comienzan a caer desde una frecuencia relativamente baja. De este modo, el polo se cancela con el cero $s = -k_i/k_p$. La

ganancia del lazo asume ahora de la forma $\ell(s) = k_p/L_s$. Así la función de transferencia de lazo cerrado se convierte de $\ell(s)/(1/\ell(s))$, a:

$$\left(\frac{I_d(s)}{I_{dref}(s)} \right) = G_i(s) = \frac{1}{\tau_i s + 1} \quad (3.37)$$

donde:

$$kp_i = L / \tau_i \quad (3.38)$$

$$ki_i = R / \tau_i \quad (3.39)$$

El subíndice "i" se refiere a la compensación del control de corriente, mientras que τ_i es la constante de tiempo de la resultante del sistema de lazo cerrado.

La ecuación (3.37) menciona que, si kp_i y ki_i son seleccionadas de acuerdo a las ecuaciones (3.38) y (3.39), entonces la respuesta de $I_d(s)$ e $I_{dref}(s)$ se basa en una función de transferencia de primer orden cuya constante de tiempo τ_i debe elegirse como una opción de diseño. Por conveniencia τ_i debe hacerse lo suficientemente pequeño para poder obtener una respuesta rápida del control de corriente, pero suficientemente grande como para que $1/\tau_i$, que es el ancho de banda del sistema de control del lazo cerrado, sea considerablemente más pequeño, al menos 10 veces por ejemplo, de la frecuencia de conmutación del VSC (expresada en rad/s).

3.4.2 Control de potencia activa y reactiva en un VSC.

La potencia activa y reactiva que genera un VSC en su punto de conexión [3.8], se muestran por:

$$P(t) = \left(\frac{3}{2} \right) \left[[V_d(t) * i_d(t)] + [V_q(t) * i_q(t)] \right] \quad (3.40)$$

$$Q(t) = \left(\frac{3}{2} \right) \left[[-V_d(t) * i_q(t)] + [V_q(t) * i_d(t)] \right] \quad (3.41)$$

En las cuales V_d y V_q son las componentes de voltaje en dq del sistema de CA y no pueden ser controladas por el VSC, ya que son variables externas de la red. Si el PLL está en estado estable, $V_q = 0$ y por ende (3.40) y (3.41) quedan de la siguiente forma:

$$P(t) = \left(\frac{3}{2} \right) [V_d(t) * i_d(t)] \quad (3.42)$$

$$Q(t) = \left(-\frac{3}{2}\right) [V_d(t) * i_q(t)] \quad (3.43)$$

De acuerdo a las ecuaciones (3.42) y (3.43), $P(t)$ y $Q(t)$ pueden ser controladas por i_d e i_q , respectivamente, como se muestra a continuación:

$$i_{dref}(t) = \frac{2}{3V_d} P_{ref}(t) \quad (3.44)$$

$$i_{qref}(t) = -\frac{2}{3V_d} Q_{ref}(t) \quad (3.45)$$

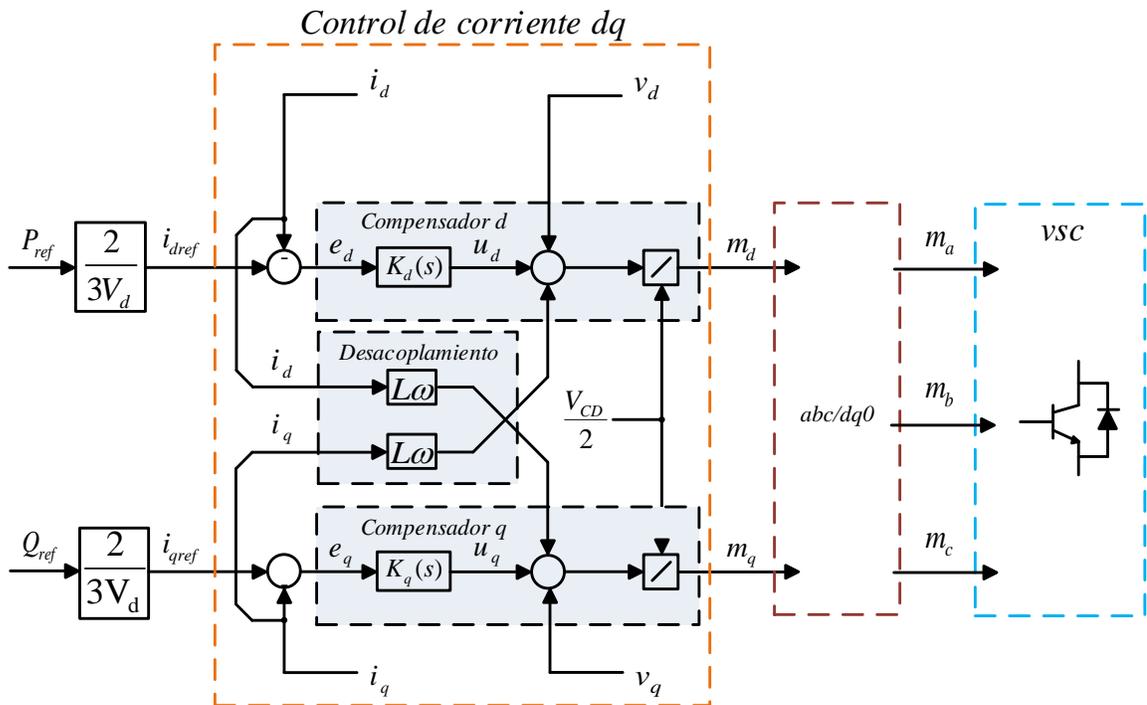


Figura 3. 12: Diagrama a bloques del control de corriente de un VSC

En la Figura 3.12, se muestra un esquema del control de corriente dq de un VSC en el cuál u_d y u_q son las salidas de los compensadores correspondientes a $K_d(s)$ y $K_q(s)$ respectivamente.

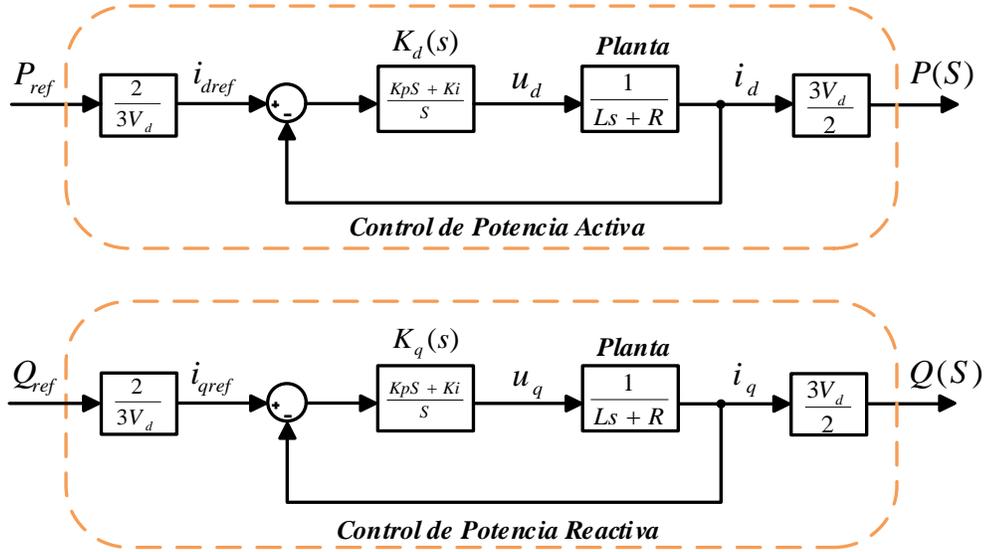


Figura 3. 13: Diagrama a bloques simplificado del control de corriente (potencia activa/reactiva)

La Figura 3.13, muestra el diagrama de la función de transferencia del control de potencia activa y reactiva del VSC. El sistema tiene controladores PI idénticos con variables de CD.

3.4.3 Control de voltaje de CD.

En el control de potencia activa y reactiva previo, el bus de CD es considerado como una fuente de voltaje ideal y el sistema VSC puede actuar como un intercambiador bidireccional de potencia entre el sistema CA externo y el sistema de CD interno al VSC. Para asemejar una fuente CD ideal el voltaje de CD debe regularse.

En la Figura 3.11, C se representa como un capacitor ideal sometido a las sumatorias de las corrientes ($I_C = I_{CD} + I_{CD}'$). El almacenamiento de energía del capacitor C del lado de CD es dado por la siguiente expresión:

$$W_{CD} = \frac{1}{2} C * V_{CD}^2 \tag{3.46}$$

donde: W_{CD} depende de la potencia de entrada P_{CD} y la potencia de salida P_{CD}' en el circuito de CD, esto es:

$$\frac{dW_{CD}}{dt} = \frac{C}{2} * \frac{dV_{CD}^2}{dt} = -P_{CD}(t) - P_{CD}'(t) \tag{3.47}$$

$P_{CD}(t)$ se define como:

$$P_{CD}(t) = I_{CD}(t) * V_{CD}(t) \tag{3.48}$$

$P_{CD}'(t)$ se define como:

$$P_{CD}'(t) = I_{CD}'(t) * V_{CD}'(t) \quad (3.49)$$

Resolviendo (3.46) y (3.47) para V_{CD} , y aplicando la transformada de Laplace el resultado es:

$$W_{CD}(s) = \frac{-P_{CD}(s) - P'_{CD}(s)}{\frac{1}{2}sC} \quad (3.50)$$

El modelo de la planta dado por la ecuación (3.50) que representa el almacenamiento de energía en el capacitor $W_{CD}(s)$ puede complementarse por un controlador $K_v(s)$, a fin de generar un sistema de lazo cerrado. El subíndice "v" se refiere a la compensación para el control de voltaje:

$$K_v(s) = \frac{kp_v s + ki_v}{s} \quad (3.51)$$

donde kp_v y ki_v son 10 veces más lentos que el tiempo de respuesta del lazo de control de corriente:

$$kp_v = \frac{kp_i}{10} \quad (3.52)$$

$$ki_v = \frac{ki_i}{10} \quad (3.53)$$

La Figura 3.14, ejemplifica el diagrama a bloques del control de voltaje, expresado en la Ecuación 3.54, la cual es representada en función de transferencia.

$$P_{ref} = - \left[(V_{CDref})^2 - (V_{CD})^2 \right] \left[\frac{kp_v s + ki_v}{s} \right] \quad (3.54)$$

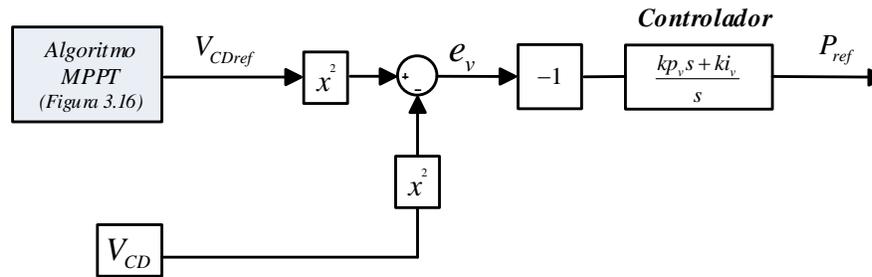


Figura 3. 14: Diagrama a bloques del lazo de control de voltaje

Considerando que la magnitud de V_{CDref} proviene del algoritmo MPPT, la cual es comparada con la magnitud del Voltaje V_{CD} , se obtiene el error para nuestro lazo de voltaje y a su vez pasar por el controlador proporcionando la potencia de referencia P_{ref} , esta señal es la entrada al bloque de la Figura 3.9, correspondiente al control de potencia activa, utilizando (3.42).

3.5 Diseño de un VSC de seis pulsos.

Para el diseño del VSC de seis pulsos se especifica la potencia base ($P_B = 100 \text{ KVA}$), el voltaje base ($V_B = 400 \text{ V}$), y la resistencia parásita de la inductancia del VSC $r_p = 0.05 \Omega$, la corriente base, impedancia base, capacitancia base e inductancia base (I_B , Z_B , C_B y L_B) respectivamente, son obtenidas como se muestra a continuación:

$$I_B = \frac{2P_B}{3V_B} = \frac{(2)(100\text{kVA})}{(3)(400\text{V})} = 166.667 \text{ A} \quad (3.55)$$

$$Z_B = \frac{V_B}{I_B} = \frac{400\text{V}}{166.667\text{A}} = 2.399 \Omega \quad (3.56)$$

$$C_B = \frac{1}{Z_B \omega} = \frac{1}{(2.399\Omega)(2)(\pi)(60)} = 1105.703 \mu\text{F} \quad (3.57)$$

La reactancia (X_L) es tomada del 10% de la impedancia base Z_B teniendo como resultado $Z_B = 0.2399 \Omega$, por lo tanto:

$$L_B = \frac{X_L}{\omega} = \frac{0.2399\Omega}{(2)(\pi)(60)} = 0.6363\text{mH} \quad (3.58)$$

El voltaje base ($V_B = 400 V$), es expresado en V_{rms} por lo que se convierte a voltaje pico para posteriormente calcular el voltaje en el bus de CD como se muestra a continuación:

$$V_{LLrms} = 400V \quad (3.59)$$

$$V_{LLpico} = (400 V)(\sqrt{2}) = 565.685V \quad (3.60)$$

$$V_{LNrms} = \frac{400V}{\sqrt{3}} = 230.940V \quad (3.61)$$

$$V_{LNpico} = (230.940V)(\sqrt{2}) = 326.598V \quad (3.62)$$

El voltaje del bus de CD es seleccionado con una mayor amplitud que el voltaje de línea a línea pico ($V_{CD} > V_{LLpico} = V_{CD} > 565.685 V$, por lo tanto se escoge el siguiente valor de V_{CD} :

$$V_{CD} = 800V \quad (3.63)$$

Por ende se obtiene la resistencia de carga del sistema (R_L):

$$R_L = \frac{V^2}{P} = \frac{(800V)^2}{100kW} = 6.4\Omega \quad (3.64)$$

En la Tabla 3.1, se resumen los valores obtenidos del diseño del VSC.

Tabla 3. 1: Valores calculados para un VSC con ($V_B = 400 V$ y $P_B = 100 kW$)

Parámetro	Valor
r_p	0.05 Ω
L_B	0.6363 mH
C_B	1105.703 μF
R_L	6.4 Ω
V_{LNpico}	326.598 V
V_{CD}	800 V

3.6 Seguimiento del punto de máxima potencia (método de perturbación y observación).

En el método P & O, solo se utiliza un sensor para detectar el voltaje del arreglo fotovoltaico y, por lo tanto, el costo de implementación es menor. El algoritmo implica una perturbación en el ciclo de trabajo del convertidor de potencia y una perturbación en la tensión de funcionamiento del enlace de CD entre el arreglo fotovoltaico y el convertidor de potencia. Perturbar el ciclo de trabajo del convertidor de potencia implica modificar el voltaje del enlace CD entre el arreglo fotovoltaico y el convertidor de potencia. En este método, el signo de la última perturbación y el signo del último incremento en la potencia se utilizan para decidir la siguiente perturbación [3.9].

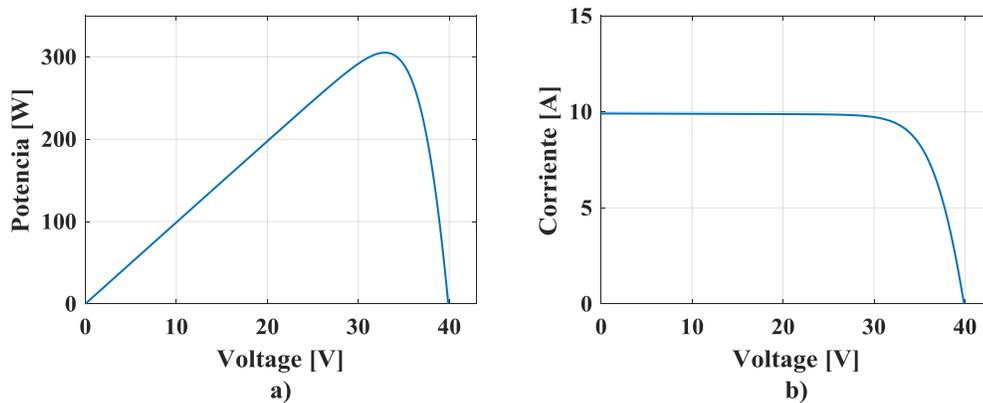


Figura 3. 15: Curvas características del panel fotovoltaico:
a)Curva PV, b) Curva IV

En la Figura 3.15, se observa a la izquierda del MPP que al incrementarse la tensión aumenta la potencia, mientras que, a la derecha, disminuyendo la tensión, disminuye la potencia. Si hay un incremento en la potencia, la perturbación debe mantenerse en la misma dirección y si la potencia disminuye, entonces la siguiente perturbación debería ser en la dirección opuesta. Con base a estos hechos, el algoritmo se implementa como se muestra en el diagrama de flujo mostrado en la Figura 3.16, y el proceso se repite hasta que se alcanza el MPP. El punto de operación oscila alrededor del MPP.

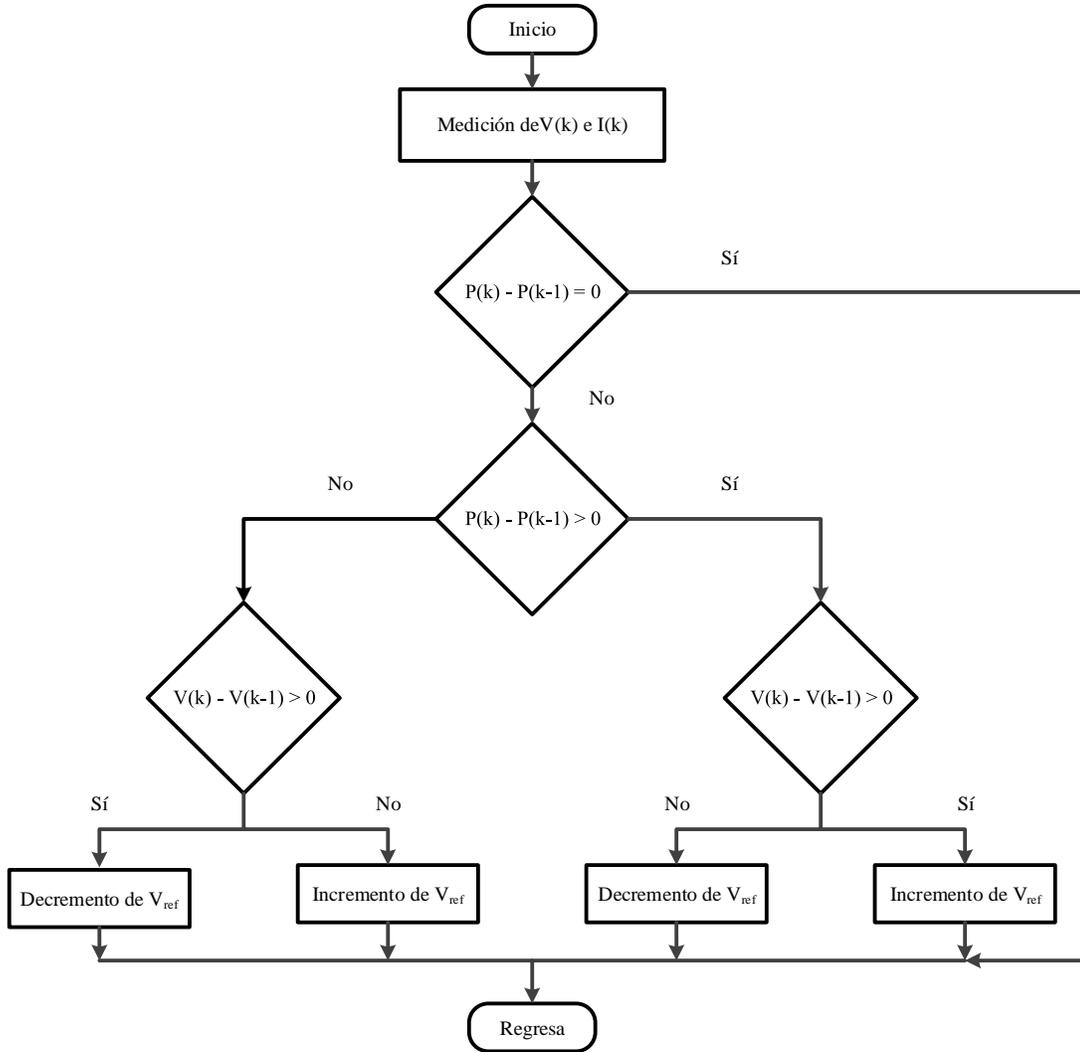


Figura 3. 16: Diagrama de flujo del método de perturbación y observación

La complejidad de este algoritmo es muy baja, pero al llegar muy cerca del MPP no se detiene en el MPP y sigue perturbando en ambas direcciones. Para evitar tal condición, se puede establecer un límite de error apropiado o se puede usar una función de espera para detener el incremento. Sin embargo, el método no tiene en cuenta el rápido cambio del nivel de irradiación (por lo que MPPT cambia) y lo considera como un cambio en MPP debido a la perturbación y termina calculando el MPP incorrecto.

3. 7 Bibliografía

[3.1] Energías Renovables 10, “*Celdas Fotovoltaicas*”, disponible en: <https://energiasrenovables10.com/solar/fotovoltaica/celdas-fotovoltaicas>

[3.2] S. Pranith and T. S. Bhatti, "Modeling and parameter extraction methods of PV modules Review," *2015 International Conference on Recent Developments in Control, Automation and Power Engineering (RDCAPE)*, Noida, 2015, pp. 72-76.

[3.3] A. H. M. Nordin and A. M. Omar, "Modeling and simulation of Photovoltaic (PV) array and maximum power point tracker (MPPT) for grid-connected PV system," *2011 3rd International Symposium & Exhibition in Sustainable Energy & Environment (ISESEE)*, Melaka, 2011, pp. 114-119.

[3.4] L. Angquist and L. Lindberg, “Inner Phase Angle Control of Voltage Source Converter in High Power Applications” *IEEE Power Electronics Specialists Conference PESC 91*, pp. 293–298, June 1991.

[3.5] M. C. Chandorkar, D. M. Divan, and R. Adapa, “Control of Parallel Connected Inverters in Standalone AC Supply Systems” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 29, no. 1, pp. 136–143, January/February 1993.

[3.6] M. P. Kazmierkowski and L. Malesani, “Current-Control Techniques for Three- Phase Voltage-Source PWM Converters: A Survey” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 45, no. 5, pp. 691–703, October 1998.

[3.7] A. Yazdani and R. Iravani, “Real/Reactive Power Controller” in *Voltage Sourced Converters in Power Systems*, 1 st edition. Hoboken, NJ: Wiley, Jan. 2010, pp 208.

[3.8] Narain G. Hingorani and Laslo Gyugyi, “Appendix A, Concepts and Technology of flexible AC Transmission Systems” in *Understanding FACTS*, 1 st edition. Wiley IEEE. December 1999, pp. 435-436

[3.9] S. Sumathi, L. Ashok Kumar and P. Surekha, “MPPT Techniques” in *Solar PV and Wind Energy Conversion Systems*, 1 st edition. Springer Cham Heidelberg New York Dordrecht London. 2013, pp 115-117

CAPÍTULO 4

CASOS DE ESTUDIO

4.1. Introducción

En el presente capítulo se muestra una tabla resumen con los valores obtenidos de las variables de nuestro sistema fotovoltaico, las cuales sirvieron para la implementación y simulación de una granja solar. Se analizó tres casos de estudio:

- **Caso 1.-** Implementación de un sistema fotovoltaico con capacidad de generación de 100 kW en el cuál se hace énfasis a la simulación a nivel componente analizando las principales variables de interés como son Irradiancia, V_{CD} , I_{CD} , P_{CD} , Índices de modulación, V_{CA} , I_{CA} , P_{CA} .
- **Caso 2.-** Implementación de un modelo equivalente en el cual se emula el comportamiento de la irradiancia solar de un día sin nubes analizando el comportamiento del Voltaje CD, Corriente CD y Potencia CD.
- **Caso3.-** Análisis de la integración de diez sistemas con capacidad de generación de 100 kW, cada sistema es simulado con irradiancias diferentes para comprobar que cada uno de ellos funciona de manera independiente, posteriormente se adiciona la generación de cada sistema para su inyección a la red eléctrica.

El esquema del sistema fotovoltaico propuesto es mostrado en la Fig.4.1 el cual ha sido simulado en la plataforma computacional Matlab-Simulink® con base a los valores expuestos en la Tabla 4.1.

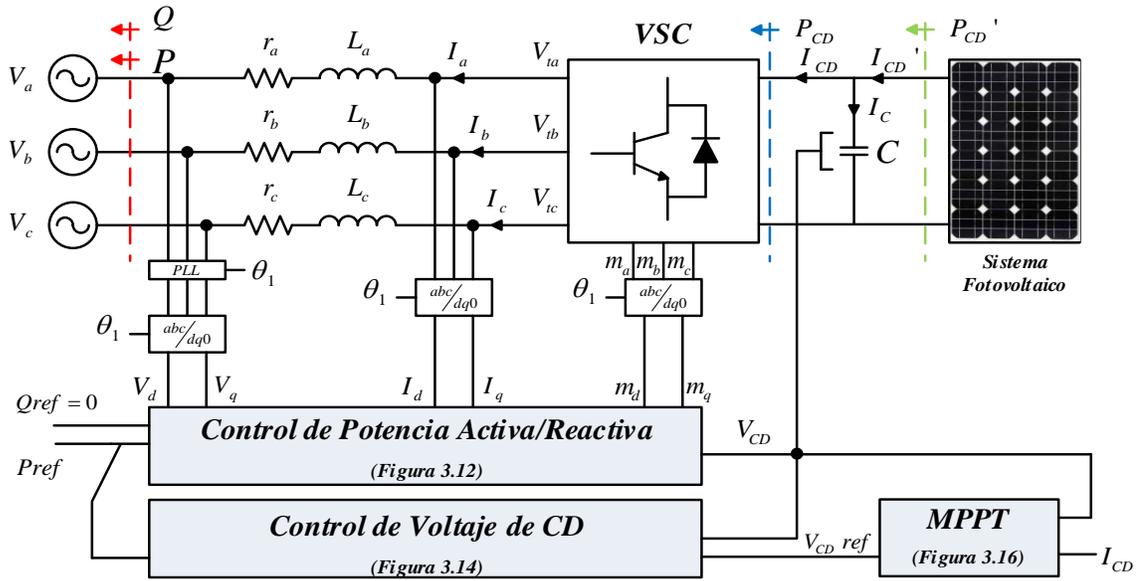


Figura 4. 1: VSC trifásico de dos niveles con control de voltaje, corriente y MPPT

La Tabla 4.1, muestra un compendio de las variables que se obtuvieron al desarrollar el presente trabajo los cuales serán de utilidad para la simulación de los diversos casos de estudio. Comprende condiciones iniciales, variables calculadas y datos de equipo empleados.

Tabla 4.1: Resumen General de Parámetros

Parámetro	Descripción o Valor	Ecuación
Potencia base (P_B)	100 KVA	
Voltaje base (V_B)	400 V	
Resistencia parasita (r_p)	0.05 Ω	
Corriente base (I_B)	166.67 A	$I_B = \frac{2P_B}{3V_B}$
Impedancia base (Z_B)	2.39 Ω	$Z_B = \frac{V_B}{I_B}$
Capacitancia base (C_B)	1105.7 μF	$C_B = \frac{1}{Z_B \omega}$
Reactancia inductiva (X_L)	0.239 Ω	$X_L = 10\% * Z_B$
Inductancia base (L_B)	0.636 mH	$L_B = \frac{X_L}{\omega}$
Voltaje línea-línea RMS (V_{LLrms})	400 V	
Voltaje línea-línea pico (V_{LLpico})	565.68 V	$V_{LLpico} = V_{LLrms} * \sqrt{2}$
Voltaje CD (V_{CD})	800 V	$V_{CD} > V_{LLpico}$

Celda fotovoltaica	Módulo CS6K305MS $V_{mp} = 32.7V$ $I_{mp} = 9.33A$ $V_{oc} = 39.9V$ $I_{sc} = 9.91A$	$I = I_{PV} - I_D \left[e^{\frac{V + R_s I}{a V_t N_s}} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p}$
Arreglo fotovoltaico	$N_{SS} = 25$ $N_{PP} = 14$ Matriz [25x14]	$N_{ss} = \frac{V_{DC}}{V_{mp}}$ $N_{pp} = \frac{P_{gen} / P_{máx}}{N_{ss}}$
Inversor	Ingeteam Parámetros en CD $V_{mpp} = 570 - 850V$ $V_{max} = 1100V$ $I_{max} = 185A$ $I_{SC} = 240A$ Parámetros en CA $P_{AC} = 100kW$ $I_{max} = 145A$ $V_{AC} = 400V$ $\eta = 98.8\%$	
Potencia reactiva (Q_{ref})	$Q_{ref} = 0VAR$	
Controlador proporcional de voltaje (kp_v)	0.026	$kp_v = \frac{kp_i}{10}$
Controlador integral de voltaje (ki_v)	0.25	$ki_v = \frac{ki_i}{10}$
Constante de tiempo del controlador de corriente (τ_i)	0.002	
Controlador proporcional de corriente (kp_i)	0.31815	$kp_i = L_B / \tau_i$
Controlador integral de corriente (ki_i)	25	$ki_i = r_p / \tau_i$

Posteriormente se muestran las respuestas dinámicas de las principales variables de interés del sistema (Irradiancia, Voltaje, Corriente y Potencia), con base a los casos de estudios mencionados.

4.2 Caso de estudio 1. Simulación de un sistema fotovoltaico de 100 kW

El objetivo de la simulación de un sistema fotovoltaico de 100kW es exponer de forma particular la operación a nivel componente, considerando una simulación con modelos conmutados bajo el control de voltajes MPPT y control de corrientes en el marco de referencia dq0 e implementar una modulación por ancho de pulsos (SPWM) en el convertidor CA-CD.

Como primeras graficas se exponen a continuación las respuestas de las principales variables de interés (Irradiancia, V_{CD} , I_{CD} , P_{CD} , Índices de modulación, V_{CA} , I_{CA} , P_{CA}), con base a un cambio de irradiancia en forma de escalón que va de 0.5 a 1 en un tiempo de 2 segundos, equivalente a pasar de 500 W/m^2 a 1000 W/m^2 .

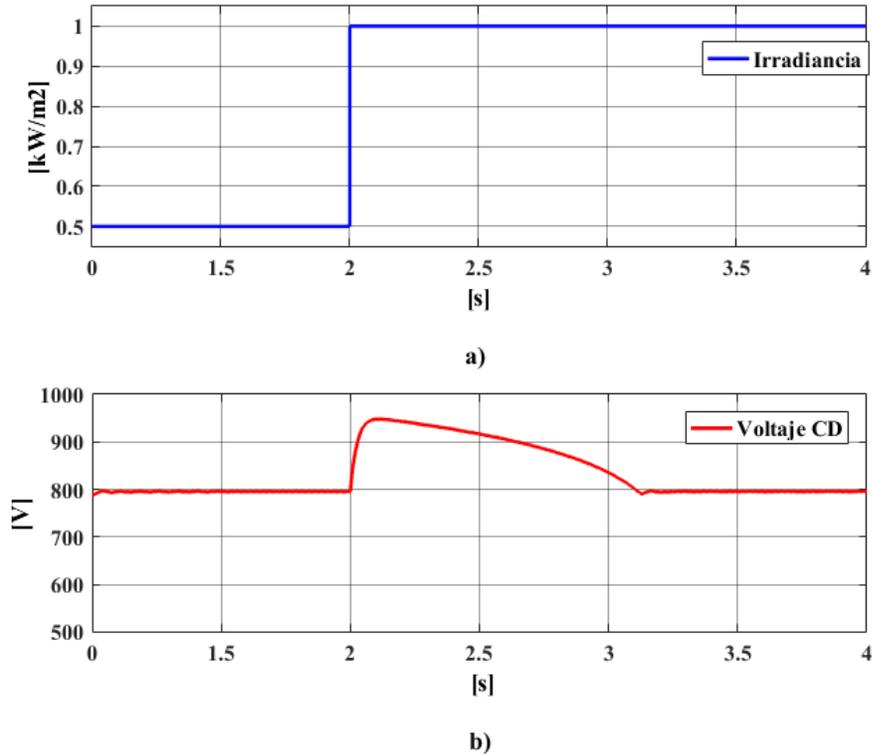


Figura 4. 2: Formas de onda de la respuesta del control de voltaje:
a) Perturbación de irradiancia en forma de escalón, b) Respuesta del control de voltaje.

El comportamiento del voltaje en CD (V_{CD}), se observa en la Fig.4.2, inciso b), obtenido gracias a la implementación del control de voltaje que se obtiene a partir de las ecuaciones (3.50), la cual describe el comportamiento energético del condensador en CD y (3.51) que complementa el almacenamiento del condensador a través de un controlador.

El control de voltaje puede inyectar la potencia necesaria a la red eléctrica para mantener regulado el voltaje en el capacitor (C). En la Figura 4.2, inciso b), se observa un sobre impulso de voltaje (V_{CD}) del 18.5% en el intervalo de tiempo de 2 a 3.13 s, antes de restablecerse en 800V. Esto se debe a que el control de voltaje no cuenta con un sistema de amortiguamiento a la excitación en escalón. Este sobre impulso se observa con mayor detalle en la Figura 4.3, el cual es respuesta del control a la perturbación de la Figura 4.2, inciso a).

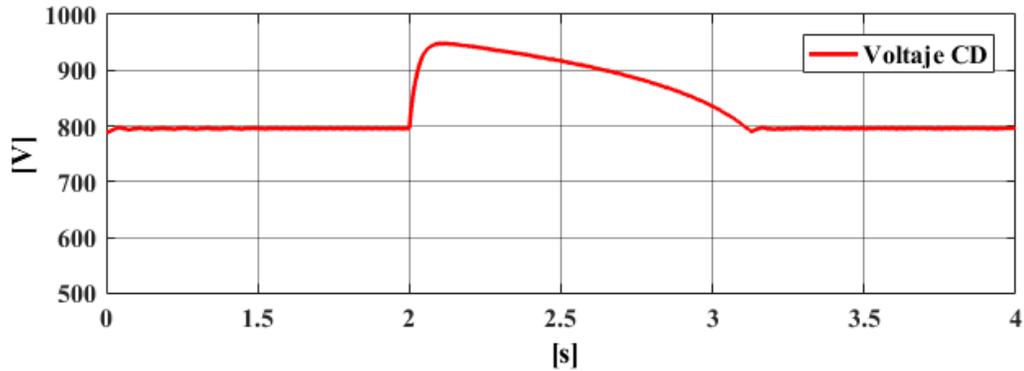


Figura 4. 3: Perturbaciones en el control de voltaje CD

La Figura 4.4, muestra el aumento de la corriente I_{CD} , la cual tiene un comportamiento proporcional a los cambios de irradiancia mostrados en la Figura 4.2, inciso a), donde este incremento se relaciona con las corrientes I_{CDa} , I_{CDb} , I_{CDc} , como se observa en la ecuación (3.25), de igual manera, está directamente relacionado con el incremento de las corrientes por fase como se expone en las ecuaciones (3.22), (3.23) y (3.24).

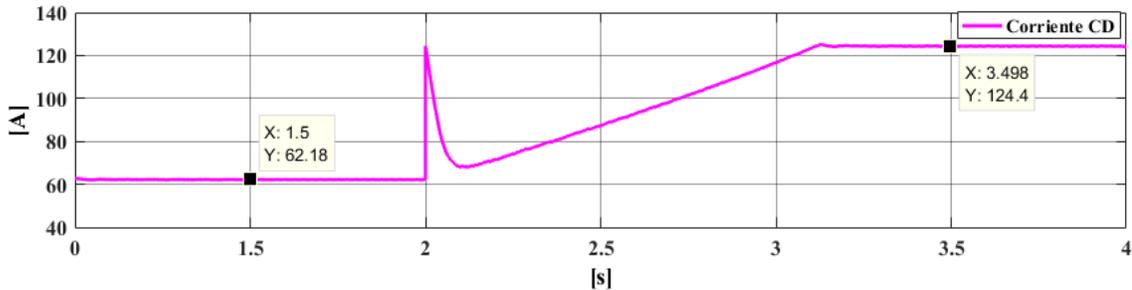


Figura 4. 4: Comportamiento de la corriente CD

En la Figura 4.5, se analiza el comportamiento dinámico de la potencia en CD, expresada en la ecuación (3.49), la cual depende de la corriente I_{CD} y el voltaje V_{CD} . Se observa que en el primer periodo de estabilidad la generación de potencia es de 47.97 kW, para un valor de 62.18 A. Al realizar una perturbación de irradiancia, se incrementa la generación de potencia estabilizando en un valor de 95.24 kW, ello debido al aumento de la corriente a un valor de 124.4 A. Es así que se determina que la potencia tiene una relación proporcional con el incremento de la irradiancia.

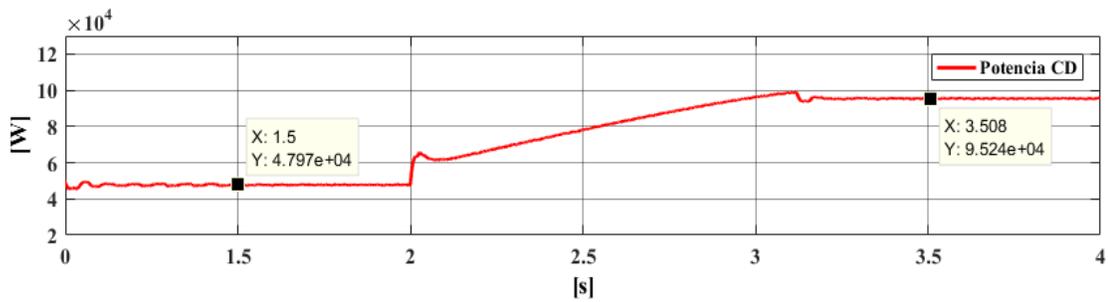


Figura 4. 5: Comportamiento de la potencia CD

El comportamiento de los índices de modulación (m_a , m_b y m_c) se muestra en la Figura 4.6, expresados en magnitud y fase, este comportamiento depende del voltaje en corriente directa V_{CD} , observado en las ecuaciones (3.16), (3.17) y (3.18). Las moduladoras pueden ser apreciadas de mejor manera en la Figura 4.7, las cuales varían en un rango de -1 a 1 siendo adimensionales.

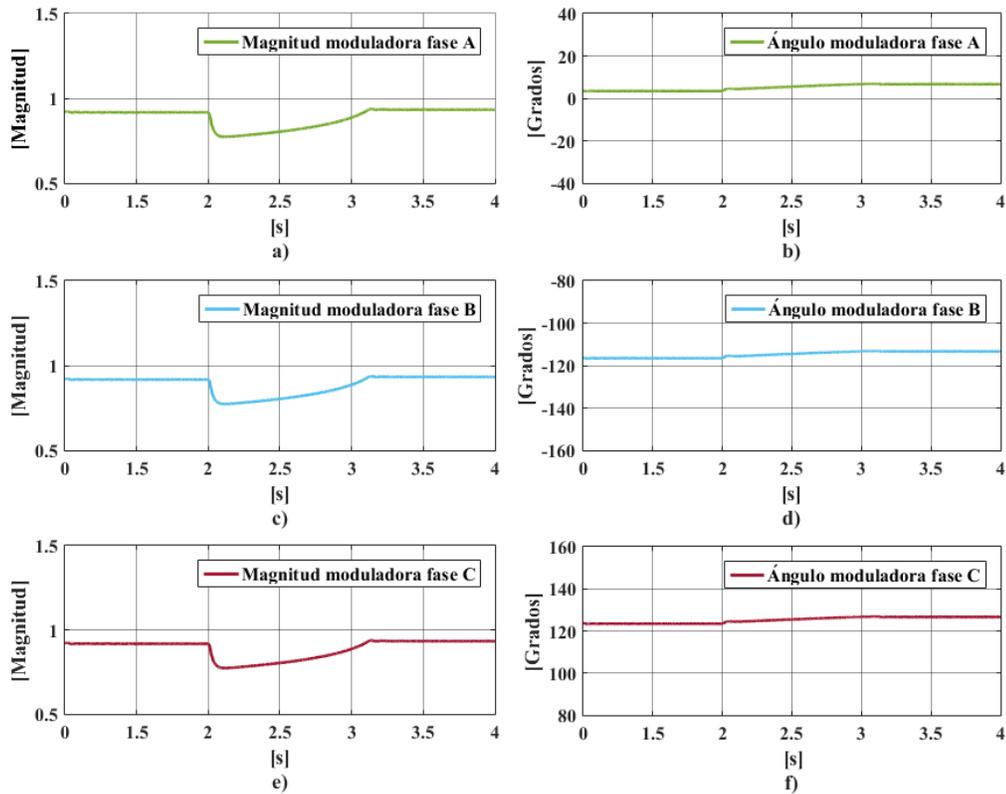


Figura 4. 6: Comportamiento de los índices de modulación:

- a) Magnitud moduladora fase A, b) Ángulo moduladora fase A, c) Magnitud moduladora fase B, d) Ángulo moduladora fase B, e) Magnitud moduladora fase C, f) Ángulo moduladora fase C.

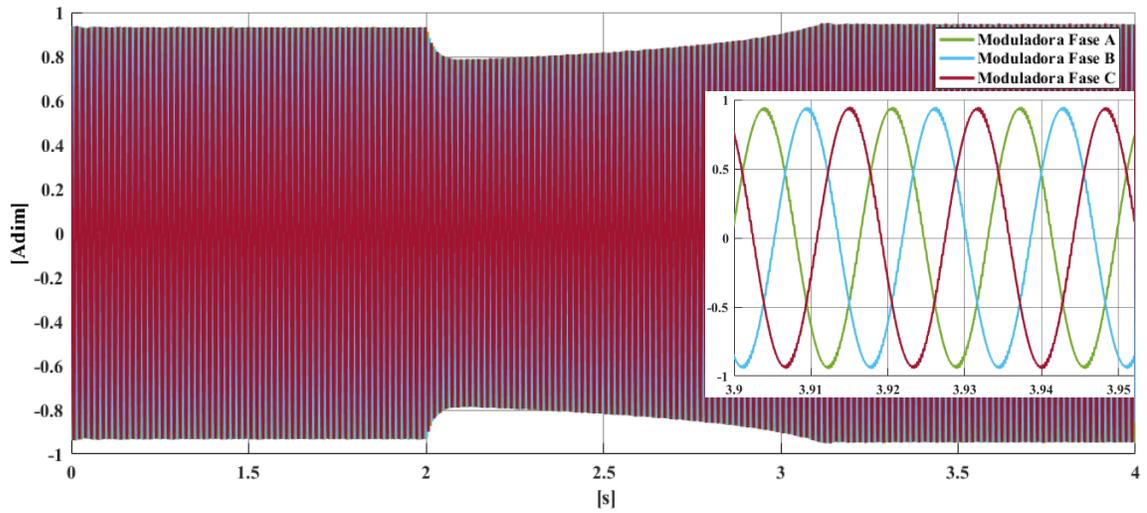


Figura 4. 7: Índices de modulación (fase A, fase B y fase C)

La Figura 4.8, muestra el tren de pulsos de las fases A, B y C, esta señal es resultado de la modulación por ancho de pulso (SPWM) la cual, consiste en comparar una señal sinusoidal de control que es de la misma frecuencia que la frecuencia de la tensión de salida deseada, contra una señal triangular de frecuencia mayor, de tal forma que se obtiene una señal digital con un valor eficaz equivalente a la señal sinusoidal deseada.

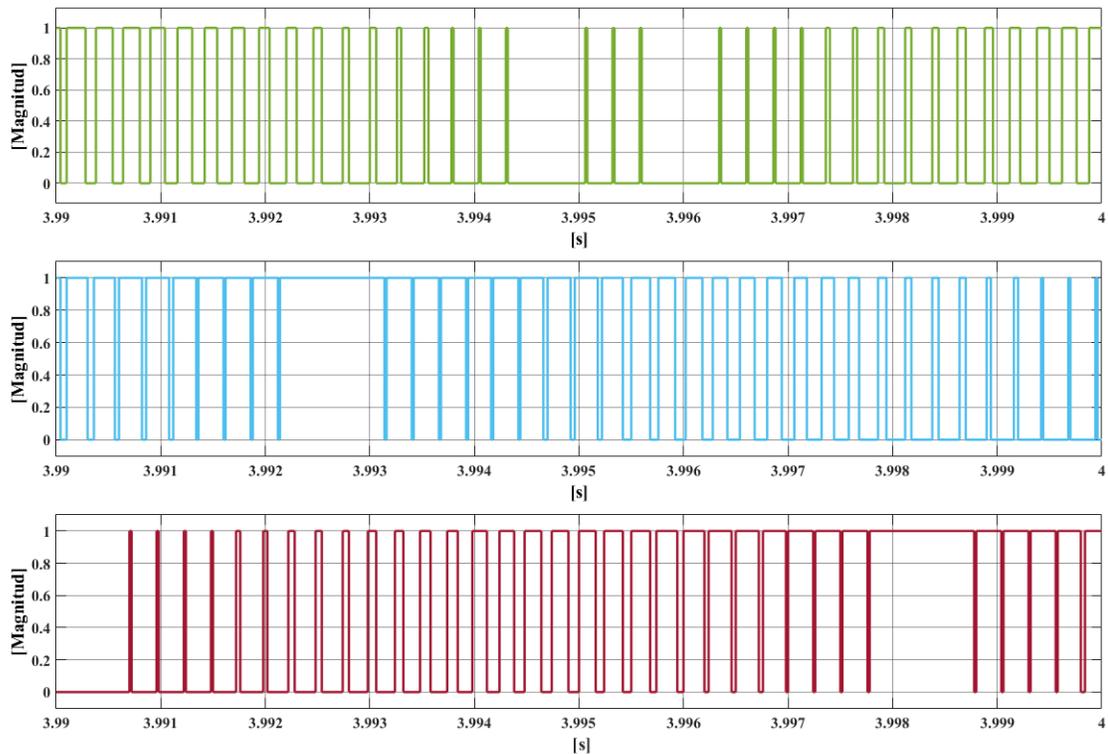


Figura 4. 8: Modulación por ancho de pulso:

a) Tren de pulsos fase A, b) Tren de pulsos fase B, c) Tren de pulsos fase C.

Los voltajes de red del lado de CA se aprecian en la Figura 4.9, con una amplitud de 360 V y un desfase de 120° eléctricos, los cuales son expresados en las ecuaciones (3.10), (3.11) y (3.12).

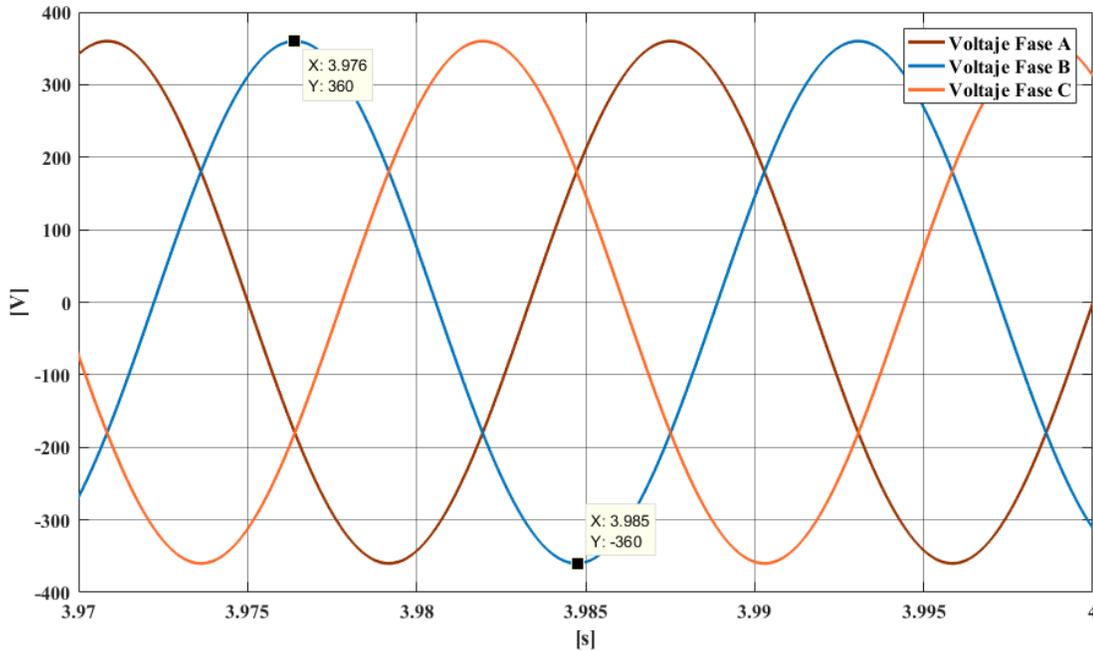


Figura 4. 9: Voltajes del lado de CA (fase A, fase B y fase C)

Las corrientes del lado de CA se muestran en la Figura 4.10, las cuales presentan una distorsión debido a la frecuencia de conmutación del SPWM.

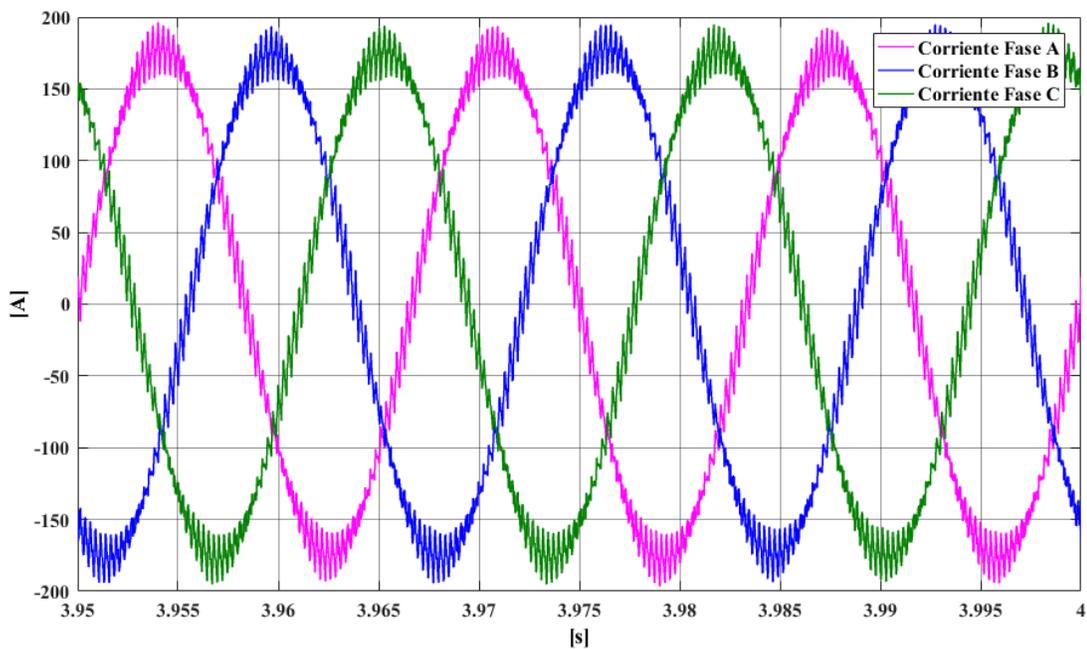


Figura 4. 10: Corrientes del lado de CA (fase A, fase B y fase C)

En la Figura 4.11, se analiza el comportamiento por fase de las corrientes de CA en magnitud y fase, observando que el comportamiento de las corrientes cambia cuando se realiza la perturbación de irradiancia a los 2 segundos pasando de un valor de corriente de 89 a 176 A.

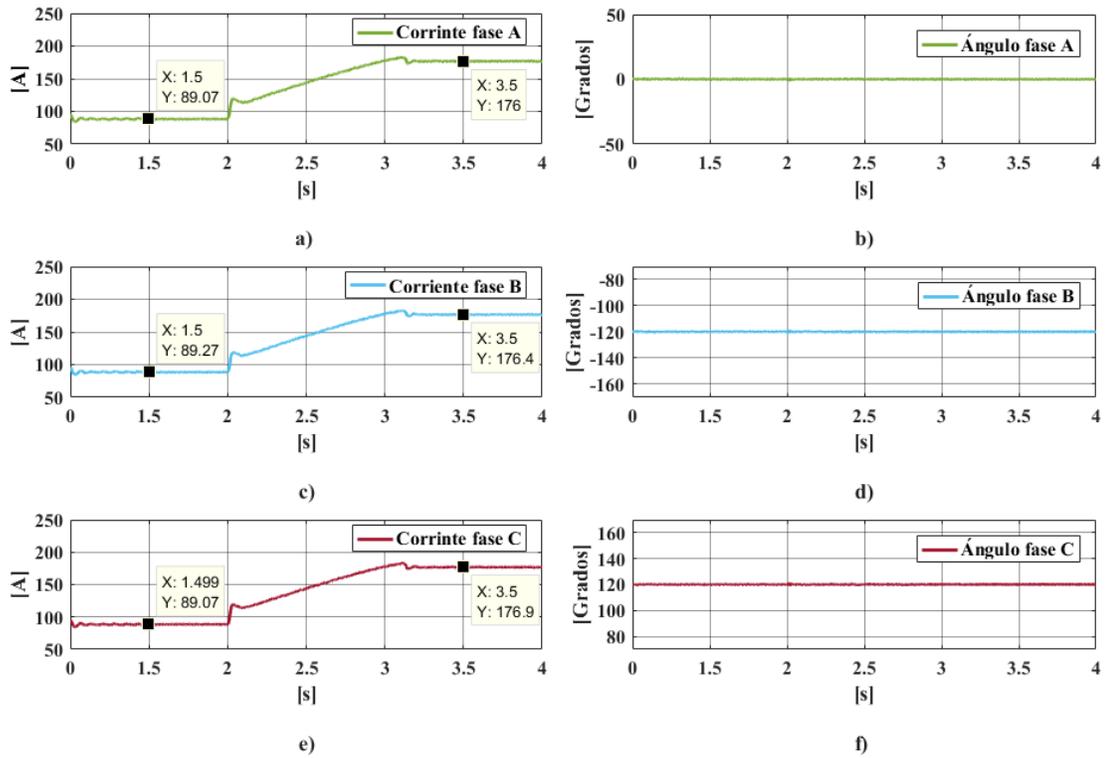


Figura 4. 11: Corrientes en magnitud y fase del lado de CA:

- a) Magnitud corriente fase A, b) Ángulo corriente fase A, c) Magnitud corriente fase B, d) Ángulo corriente fase B, e) Magnitud corriente fase C, f) Ángulo corriente fase C.

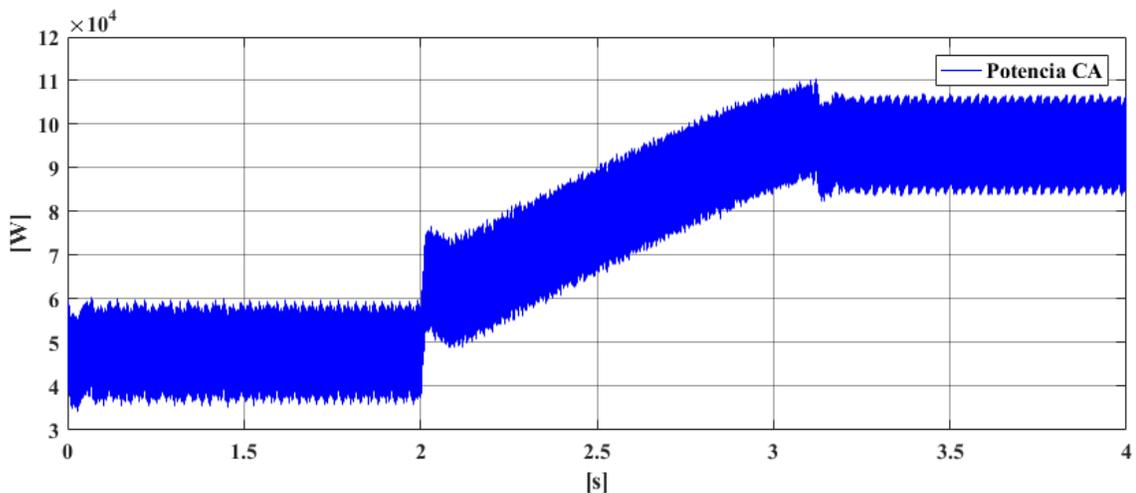


Figura 4. 12: Potencia total trifásica

Finalizando con este caso de estudio, se analiza la Figura 4.12, la cual representa la potencia trifásica inyectada a la red. Se observa un aumento de potencia debido al incremento de las corrientes de CA mostradas en la Figura 4.11, cuyo incremento se debe la perturbación de irradiancia de la Figura 4.2, inciso a).

4.3 Caso de estudio 2. Simulación de un sistema fotovoltaico, emulando la radiación promedio de un día.

El objetivo de la simulación de un sistema fotovoltaico emulando el comportamiento de la radiación solar promedio de 24 horas, es analizar el comportamiento que tendrán las principales variables de interés del sistema (Voltaje CD, Corriente CD, Potencia CD). Cabe destacar que se utilizó un modelo equivalente en la implementación del sistema para mejorar los tiempos de simulación en el entorno Matlab-Simulink®.

Como primera gráfica se exponer la curva promedio de irradiancia de un día sin nubes, la cual ha sido simulada en un periodo de 240 segundos equivalente a la irradiancia de un día completo, con una amplitud unitaria semejante a tener 1000 W/m^2 . El cálculo de la energía total recibida en un metro cuadrado de superficie horizontal es representado por el área bajo la curva de la Figura 4.13.

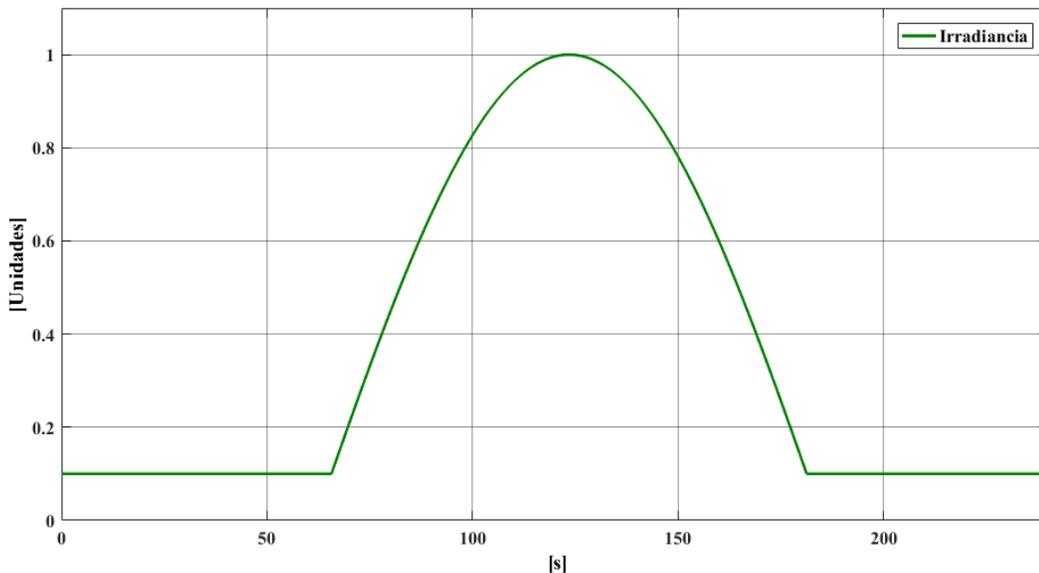


Figura 4. 13: Distribución horaria de irradiancia solar en un día sin nubes

La Figura 4.14, muestra el comportamiento del voltaje V_{CD} , se observa que el voltaje se mantiene estable en 800 V. Conforme se incrementa la curva de irradiancia, el control de voltaje comienza a actuar, presentando ciertas oscilaciones propias del control.

Consecuentemente al decrecer la curva de irradiancia el voltaje comienza a descender para volver a su valor de referencia cuando la irradiancia se mantiene estable.

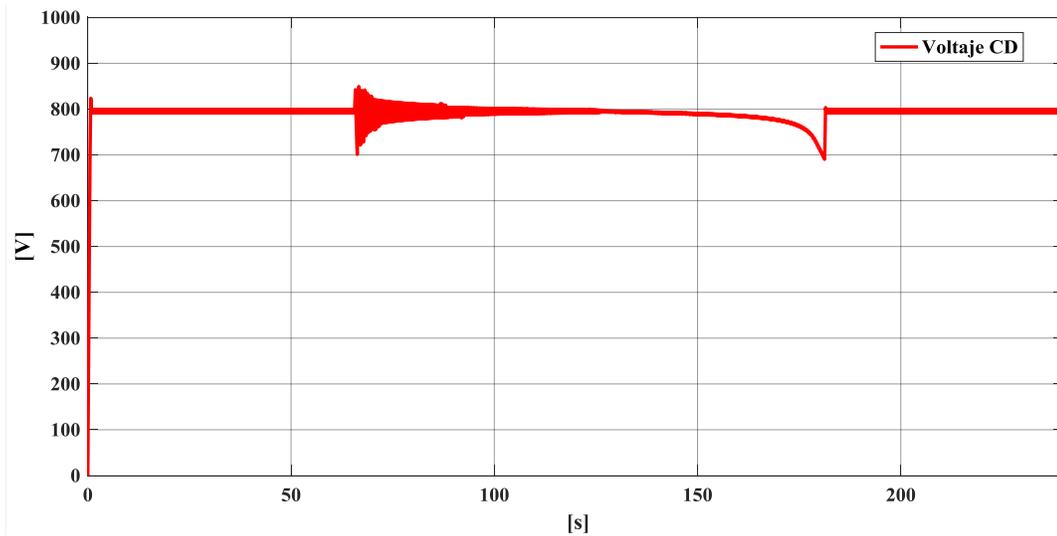


Figura 4. 14: Comportamiento del voltaje en CD

La Figura 4.15, muestra el comportamiento de la corriente I_{CD} , el cual es proporcional a la distribución horaria de irradiancia ejemplificado en la Figura 4.13.

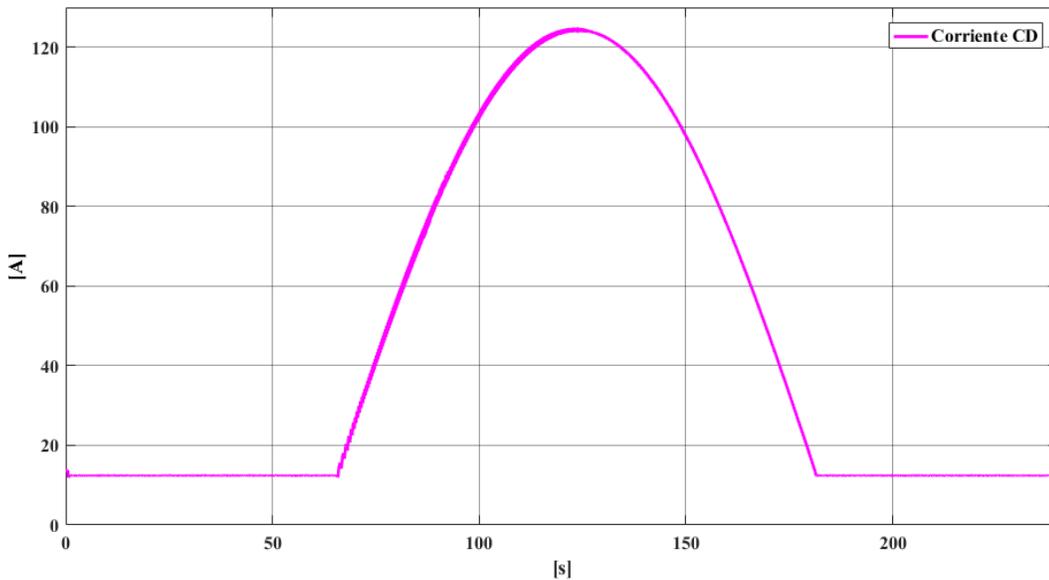


Figura 4. 15: Comportamiento de la corriente en CD

En la Figura 4.16, se observa el comportamiento de la potencia en CD expresada por medio de la ecuación (3.48), la cual depende de la corriente I_{CD} y el voltaje V_{CD} .

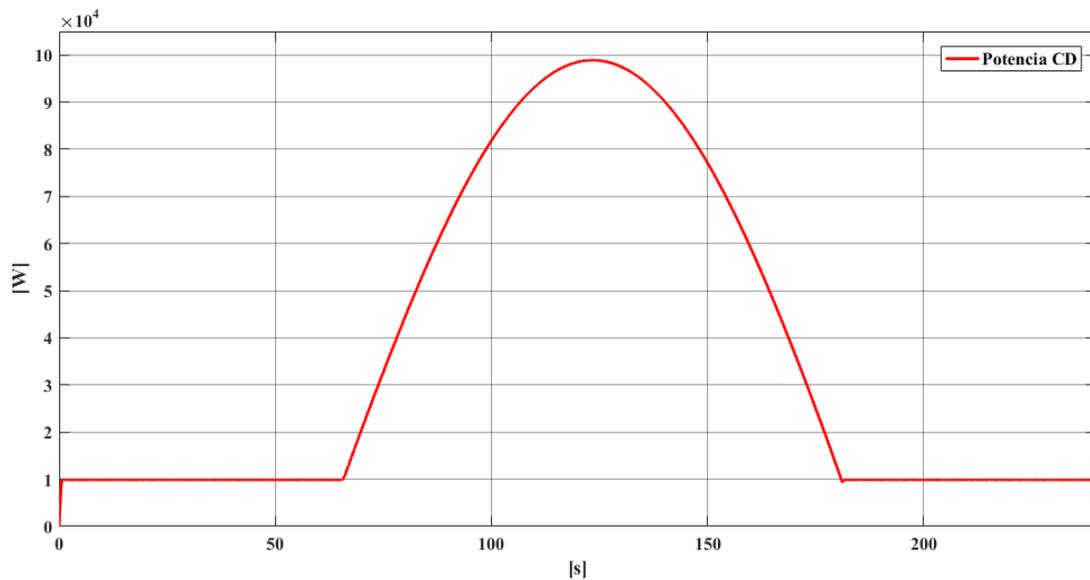


Figura 4. 16: Comportamiento de la potencia en CD

En el presente caso de estudio se inicializa la irradiancia con un valor de 100 kW/m^2 debido a la implementación de un modelo equivalente, el cual demanda que se inicialice con un valor mayor a cero para su correcto funcionamiento.

4.4 Caso de estudio 3. Simulación de un sistema fotovoltaico de 1 MW.

Con este caso de estudio, se analiza la interacción de 10 sistemas interconectados, cada uno de ellos con capacidad de generación de 100 kW. Se simula la generación de potencia con diversas curvas de irradiancia, haciendo notar que cada uno de ellos funciona independientemente.

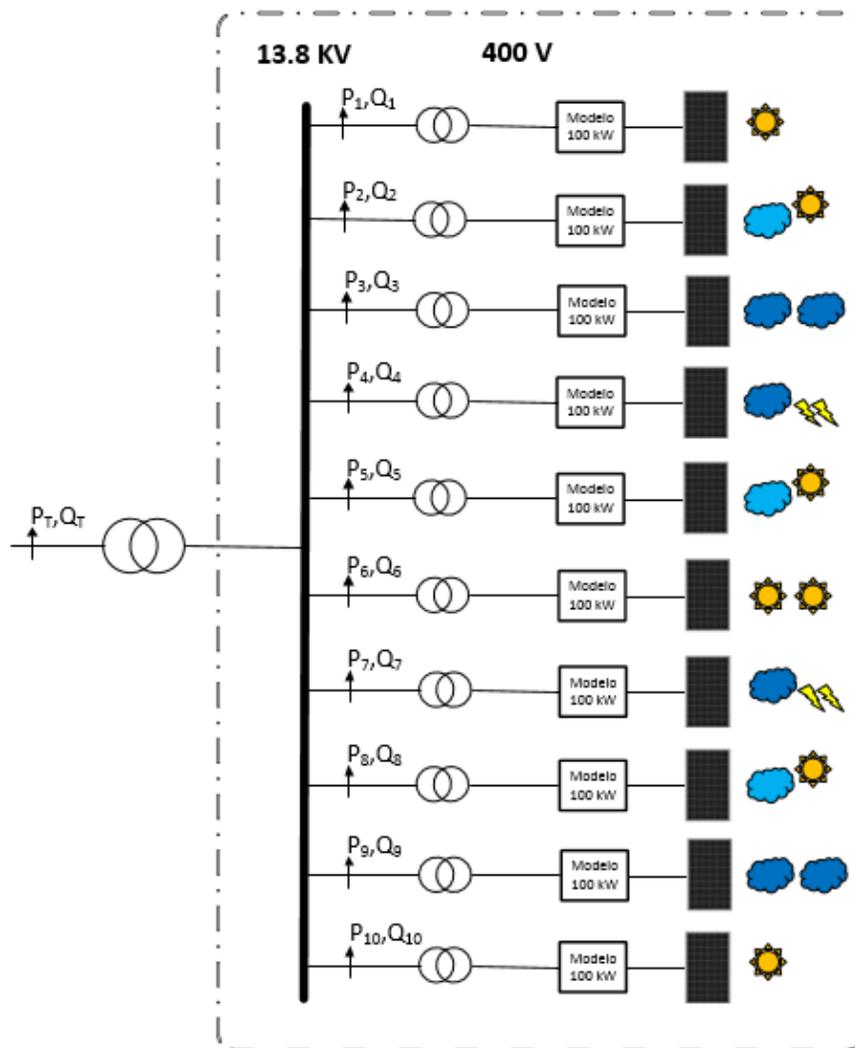


Figura 4. 17: Esquema de interacción de 10 sistemas con generación de 100 kW

En la Figura 4.17, se esquematiza la configuración de interconexión de 10 sistemas de 100 kW los cuales tienen una generación de potencia independiente es decir cada uno de ellos cuenta con su propio MPPT. A continuación, se enlista el proceso de generación de nuestro sistema fotovoltaico:

- Generación de energía eléctrica contemplando diferentes irradiancias.
- La energía eléctrica de corriente continua es convertida en alterna a través de un inversor.
- Implementación del control de potencia activa. reactiva en el marco de referencia dq0.

- Etapa del control de voltaje de corriente directa.
- Implementación del seguimiento del punto de máxima potencia.
- Elevación de tensión para la inyección de potencia a la red eléctrica.

En la Figura 4.18, se muestra el comportamiento de la potencia de los diez sistemas que integran el parque solar de 1 MW, cada uno de ellos con generación independiente, la cual depende de la irradiancia estimada en cada sistema. Se observa que la potencia generada emula el comportamiento de las curvas de irradiancia para cada caso.

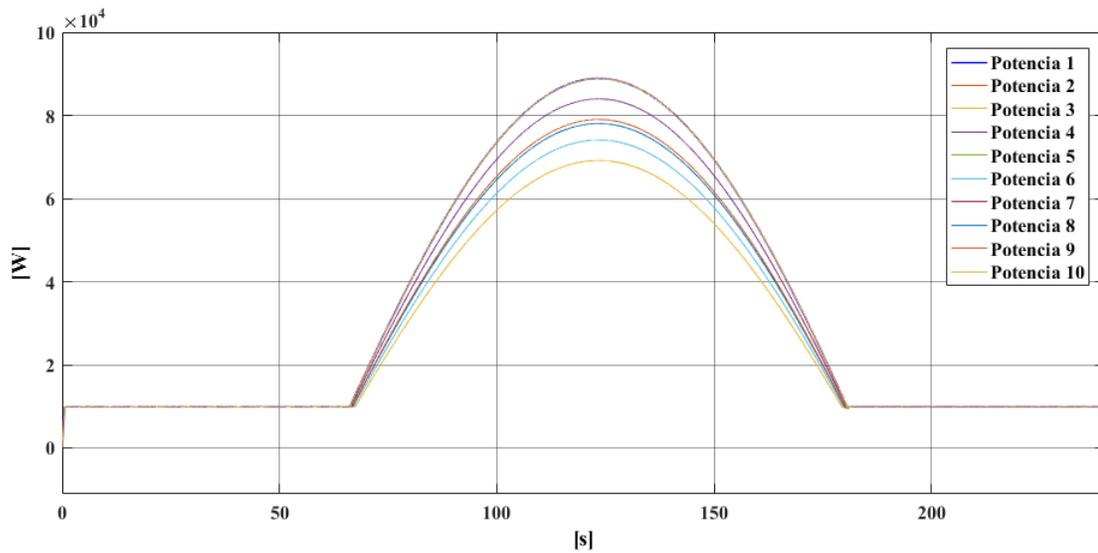


Figura 4. 18: Comportamiento de la potencia de 10 sistemas con generación de 100 kW

En la Figura 4.19, se muestra la sumatoria total de los diez sistemas independientes con capacidad de generación de 100kW, los cuales son simulados con diversas irradiancias para demostrar que cada sistema puede generar energía de forma independiente, sin embargo en la implementación de sistemas fotovoltaicos la variación de irradiancia no es tan variable. En nuestro caso de estudio se alcanzó un pico de 800 kW.

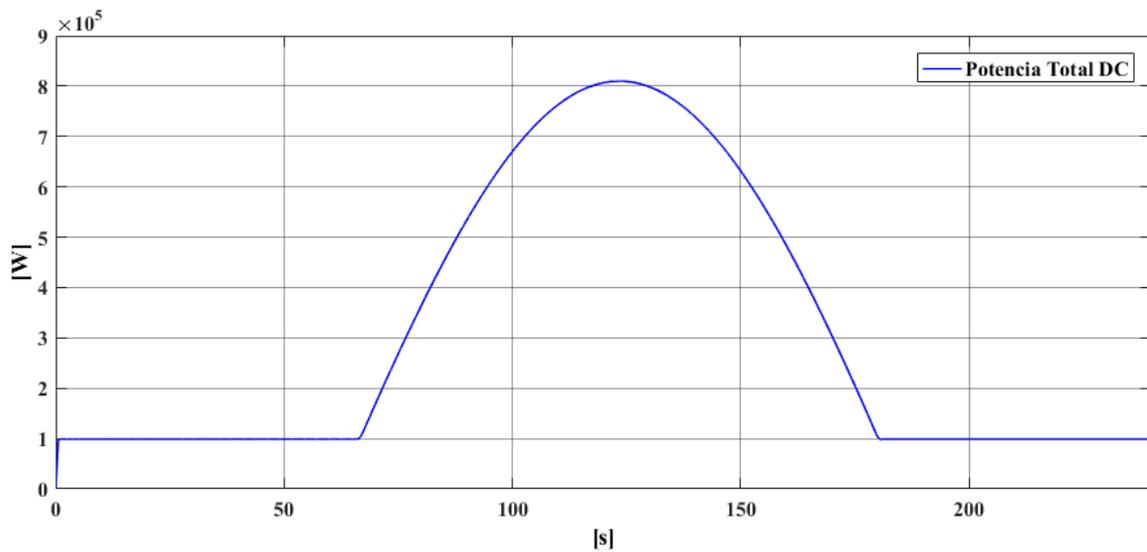


Figura 4. 19: Potencia total generada en el parque fotovoltaico

Una vez analizadas las diversas variables que intervienen en un sistema fotovoltaico, es importante proceder a la selección de los elementos o dispositivos del sistema, teniendo en consideración las características técnicas analizadas en el presente capítulo.

CAPÍTULO 5

SELECCIÓN DE COMPONENTES

5.1 Introducción

En el presente capítulo se abarca de forma básica la selección de algunos elementos fundamentales en la instalación de un parque fotovoltaico (modulo fotovoltaicos, inversor, transformador, protecciones y estación meteorológica), para la generación de 1 MW, considerando que se dividirá en 10 subsistemas de 100 kW cada uno. Así mismo se mencionan los códigos de red que hay que considerar para la inyección de energía haciendo uso de la infraestructura de Sistema Eléctrico Nacional.



Figura 5. 1: Instalación fotovoltaica de Asur, España [5.3]

La figura 5.1, ejemplifica como la generación total de un parque fotovoltaico es dividida en subsistemas, emulando a ello, para la generación de 1 MW establecido en objetivos de la presente tesis se determinó utilizar 10 subsistemas cada uno de ellos con un inversor central de 100 kW. Teniendo en cuenta la anterior, se realizará la selección de los principales elementos que componen un parque fotovoltaico.

5.2 Selección del módulo fotovoltaico

El comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico, es decir, sus características, deben ser suministradas por los fabricantes quienes adquirieron esta información después de someter los módulos a determinadas condiciones de iluminación y temperatura de uso universal llamadas condiciones de prueba estándar (*STC* por sus siglas en inglés: *Standard Test Conditions*) las cuales se definen a continuación:

- Irradiancia: 1000 W/m^2
- Temperatura de la celda: $25 \text{ }^\circ\text{C}$
- Masa de Aire: 1.5 AM

Estas condiciones de irradiancia y temperatura, se presenta aproximadamente al mediodía solar cerca de los equinoccios de primavera y otoño en la superficie terrestre con la superficie de la célula dirigida directamente hacia el Sol y la masa de aire determina el impacto de radiación y la combinación espectral de la luz que llega a la superficie terrestre. Bajo estas condiciones se mide, al menos, la potencia máxima que puede entregar el módulo ($P_{\text{máx}}$), la corriente de corto circuito (I_{cc}) y el voltaje de circuito abierto (V_{co}), datos igualmente proporcionados por el fabricante.

5.2.1 Módulo fotovoltaico seleccionado

El módulo fotovoltaico seleccionado fue el Modelo CS6K305MS, monocristalino, 18.63% de eficiencia, 60 celdas, dimensiones 1.65X0.99X0.035 m, IP 68, mostrado en la Figura 5.2.



Figura 5. 2: Módulo monocristalino 305 W

La Tabla 5.1, muestra las características eléctricas del módulo solar bajo condiciones estándares de prueba (STC).

Tabla 5. 1: Características eléctricas (STC) [5.1]

Parámetro	Valor
Potencia Máxima (P _{máx})	305 W
Voltaje a Potencia Máxima (V _{mp})	32.7 V
Corriente a Potencia Máxima (I _{mp})	9.33 A
Voltaje de Circuito Abierto (V _{oc})	39.9 V
Corriente de Corto Circuito o (I _{sc})	9.91 A
Voltaje Máximo del Sistema	1000 V
Coefficiente de Temperatura del V _{oc}	-2.9×10 ⁻³ V/°C
Coefficiente de Temperatura de la I _{sc}	5×10 ⁻³ A /°C

Para obtener una mayor tensión o corriente (o ambas), se interconectan varios módulos en serie y/o paralelo para conformar un arreglo fotovoltaico. Los arreglos fotovoltaicos se diseñan con base en rangos de tensión y de corriente deseados. La tensión máxima del arreglo es determinada por las especificaciones de los módulos y del inversor. Para sistemas chicos y medianos es usual una tensión máxima de 600 V para todos los equipos, mientras que en sistemas grandes, se maneja una tensión máxima de 1000 V. Por otra parte, la corriente máxima permisible depende principalmente de las especificaciones del inversor, siempre y cuando los demás elementos del sistema estén listados y etiquetados para tal corriente.

Para el cálculo de la matriz fotovoltaico se toma como referencia los valores mostrados en la Tabla 5.1 y el voltaje en CD de la Tabla 4.1. En (5.1) y (5.2) se calcula el número de paneles en serie (N_{ss}) y en paralelo (N_{pp}) del arreglo fotovoltaico.

$$N_{ss} = \frac{V_{DC}}{V_{mp}} = \frac{800V}{32.7V} = 24.46 \approx 25 \text{ Paneles} \quad (5.1)$$

$$N_{pp} = \frac{P_{gen} / P_{máx}}{N_{ss}} = \frac{100kW / 305W}{25} = 13.11 \approx 14 \text{ Paneles} \quad (5.2)$$

El número de paneles en serie y paralelo de la matriz fotovoltaica obtenida en (5.1) y (5.2) se ejemplifica en la Figura 5.3.

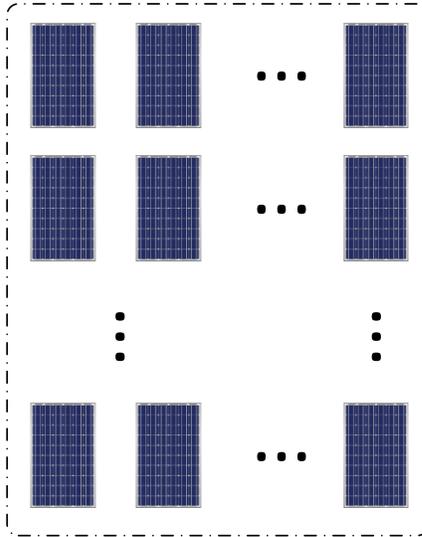


Figura 5. 3: Arreglo fotovoltaico matriz de 25X14

Para determinar la tensión máxima permisible del arreglo fotovoltaico se tomarán las tensiones máximas de los módulos y del inversor, y aquella que resulte menor será la tensión máxima del arreglo.

La corriente máxima del circuito de salida es generalmente determinada por la corriente máxima que puede aceptar el inversor.

5.3 Selección del inversor

El inversor es la pieza clave de la generación fotovoltaica. De hecho, su potencia es la que marca la potencia de la instalación completa. Su función es transformar la tensión y corriente continua generada en el arreglo fotovoltaico en tensión y corriente alterna para ser consumida o inyectada a la red. A pesar de esa importante función su tamaño es reducido y su precio no suele llegar al 10% del presupuesto del material fotovoltaico Sin embargo, es preciso seleccionar un equipo que cumpla con todas las medidas de seguridad que exige la normatividad, que disponga de los correspondientes certificados y homologaciones, y que tenga el mayor rendimiento.

Debido a la importancia del inversor, es habitual que incorporen también tarjetas o elementos de comunicaciones que informan acerca del estado de la instalación, de la energía generada o que generan alarmas en caso de averías o mal funcionamiento. Estas comunicaciones pueden ser locales en forma de display o conexión directa a ordenadores, remotas vía GPRS, SMS o internet.

Cuando se selecciona el inversor, se han de tener en cuenta los parámetros de entrada y salida máxima de la instalación, los cuales se muestran en la Tabla 5.2:

Tabla 5. 2: Parámetros máximos de la instalación

Parámetro	Valor
Potencia máxima de entrada del arreglo fotovoltaica CD	100 kW
Tensión de entrada CD	800 V
Potencia nominal de salida CA	100 KW
Tensión de salida CA	400 V

Para seleccionar el inversor se debe considerar lo siguiente:

$$I_{\max DC} = N_{pp} * I_{mp} = 14 * 9.33A = 130.62A \quad (5.3)$$

$$I_{SC \max DC} = N_{pp} * I_{sc} = 14 * 9.91A = 138.7A \quad (5.4)$$

Las ecuaciones (5.3) y (5.4) determinan la corriente máxima en CD ($I_{\max CD}$) y la corriente máxima de corto circuito en CD ($I_{SC \max CD}$) respectivamente.

Con base a los parámetros calculados en las ecuaciones (5.3) y (5.4) y las características mencionadas en la Tabla 5.2, se seleccionó de entre empresas fabricantes el siguiente inversor:



Figura 5. 4: Inversor Marca Ingeteam 100 kW

En la Figura 5.4, se observa un inversor, Modelo 3 Play 100TL, 100 kW, máxima eficiencia de 98.8%, tensión máxima en CD 1100 V, corriente máxima en CD 185 A, tensión en CA 400V y corriente máxima en CA 145 A.

	100TL				
Input (DC)					
Recommended PV array power range	92.7 - 160 kWp	97.9 - 160 kWp	103 - 160 kWp	108.2 - 160 kWp	113.3 - 160 kWp
Voltage range MPP ⁽¹⁾	513 - 850 V	541.5 - 850 V	570 - 850 V	598.5 - 850 V	627 - 850 V
Maximum voltage ⁽²⁾	1,100 V				
Maximum current ⁽³⁾	185 A				
Short-circuit current	240 A				
Inputs (STD / PRO)	1 / 24				
MPPT	1				
Output (AC)					
Rated power at rated Vac	90 kW	95 kW	100 kW	105 kW	110 kW
Max. temperature at rated power ⁽⁴⁾	50 °C				
Maximum current	145 A				
Rated voltage	360 V	380 V	400 V	420 V	440 V
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor	1				
Power Factor adjustable ⁽⁵⁾	Yes, Smax=90 kVA Qmax=54 kVAR	Yes, Smax=95 kVA Qmax=57 kVAR	Yes, Smax=100 kVA Qmax=60 kVAR	Yes, Smax=105 kVA Qmax=63 kVAR	Yes, Smax=110 kVA Qmax=66 kVAR
THD	<3%				
Efficiency					
Maximum efficiency	98.8%				

Figura 5. 5: Características eléctricas inversor 100 kW [5.2]

Cabe destacar que las características eléctricas del inversor, mostradas en la Figura 5.5, cumplen con los requerimientos mencionados en la Tabla 5.2, y las ecuaciones (5.3) y (5.4).

Un factor importante a la hora de seleccionar el inversor viene dado por la eficiencia, que determina el porcentaje de rendimiento de la potencia entregada en la entrada del inversor respecto la potencia de salida.

5.4 Selección de transformador

Para iniciar con la distribución de la energía producida por el parque fotovoltaico, es necesario elevar la tensión de salida del inversor, empleando transformadores.

En sistemas trifásicos, el uso de transformadores de aislamiento Δ/Y o Δ/Δ , garantiza el aislamiento galvánico del sistema fotovoltaico y previene el flujo de corrientes de falla a tierra a través del transformador.

Diversos fabricantes desarrollan transformadores diseñados específicamente para aplicaciones de generación de energía solar. Entre las características operativas incluye un diseño térmico de núcleo y bobinas adecuado para temperaturas ambiente altas, con una pantalla electrostática que protege contra ruido eléctrico procedente de la red y del inversor,

aceite vegetal y núcleo de metal amorfo. Un ejemplo del transformador se aprecia en la Figura 5.6.



Figura 5. 6: Transformador para aplicación fotovoltaica [5.4]

En este caso, el transformador seleccionado, posee las siguientes características:

- Líquido Aislante: Aceite vegetal.
- Capacidad nominal: 112.5 kVA.
- Número de fases: 3.
- Conexión: Δ - Δ .
- Tensión en el secundario: 400 V.
- Tensión en el primario: 13.8 kV.
- Frecuencia: 60 Hz.
- Tipo de enfriamiento: ONAN

Estas características son producto de requisitos y valores proporcionados por el inversor de la Figura 5.5, así como de la capacidad de suministro a la red para la que está diseñado el proyecto (100 kW), para este trabajo, serán empleados 10 transformadores con estas características.

5.5 Selección de protecciones

El riesgo de una falla, un accidente o cualquier condición de operación anormal, es inherente a cualquier sistema eléctrico de potencia. El sistema de protección no pretende evitar la operación anormal del sistema; por el contrario, una vez que ha ocurrido una falla, éste sistema cumple con las siguientes funciones:

- Detectar la falla
- Liberar la falla
- Advertir la ocurrencia de una falla

En los sistemas fotovoltaicos, el mayor peligro siempre consiste en las sobrecorrientes, que pueden ser causadas por una falla a tierra o por un corto circuito entre los conductores portadores de corriente.

Como protección general contra sobrecorrientes, los fusibles pueden operar en cualquier caso en que se presente una corriente peligrosa en la zona que protegen dentro del sistema fotovoltaico.

5.5.1 Fusibles

Los elementos fusibles son los dispositivos de protección contra sobrecorriente más comunes en los sistemas fotovoltaicos gracias a su alta capacidad interruptiva, corto tiempo de operación y bajo costo comparado con otros dispositivos. Los fusibles en los sistemas fotovoltaicos se distinguen de otras clases de fusibles porque están diseñados para interrumpir corriente directa rápidamente con bajas pérdidas de energía en operación normal.

Los fusibles deben ser capaces de conducir al menos 125% de la corriente de corto circuito en la rama que protegen ($I_{\text{fusible_nom}} > 1.25 \cdot I_{\text{SC}}$).

5.5.1.1 Protección de cadena

La tensión marcada en los fusibles en ningún caso debe ser menor que la tensión máxima del sistema. Las tensiones máximas usuales para los fusibles son, como para casi todos los equipos para sistemas fotovoltaicos, 600 y 1000 V.

Para seleccionar fusibles, la información indispensable es la corriente de corto circuito de los módulos, la corriente máxima de fusible marcada por el fabricante y la tensión máxima del sistema. Teniendo los tres datos, procedemos a calcular la corriente máxima de cada serie:

$$I_{\text{fusible}} \geq 1.25 \cdot I_{\text{SC}} = 1.25 \cdot 9.91 = 12.38 \text{ A} \quad (5.5)$$

El siguiente valor comercial de fusible es **15 [A]**, por lo tanto, se escoge un fusible con éste valor de entre los fabricantes. En la figura 5.7, se muestra el fusible seleccionado.



Figura 5. 7: Fusible protección de Cadena [5.5]

La Figura 5.8, muestra las características técnicas del fusible, 1000 V, 15 A, serie PV-15A, diseñado específicamente para la protección y aislamiento de cadenas fotovoltaicas.

Datos técnicos	
Tensión	1000 V CC
Corriente	1-3, 3.5, 4-6, 8, 10, 12, 15, 20, 25 A
Capacidad de corte nominal	50 kA (de 1 a 20 A), 20 kA (solo 25 A)
Régimen de interrupción mín.	1,3 x I _n para 1-15 A, 1,5 x I _n para 20 A, 2 x I _n para 25 A
Coordinación de fusible fotovoltaico con	Celdas de película fina y celdas de silicón cristalina de 4", 5" y 6"
Constante de tiempo	1-3 ms

Figura 5. 8: Datos técnico fusible protección cadena

Dependiendo de la capacidad deseada del sistema fotovoltaico, puede haber varias cadenas fotovoltaicas conectadas en paralelo para conseguir corrientes mayores y, por tanto, más energía. Por ello es necesario contar con protección de la matriz fotovoltaica.

5.5.1.2 Protección de matriz

Un cartucho fusible en cada matriz protegerá los cables de la corriente con fallo y ayudará a minimizar cualquier riesgo para la seguridad. También aislará la matriz con fallo para que el resto del sistema fotovoltaico pueda continuar generando electricidad.

Un cartucho fusible colocado en el cable que cargue con la salida combinada de una serie de cadenas, debe estar protegido por cartuchos fusible de matriz. Si a continuación se combina una serie de matrices, debería incorporarse un cartucho fusible más.

Los cartuchos fusibles de para protección de una matriz fotovoltaica deben seleccionarse teniendo en cuenta el número de series de la matriz (N_{series}) como se muestra en la ecuación (5.7).

$$I_{STRING} = 1.25 * N_{series} * I_{SC} = 1.25 * 14 * 9.91 = 173.4 A \quad (5.6)$$

Cumpliendo con este criterio de selección se eligió el fusible mostrado en la Figura 5.9.



Figura 5. 9: Fusible protección de matriz [5.6]

El Fusible seleccionado es de la serie PV200ANH1, diseñada específicamente para proteger y aislar desconexiones y combinadores de matrices fotovoltaicas. Estos fusibles pueden interrumpir las sobrecorrientes bajas asociadas con sistemas fotovoltaicos en falla (corriente inversa, fallo de multimatriz).

Número de referencia	Tamaño de fusible	Corriente (A)	Tensión (V CC)	Integrales de energía I ² t (A ² s)		Pérdida de vatios (W)	
				Prearco	Total a 1000 V CC	0,8 I _n	I _n
PV-32ANH1	NH1	32	1000 (IEC/UL)	80	720	4,3	8,5
PV-40ANH1		40		185	1670	4,6	9
PV-50ANH1		50		400	3600	5,4	10,5
PV-63ANH1		63		470	4300	6,1	12
PV-80ANH1		80		640	5760	7,9	15,5
PV-100ANH1		100		1300	11 700	8,4	16,5
PV-125ANH1		125		2600	23 400	8,9	17,5
PV-160ANH1		160		5200	46 800	12,2	24
PV-200ANH1		200		10 200	82 000	13	25
PV-250ANH2	NH2	250	26 000	129 000	23	35	
PV-300ANH3	NH3	300	32 500	260 000	27	44	
PV-315ANH3		315	32 500	260 000	27	44	
PV-350ANH3		350	51 600	412 800	28	46	
PV-355ANH3		355	51 600	412 800	28	46	
PV-400ANH3		400	76 000	608 000	30	50	

Figura 5. 10: Características técnicas de fusibles para protección de matriz

En la Figura 5.10, se muestran las características de diversos fusibles para protección de matriz fotovoltaica resaltando el modelo seleccionado con base en la Ecuación (5.6). Los fusibles de éste tipo, frecuentemente están marcados con la leyenda “PV”.

5.5.2 Protección del inversor

Los inversores centrales, al ser equipos sumamente complejos que combinan sistemas de electrónica de potencia, control y comunicaciones, incluyen dispositivos de protección propios.

Los inversores de alta potencia (≥ 100 kW) están equipados con protección contra sobretensiones (apartarrayos), polaridad inversa, corto circuito y sobrecargas en la salida, anti-isla con desconexión automática, fallas de aislamiento y fusibles tanto a la entrada (C. C.) como a la salida (C. A.) y en la mayoría de los casos no son necesarios dispositivos de protección adicionales.

5.6 Estación meteorológica

Una estación meteorológica es un sistema integrado por sensores o dispositivos de medida de distinta tipología cuya finalidad no es otra que medir la variabilidad temporal de las condiciones ambientales de un emplazamiento determinado, mediante la toma discreta en el tiempo (muestreo) de realizaciones de variables físicas denominadas observaciones.

Son equipos con posibilidad de constituir sistemas o redes de estaciones compuestas por un número indeterminado de estaciones de campo y una o varias estaciones centrales de recepción, presentación, almacenamiento y tratamiento final de toda la información recibida. En Figura 5.11, se observa una estación meteorológica de un parque fotovoltaico.



Figura 5. 11: Estaciones meteorológicas [5.7]

Se propone utilizar una estación meteorológica PVmet-300 la cual cuenta con sensores específicos para aplicaciones fotovoltaicas como se aprecia en la Figura 5.12; compactas y fáciles de instalar, diseñadas para integrarse directamente a los inversores o a sistemas de adquisición de datos. Todas las estaciones PVmet incluyen una interfaz.



Figura 5. 12: Estación meteorológica Pvmet-300 [5.8]

La estación meteorológica cuenta con las siguientes características:

- Radiación solar ajustable para monitoreo global
- Temperatura del panel fotovoltaico
- Temperatura ambiente
- Velocidad del viento
- Dirección del viento
- Humedad Relativa
- Presión Barométrica
- Lluvia

Algunas de las ventajas de tener una estación meteorológica son el conocer y cuantificar el recurso solar con el que se dispone y desarrollar metodologías para predicción del recurso solar.

5.7 Códigos de red

Al conjunto de disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios a los cuales deberán apegarse todas las partes e instituciones involucradas en la planeación, generación, integración, transmisión, control y distribución del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se les denominó Códigos de Red (CR). Los cuales establecen y describen

los requerimientos técnicos mínimos para el desarrollo eficiente de los procesos de planeación, medición, control operativo, acceso y uso de la infraestructura eléctrica del SEN. Su cumplimiento es obligatorio para cualquier integrante de la industria que haga uso de dicha infraestructura.

Para el presente trabajo se hace referencia a la “Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente” [5.9].

5.7.1 Tensión

Mayor a 1 kV y menor a 69 kV. En estado permanente las Fuentes de Energía deberán ser capaces operar y mantenerse conectadas ante fluctuaciones que no excedan de un rango de +5 % a -10% de la tensión nominal en el Punto de Interconexión conforme a la norma NMX –J-098 ANCE 1999.

5.7.2 Capacidad de generación

Las capacidades de generación permitidas en los diferentes niveles de tensión se indican en la Tabla 5.3:

Tabla 5. 3: Límite de capacidad de generación a interconectar para media tensión

Nivel de tensión nominal del sistema (kV)	A lo largo del alimentador, hasta (MW)	En buses de la subestación del suministrador, hasta (MW)
13.8	4	8
23.0	8	16
34.5	10	20

Estas capacidades son los valores acumulados a lo largo del alimentador. Pudiendo ser mayor a la capacidad indicada en la Tabla 5.3, cuando los estudios técnicos así lo determinen, dependiendo de la ubicación del Punto de Interconexión en el Sistema.

En todo proyecto en media tensión, el Suministrador tendrá que realizar un estudio de factibilidad para determinar, con base a la capacidad del proyecto el Punto de Interconexión.

5.7.3 Rango de frecuencias

Las Fuentes de Energía deben ser capaces de operar, ante cambios de frecuencia, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 5.4. El ajuste del tiempo será determinado por el Suministrador.

Tabla 5. 4: Tiempo de respuesta ante frecuencias anormales

Frecuencia (Hz)	Tiempo de ajuste de las protecciones
$57.5 > \text{frecuencia}$	Instantáneo
$57.5 = \text{frecuencia} < 59.3$	Tiempo ajustable hasta 5 s
$59.3 = \text{frecuencia} = 60.5$	Operación continua
$60.5 < \text{frecuencia} = 61.2$	Tiempo ajustable hasta 5s
$61.2 < \text{frecuencia}$	Instantáneo

Una vez que se desarrollaron los modelos matemáticos y simulaciones del parque fotovoltaico es de suma importancia la correcta selección de los elementos que conforman el parque como proceso previo a la implementación del mismo, teniendo en cuenta las especificaciones técnicas y normativas que se deban cumplir para la correcta operación.

A raíz de este proceso se cuantificarán los costos y viabilidad económica; siendo de vital importancia para los inversionistas el conocer el costo de inversión para la ejecución del proyecto.

5.8 Bibliografía

- [5.1] Canadian Solar, “*Superpower Panels*”, disponible en: https://www.canadiansolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/datasheets/en/new/2018-4-12v5.562/Canadian_SolarDatashheet-SuperPower_CS6K-MS_v5.562_EN.pdf
- [5.2] Ingeteam, “*Energía Fotovoltaica*”, disponible en: https://www.ingeteam.com/es-es/sectores/energiafotovoltaica/p15_24_450/ingecon-sun-3play-100-kw.aspx
- [5.3] Schneider Electric, “*Inversor Xantrex GT100 E de conexión a red*”, disponible en: https://download.schneiderelectric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_File_Name=ESMKT03006G10_GT100E.pdf&p_Doc_Ref=ESMKT03006G10_GT100E
- [5.4] General Electric, PROLEC, “*Transformadores para aplicación de energía solar*”, disponible en: http://www.prolecge.com/wp-content/uploads/2017/10/ProlecGE_TrifasicoSolar.pdf
- [5.5] Cooper Industries, “*Máxima protección en aplicaciones de energía solar*”, disponible en: <http://www1.cooperbussmann.com/pdf/ac081fe4-0e32-4885-a3ee-2642c41d1584.pdf>
- [5.6] Cooper Industries, “*Protección der circuitos solares completa y fiable*”, disponible en: http://www.eaton.de/ecm/idcplg?IdcService=GET_FILE&allowInterrupt=1&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&noSaveAs=0&Rendition=Primary&dDocName=PCT_1193488_DE
- [5.7] Geónica S.A, “*Estación meteorológica automática*”, disponible en: <http://www.geonica.com/docs/9722%200081%20METEODATA%203000C%20SOLAR-es.pdf>
- [5.8] Telemetría y Tecnología Especializada, “*Estaciones Meteorológicas para Aplicaciones de Generación Fotovoltaica*”, disponible en: <http://www.telemetic.com.mx/estaciones-meteorologicas-para-aplicaciones-de-energia-solar.html>
- [5.9] Secretaria de Energía, “*Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente*”, disponible en: <http://www.cre.gob.mx/documento/2195.pdf>

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

6.1 Conclusiones

La energía solar es un recurso con el cual disponemos en la mayor parte de la superficie terrestre, sin embargo, este recurso no ha sido aprovechado al máximo, abriendo grandes oportunidades para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos.

El desarrollo de modelos matemáticos fotovoltaicos resulta ser de vital importancia para la industria eléctrica, permitiendo el análisis de diversas variables implicadas en la implementación de proyectos, considerando tanto factores técnicos como económicos, un claro ejemplo es la reducción de gastos al realizar simulaciones en softwares especializados comparado contra la implementación de proyectos a pequeña escala

En esta tesis se analizó el control de potencia activa (P) y reactiva (Q) del VSC en el marco de referencia $dq0$ observado que pueden ser controladas por las variables de corriente i_d e i_q y las variables de voltaje v_d y v_q respectivamente.

Se implementó un esquema de control de voltaje en cascada a fin de regular la energía en el condensador, teniendo en consideración que su controlador es 10 veces más lento que el tiempo de respuesta del lazo de control de corriente.

Para la máxima extracción de energía del arreglo fotovoltaico se implementó un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) en específico el método de observación y perturbación debido a la baja complejidad del algoritmo, aplicando nuevamente un control en cascada respecto al control de voltaje.

Como parte final del presente trabajo se seleccionó algunos de los elementos fundamentales para la instalación de un parque fotovoltaico como fueron módulos fotovoltaicos, inversor, transformador, protecciones y una estación meteorológica, cabe señalar que se realizó cumpliendo con la normatividad vigente.

Gracias al desarrollo de nuevas tecnologías e implementación de políticas energéticas, se prevé que el sector energético tenga un gran crecimiento, por ello es de vital importancia que tanto empresas de sector gubernamental como privado den prioridad al desarrollo de proyectos fotovoltaicos que fortalezcan su crecimiento.

6.2 Trabajos futuros

- Estudio de Smart Inverters: Al cobrar la industria fotovoltaica un peso cada vez más significativo en el mix energético, los operadores de red están siendo más estrictos al establecer los códigos de red que gestionan dicha energía. Por esta causa, el inversor fotovoltaico se convierte en el protagonista al poder inyectar potencia reactiva a la red, donde un control jerárquico es el que define los niveles de potencia reactiva inyectados a nivel parque solar y a nivel sistema.
- Integración de modelos de pronóstico (Solar Forecasting): La generación de energía fotovoltaica aumenta cada día, por ende, la información del pronóstico es esencial, la predicción precisa de la variación de la irradiancia. Existen diversas técnicas de pronósticos las cuales debe ser analizadas e incluidas en los nuevos modelos matemáticos de proyectos fotovoltaicos, así como en modelos de expansión de la generación, a fin de determinar sus ventajas y desventajas.
- Análisis de Fallas en el sistema: A fin de determinar que afectaciones podrían ocurrirles a los dispositivos y/o red eléctrica cuando se presenta una perturbación en la red, se hace evidente la importancia de una futura investigación basada en el análisis de fallas comunes en los sistemas fotovoltaicos.
- Implementación: Para la implementación del proyecto debe considerarse otros aspectos no considerados en la presente tesis como obra civil, estructuras metálicas de los paneles, cableado, construcción de subestación, desarrollo de un sistema de tierras, entre otros los cuales deberán ser analizados a detalle para la correcta operación del sistema fotovoltaico.
- Análisis de viabilidad: Como parte de la implementación del proyecto es de vital importancia analizar su relación costo/beneficio, teniendo en consideración aspectos económicos, técnicos, ambientales y sociales.