



UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PARQUE SOLAR CON CONEXIÓN AC SERIE DE UNIDADES GENERADORAS PARA MAXIMIZAR LA GENERACIÓN DE POTENCIA EN CONDICIONES DE FALLA

POR

Matias Enrique Muena Ortiz

Memoria de Título presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción
para optar al título profesional de Ingeniero(a) Civil Electrónico.

Profesor Guía
José R. Espinoza C.

Noviembre 2024
Concepción (Chile)

© 2024, Matias Enrique Muena Ortiz

© 2024, Matias Enrique Muena Ortiz

Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica del documento.

*“A mi familia y amigos, por brindarme la fuerza, el apoyo y, sobre todo, el amor para
realizar esta memoria.”*

Agradecimientos

A mis padres, Gloria y José, por el apoyo, el amor y la sabiduría para afrontar la vida que siempre me han entregado. A mi hermana, Jennifer, por su alegría incondicional y por mostrarme cada día el profesional que aspiro ser. A mis amigos de siempre y para siempre, Juan, Esteban e Ignacio, porque la vida no sería la misma sin ellos. A mi profesor José R. Espinoza, por su tiempo, ayuda y consejos. Se agradece el apoyo del proyecto ANID / FONDAP / SERC / 1523A0006 y ANID / FONDEQUIP / EQM 140148. Y finalmente, agradecer de todo corazón a mi pareja Camila, quien es mi hogar y mi mayor apoyo. Afortunado de tenerla en mi vida.

Resumen

La aplicación de energía fotovoltaica como forma de alimentación es cada día más utilizado en la industria al ser energía renovable y de naturaleza no contaminante. Su uso va en aumento principalmente por la reducción del valor de los equipos y de los costos de instalación que han experimentado estos últimos años. Al ser modelados como fuentes de corriente directa (DC), es necesario el uso de inversores para las cargas comunes como lo son cargas RL o la propia red eléctrica. Si se desea mejorar la calidad de señal, es posible aumentar la cantidad de inversores, reduciendo el contenido armónico y aumentando su resolución al existir más niveles de voltaje alcanzables. Existen varias topologías de inversor multinivel (MLI) en el mercado, una de las más usadas es el topología multinivel con celdas H conectadas en cascada (CHB). Una de sus ventajas es el costo menor en comparación a otras topologías, como también la flexibilidad para incrementar el número de niveles. Esto igual trae consigo contras, como que el modelado se vuelve mucho más complejo y que el sistema es más susceptible a fallas al haber mayor cantidad de elementos. Por esto, siempre se está en la búsqueda de optimizarlos en el ámbito de las fallas, ya que estas pueden degradar el comportamiento de motores o, incluso, producir el paro total del sistema. Uno de los mayores problemas al fallar una celda es la disminución de la potencia a la salida, junto a un desbalance de voltaje en la carga. Para suplir ese desbalance, la solución actual es eliminar las dos celdas restantes de esa pierna, produciendo otra disminución aún mayor de la potencia total. El presente trabajo muestra dos soluciones algorítmicas al problema de compensar la potencia perdida. Se basan en aumentar el número de paneles por celda necesarios inicialmente, para así, ante una falla, modificar la moduladora de una u otra manera, manteniendo la condición de operación. El primer algoritmo modifica la moduladora de la fase con falla en amplitud, mientras que el segundo modifica las moduladoras de fases sin fallas en amplitud y fase. El esquema propuesto se verifica mediante simulación en el software PLECS, utilizando distinto número de celdas para la comparación entre algoritmos, como también distinta cantidad de fallas. Los resultados muestran un menor número de paneles solares necesarios para suplir fallas en el algoritmo 2, llegando incluso a no necesitar más paneles que los mínimos requeridos para trabajar a condición normal de operación, como también un mejor aprovechamiento de los recursos cuando se aumenta el número de celdas por fase.

Abstract

The application of photovoltaic energy as a form of power is increasingly used in industry as it is renewable energy and non-polluting in nature. Its use is increasing mainly due to the reduction in the value of the equipment and installation costs that have been experienced in recent years. As they are modeled as DC sources, it is necessary to use inverters for common loads such as RL loads or the power grid itself. If it is desired to improve the signal quality, it is possible to increase the number of inverters, reducing the harmonic content and increasing its resolution as there are more achievable voltage levels. There are several MLI topologies in the market, one of the most used is the CHB. One of its advantages is the lower cost compared to other topologies, as well as the flexibility to increase the number of levels. This also brings disadvantages, such as that the modeling becomes much more complex and the system is more susceptible to failures due to the greater number of elements. For this reason, we are always looking to optimize them in terms of failures, since these can degrade the behavior of motors or even cause the total shutdown of the system. One of the biggest problems when a cell fails is the decrease in power output, along with a voltage unbalance in the load. To make up for that imbalance, the current solution is to remove the two remaining cells from that leg, producing another even greater decrease in total power. The present work shows two algorithmic solutions to the problem of compensating for the lost power. They are based on increasing the number of panels per cell initially required, so that, in the event of a failure, the modulator can be modified in one way or another, maintaining the operating condition. The first algorithm modifies the phase modulator with amplitude fault, while the second modifies the phase modulators without amplitude and phase faults. The proposed scheme is verified by simulation in PLECS software, using different number of cells for comparison between algorithms, as well as different number of faults. The results show a lower number of solar panels needed to supply faults in algorithm 2, even not needing more panels than the minimum required to work at normal operating conditions, as well as a better use of resources when the number of cells per phase is increased.

Índice

Resumen	V
Abstract	VI
Índice de tablas	IX
Índice de figuras	X
Abreviaturas	XIII
1. Introducción	1
1.1. Definición del problema	3
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo general	3
1.2.2. Objetivos específicos	3
1.3. Alcances y limitaciones	3
1.4. Metodología	4
2. Marco teórico	5
2.1. Energías renovables	5
2.1.1. Celda fotovoltaica	5
2.1.2. El panel fotovoltaico	6
2.2. Conversores	7
2.2.1. Inversores Monofásicos	8
2.2.2. Inversores Multinivel	9
2.2.3. Neutral Point Clamped	12
2.2.4. Flying Capacitor	13
2.2.5. Cascaded H-Bridge	13
2.3. Modulación	15
2.3.1. Técnicas de Modulación Multi-Portadora MCM	16
3. Retiro de celdas	20
3.1. Esquema circuital	20
3.2. Modelado Matemático	24
3.2.1. Discusión	27

3.3.	Simulación circuito en L.A sin considerar fallas	28
3.3.1.	Simulación	29
3.3.2.	Discusión	31
3.4.	Simulación circuito en L.A considerando falla	32
3.4.1.	Simulación	32
3.4.2.	Discusión	34
4.	Algoritmo de Compensación y Lazo de Control	35
4.1.	Lazo de Control	35
4.2.	Algoritmo 1 Ante Una Falla	37
4.3.	Algoritmo 2 Ante Una Falla	38
5.	Resultados de Simulación	41
5.1.	Incorporación Algoritmo 1	41
5.1.1.	Simulación Algoritmo 1, diferente cantidad de fallas	41
5.1.2.	Discusión	45
5.1.3.	Simulación Algoritmo 1. Igual cantidad de fallas. Diferente cantidad de celdas	46
5.1.4.	Discusión	48
5.2.	Incorporación Algoritmo 2	49
5.2.1.	Simulación Algoritmo 2, diferente cantidad de fallas	51
5.2.2.	Discusión	55
5.2.3.	Simulación Algoritmo 2. Igual cantidad de fallas. Diferente cantidad de celdas	56
5.2.4.	Discusión	58
6.	Conclusiones	59
6.1.	Sumario	59
6.2.	Conclusiones	59
6.3.	Trabajo Futuro	60
	Referencias	61
	Anexos	64

Índice de tablas

2.1. comparación de topologías de convertidores multinivel [14].	11
2.2. comparación entre topologías de multinivel en función del nivel de salida [18].	11
2.3. Métodos de modulación en diferentes topologías MLI.	19
3.1. Características Panel solar PV-MLT265HC.	21
3.2. Condición de operación.	28
3.3. Punto de operación.	29
4.1. Valores Control de Voltaje.	37
5.1. Simulaciones a realizar con Algoritmo 1.	42
5.2. Condición de operación.	42
5.3. Resumen resultados simulaciones.	44
5.4. Simulaciones a realizar.	46
5.5. Resultados de simulaciones.	46
5.6. Resumen resultados de simulaciones con y sin falla.	47
5.7. Magnitudes Algoritmo 2.	50
5.8. Desfases Algoritmo 2.	51
5.9. Simulaciones a realizar con Algoritmo 2.	52
5.10. Condición de operación.	52
5.11. Resumen resultados de simulaciones en condición de falla.	55
5.12. Número de paneles necesarios en cada algoritmo.	55
5.13. Resumen de parámetros en simulaciones a realizar.	57
5.14. Resumen resultados de simulaciones.	57
5.15. Número de paneles necesarios en cada algoritmo.	57

Índice de figuras

2.1. modelo circuital de la celda solar.	5
2.2. característica I-V de un panel fotovoltaico.	6
2.3. característica P-V de un panel fotovoltaico.	6
2.4. símbolos para representar inversores.	7
2.5. inversor monofásico de medio puente.	8
2.6. tensión resultante en onda cuadrada.	8
2.7. inversor monofásico puente completo.	9
2.8. voltaje V_o al utilizar inversor monofásico.	10
2.9. voltaje V_o al utilizar inversor monofásico multinivel.	10
2.10. inversor multinivel NPC.	12
2.11. inversor Multinivel con Capacitor Flotante.	13
2.12. topología MLI CHB.	14
2.13. clasificación de formas de modulación para inversores multinivel [14].	15
2.14. modulación PS-PWM.	17
2.15. voltaje de fase con modulación PS-PWM.	17
2.16. triangulares en modulación PD-PWM.	18
2.17. triangulares en modulación POD-PWM.	18
2.18. triangulares en modulación APOD-PWM.	19
3.1. Topología CHB.	20
3.2. Esquemático de Arreglo Fotovoltaico.	21
3.3. Inversor Monofásico Puente Completo.	22
3.4. Conmutación Semiconductores en Inversor Monofásico H.	22
3.5. Señal triangular usada como portadora.	23
3.6. Circuito con Voltajes y Corrientes declaradas.	24
3.7. Potencia total de salida en lazo abierto (LA) sin falla.	29
3.8. Voltajes de línea en LA sin falla.	30
3.9. Voltajes de fase en LA sin falla.	30
3.10. Corrientes de carga en LA sin falla.	30
3.11. Moduladoras en LA sin falla.	31
3.12. Esquemático de sistema con una falla.	32
3.13. Potencia total de salida en LA al considerar una falla.	33
3.14. Voltajes de línea en LA al considerar una falla.	33
3.15. Voltajes de fase en LA al considerar una falla.	33

3.16. Corrientes de carga en LA al considerar una falla.	34
3.17. Moduladoras en LA al considerar una falla.	34
4.1. Control de Voltaje.	35
4.2. Control de Voltaje fase a.	36
4.3. Algoritmo 1: modificar solo moduladora de fase con falla.	37
4.4. Algoritmo 2: modificar moduladoras de fases sin falla.	39
4.5. Método de obtención Alpha y Theta.	39
5.1. Potencia total de salida en lazo cerrado (LC) al considerar una falla.	43
5.2. Voltajes de línea en LC al considerar una falla.	43
5.3. Voltajes de fase en LC al considerar una falla.	43
5.4. Corrientes de carga en LC al considerar una falla.	44
5.5. Moduladoras en LC al considerar una falla.	44
5.6. Potencia de celda sana en fase con falla.	47
5.7. Diagramas Fasoriales al ocurrir una falla.	51
5.8. Modificación de Voltajes de Referencia.	52
5.9. Potencia total de salida en LC con una falla y Alg.2.	53
5.10. Voltajes de línea en LC con una falla y Alg.2.	53
5.11. Voltajes de fase en LC con una falla y Alg.2.	54
5.12. Corrientes de carga en LC con una falla y Alg.2.	54
5.13. Moduladoras en LC con una falla y Alg.2.	54
5.14. Utilización de algoritmo 2 para mayor cantidad de fallas.	59
6.1. Potencia total de salida simulación 1 algoritmo 1.	73
6.2. Voltajes de línea simulación 1 algoritmo 1.	74
6.3. Voltajes de fase simulación 1 algoritmo 1.	74
6.4. Corrientes de carga simulación 1 algoritmo 1.	74
6.5. Moduladoras simulación 1 algoritmo 1.	75
6.6. Potencia total de salida simulación 3 algoritmo 1.	75
6.7. Voltajes de línea simulación 3 algoritmo 1.	75
6.8. Voltajes de fase simulación 3 algoritmo 1.	76
6.9. Corrientes de carga simulación 3 algoritmo 1.	76
6.10. Moduladoras simulación 3 algoritmo 1.	76
6.11. Potencia total de salida simulación 4 algoritmo 1.	77
6.12. Voltajes de línea simulación 4 algoritmo 1.	77
6.13. Voltajes de fase simulación 4 algoritmo 1.	77

6.14. Corrientes de carga simulación 4 algoritmo 1.	78
6.15. Moduladoras simulación 4 algoritmo 1.	78
6.16. Potencia total de salida simulación 3 algoritmo 2.	79
6.17. Voltajes de línea simulación 3 algoritmo 2.	79
6.18. Voltajes de fase simulación 3 algoritmo 2.	80
6.19. Corrientes de carga simulación 3 algoritmo 2.	80
6.20. Moduladoras simulación 3 algoritmo 2.	80
6.21. Potencia total de salida simulación 3 algoritmo 2.	81
6.22. Voltajes de línea simulación 3 algoritmo 2.	81
6.23. Voltajes de fase simulación 3 algoritmo 2.	81
6.24. Corrientes de carga simulación 3 algoritmo 2.	82
6.25. Moduladoras simulación 3 algoritmo 2.	82

Abreviaturas

MLI inversor multinivel

CHB topología multinivel con celdas H conectadas en cascada

NPC topología multinivel de diodo anclado

FC topología multinivel de capacitor flotante

FACTS sistemas de transmisión flexible en corriente alterna

DC corriente directa

AC corriente alterna

OC circuito abierto

SC corto circuito

GPV granja de paneles fotovoltaicos

MPP punto de máxima potencia del panel solar

Imp corriente punto máxima potencia

Vmp voltaje punto máxima potencia

Voc voltaje circuito abierto

Isc corriente corto circuito

THD distorsión armónica total

PWM modulación por ancho de pulso

PS-PWM modulación por desplazamiento de fase

LS-PWM modulación por desplazamiento de nivel

PD-PWM modulación por desplazamiento de nivel en fase

POD-PWM modulación por desplazamiento de nivel en contrafase

APOD-PWM modulación por desplazamiento de nivel con fases alternadas

SVC control por vector espacial

SVM modulación por vector espacial

MCM modulación por multiportadora

NLC nearest level control

SHE elección selectiva de armónicos

EMI interferencia electromagnética

LVK ley de voltajes de Kirchoff

LCK ley de corrientes de Kirchoff

LA lazo abierto

LC lazo cerrado

1. Introducción

El uso de granjas solares como forma de alimentación es cada día más utilizado en la industria debido a la escasez de combustibles fósiles y a los problemas ambientales que van en aumento. La producción de energía solar ha aumentado entre un 20 % y un 25 % anual durante los últimos 20 años, debido principalmente a la disminución de los costos y los precios [1].

Se tienen que considerar dos aspectos importantes, que las cargas normalmente son inductancias y trifásicas, como motores o la propia red eléctrica, y que los paneles solares se pueden modelar como fuente de corriente directa, por lo que existe la necesidad de una conversión de DC a corriente alterna (AC). Es aquí donde los inversores juegan un rol importante en estos sistemas [2].

La CHB es muy popular en los sistemas de conversión energética para aplicaciones exigentes de alta potencia y calidad de energía [1], utilizándose comúnmente en sistemas de transmisión flexible en corriente alterna (FACTS), accionamiento de motores de alta potencia, como también, en nuestro caso, fuentes de energía renovables [3].

Si se desea mejorar la calidad de señal, es posible aumentar la cantidad de inversores, reduciendo el contenido armónico y aumentando su resolución al existir más niveles de voltaje alcanzables [1] [3] [4]. Esto trae consigo contras, como que el modelado se vuelve más complejo y que el sistema es más susceptible a fallas al haber mayor cantidad de elementos, tales como el número de fuentes de DC y el número de interruptores de conmutación.

Por la alta demanda de estas granjas solares, siempre se está en búsqueda de optimizarlas en todos sus ámbitos, en especial cuando en estas ocurre una falla, ya que se puede degradar el comportamiento de los motores o, incluso, producirse al paro total del sistema. Además, dado que los MLI constan de una gran cantidad de interruptores electrónicos de potencia y componentes pasivos, aumenta la probabilidad de falla y una disminución de la confiabilidad del sistema [5] [6] [7] [8] [9]. En los inversores multinivel, la principal razón de las fallas es la falla del capacitor del enlace de DC y la vulnerabilidad de un dispositivo semiconductor de potencia a fallas de corto circuito (SC) y circuito abierto (OC) [5]. La falla de circuito abierto ocurre cuando el interruptor se encuentra apagado, aun cuando su señal de activación esté intentando activarlo, perdiendo la transferencia de energía a través del convertidor hacia la carga. Se pierde un nivel negativo y otro positivo de voltaje. Por otro lado, la segunda falla ocurre cuando un interruptor se cierra en presencia de otro cerrado en la misma rama del inversor, ocasionando una sobre corriente entre el voltaje de alimentación y dos transistores. Aquí se debiesen activar las protecciones del sistema. Es posible que ocurra un paro total del

sistema, perdiendo dos niveles de voltaje también [10].

Uno de los mayores problemas al fallar una celda es la disminución de la potencia a la salida, junto a un desbalance de voltaje en la carga [11]. Para suplir ese desbalance, la solución actual es eliminar las dos celdas restantes de esa pierna, produciendo otra disminución aún mayor de la potencia total. En este trabajo se abordan dos algoritmos diferentes, con los cuales se pretende mantener la potencia requerida a la salida, pudiendo desconectar la celda fallada para su cambio o reparación sin perjudicar al sistema. Estos algoritmos se enfocan principalmente en la modificación de las moduladoras del sistema, tanto en fase como en magnitud.

Dependiendo del número de fallas que se prevé compensar, se obtendrá la cantidad necesaria inicial de paneles solares a utilizar. Esto indica que el trabajo que se realiza en este informe viene siendo un estudio de asesoramiento a realizar antes de la instalación de granjas solares. Viendo, según sea el comportamiento de estos, la posibilidad de incluirlo en granjas solares ya existentes.

1.1. Definición del problema

Se busca un sistema balanceado, el cual se ve afectado al fallar una o más celdas, ya que se genera un desbalance en los voltajes. Esto ocasiona que la carga reciba menos potencia de la inicial. Es posible balancear el sistema de granja de paneles fotovoltaicos (GPV) basada en unidades generadoras AC en serie CHB, al momento de que una o más unidades fallen. Esto gracias a un algoritmo adecuado que modifique el punto de operación normal de trabajo a uno que mantenga las condiciones de operación requeridas.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Modelación y simulación de un sistema basado en unidades de generación solar, operando en topología CHB hacia una carga RL, en donde se incorpora un control adecuado, en conjunto a algoritmos capaces de solucionar la pérdida de potencia y el desbalance de voltajes ante la falla en una o más celdas.

1.2.2. Objetivos específicos

- I. Realizar estudio sobre diferentes formas de abordar las fallas en inversores multinivel de manera de mantener las condiciones en la carga.
- II. Diseñar e implementar en simulación una estrategia de control para el voltaje de fase, el cual proporcionará el balance esperado junto con potencia requerida a salida, modificando la moduladora de los inversores.
- III. Diseñar e implementar en simulación un algoritmo capaz de compensar la pérdida de potencia causada por la falla de una o más celdas.
- IV. Evaluar el funcionamiento del circuito obtenido mediante pruebas en simulación.

1.3. Alcances y limitaciones

- La conexión en serie de las unidades generadoras se realiza en los terminales AC, sin filtro a la salida.
- Los elementos almacenadores de energía se consideran ideales, sin pérdidas.

- La celda, o unidad generadora solar, está compuesta por un arreglo fotovoltaico, un condensador en paralelo y un inversor puente H DC/AC.
- Se consideran entre 2 a 6 celdas en serie para estudios en simulación.
- El modelo del panel solar es simplificado, considerando que opera a temperatura e irradiancia nominal.
- La carga RL se considera balanceada.

1.4. Metodología

En primer lugar, se define la topología a utilizar en el estudio, el cual consiste en un inversor multinivel de tipo puente H en cascada, conectado a una carga trifásica RL. Cada celda se compone de un arreglo fotovoltaico conectado a un condensador de enlace y un inversor tipo H.

El modelo matemático del panel solar a utilizar será simplificado, considerando el voltaje de circuito abierto, la corriente de cortocircuito y el factor k . Sin considerar las resistencias en serie/paralelo ni la temperatura e irradiancia. Estas últimas se consideran nominales.

La carga AC que se utilizará en el estudio será de tipo RL y lineal.

La modelación del sistema se realiza en ejes abc y ejes dq0, permitiendo estudiar la dinámica del sistema y puntos de operación posibles para las condiciones de falla que se necesiten estudiar. Todo el cálculo necesario y la obtención de ecuaciones se harán mediante el software Mathcad. Con todo lo necesario para modelar el sistema, se incorporan los cálculos y valores al software PLECS para validar ecuaciones en simulación de lazo abierto.

Luego, se diseñará el lazo de control de voltaje que permita trabajar en la condición deseada, controlando el balance de los voltajes de línea.

Finalmente, se estudia el sistema incorporando dos algoritmos creados para la compensación de potencia perdida, trabajándolos en conjunto con el control de voltaje ya diseñado.

Se comparan y se estudia su capacidad de resolver el problema de potencia perdida al incorporar una o más fallas de celdas en el sistema.

2. Marco teórico

2.1. Energías renovables

Ya es un hecho la necesidad de encontrar nuevas fuentes de energía diferentes a las actuales tales como el carbón, petróleo y gas natural que son agotables, contaminantes y que ponen en riesgo la necesidad de energía de generaciones futuras.

Una de estas fuentes de energía renovable es la solar fotovoltaica. Esta utiliza el efecto fotovoltaico para la generación de energía, es decir, incidir luz sobre un material semiconductor para generar un flujo de electrones. Esta energía es la de mayor potencial en forma dispersa y diversificada por su carácter modular [12]. En la actualidad, los gobiernos de países como Japón, EE.UU. y europeos están incentivando de forma económica a las energías renovables, para así disminuir los efectos del cambio climático.

2.1.1. Celda fotovoltaica

Es el material semiconductor donde se utilizará el efecto fotoeléctrico; esto genera un diferencial de potencial, permitiendo la circulación de corriente al conectar una carga. La figura 2.1 muestra el modelo circuital representativo de la celda solar.

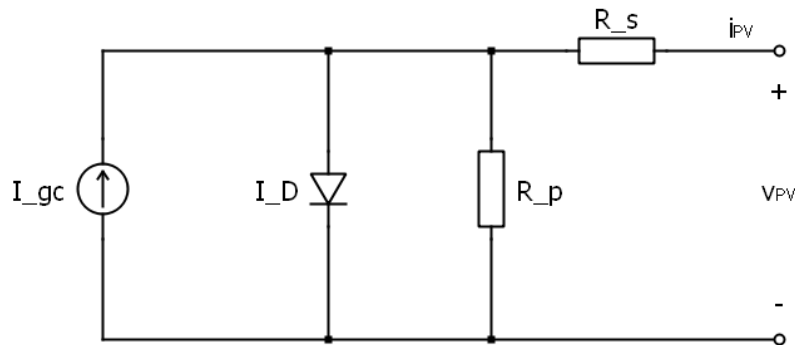


Figura 2.1: modelo circuital de la celda solar.

donde,

- I_{gc} Corriente inducida por la luz incidente, depende de la irradiancia (G) y la temp. (T).
- I_D Corriente a través del diodo.
- R_s Resistencia interna de la célula, se debe a la malla de metalización, a la resistencia de los contactos y a la resistencia del propio semiconductor con el que se ha fabricado.

- R_p Por la imperfección de la calidad de la unión p-n que constituye la celda.

2.1.2. El panel fotovoltaico

La agrupación de celdas solares, vistas anteriormente, en serie y paralelo, forma el llamado panel fotovoltaico. Todo esto se encapsula para que las celdas estén protegidas de la corrosión, humedad y daños mecánicos.

La representación estándar se da por sus curvas características de corriente-tensión y de potencia-voltaje, mostradas a continuación en las figuras 2.2 y 2.3 respectivamente.

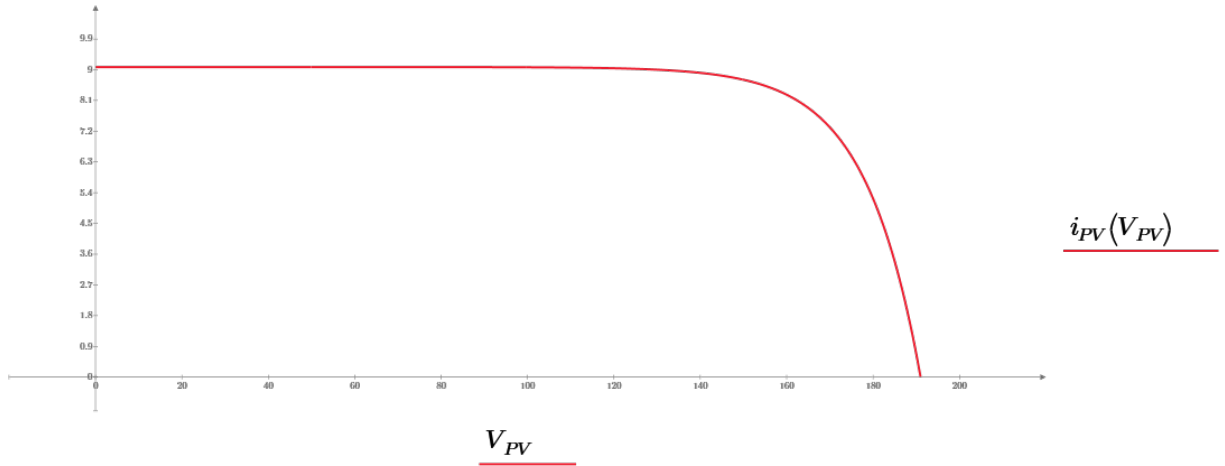


Figura 2.2: característica I-V de un panel fotovoltaico.

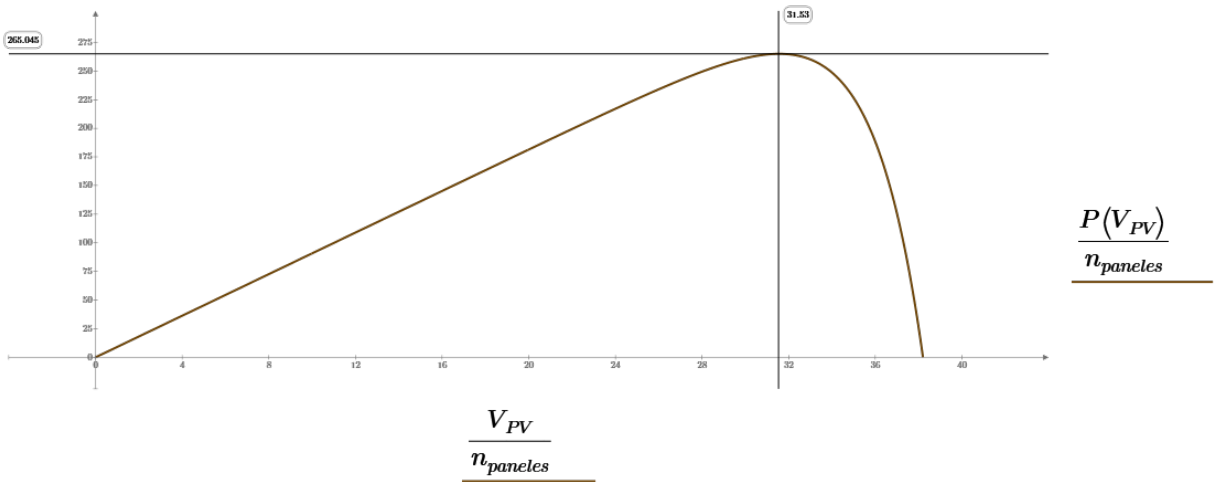


Figura 2.3: característica P-V de un panel fotovoltaico.

La corriente cuando la tensión es nula se llama corriente corto circuito (I_{sc}), el voltaje cuando la corriente es nula se llama voltaje circuito abierto (V_{oc}), los valores de corriente y voltaje en el punto de máxima potencia del panel solar (MPP) son corriente punto máxima potencia (I_{mp}) y voltaje punto máxima potencia (V_{mp}).

Mediante la interconexión serie-paralelo de paneles fotovoltaicos se construye el generador fotovoltaico o también llamado, arreglo de paneles solares. Con esto se pueden construir generadores fotovoltaicos de distintas potencias dependiendo de la cantidad de paneles conectados y de cómo se conecten [13].

Para efectos de cálculo y simulación, el panel solar es representado mediante la ecuación 2.1, donde la nueva variable k_{PV} es el factor k del panel fotovoltaico.

$$i_{PV}(v_{PV}) = i_{sc} \cdot \left(1 - e^{\frac{v_{PV} - v_{oc}}{k_{PV}}}\right) \quad (2.1)$$

donde,

- i_{PV} Corriente panel solar.
- i_{sc} Corriente corto circuito.
- v_{PV} Voltaje panel fotovoltaico.
- v_{oc} Voltaje circuito abierto.
- k_{PV} Factor k de panel fotovoltaico.

Se puede ver que trabaja como fuente de corriente, ya que, en paralelo al panel solar, se encuentra un condensador.

2.2. Conversores

Los conversores se clasifican en cuatro grandes grupos:

Donde nuestro interés se centra en los inversores, que son una aplicación de los tipos de conversión de energía eléctrica DC-AC, donde la magnitud y frecuencia pueden ser manipulables. La entrada DC puede venir de una batería o paneles solares. Este último es nuestro caso de estudio.

Los inversores pueden ser clasificados según el voltaje que se espere a la salida, como monofásicos o trifásicos. La simbología utilizada se muestra en la figura 2.4.



Figura 2.4: símbolos para representar inversores.

2.2.1. Inversores Monofásicos

Dentro de los inversores monofásicos se encuentran los de medio puente y los de puente completo. Una de las diferencias es el esfuerzo en tensión, siendo mayor para el medio puente, una desventaja en comparación al puente completo. Con respecto a altas tensiones, los interruptores deben manejar altos dv/dt para ambos tipos de inversores, lo cual implica que se deban ocupar componentes más robustos y, por tanto, más costosos [15].

■ Medio puente

Un switch conduce durante un semiperiodo, dando a la carga un voltaje $V_{dc}/2$, mientras que, en el siguiente semiperiodo, conduce el otro switch, dando a la carga un voltaje $-V_{dc}/2$. Nunca deben transmitir ambos switches en simultáneo. La figura 2.5 muestra el modelo circuital de este inversor.

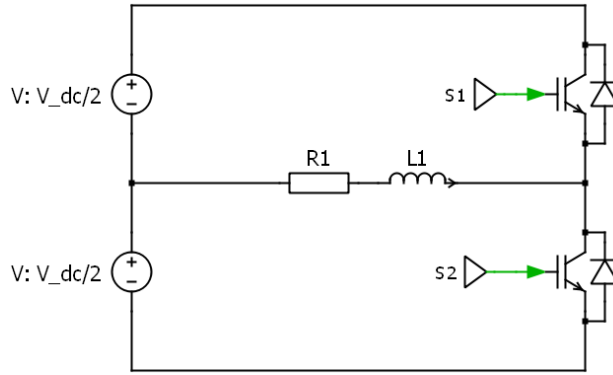


Figura 2.5: inversor monofásico de medio puente.

La tensión resultante será una onda cuadrada $\pm V_{dc}/2$ de amplitud. La figura 2.6 ejemplifica la tensión resultante considerando $V_{dc} = 100$.

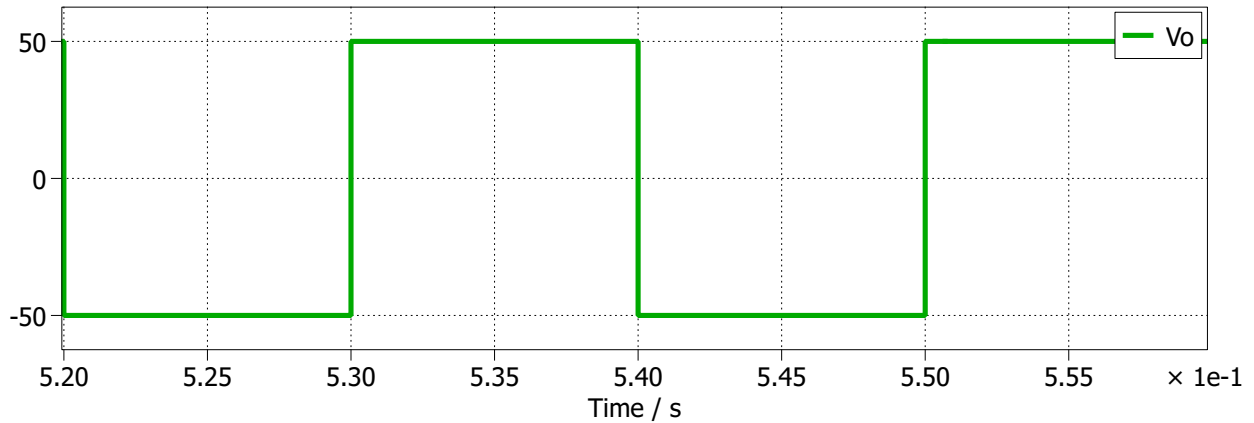


Figura 2.6: tensión resultante en onda cuadrada.

■ Puente completo

El inversor puente completo ocupa el doble de switches que el medio puente, donde, si se alterna de cierta forma el switcheo, se logra un voltaje V_{dc} (voltaje fuente) a la salida, siendo una ventaja en comparación al medio puente que solo logra la mitad del voltaje de alimentación. La figura 2.7 muestra el modelo circuital de este inversor.

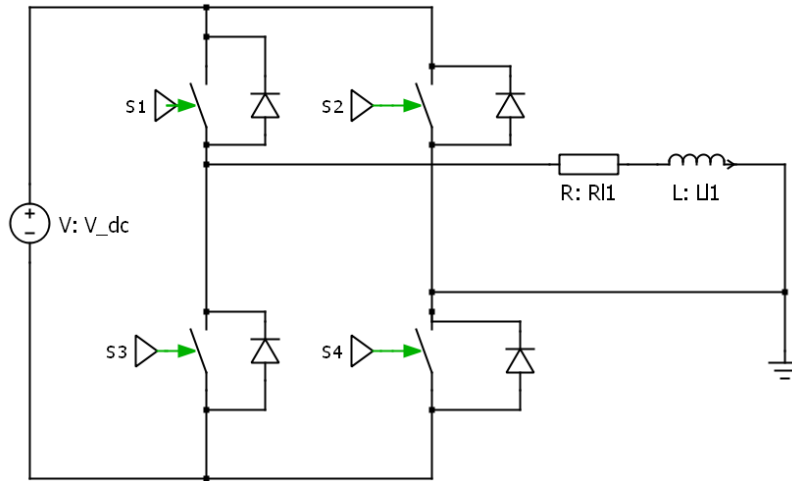


Figura 2.7: inversor monofásico puente completo.

2.2.2. Inversores Multinivel

La atención se fija en los inversores multinivel clasificados en aplicaciones de alta potencia y media tensión. Su uso se extiende al área de acondicionamiento de líneas eléctricas, variadores de velocidad electrónicos de potencia y compensación estática de VAR [4].

Se prefiere el convertidor multinivel por sobre el convertidor de dos niveles, como también del inversor de tres niveles (a menudo llamado Neutral Point Clamped), debido a su capacidad para generar niveles de voltaje de salida con una menor distorsión armónica, menor dv/dt , menor corriente de entrada con distorsión, voltaje de modo común reducido y capacidad para operar a baja frecuencia de conmutación, reduciendo las pérdidas de Switcheo [2] [4] [16].

Como se vio anteriormente, los inversores generarán un voltaje a la salida con forma escalonada con niveles de 0 o $\pm V_{dc}$. Para producir un voltaje de salida de mayor calidad se requiere una alta frecuencia de conmutación. Sin embargo, en ciertas aplicaciones como alta potencia o voltaje existe la limitante de operación en alta frecuencia, debido principalmente a pérdidas de conmutación. Estas limitaciones se pueden superar si se utilizan inversores multinivel [17].

La potencia de los convertidores se incrementa al emplear voltajes mayores, sin necesidad de incrementar la corriente. Con esto se evitan mayores pérdidas durante la conducción, mejorando así el rendimiento del convertidor.

Las figuras 2.8 y 2.9 comparan el voltaje de salida entre un inversor monofásico y un inversor monofásico multinivel.

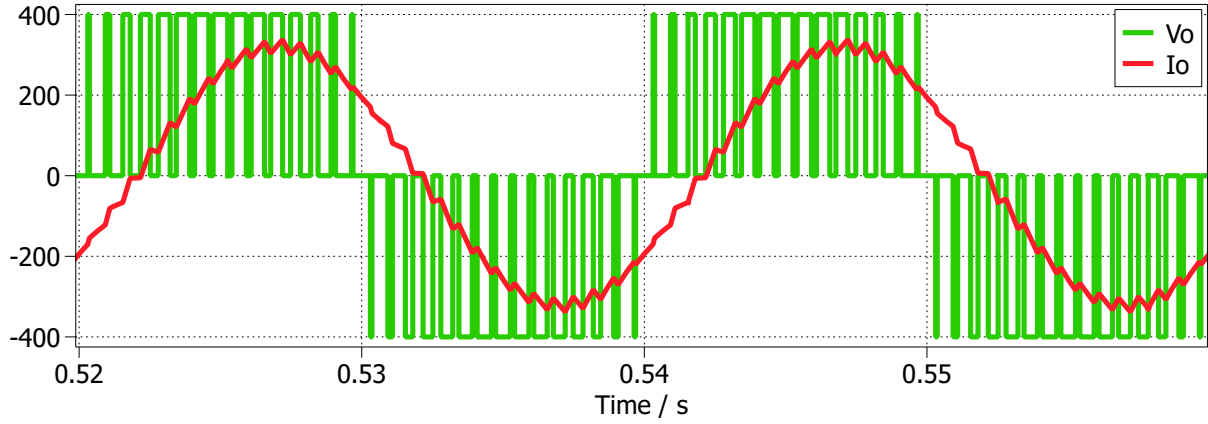


Figura 2.8: voltaje V_o al utilizar inversor monofásico.

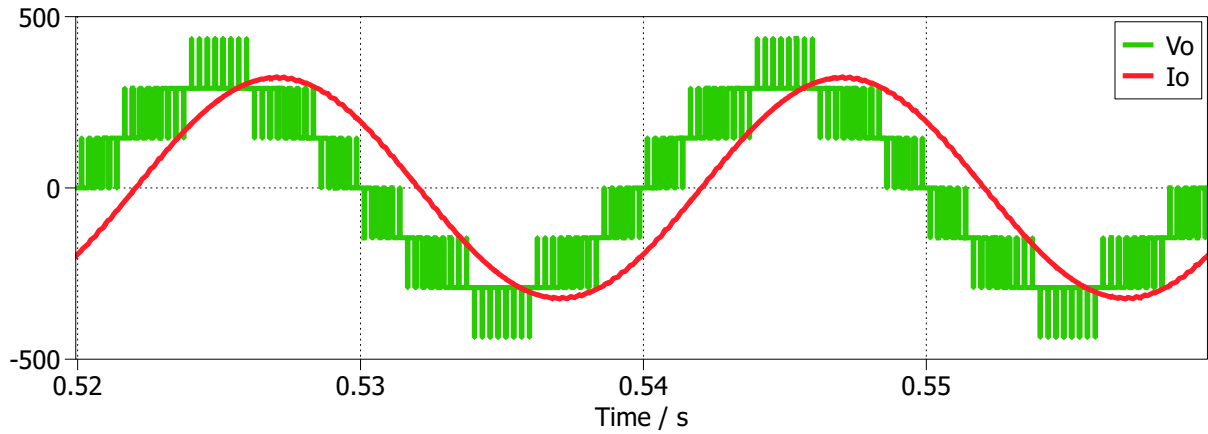


Figura 2.9: voltaje V_o al utilizar inversor monofásico multinivel.

Como se puede observar en las figuras 2.8 y 2.9 al aumentar la cantidad de inversores, la calidad de onda se incrementa, aumentando su resolución y reduciendo los efectos de filtrado, al haber menor contenido armónico. Para reducir aún más la distorsión armónica total (THD), aparte de un mayor número de niveles de voltaje, se debe considerar un menor número de interruptores semiconductores [1]. Esto último es inviable si se desea trabajar con más inversores, ya que la cantidad de semiconductores aumentará.

Dentro de los inversores multinivel, existen tres topologías más usadas, como es el caso del topología multinivel de diodo anclado (NPC), el topología multinivel de capacitor flotante (FC) y el CHB, que se diferencian en el número de componentes, modularidad, complejidad de control, eficiencia y tolerancia a fallas, como se muestra en las Tablas 2.1 y 2.2.

Tabla 2.1: comparación de topologías de convertidores multinivel [14].

	NPC	FC	CHB
Número de componentes	↑ switches ↑ diodos	↑ switches ↑ capacitores ↓ diodos	↓ switches ↓ diodos fuentes de DC aisladas
Modularidad	Baja	Alta	Alta
Complejidad de control	Mediana	Alta	Alta
Enfoque del control	Balance de voltaje	Configuración de voltaje	Distribución de potencia
Tolerancia a fallas	Difícil	Fácil	Fácil

La comparación de todas las topologías multinivel, en base a los componentes, se muestra en la Tabla 2.2. Donde n es el nivel de voltaje de salida.

Tabla 2.2: comparación entre topologías de multinivel en función del nivel de salida [18].

Nivel de salida	Componentes	Diodo anclado	Capacitor flotante	Puente H cascada
Cinco niveles	Switches principales	8	8	8
	Diodos anclados	12	0	0
	Capacitores balanceados	0	6	0
Siete niveles	Switches principales	12	12	12
	Diodos anclados	30	0	0
	Capacitores balanceados	0	15	0
Para n niveles	Switches principales	$2(n - 1)$	$2(n - 1)$	$2(n - 1)$
	Diodo anclado	$(n - 1)(n - 2)$	0	0
	Capacitores balanceados	0	$(n - 1)(n - 2)/2$	0

El costo y el tamaño del inversor aumentan con el aumento de los componentes de conmutación. Entre las topologías convencionales, la topología en cascada requiere una menor cantidad de componentes, como se destaca en las Tablas 2.1 y 2.2. Por lo tanto, esta estructura de inversor reduce el costo y el tamaño del inversor en comparación con las otras dos topologías [18].

2.2.3. Neutral Point Clamped

El MLI más adoptado por la industria e introducido en 1981, por A. Nabae, I. Takahashi y H. Akagi [14]. Se basa en una modificación de la topología clásica de convertidor de dos niveles, añadiendo dos nuevos semiconductores por fase, los cuales se encuentran en paralelo con una cadena de capacitores, como se aprecia en la figura 2.10.

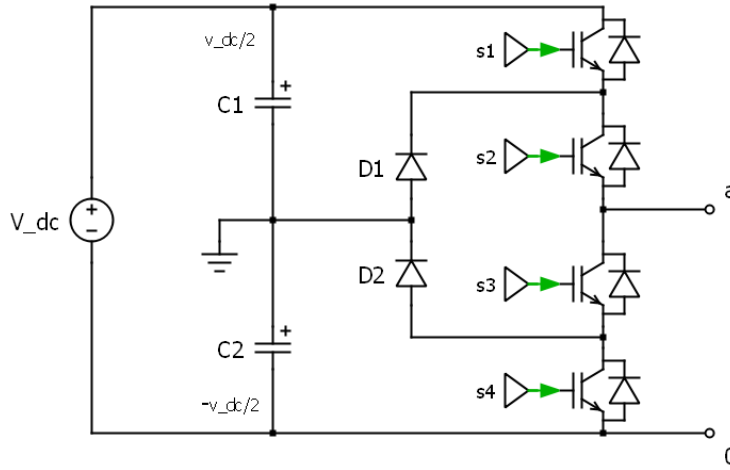


Figura 2.10: inversor multinivel NPC.

El número de elementos dependerá de los niveles de voltaje que se deseen alcanzar. Requiriendo $(n-1)$ condensadores, $(n-1)(n-2)$ diodos de fijación y $2(n-1)$ switches [20] [21].

Con esta topología, cada dispositivo de potencia debe soportar, como máximo, la mitad del voltaje en comparación con el caso de dos niveles con el mismo voltaje de enlace de DC.

En particular, el NPC ha encontrado un mercado importante en aplicaciones de accionamiento de motores de AC de alta potencia más convencionales, como transportadores, bombas, ventiladores y molinos, entre otros, que ofrecen soluciones para industrias como petróleo y gas, metales, energía, minería, agua, marina y química [14].

Las principales características de este inversor son que se balancea el esfuerzo en tensión de los dispositivos con un mayor número de niveles; en niveles altos, tiene contenido armónico bajo y, al ser conmutado a la frecuencia fundamental, presenta alta eficiencia [15] [19].

2.2.4. Flying Capacitor

Topología propuesta en 1992 por Meynard y Forch. Para la operación correcta, se debe mantener una distribución balanceada en los voltajes de los capacitores flotantes, donde será una fracción del voltaje total, dividida equitativamente en función del número de celdas. La figura 2.11 muestra el modelo circuital, con los capacitores flotantes comentados anteriormente.

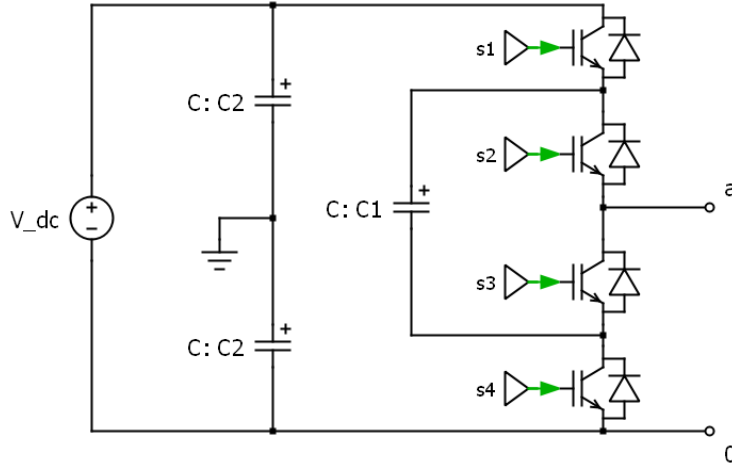


Figura 2.11: inversor Multinivel con Capacitor Flotante.

El voltaje de fase tiene n niveles y el de línea $2n - 1$ niveles. Se requieren $(n - 1)$ condensadores, mientras que el número de capacitores flotantes por fase será $(n - 1)(n - 2)/2$. Los diodos de enclavamiento del NPC se sustituyen por condensadores y $2(n - 1)$ switches.

Aunque la topología es modular en su estructura y puede aumentarse en un número arbitrario de celdas, los condensadores flotantes adicionales y los costos involucrados han mantenido las configuraciones tradicionales en alrededor de cuatro niveles. Además, más celdas no significan necesariamente un aumento de la potencia nominal del convertidor, ya que la amplitud de la tensión de salida no varía, solo el número de niveles, por lo tanto, la calidad de la energía [14].

2.2.5. Cascaded H-Bridge

Topología de varios inversores monofásicos de puente H conectados en serie en cada fase. Cada uno tiene una fuente de alimentación DC propia. Esta puede ser baterías, celdas de combustible o paneles solares, por lo que la tensión de salida será la suma de estas. El inversor multinivel en cascada no usa diodos de enclavamiento o condensadores para balancear la tensión, como se aprecia en la figura 2.12.

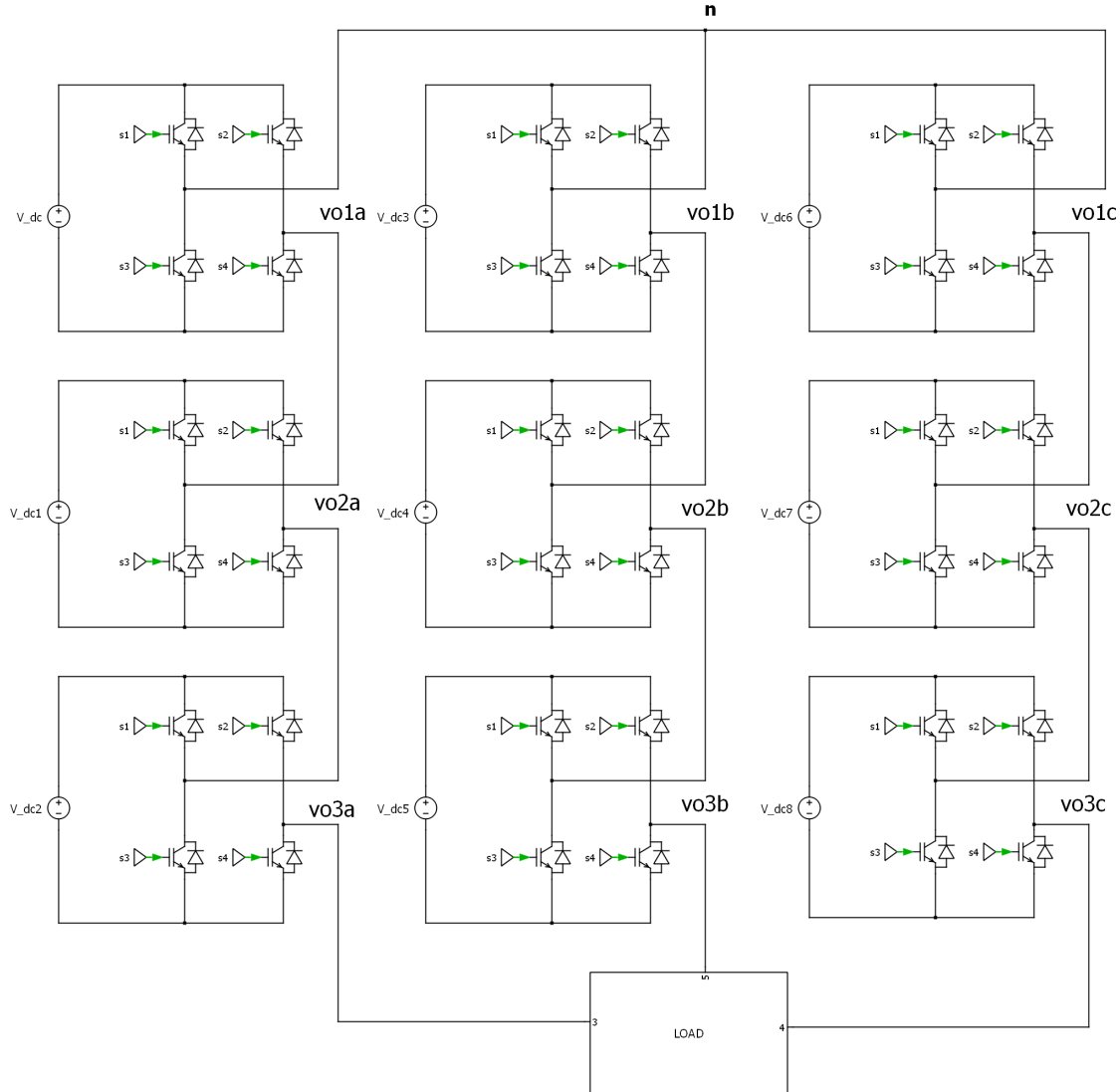


Figura 2.12: topología MLI CHB.

Al tener el mismo valor de fuente de alimentación en todas las etapas, toma el nombre de convertidor multinivel en cascada simétrico. De lo contrario, toma el nombre de CHB asimétrico. Este último tendrá diferentes valores de fuentes de DC, produciendo más niveles de salida [4]. La topología requiere $(n - 1)/2$ fuentes de alimentación y $2(n - 1)$ switches, generando una salida con $2n + 1$ niveles.

Considerando tres fuentes de DC en el circuito de la figura 2.12, el voltaje final estará entre $+3V_{dc}$ y $-3V_{dc}$, con siete niveles y doce interruptores por fase.

Entre sus ventajas, se tiene que:

- La tensión de fase es la suma de las tensiones de salida de los inversores puente completo individuales.

- Gran flexibilidad para poder incrementar el número de niveles, ya que sólo se necesita agregar inversores sin tener que rediseñar la etapa de potencia.
- Conforme aumenta el número de niveles, la tensión que soportan los dispositivos semiconductores disminuye, debido a que cada inversor maneja solo la tensión presente en su fuente de alimentación.
- Es el ensamblaje más simple para generar una forma de onda más cercana a la senoidal. [4]
- En comparación con las otras dos topologías, el desarrollo de este es mucho más económico, debido al menor número de componentes [1].
- Se mejoran las características de distorsión armónica total, luego, de ser necesario, se filtra la salida para cumplir con el requisito general de THD [4].
- Menor interferencia electromagnética (EMI) [1].

2.3. Modulación

Es necesario estudiar las diferentes formas de modulación existentes hasta la fecha, para poder hacer correcto uso del inversor. En la figura 2.13 se muestra una clasificación de los métodos de modulación para inversores multinivel.

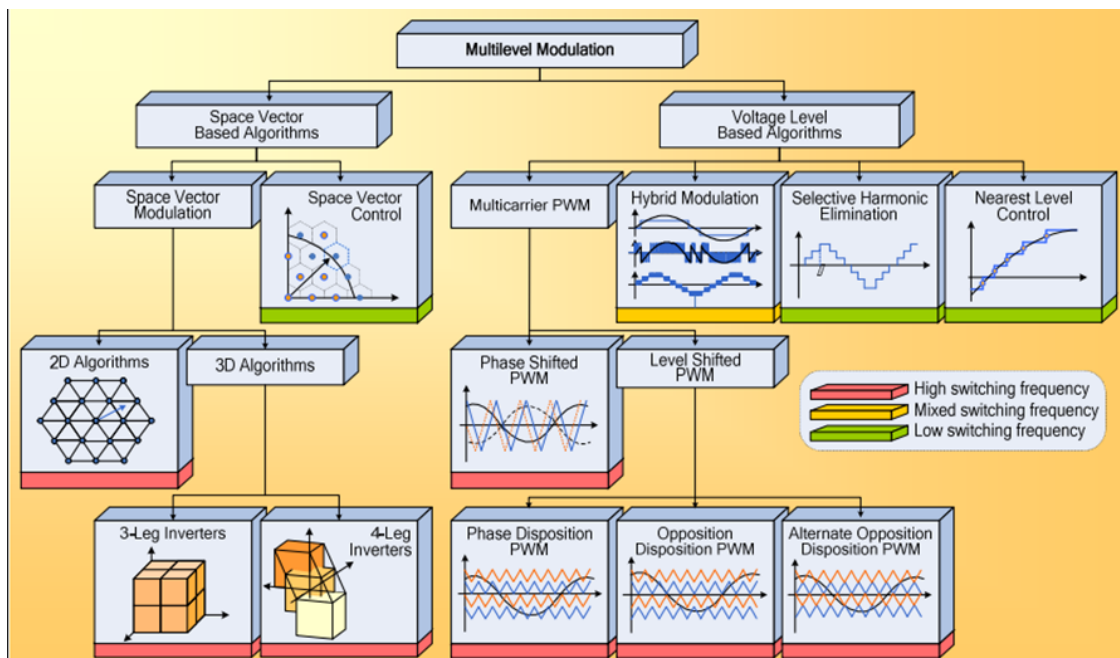


Figura 2.13: clasificación de formas de modulación para inversores multinivel [14].

La principal idea de la estrategia de modulación es poder controlar el encendido y apagado de los semiconductores de potencia que existen en el inversor para obtener el voltaje requerido a la salida. Estos se dividen en función del dominio en el que se opera. Se puede operar en el dominio vectorial, que se basa en la generación del vector de tensión, o el temporal, que se basa en la generación del nivel de tensión a lo largo de un intervalo de tiempo [14].

Los métodos control por vector espacial (SVC), nearest level control (NLC) y elección selectiva de armónicos (SHE) conmutan a frecuencias bajas, por lo que son preferidos en aplicaciones de altas potencias para reducir las pérdidas por conmutación. En cambio, los métodos de modulación por vector espacial (SVM) y de modulación por multiportadora (MCM) conmutan a altas frecuencias, por lo que son preferidos en aplicaciones de menor potencia y altos requerimientos.

2.3.1. Técnicas de Modulación Multi-Portadora MCM

Estas técnicas utilizan ondas portadoras triangulares a altas frecuencias y ondas senoidales como moduladoras a comparar. La disposición de las ondas portadoras entre sí determina el tipo de técnica MCM. Como se muestra en la figura 2.13, si las ondas portadoras tienen diferencia de fase entre sí, se denomina modulación por desplazamiento de fase (PS-PWM). Por otro lado, si tienen un nivel diferente entre ellas, la técnica se denomina modulación por desplazamiento de nivel (LS-PWM) y se puede subdenominar como modulación por desplazamiento de nivel en fase (PD-PWM), modulación por desplazamiento de nivel en contrafase (POD-PWM) o modulación por desplazamiento de nivel con fases alternadas (APOD-PWM) [3].

PS-PWM es un mecanismo de control común para circuitos inversores de electrónica de potencia, debido a su estructura simple y fácil de implementar, con bajas pérdidas de conmutación y armónicos reducidos en la salida. El uso de PS-PWM multiportadora conduce a una forma de onda de salida más sinusoidal [16].

Modulación PS-PWM

Al usar portadoras de igual frecuencia y amplitud, pero diferente fase, se llama PS-PWM. La ecuación 2.2 rige el desplazamiento de la fase entre las portadoras para el CHB:

$$\phi = 180^\circ/n \quad (2.2)$$

donde n es el número de celdas en serie. Esto genera una onda de salida multinivel

escalonada de baja distorsión, como también mitiga los armónicos de corriente de entrada para el CHB [14].

Esta modulación se realiza comparando una señal moduladora de cierta frecuencia, correspondiente a una señal senoidal, con una señal portadora triangular con una frecuencia mayor, como se aprecia en la figura 2.14. Todos los módulos funcionan a la misma frecuencia de conmutación [3].

Esta comparación origina una señal de onda cuadrada, como se puede ver en la figura 2.15.

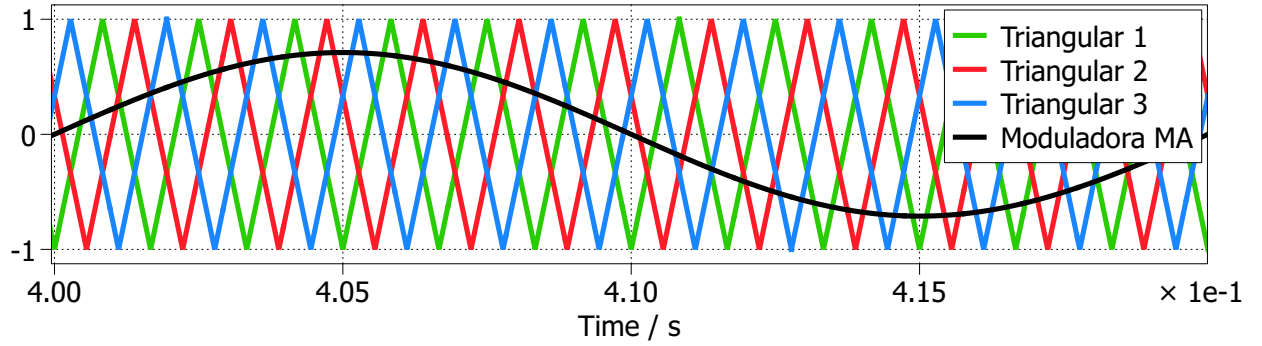


Figura 2.14: modulación PS-PWM.

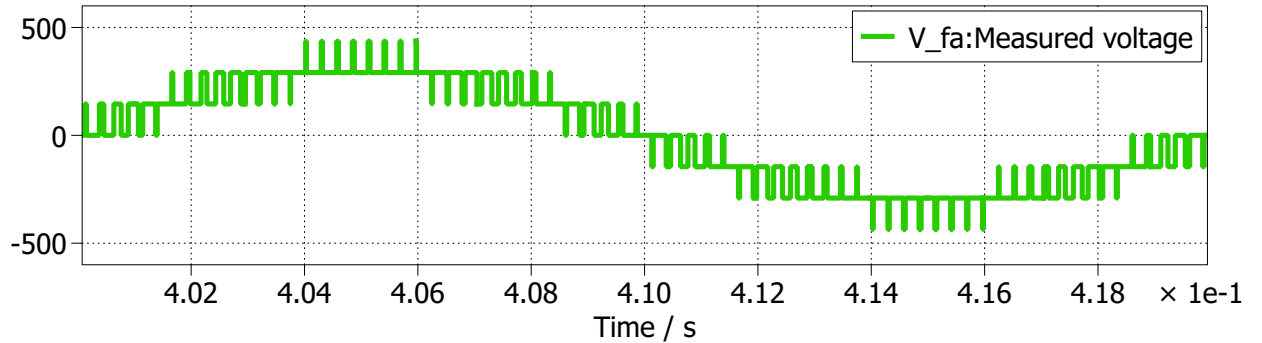


Figura 2.15: voltaje de fase con modulación PS-PWM.

En el gráfico de la figura 2.14 se utilizaron tres celdas por fase, por lo que fue necesario generar tres triangulares, una para cada pierna, logrando un voltaje de fase de salida en cada fase de 7 niveles mostrado en la figura 2.15.

Modulación LS-PWM

Útil y enfocada al convertor NPC de tres niveles, ya que cada portadora se puede relacionar con un respectivo semiconductor [15]. Por el contrario, no son atractivos para inversores CHB, ya que los desplazamientos verticales relacionan cada portadora y nivel de salida con una celda en particular, distribuyendo la potencia de forma desigual [14].

Utiliza P portadoras, como el número de piernas que existen en el circuito. Estas portadoras serán triangulares de igual frecuencia, amplitud y se dispondrán de forma vertical.

Esta modulación se puede dividir en tres categorías, dependiendo de cómo se coloquen las portadoras: en fase PD-PWM mostrada en la figura 2.16, en contrafase POD-PWM mostrada en la figura 2.17 y con fases alternadas APOD-PWM mostrada en la figura 2.18 [14] [15].

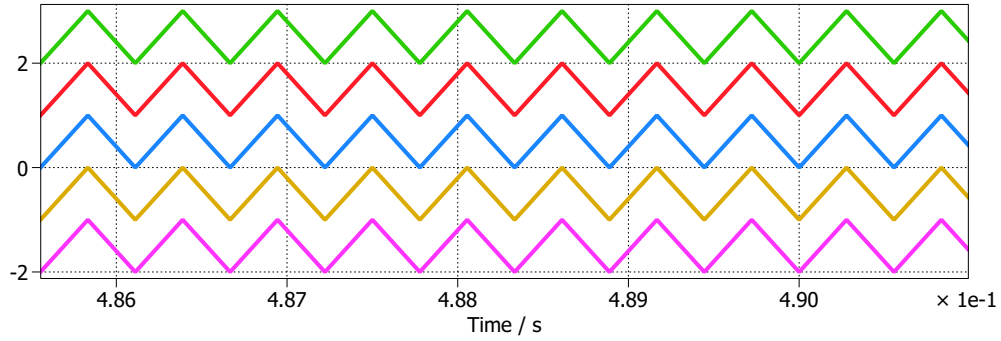


Figura 2.16: triangulares en modulación PD-PWM.

De la figura 2.16 se aprecia cómo todas las portadoras tienen la misma fase pero desplazadas verticalmente.

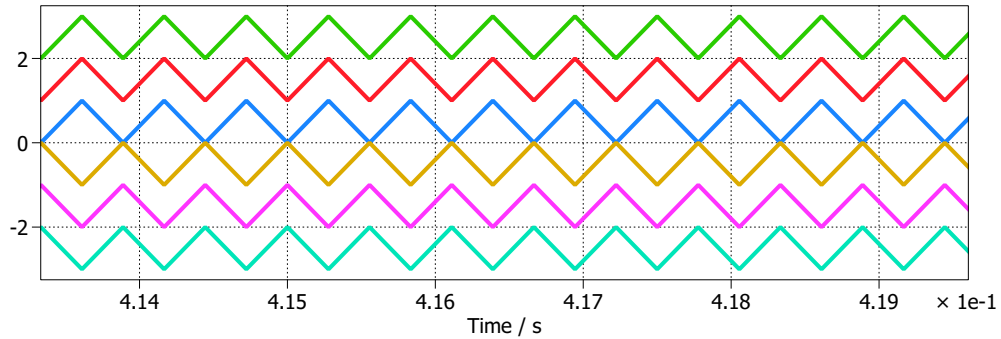


Figura 2.17: triangulares en modulación POD-PWM.

De la figura 2.17 se muestra como las tres portadoras superiores tienen la misma fase y

están en contrafase con las tres portadoras inferiores. Además de que todas están desplazadas verticalmente.

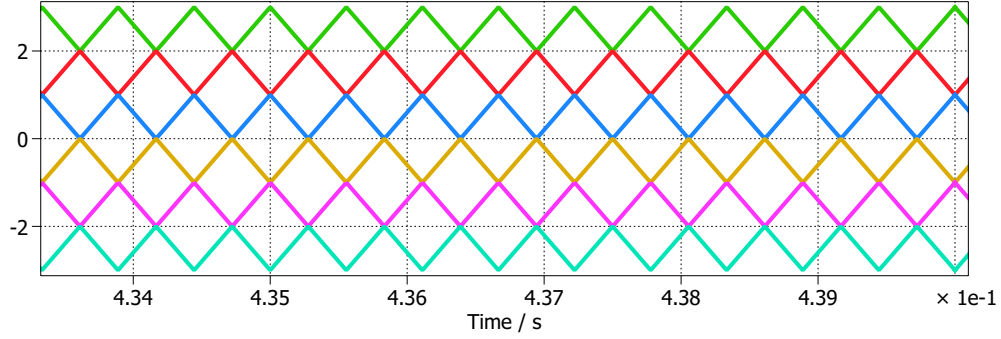


Figura 2.18: triangulares en modulación APOD-PWM.

De la figura 2.18 se aprecia cómo todas las portadoras están desfasadas 180° con respecto a la sucesora vertical. Además de desplazadas verticalmente.

De la Tabla 2.3, se puede ver cómo ciertos métodos son mejores que otros para cada caso en particular.

Tabla 2.3: Métodos de modulación en diferentes topologías MLI.

Métodos de modulación	Topología		
	NPC	FC	CHB
SVM	✓	✓	✓
LS-PWM	✓	✓	—
PS-PWM	×	✓	✓
Modulación híbrida	×	×	✓
SHE	✓	✓	✓
SVC	—	✓	✓
NLC	—	✓	✓

Donde, ✓ es aplicable/recomendado, × no aplicable y — aplicable/no recomendado.

De la Tabla 2.3 se puede ver que la mayoría de los métodos de modulación son útiles para el inversor multinivel de puentes H en cascada, con excepción al LS-PWM como fue comentado anteriormente.

3. Retiro de celdas

3.1. Esquema circuital

La topología del inversor multinivel a utilizar es la de puentes H en cascada CHB, conectados a una carga RL de tipo trifásica, como se puede ver en la figura 3.1. Para el desarrollo se utilizaron entre dos a seis puentes H en cascada con sus respectivas fuentes de alimentación de tipo paneles solares. El conjunto de arreglo fotovoltaico-condensador-inversor puente H se le llama celda.

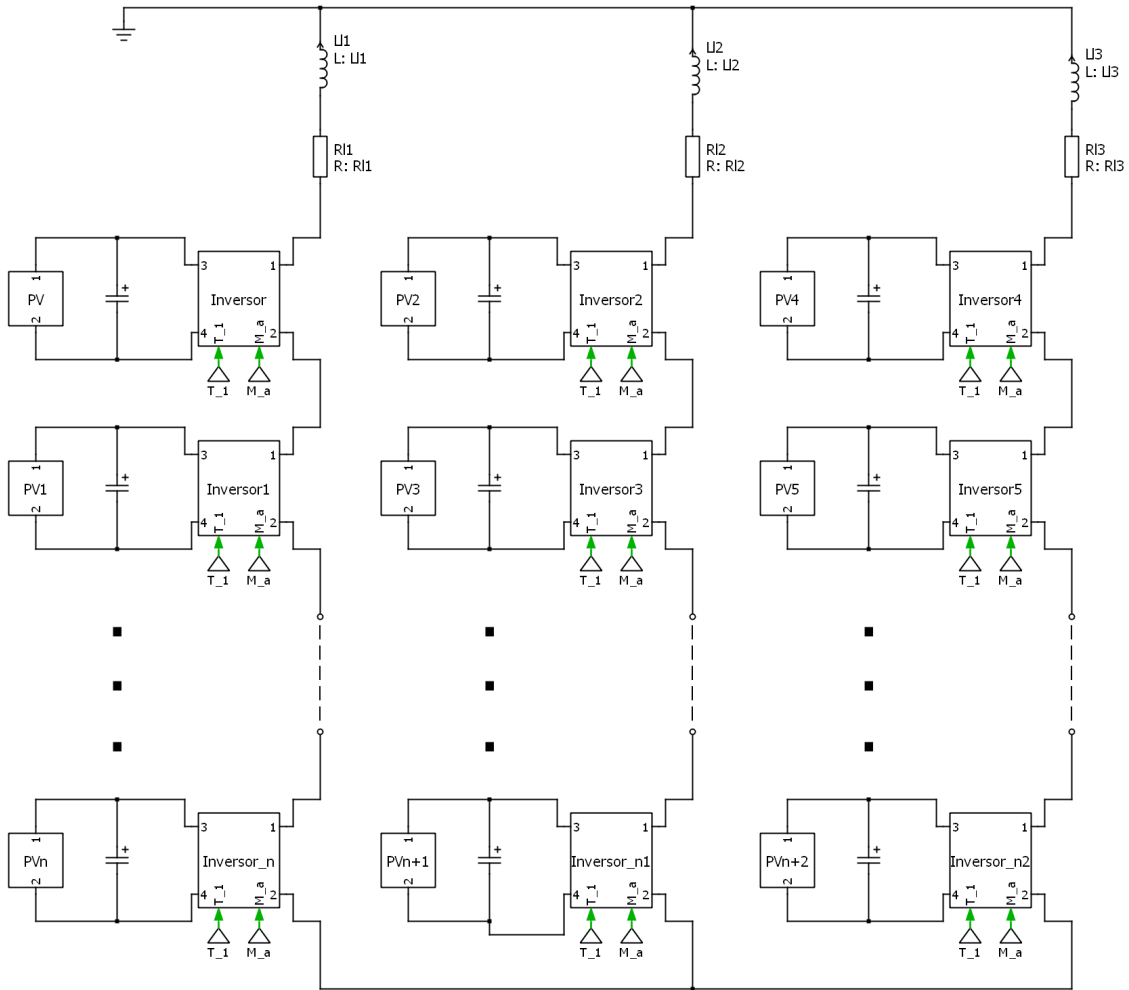


Figura 3.1: Topología CHB.

El esquemático del arreglo fotovoltaico se rige de la ecuación 2.1 antes vista, con leves cambios. Para el estudio se recurre a un panel solar del mercado. El utilizado es el PV-MLT265HC de Mitsubishi Electric con sus respectivas características mostradas en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Características Panel solar PV-MLT265HC.

Especificación	Abreviación	Valor
Potencia Máxima	P_{max}	265 [W]
Voltaje Circuito Abierto	V_{oc}	38.2 [V]
Corriente Corto Circuito	I_{sc}	9.08 [A]
Voltaje a Potencia Máxima	V_{mp}	31.7 [V]
Corriente a Potencia Máxima	I_{mp}	8.38 [A]

Se modifica la ecuación 2.1 con el fin de modelar de manera simplificada un cierto número de paneles en serie, ya que la ecuación mostrada anteriormente solo modela un panel solar. La nueva ecuación obtenida es la 3.1, incorporando la variable n_p para el número de paneles en serie a utilizar. Esto con el fin de llegar a voltajes mayores y deseados por cada celda.

$$i_{PV}(v_{PV}) = i_{sc} \cdot \left(1 - e^{-\frac{v_{PV} \cdot n_p - v_{oc} \cdot n_p}{k_{PV}}}\right). \quad (3.1)$$

De la ecuación 3.1 es posible despejar k_{PV} considerando I_{sc} y V_{mp} , el cual cambiará dependiendo del número de paneles solares a utilizar.

Considerando todo lo mencionado, la figura 3.2 muestra el esquemático utilizado en simulación para representar el arreglo fotovoltaico.

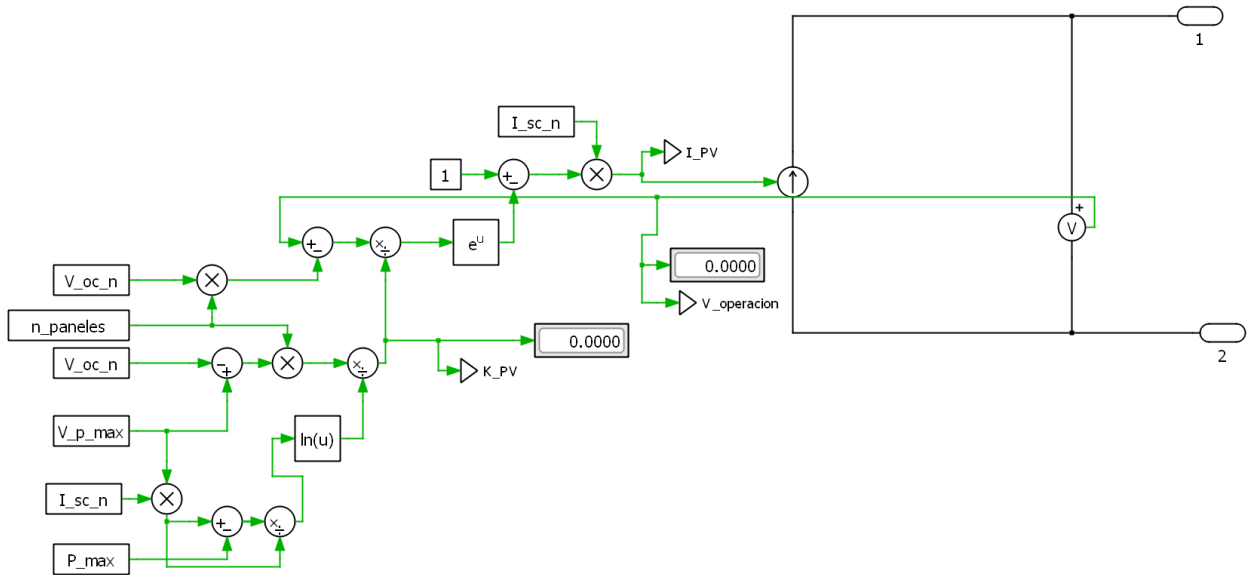


Figura 3.2: Esquemático de Arreglo Fotovoltaico.

El esquemático del inversor monofásico puente completo se muestra en la figura 3.3. Como se comentó en la sección de marco teórico, este consta de cuatro semiconductores con un diodo en paralelo para cada uno, con el fin de evitar la corriente de polaridad inversa que podría cortocircuitar el condensador de enlace.

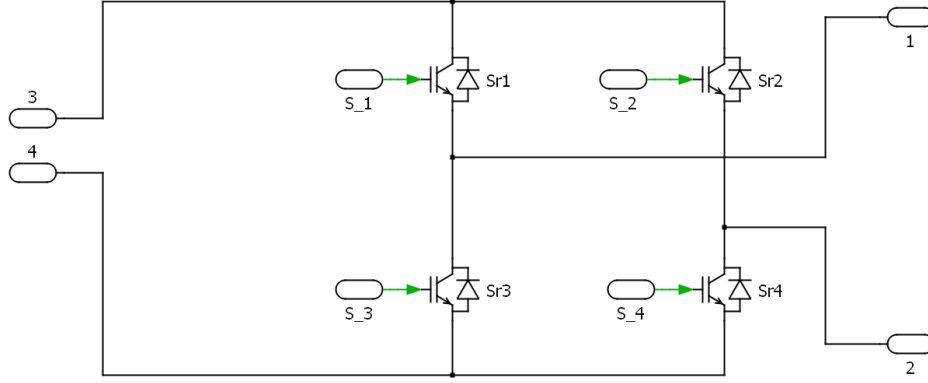


Figura 3.3: Inversor Monofásico Puente Completo.

Una consideración importante es que no conduzcan ambos semiconductores de la pierna, ya que cortocircuitaría la fuente de alimentación. Por esto el semiconductor inferior es el negado de la conmutación del superior. La señal conmutada se obtiene al comparar la señal portadora con una senoidal desfasada en 180° para cada pierna. Con esto se logra tener solo un semiconductor activo en cada una de ellas. El esquema de conmutación se muestra en la figura 3.4.

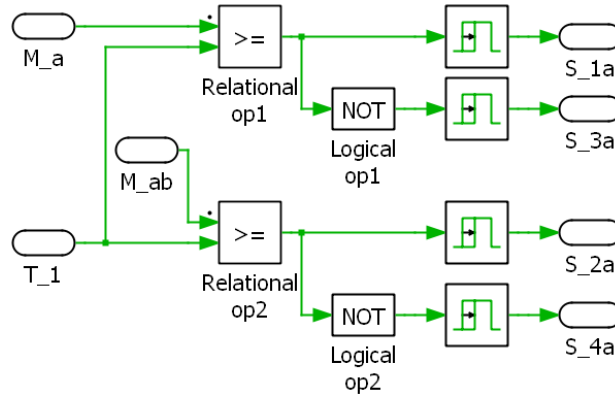


Figura 3.4: Conmutación Semiconductores en Inversor Monofásico H.

Las portadoras son señales triangulares de magnitud ± 1 , con frecuencia igual a la frecuencia de conmutación y desfasadas de forma equitativa para cada pierna (la pierna (i) es el conjunto de la celda (i) de la fase a, b y c). Este desfase va a depender del número

de celdas en serie por fase a utilizar. Por ejemplo, si se tienen tres celdas por fase, se tendrán tres piernas y por tanto tres portadoras. Las portadoras con su respectiva variable de desfase se muestran en la figura 3.5.

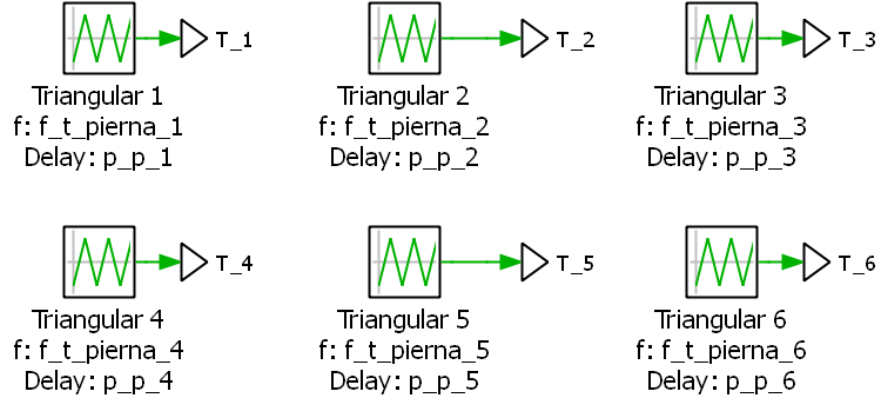


Figura 3.5: Señal triangular usada como portadora.

El desfase para cada portadora se obtiene con la ecuación 3.2, considerando f_c la frecuencia de conmutación y n_c el número de celdas en serie para cada fase.

$$pp_i = \frac{i - 1}{f_c \cdot n_c}. \quad (3.2)$$

Por último, está la carga RL. Esta dependerá del voltaje de fase, el factor de potencia, la frecuencia y la potencia de carga. Todos valores inicializados como condición de trabajo. La ecuación 3.3 corresponde al cálculo de la resistencia de carga, mientras que la ecuación 3.4 a la inductancia de carga.

$$R_o = \frac{3 \cdot (f \cdot p \cdot V_{ll_{rms}} \cdot \sqrt{\frac{2}{3}})^2}{2 \cdot P_{total}}, \quad (3.3)$$

$$L_o = \frac{R_o \cdot \sqrt{-(f \cdot p^2 - 1)}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot f \cdot p}. \quad (3.4)$$

3.2. Modelado Matemático

Es necesario describir el comportamiento del sistema, por lo que se debe modelar el mismo. Con esto se podrán obtener los puntos de operación del sistema en estado normal, como con falla. Para esto se definen los voltajes y corrientes de entrada, como también los voltajes y corrientes a la salida de los inversores. El voltaje de entrada v_{PV} será el voltaje de panel solar, siendo medido en el condensador en paralelo. La corriente de entrada será la corriente de panel solar i_{PV} , mientras que la corriente de salida del inversor i_{sa} será la que recorra a la carga, en dirección a esta. Por último, el voltaje a la salida del inversor será v_{sa} . Las variables declaradas se muestran en la figura 3.6.

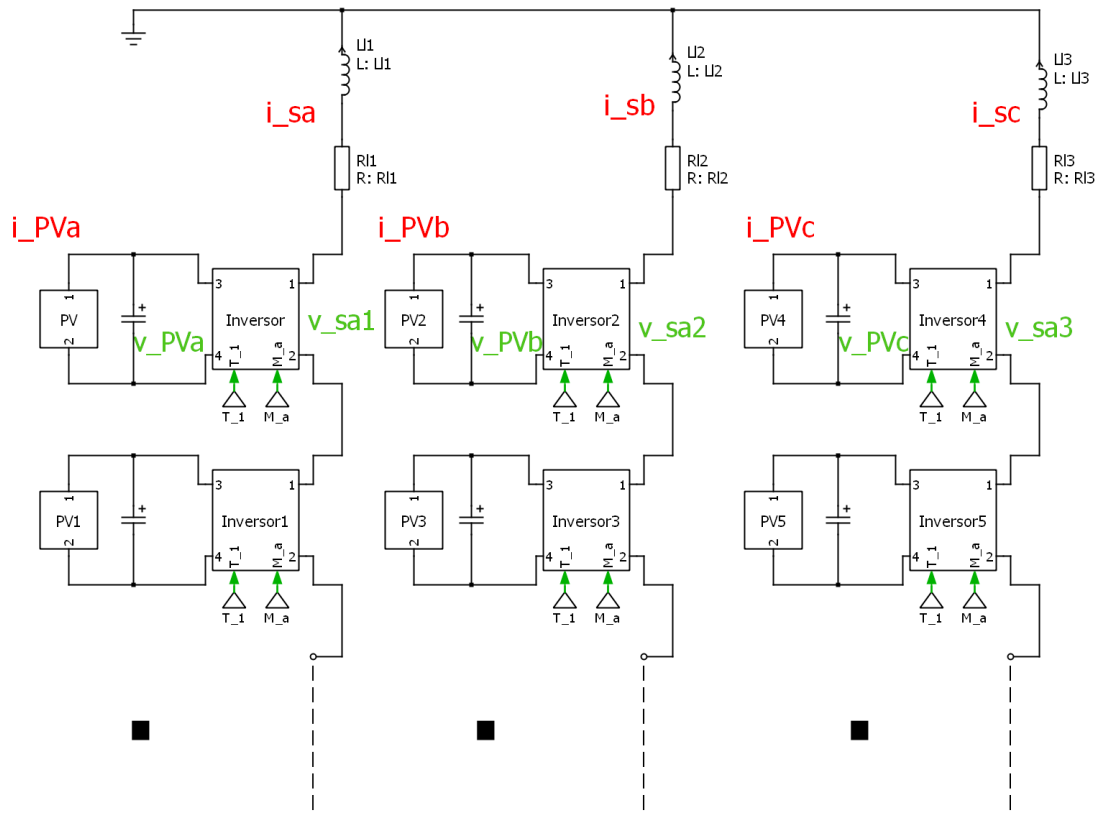


Figura 3.6: Circuito con Voltajes y Corrientes declaradas.

Se utiliza el modelo promedio, en donde se considera que la frecuencia de conmutación tiende al infinito, anulando el contenido armónico.

Se deben obtener las ecuaciones de estado que representen al sistema, para esto se utilizan las leyes de Kirchoff. En el lado DC existen condensadores, por lo que se debe utilizar la ley de Corriente, mientras que, en el lado AC de la carga, existen inductancias, por lo tanto, se debe utilizar la ley de Voltaje. El número de ecuaciones de estado estará dado por la cantidad

de elementos almacenadores de energía, en este caso 3 para la carga y $3 \cdot n_c$ para el lado DC. El número de ecuaciones de estado para el lado DC se puede disminuir a solo una ecuación al considerar que todos los paneles están entregando el mismo voltaje, volviendo redundante utilizar ecuaciones para cada pierna, entendiendo que todas serán iguales y que se utilizarán para medir el voltaje DC.

Se parte trabajando con las ecuaciones de salida, para esto se realiza una ley de voltajes de Kirchoff (LVK), con lo que se obtiene la ecuación 3.5:

$$v_{f_a} = L_o \cdot \frac{di_{s_a}}{dt} + R_o \cdot i_{s_a}, \quad (3.5)$$

siendo v_{f_a} la suma de voltajes a la salida de cada inversor tipo H conectado en serie en la fase a. La ecuación 3.6 muestra la fórmula para la obtención de v_{f_a} .

$$\sum_{i=1}^{n_c} M_{a_i} \cdot v_{PV_i} = v_{f_a}. \quad (3.6)$$

Si se consideran todos los voltajes de panel iguales y todas las moduladoras de inversores iguales, se puede factorizar por el número de celdas. La ecuación 3.7 muestra la fórmula actualizada de v_{f_a} .

$$v_{f_a} = M_a \cdot v_{PV} \cdot n_c. \quad (3.7)$$

Por último, la ecuación 3.8 une la ecuación 3.5 y la ecuación 3.7 creando el vector para ejes abc, despejándolo como ecuación de estado:

$$\frac{d\mathbf{i}_s^{abc}}{dt} = \frac{\mathbf{m}^{abc} \cdot v_{PV} \cdot n_c}{L_o} - \frac{R_o \cdot \mathbf{i}_s^{abc}}{L_o}. \quad (3.8)$$

Para el lado DC, se realizan ley de corrientes de Kirchoff (LCK), obteniendo la ecuación 3.9:

$$i_{PV_{a_j}} = C_{dc} \cdot \frac{dv_{PV_{a_j}}}{dt} + M_{a_j} \cdot i_{s_{a_j}}. \quad (3.9)$$

Como se comentó anteriormente, se tendrán $3 \cdot n_c$ ecuaciones de estado para el lado DC. Sin embargo, al considerar que todas las moduladoras de la fase tendrán el mismo valor, que la corriente $i_{s_{a_j}}$ será idéntica para cualquier valor j, que los voltajes de panel solar v_{PV_j} serán iguales para cada celda de la fase y que, por consiguiente, las corrientes de panel solar i_{PV_j} también lo serán, se puede entender que tener ecuaciones por celda es redundante.

Con esto, se tienen tres ecuaciones de estado en total, una para cada fase, siendo la ecuación 3.10 para la fase a, la ecuación 3.11 para la fase b y la ecuación 3.12 para la fase c.

$$\frac{dv_{PV_a}}{dt} = \frac{i_{PV_a}}{C_{dc}} - \frac{i_{s_a} \cdot M_a}{C_{dc}}, \quad (3.10)$$

$$\frac{dv_{PV_b}}{dt} = \frac{i_{PV_b}}{C_{dc}} - \frac{i_{s_b} \cdot M_b}{C_{dc}}, \quad (3.11)$$

$$\frac{dv_{PV_c}}{dt} = \frac{i_{PV_c}}{C_{dc}} - \frac{i_{s_c} \cdot M_c}{C_{dc}}. \quad (3.12)$$

Uniando las tres ecuaciones, se obtiene la ecuación 3.13, siendo el vector en ejes abc para el lado DC:

$$\frac{dv_{PV}}{dt} = \frac{i_{PV}}{C_{dc}} - \frac{\mathbf{m}^{abcT} \cdot \mathbf{i}_s^{abc}}{3 \cdot C_{dc}}. \quad (3.13)$$

Para encontrar un punto de operación se deben hacer las derivadas iguales a cero. El problema está en que esto no ocurre al trabajar en ejes abc, por la presencia de variables senoidales, como el valor de las moduladoras, la corriente del lado AC y voltaje del lado AC. Para poder realizar este proceso, se debe trabajar en otro eje capaz de eliminar la característica senoidal de las variables mencionadas. El eje apto para esto es el eje dq0.

Para pasar de ejes abc a ejes dq0 se hace uso de la transformada abc-dq0, logrando transformar las variables senoidales a constantes, para así poder encontrar un punto de operación. La ecuación 3.14 muestra la transformada abc a dq0.

$$\mathbf{x}_{dq0}(t) = \mathbf{T}_{abc-dq0}(t) \cdot \mathbf{x}_{abc}(\mathbf{t}), \quad (3.14)$$

siendo $\mathbf{T}_{abc-dq0}$ la transformada dada por la matriz mostrada en la ecuación 3.15:

$$\mathbf{T}_{abc-dq0}(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} \sin(w \cdot t) & \sin(w \cdot t - \frac{2\pi}{3}) & \sin(w \cdot t - \frac{4\pi}{3}) \\ \cos(w \cdot t) & \cos(w \cdot t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(w \cdot t - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Por último, la ecuación 3.16 presenta la transformada abc a dq0 para las variables derivadas.

$$\frac{d\mathbf{x}_{abc}(t)}{dt} = \mathbf{T}_{dq0-abc}(t) \cdot (W \cdot \mathbf{x}_{dq0}(t) + \frac{d\mathbf{x}_{dq0}(t)}{dt}), \quad (3.16)$$

donde, W es la matriz que se enseña en la ecuación 3.17.

$$W = \begin{bmatrix} 0 & -w & 0 \\ w & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}. \quad (3.17)$$

Utilizando las ecuaciones mostradas anteriormente, el modelo resultante en ejes dq lo presentan las ecuaciones 3.18, 3.19 y 3.20, siendo la primera ecuación para la derivada de la variable i_{sd} , la segunda para i_{sq} y la tercera para v_{PV} :

$$\frac{di_s^d}{dt} = -\frac{R_o}{L_o} \cdot i_s^d + w \cdot i_s^q + \frac{n_c \cdot v_{PV}}{L_o} \cdot m^d, \quad (3.18)$$

$$\frac{di_s^q}{dt} = -\frac{R_o}{L_o} \cdot i_s^q - w \cdot i_s^d + \frac{n_c \cdot v_{PV}}{L_o} \cdot m^q, \quad (3.19)$$

$$\frac{dv_{PV}}{dt} = \frac{i_{PV}}{C_{dc}} - \frac{i_s^d \cdot m^d + i_s^q \cdot m^q}{3 \cdot C_{dc}}. \quad (3.20)$$

El modelo resultante consta de tres ecuaciones de estado, con variables de estado a i_s^d i_s^q v_{PV} , entradas a M^d M^q y parámetros a R_o L_o C_{dc} . De esto se encuentra que i_{PV} no pertenece a ningún grupo mencionado, esto es porque la variable se puede definir en función de v_{PV} con la ecuación 3.1. De esta manera la ecuación 3.20 se reescribe, obteniendo la ecuación 3.21.

$$\frac{dv_{PV}}{dt} = \frac{i_{sc} \cdot (1 - e^{\frac{v_{PV} \cdot n_p - v_{oc} \cdot n_p}{k_{PV}}})}{C_{dc}} - \frac{i_s^d \cdot M^d + i_s^q \cdot M^q}{3 \cdot C_{dc}}. \quad (3.21)$$

Es necesario obtener dos ecuaciones más para poder resolver el sistema de tres variables de estado y dos entradas, siendo la ecuación de voltaje de fase presentada en la ecuación 3.22:

$$\mathbf{v}_{f_{rms}}^{abc} = v_{PV} \cdot n_c \cdot \mathbf{m}^{abc}, \quad (3.22)$$

y transformando a ejes dq0 se obtiene la ecuación 3.23:

$$\begin{bmatrix} V_{f_{rms}}^d \sqrt{2} \\ V_{f_{rms}}^q \sqrt{2} \\ V_{f_{rms}}^0 \sqrt{2} \end{bmatrix} = v_{PV} \cdot n_c \cdot \begin{bmatrix} M^d \\ M^q \\ M^0 \end{bmatrix}. \quad (3.23)$$

3.2.1. Discusión

Al trabajar con ejes rotatorios, se puede obtener un punto de operación para el sistema y así evaluarlo a ciertas condiciones, ya que se han eliminado las variables oscilatorias. Con esto se pueden comprobar las ecuaciones con una simulación en LA, verificando que la simulación y las ecuaciones corresponden al sistema.

Se debe recordar la consideración hecha para la obtención del modelo matemático, las cuales fueron trabajar todos los arreglos fotovoltaicos de la fase a igual voltaje y, por ende, las moduladoras a igual magnitud. Con esto el sistema queda caracterizado por la variable n_c , con lo cual se pueden hacer pruebas para diferente número de celdas en serie para un mayor entendimiento del circuito y su comportamiento, como también, para después, revisar los algoritmos en diferentes situaciones.

3.3. Simulación circuito en L.A sin considerar fallas

Se comprueban las ecuaciones de modelación obtenidas del sistema utilizando el esquemático mostrado en la figura 3.1.

Mediante el software de cálculo Mathcad, se resuelven las ecuaciones mostradas anteriormente para una cierta condición de operación, y con ello obtener el punto de operación capaz de suplir esa condición. Se simula para comprobar que el sistema logra trabajar en ese estado con los valores obtenidos. La condición requerida se muestra en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Condición de operación.

Condición	Abreviación	Valor
Potencia Total	P_{total}	6.5 [kW]
Factor de Operación	$f.p$	0.8
Número de Celdas	n_c	3
Número de Fallas	$n_{c_{falla}}$	0
Voltaje Rms Línea	V_{LLrms}	380 [V]
Capacitancia Cdc	C_{dc}	11 [mF]

Para esta condición se debe calcular previamente el número mínimo de paneles en serie por celda necesario. Para esto se deben resolver las ecuaciones 3.24 y 3.25:

$$n_{paneles} = \frac{\frac{P_{total}}{3 \cdot n_c}}{P_{max}} = 3, \quad (3.24)$$

$$n_{paneles} = \frac{V_{LLrms} \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3} \cdot M_{max} \cdot V_{mp}} = 4, \quad (3.25)$$

donde se obtiene cuatro como la cantidad de paneles por celda. Resolviendo las ecuaciones obtenidas en ejes dq0, se obtiene el punto de operación mostrado en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Punto de operación.

Variable	Abreviación	Valor
Resistencia Carga	R_o	14.218 [ohm]
Inductancia Carga	L_o	33.9 [mH]
Moduladora d	M^d	0.876
Moduladora q	M^q	0
Magnitud Moduladora	M	0.715
Corriente s d	i_s^d	17.1 [A]
Corriente s q	i_s^q	-12.83 [A]
Voltaje DC	v_{PV}	144.61 [V]

3.3.1. Simulación

Se simula el circuito en PLECS con el punto de operación obtenido, graficando la potencia a la salida, voltajes de fase y de línea, corrientes en la carga y las moduladoras.

La figura 3.7 muestra la potencia a la salida obtenida en el circuito sin considerar una falla, con el punto de operación obtenido, a una condición de trabajo pedida. La figura 3.8 muestra el voltaje de línea obtenido en el circuito sin considerar una falla. La figura 3.9 muestra el voltaje de fase obtenido en el circuito sin considerar una falla. La figura 3.10 muestra la corriente de carga obtenida en el circuito sin considerar una falla. Por último, la figura 3.11 muestra a las moduladoras obtenidas en el circuito sin considerar una falla.

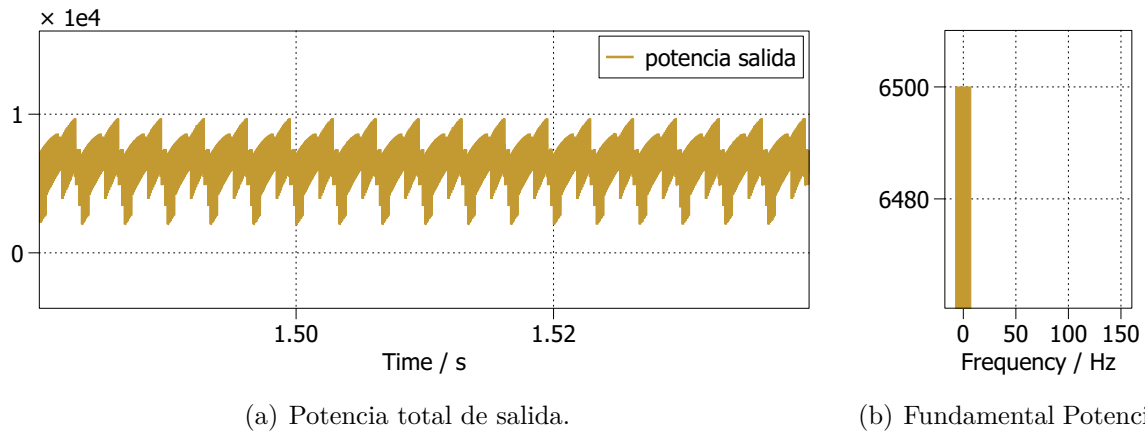
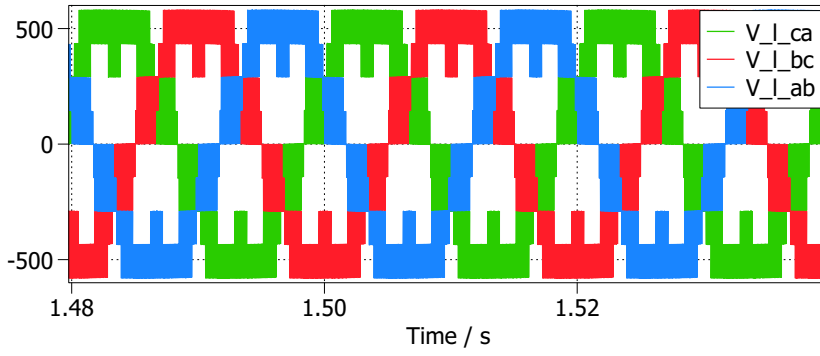
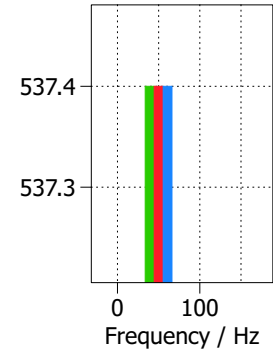


Figura 3.7: Potencia total de salida en LA sin falla.

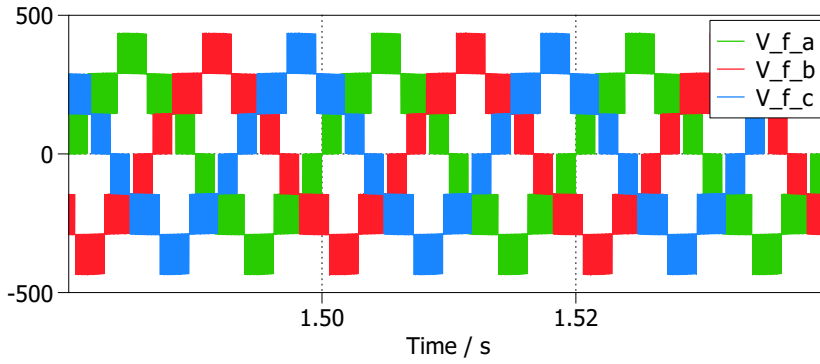


(a) Voltajes de línea.

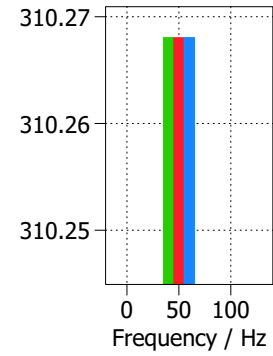


(b) Fundamental V_{linea} .

Figura 3.8: Voltajes de línea en LA sin falla.

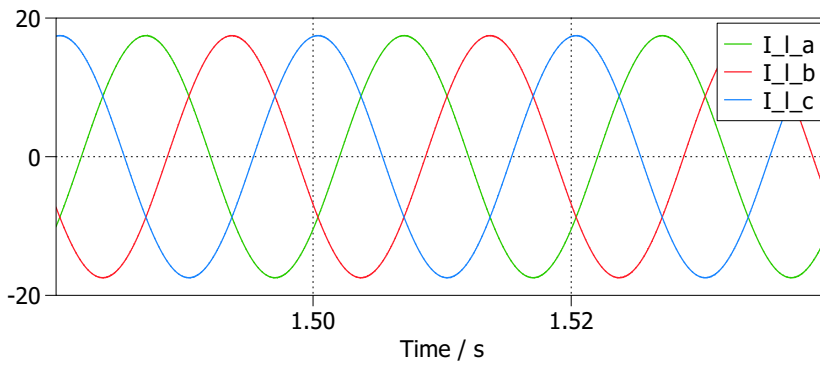


(a) Voltajes de fase.

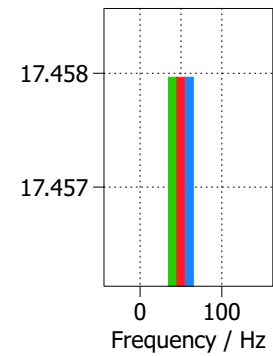


(b) Fundamental V_{fase} .

Figura 3.9: Voltajes de fase en LA sin falla.



(a) Corrientes de carga.



(b) Fundamental C_{carga} .

Figura 3.10: Corrientes de carga en LA sin falla.

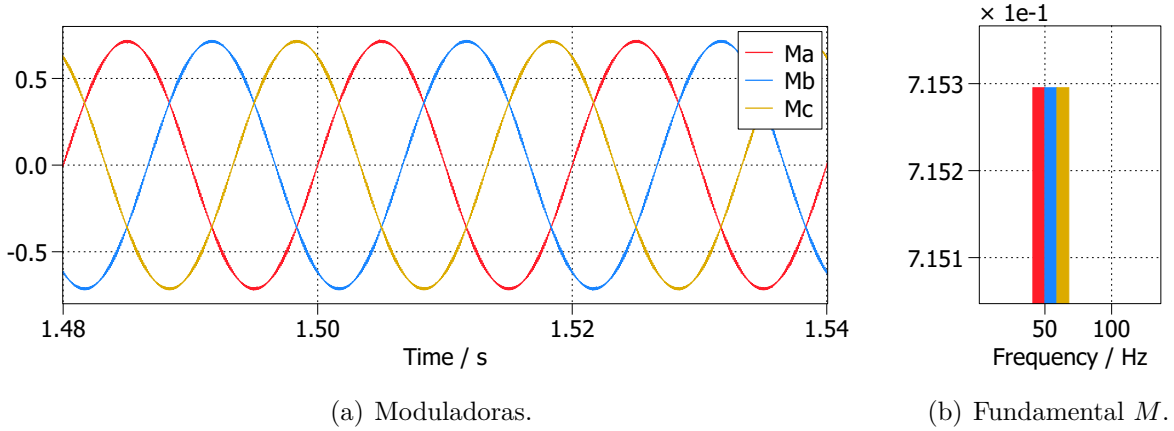


Figura 3.11: Moduladoras en LA sin falla.

3.3.2. Discusión

La figura 3.7 (a) muestra cómo no varía el valor de potencia en la carga, mientras que la figura 3.7 (b) es la fundamental de la potencia, donde se observa que da 6.5 [kW], valor requerido como condición de trabajo mostrada en la Tabla 3.2.

Las figuras 3.8 y 3.9 muestran que los voltajes de línea son balanceados y desfasados 120° , esto gracias a que las moduladoras están desfasadas 120° entre ellas. Por otro lado, desde la figura 3.9, viendo los voltajes de fase, se pueden observar los siete niveles que se consiguen con un MLI CHB de tres celdas en serie por cada fase.

De la figura 3.8 (b) se muestra que el valor de la fundamental obtenido es 573.4 [V], que pasándolo a rms, nos dan los 380 [Vrms] pedidos como condición de trabajo en la Tabla 3.2.

La figura 3.10 (a) muestra una corriente totalmente senoidal en la carga, con un contenido armónico despreciable.

La figura 3.11 (a) muestra a las moduladoras desfasadas correctamente en 120° , mientras que, en la figura 3.11 (b) se observa la magnitud de la moduladora, la cual es la misma obtenida por ecuaciones mostradas en la Tabla 3.3.

Se observa que la simulación logra llegar a la condición de operación requerida con los valores obtenidos mediante el modelo matemático. Esto corrobora que el modelo encontrado para el sistema en estudio es el adecuado.

3.4. Simulación circuito en L.A considerando falla

La figura 3.12 ilustra la pérdida de una celda.

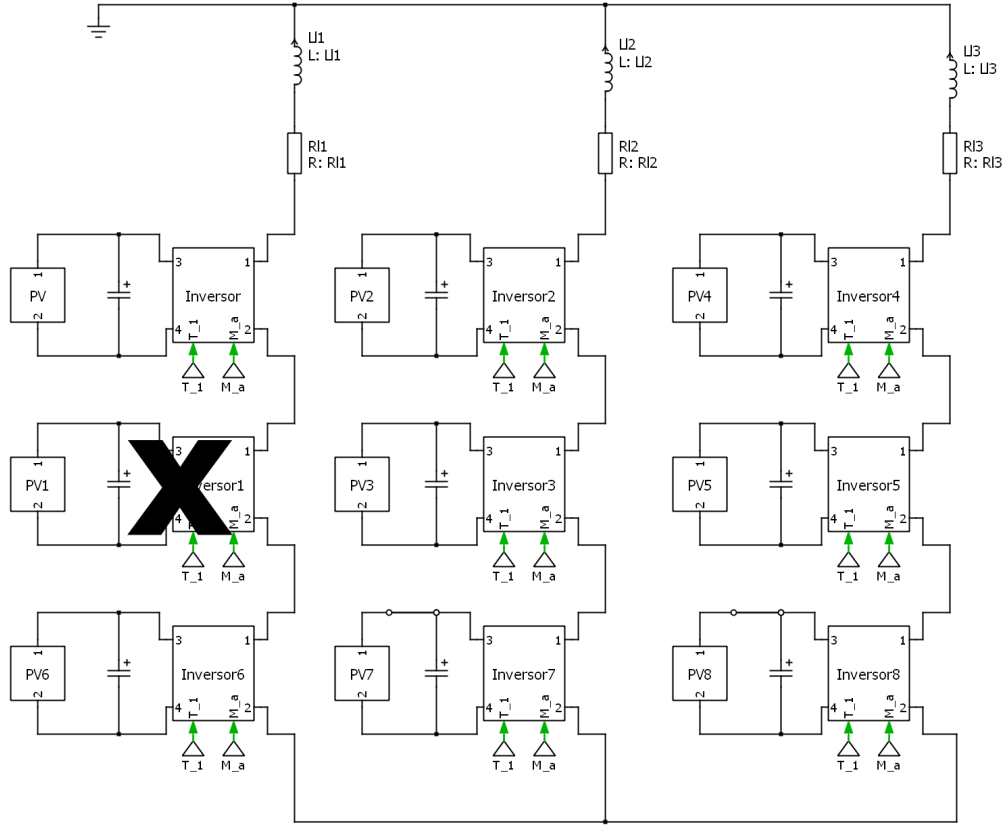


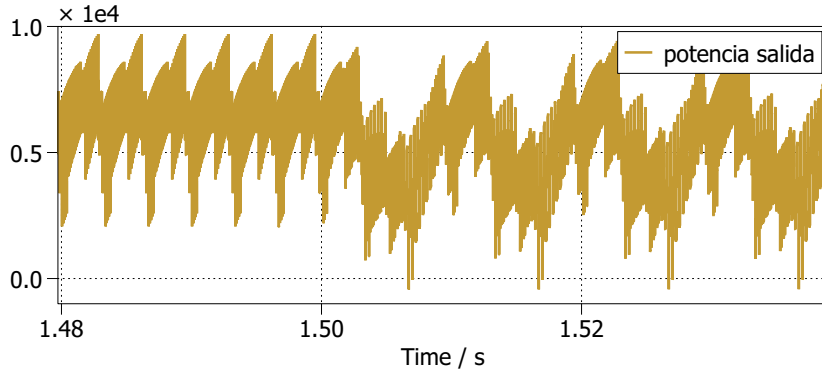
Figura 3.12: Esquemático de sistema con una falla.

Con el modelo matemático verificado y apoyado del sistema en simulación, se procede a simular considerando una falla en el tiempo 1.5s, específicamente en la celda dos de la fase a, como se muestra en la figura 3.12, con el fin de observar lo que genera perder una celda.

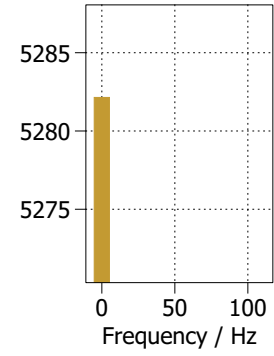
La condición requerida es la misma mostrada en la Tabla 3.2 y, por ende, el mismo punto de operación obtenido por ecuaciones presentado en la Tabla 3.3.

3.4.1. Simulación

Se simula el circuito en PLECS considerando la falla. La figura 3.13 muestra la potencia a la salida obtenida en el circuito con falla. La figura 3.14 muestra el voltaje de línea obtenido en el circuito al considerar una falla. La figura 3.15 muestra el voltaje de fase obtenido en el circuito al considerar una falla. La figura 3.16 muestra la corriente de carga obtenida en el circuito al considerar una falla. Por último, la figura 3.17 muestra a las moduladoras obtenidas en el circuito al considerar una falla.

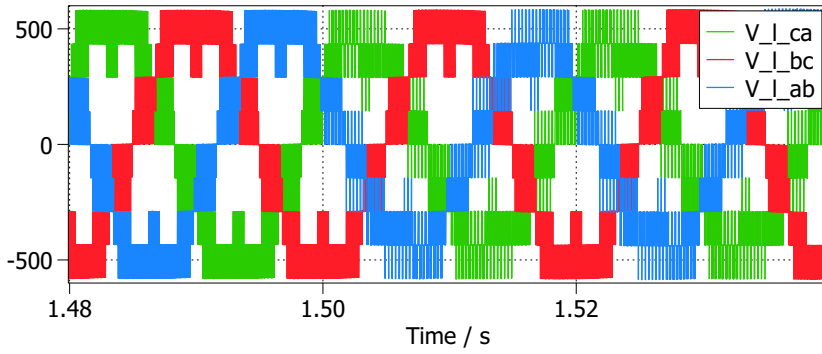


(a) Potencia total de salida.

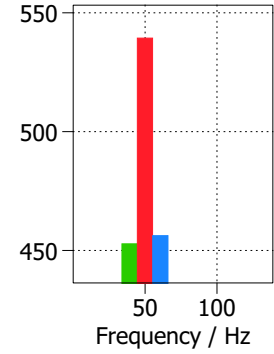


(b) Fundamental Potencia.

Figura 3.13: Potencia total de salida en LA al considerar una falla.

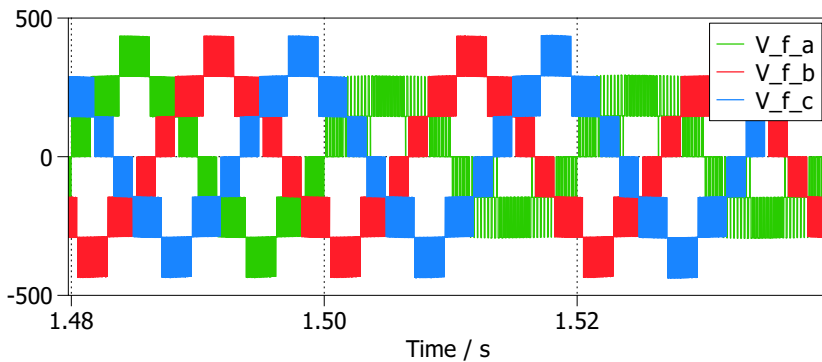


(a) Voltajes de línea.

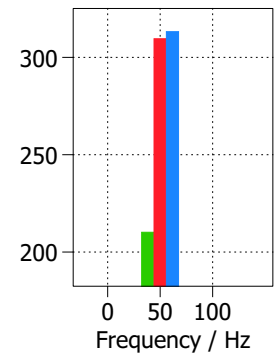


(b) Fundamental V_{linea} .

Figura 3.14: Voltajes de línea en LA al considerar una falla.

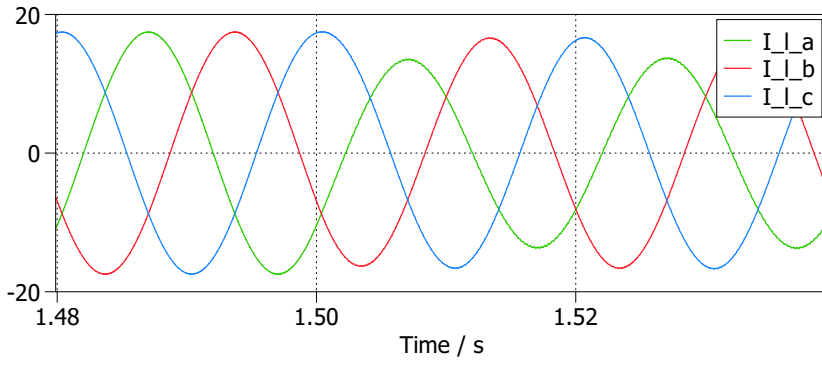


(a) Voltajes de fase.

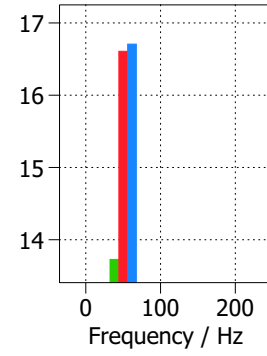


(b) Fundamental V_{fase} .

Figura 3.15: Voltajes de fase en LA al considerar una falla.

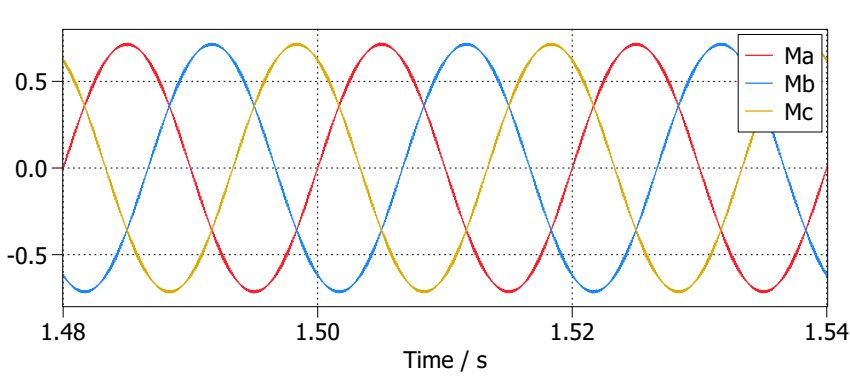


(a) Corrientes de carga.

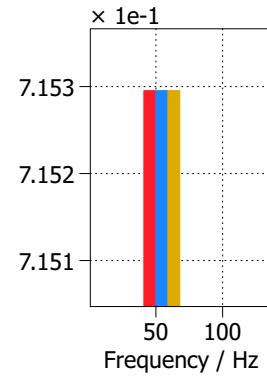


(b) Fundamental C_{carga} .

Figura 3.16: Corrientes de carga en LA al considerar una falla.



(a) Moduladoras.



(b) Fundamental M .

Figura 3.17: Moduladoras en LA al considerar una falla.

3.4.2. Discusión

La figura 3.13 (a) muestra como varía el valor de potencia en la carga al ocurrir la falla en 1.5 segundos. Por otro lado, la figura 3.13 (b) es la fundamental de la potencia, donde se observa cómo la potencia no logra llegar al valor deseado de la Tabla 3.2. Esto ocurre, ya que al perder una celda, se pierde la potencia y el balance que esta generaba.

De las figuras 3.15 y 3.14 se observa que, después de ocurrir la falla, los voltajes de línea y de fase ya no son balanceados, teniendo diferentes valores para cada fase. También, en el voltaje de fase, se aprecia la pérdida de un nivel de voltaje positivo y otro negativo en la fase con falla.

La figura 3.16 (a) muestra como la corriente de carga de la fase con falla está bien desfasada, pero no con la magnitud que debiese tener si se quieren corrientes balanceadas en

la carga. De la figura 3.16 (b) se observa como las tres fases tienen magnitudes diferentes, desbalanceando el sistema.

La figura 3.17 (a) muestra a las moduladoras desfadas correctamente en 120° , mientras que, en la figura 3.11 (b) se observa la magnitud de la moduladora, la cual es la misma obtenida por ecuaciones mostradas en la Tabla 3.3.

Se muestra la necesidad de modificar el punto de operación en función de los cambios que se generen al sistema. El punto anteriormente calculado para trabajar el sistema sin considerar fallas ya no cumple con los requerimientos previos de potencia y voltaje.

4. Algoritmo de Compensación y Lazo de Control

4.1. Lazo de Control

Como se pudo observar, el sistema en lazo abierto logra trabajar en la condición deseada con el punto de operación dado. Por lo que ahora es necesario que el propio sistema logre encontrar el punto de operación necesario para operar a la condición requerida. Esto se logra utilizando un lazo de control de voltaje de fase, como se muestra en la figura 4.1.

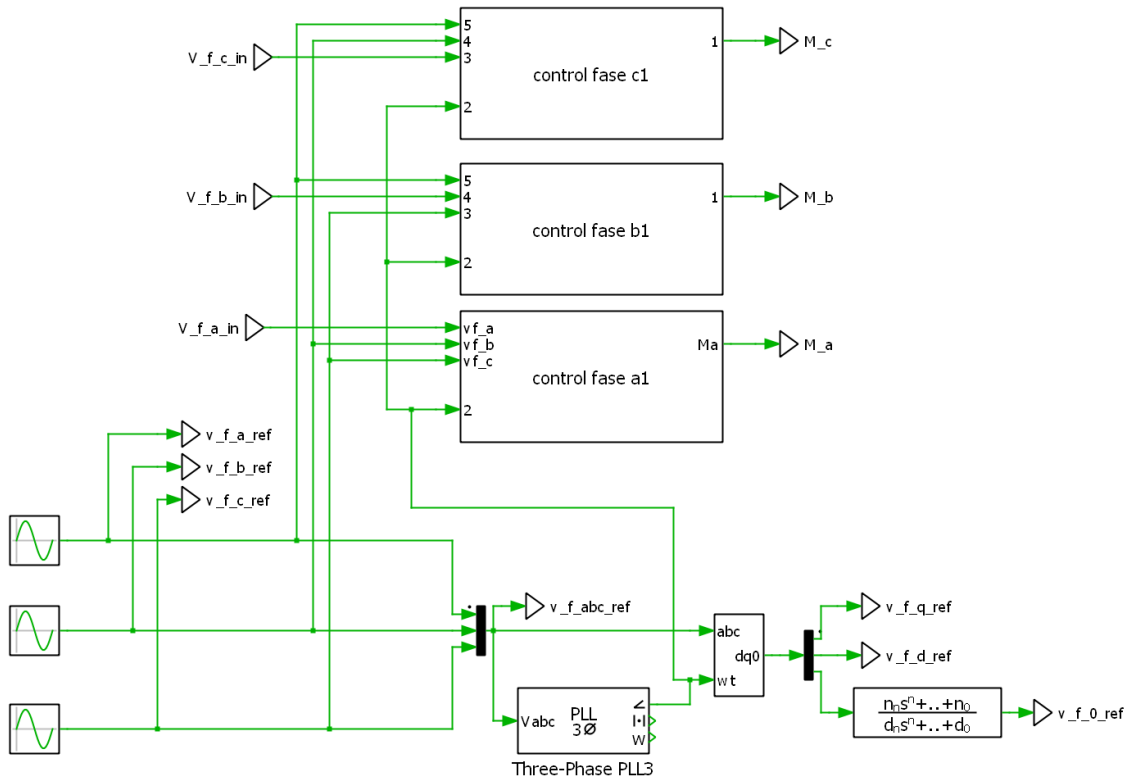


Figura 4.1: Control de Voltaje.

transformada abc-dq0. Con esto se logra controlar de manera personalizada cada voltaje de fase.

Los datos más relevantes del control se muestran en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Valores Control de Voltaje.

Variable	Abreviación	Valor
Parámetro P del controlador	K_p	0.03
Parámetro I del controlador	K_i	1.65
Frecuencia de corte Filtros	f_c	50 [Hz]
Voltaje de Referencia a	Vf_{refa}	220 [Vrms] $\angle 0^\circ$
Voltaje de Referencia b	Vf_{refb}	220 [Vrms] $\angle 120^\circ$
Voltaje de Referencia c	Vf_{refc}	220 [Vrms] $\angle 240^\circ$

4.2. Algoritmo 1 Ante Una Falla

Con el Algoritmo 1 se propone un método para mantener la potencia a la salida, aún perdiendo una o más celdas del sistema, conservando los voltajes de línea balanceados.

Como se puede ver en la figura 4.3 solo se debe modificar la fase con falla. Para lograr esto, el arreglo fotovoltaico de cada celda debe poder suministrar la potencia necesaria antes y después de una falla, siendo mayor la potencia requerida en el último caso por un factor cte_{pv} mayor a 1.

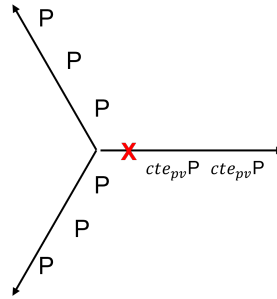


Figura 4.3: Algoritmo 1: modificar solo moduladora de fase con falla.

De esto se entiende que el número de paneles en las celdas va a variar dependiendo de la cantidad de fallas y de la potencia requerida en la carga. Para calcular el número de paneles se deben considerar ciertas variables a definir. La potencia de operación normal de cada celda $P_{opcelda}$ que se calcula mediante la ecuación 4.1. La potencia de operación con una o

más celdas falladas $P_{fallacelda}$, que se obtiene con la ecuación 4.2. La potencia máxima que cada panel puede entregar P_{max} y la potencia requerida en la carga P_{total} .

$$P_{opcelda} = \frac{P_{total}}{3 \cdot n_c}, \quad (4.1)$$

$$P_{fallacelda} = \frac{P_{total}}{3 \cdot n_c} \cdot cte_{pv}. \quad (4.2)$$

Para calcular la constante cte_{pv} se emplea la ecuación 4.3, donde se considera el número de celdas y el número de celdas falladas en una fase n_{cfalla} :

$$cte_{pv} = \frac{n_c}{n_c - n_{cfalla}}. \quad (4.3)$$

Con esto se puede calcular, con la ecuación 4.4, el número de paneles necesarios para cumplir la condición de potencia a la salida:

$$n_{paneles} = \frac{P_{fallacelda}}{P_{max}}, \quad (4.4)$$

como también, el número de paneles necesarios para cumplir con la condición de voltaje de línea mediante la ecuación 4.5.

$$n_{paneles} = \frac{V_{LLrms} \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3} \cdot M_{max} \cdot V_{mp} \cdot (n_c - n_{cfalla})}. \quad (4.5)$$

Al ser cantidad entera el número de paneles, se redondea al alza. Luego se hace el promedio de ambos, y se redondea al entero superior.

Para lograrlo, se trabaja con las moduladoras, modificando solo su amplitud, ya que, como se desea trabajar a una potencia diferente, las celdas también estarán trabajando a un voltaje diferente y, como se deben mantener voltajes balanceados, la moduladora entra en juego manteniendo esa condición.

4.3. Algoritmo 2 Ante Una Falla

Con el Algoritmo 2 se propone un método para mantener la potencia a la salida, aún perdiendo una o más celdas del sistema, conservando los voltajes de línea balanceados. Para lograr esto, se trabaja con las moduladoras, en este caso su amplitud y fase. Como se puede ver en la figura 4.4.

El desfase y el alpha son posibles calcularlos con anterioridad, conociendo el número de celdas a utilizar y el número de celdas falladas en una fase.

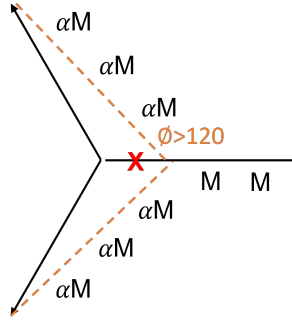


Figura 4.4: Algoritmo 2: modificar moduladoras de fases sin falla.

Para lograrlo se resuelven ciertas ecuaciones trigonométricas obtenidas del diagrama fasorial de las moduladoras mostrado en la figura 4.5.

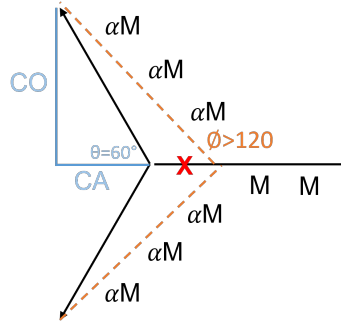


Figura 4.5: Método de obtención Alpha y Theta.

Con las ecuaciones 4.6 y 4.7 se obtienen los lados CO y CA respectivamente:

$$CO = \sin(60) \cdot 3 \cdot M = \frac{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot M}{2}, \quad (4.6)$$

$$CA = \sin(30) \cdot 3 \cdot M = \frac{3 \cdot M}{2}. \quad (4.7)$$

Luego, al ocurrir una falla, el lado CA crece, teniendo como incógnita la constante Alpha en la hipotenusa de la ecuación 4.8, que representa el teorema de Pitágoras.

$$(Hipotenusa)^2 = (CA + M)^2 + (CO)^2. \quad (4.8)$$

También es posible obtener el nuevo ángulo Theta utilizando la ecuación 4.9 que calcula la arcotangente del cateto opuesto por el adyacente:

$$Theta = \arctan \frac{CO}{CA + M}. \quad (4.9)$$

Generalizando las ecuaciones 4.8 y 4.9 para n_c celdas por fase se obtienen las ecuaciones 4.10 y 4.11 respectivamente:

$$Alpha = \frac{\sqrt{(n_c \cdot 0.5 + n_{cfalla})^2 + (\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot n_c)^2}}{n_c}, \quad (4.10)$$

$$Theta = \arctan \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot n_c}{n_c \cdot 0.5 + n_{cfalla}}. \quad (4.11)$$

Para lograr el cambio de moduladoras correctamente, el arreglo fotovoltaico de cada celda debe poder suministrar la potencia necesaria antes y después de una falla, siendo mayor la potencia requerida en el último caso, ya que la potencia perdida por la(s) celda(s) con falla(s) se reparte en la(s) fase(s) sin falla(s).

De esto se entiende que el número de paneles en las celdas va a variar dependiendo de la cantidad de fallas y de la potencia requerida en la carga. Para calcular el número de paneles a utilizar se debe considerar la potencia total requerida en la carga, el número de celdas a utilizar y la nueva potencia de las fases sin falla $P_{csinfalla}$. Esta última variable obtenida mediante la ecuación 4.12.

$$P_{csinfalla} = P_{opcelda} + \frac{P_{opcelda}}{2 \cdot n_c}. \quad (4.12)$$

Obteniendo $P_{csinfalla}$ de la ecuación 4.12 se calcula el número de paneles a utilizar, en función de la potencia máxima, con la ecuación 4.13:

$$n_{paneles} = \frac{P_{csinfalla}}{P_{max}}. \quad (4.13)$$

El número de paneles necesarios también se puede obtener de la ecuación 4.14 que los calcula para cumplir con la condición de Voltaje de línea cuando ocurre una falla, el cual está multiplicado por la constante Alpha.

$$n_{paneles} = \frac{V_{LLrms} \cdot Alpha \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3} \cdot M_{max} \cdot V_{mp} \cdot n_c}. \quad (4.14)$$

Al ser cantidad entera el número de paneles, se debe redondear al alza. Luego se hace el promedio de ambos, y se redondea al entero superior.

Para corroborar que se tendrá toda la potencia requerida se resuelve la ecuación 4.15:

$$P_{obtenida} = P_{csinfalla} \cdot 2 \cdot n_c + \frac{P_{total}}{3 \cdot cte_{pv}}. \quad (4.15)$$

5. Resultados de Simulación

5.1. Incorporación Algoritmo 1

Como se comentó anteriormente en la sección referente al Algoritmo 1, este entrega el número de paneles necesarios para suplir la pérdida de potencia dada por la falla en una o más celdas.

Los voltajes de fase de las fases sin falla no sufren cambios, tampoco el punto de operación de los arreglos fotovoltaicos, ya que la(s) celda(s) sin fallas sigue(n) entregando la misma cantidad de potencia requerida antes de la falla. Por el contrario, los arreglos fotovoltaicos de la fase con falla deben suplir la potencia perdida. Esto se logra incorporando más paneles al arreglo fotovoltaico, anticipando la posible pérdida de una o más celdas. El mínimo número de paneles necesarios lo entrega la ecuación 4.4, en conjunto con la ecuación 4.5.

Por último, se hace uso del control explicado anteriormente. El control está separado por fases para que, aún con fallas, busque el punto de operación adecuado para que la fase con falla siga suministrando la potencia requerida a la salida. Este punto de operación existe gracias a encontrar el número de paneles necesario.

El algoritmo se rige por dos variables principales, el número de celdas y el número de celdas falladas en una fase. Esto muestra que es capaz de solucionar más de una sola falla para la fase. Se pueden llegar a tener $n_c - 1$ posibles fallas para una fase.

Gracias a que el control está separado por fases, y que todos los paneles utilizados son idénticos en cada una de las celdas y fases, la elección del número de paneles necesario también aplica a fallas en otras fases. La cantidad de fallas en las otras fases debe ser igual o menor al número de fallas precalculado con la variable $n_{c_{falla}}$, ya que esta variable es parte de la constante cte_{pv} con la cual se obtiene la potencia que las celdas deben entregar ante una falla en una o más celdas de la misma fase y, por consiguiente, el número de paneles necesarios.

5.1.1. Simulación Algoritmo 1, diferente cantidad de fallas

Se hace uso de switches en la simulación en LC para recrear la falla en cierta celda, como también, son utilizados para decidir con cuantas celdas por fase trabajar, pudiendo trabajar entre 2 a 6 celdas por fase.

Se realizan simulaciones con n_c igual a 5 celdas y se varía la cantidad de fallas $n_{c_{falla}}$ entre 0-1-3 para la fase a. La primera simulación se realiza sin fallas, para obtener los valores ideales del proceso. Para la segunda y tercera simulación se consideran una y tres fallas respectivamente. Por último, se simula para $n_{c_{falla}}$ igual a 1, considerando falla en celda de fase a, como también, en celda de fase b. Las simulaciones a realizar se muestran en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1: Simulaciones a realizar con Algoritmo 1.

	número de celdas	número fallas	falla en otra fase
Simulación 1	5	0	No
Simulación 2	5	1	No
Simulación 3	5	3	No
Simulación 4	5	1	Si

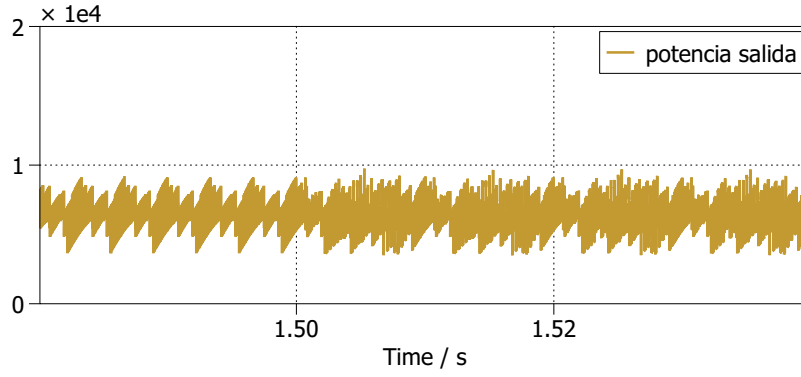
Se utiliza la misma condición de operación usada en simulaciones anteriores, mostrada en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2: Condición de operación.

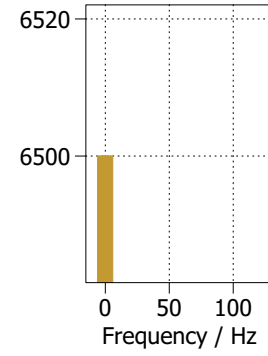
Condición	Abreviación	Valor
Potencia Total	P_{total}	6.5 [kW]
Factor de Operación	$f.p$	0.8
Voltaje Rms Línea	V_{LLrms}	380 [V]

Se muestran los resultados obtenidos en la segunda simulación, la cual presenta una falla a los 1.0 segundos en la fase a, específicamente, la primera celda. Los demás resultados de las distintas simulaciones se encuentran en el anexo III.

Se simula el circuito en PLECS considerando la falla. La figura 5.1 muestra la potencia a la salida obtenida en el circuito con falla a los 1.5 segundos. La figura 5.2 muestra el voltaje de línea obtenido en el circuito al considerar una falla. La figura 5.3 muestra el voltaje de fase obtenido en el circuito al considerar una falla. La figura 5.4 muestra la corriente de carga obtenida en el circuito al considerar una falla. Por último, la figura 5.5 muestra a las moduladoras obtenidas en el circuito al considerar una falla y el cambio que realizan como entradas para suplir la pérdida de potencia.

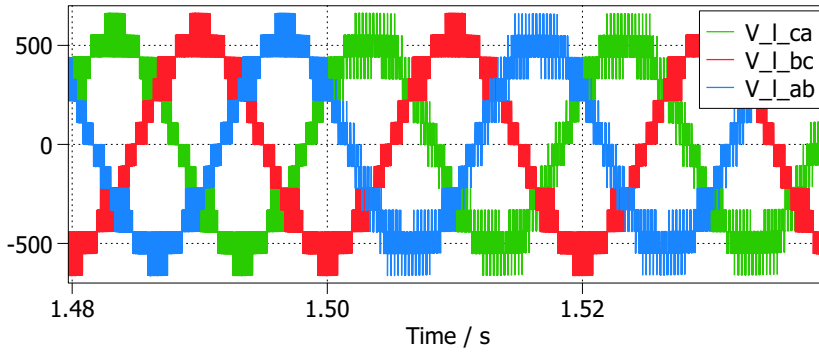


(a) Potencia total de salida.

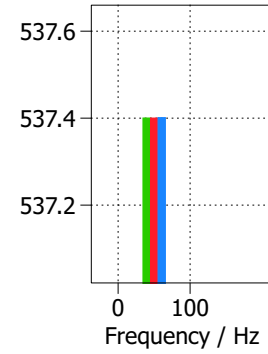


(b) Fundamental Potencia.

Figura 5.1: Potencia total de salida en LC al considerar una falla.

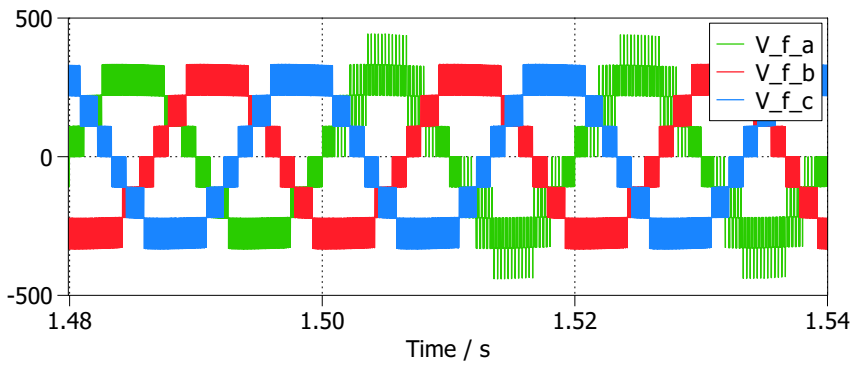


(a) Voltajes de línea.

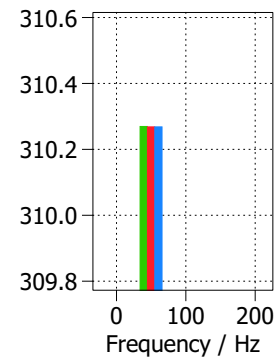


(b) Fundamental V_{linea} .

Figura 5.2: Voltajes de línea en LC al considerar una falla.

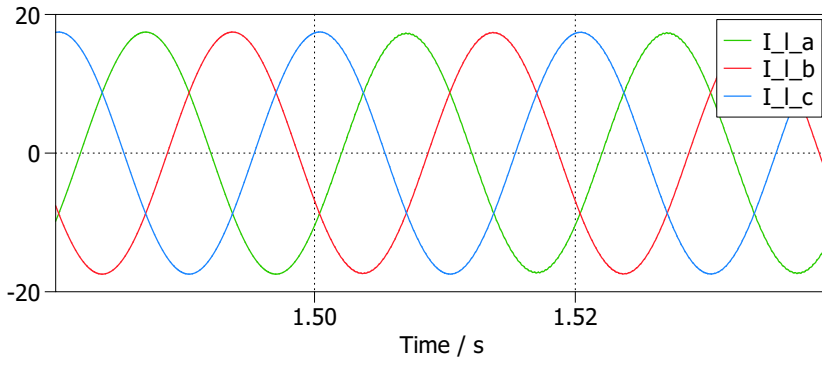


(a) Voltajes de fase.

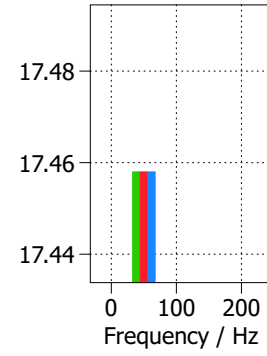


(b) Fundamental V_{fase} .

Figura 5.3: Voltajes de fase en LC al considerar una falla.

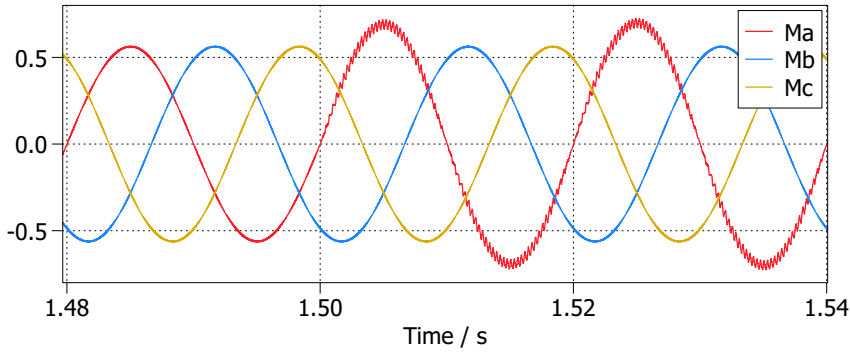


(a) Corrientes de carga.

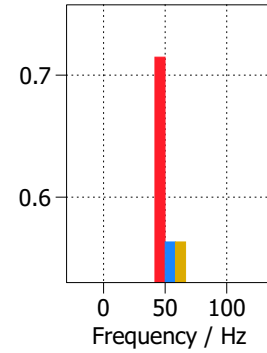


(b) Fundamental C_{carga} .

Figura 5.4: Corrientes de carga en LC al considerar una falla.



(a) Moduladoras.



(b) Fundamental M .

Figura 5.5: Moduladoras en LC al considerar una falla.

La Tabla 5.3 compara las cuatro simulaciones descritas en la Tabla 5.1:

Tabla 5.3: Resumen resultados simulaciones.

	n_p p/celda	M de fase sin falla	M de fase con falla	P Máx. Panel	P Op. Panel de fase sin falla	P Op. Panel de fase con falla
Sim. 1	2	0.878	0.878	265 [W]	216.67 [W]	216.67 [W]
Sim. 2	3	0.563	0.715	265 [W]	144.44 [W]	180.56 [W]
Sim. 3	5	0.33	0.878	265 [W]	86.67 [W]	216.67 [W]
Sim. 4	3	0.563	0.715	265 [W]	144.44 [W]	180.56 [W]

5.1.2. Discusión

De la figura 5.5 se observa cómo la moduladora de la fase a cambia su valor luego de la pérdida de una celda (1.0 seg). Esta crece para compensar la pérdida de potencia y voltaje. Por otro lado, de la figura 5.1 se aprecia que la potencia a la salida se logra mantener en 6.5 kW, una condición de trabajo. De la figura 5.2 se observa que, al igual que la potencia, los voltajes de línea logran llegar a la condición de trabajo de 380 Vrms. Por otro lado, el voltaje de línea en la figura 5.2 y la corriente de carga en la figura 5.4 se encuentran balanceadas. Además, la corriente se encuentra perfectamente senoidal, que es lo esperado, ya que no se desean inyectar armónicos en la carga. Por último, en la figura 5.3 se observa cómo el voltaje de fase, para la fase con falla, cambia su forma de onda por el cambio que sufre en el proceso de perder una celda, pero su fundamental se mantiene en el valor esperado, que son los 220 Vrms.

El panel trabaja en su mejor punto de operación cuando no se consideran posibles fallas en el sistema, como se muestra en los valores obtenidos de la simulación 1 (Tabla 5.1). Al considerar una posible falla, el número de paneles necesarios aumenta en 1, modificando el punto de operación requerido.

A partir de Tabla resumen 5.3 se puede observar como la moduladora de trabajo a operación normal disminuye considerablemente a medida que se presentan más fallas en una misma fase. Esto se debe a la disminución de potencia a operación normal, generando que el voltaje de cada panel aumente al trabajar en mínima corriente de panel, siendo necesario disminuir la moduladora para mantener la condición de trabajo de voltaje de línea pedido.

De la misma Tabla 5.3 se aprecia cómo aumenta el número de paneles en serie para cada celda por la necesidad de suplir la potencia perdida.

Las simulaciones demuestran que el algoritmo, junto al control logran proveer la potencia perdida para fallas en distintas celdas. La cantidad de fallas en las otras celdas debe ser igual o menor al número de fallas precalculado con la variable $n_{c_{falla}}$ para así proveer correctamente la potencia requerida.

Por último, aunque existan dos fallas en la simulación 4, el punto de operación no varía con respecto a la simulación 2 en donde se considera solamente una, esto ocurre al ser fallas en distintas fases.

5.1.3. Simulación Algoritmo 1. Igual cantidad de fallas. Diferente cantidad de celdas

Otro factor a considerar es como se comporta el sistema CHB a medida que se aumenta el número de celdas por fase. Para realizar la comparación se trabajan las simulaciones con solo una falla en la fase b, pero modificando el número de celdas en cada simulación.

La Tabla 5.4 muestra todas las simulaciones a realizar. La primera simulación considera dos celdas en serie por cada fase y la pérdida de una de ellas en una fase en particular. Las siguientes simulaciones aumentan en uno el número de celdas en cada fase hasta llegar a la simulación cinco, donde se consideran seis celdas por cada fase. Considerar que la condición de trabajo es la misma utilizada en simulaciones anteriores, mostrada en la Tabla 5.2.

Tabla 5.4: Simulaciones a realizar.

	número de celdas	número fallas	Potencia Total	Factor de Op.	Voltaje RMS Línea
Sim. 1	2	1	6.5 [kW]	0.8	380 [V]
Sim. 2	3	1	6.5 [kW]	0.8	380 [V]
Sim. 3	4	1	6.5 [kW]	0.8	380 [V]
Sim. 4	5	1	6.5 [kW]	0.8	380 [V]
Sim. 5	6	1	6.5 [kW]	0.8	380 [V]

Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 5.5, donde se muestra el número de paneles por celda a necesitar, la magnitud de las moduladoras de las fases con y sin falla y la potencia máxima alcanzable para compararla a la alcanzada en fases con y sin falla.

Tabla 5.5: Resultados de simulaciones.

	n_p p/celda	M de fase sin falla	M de fase con falla	P Máx. Panel	P Op. Panel de fase sin falla	P Op. Panel de fase con falla
2 celdas	10	0.419	0.879	265 [W]	108.33 [W]	216.67 [W]
3 celdas	5	0.563	0.878	265 [W]	144.44 [W]	215.67 [W]
4 celdas	4	0.526	0.715	265 [W]	135.42 [W]	181.33 [W]
5 celdas	3	0.563	0.715	265 [W]	144.44 [W]	179.24 [W]
6 celdas	2	0.715	0.878	265 [W]	181.33 [W]	215.67 [W]

La figura 5.6 representa el cambio de potencia de una celda sana antes y después de una falla en la misma fase. Pertenece a la simulación 3, donde se ocuparon 4 paneles para cada celda.

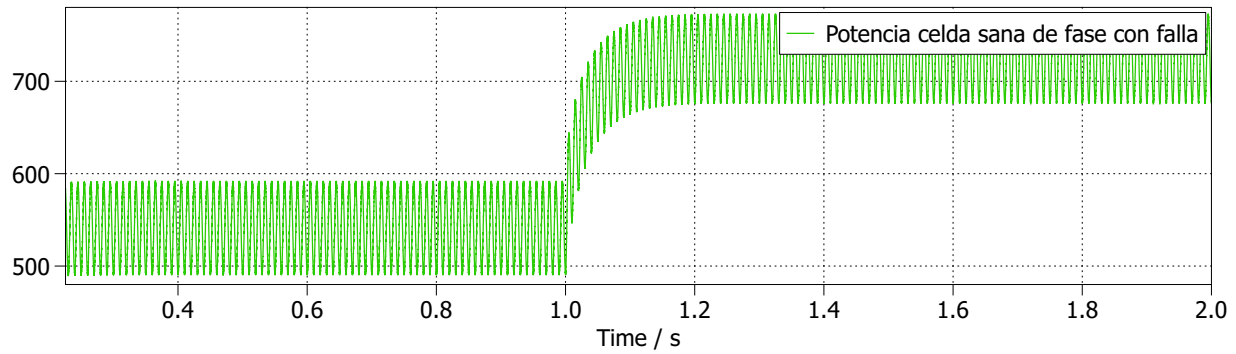


Figura 5.6: Potencia de celda sana en fase con falla.

También es posible comparar los resultados obtenidos en la Tabla 5.5 con el caso donde no se modela el sistema para compensar fallas, viendo las diferencias que eso conlleva. La comparación se muestra a continuación en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6: Resumen resultados de simulaciones con y sin falla.

	n_p modelo sin falla	n_p modelo con falla	M modelo sin falla	M modelo con falla	P Op. modelo sin falla	P Op. modelo con falla
2 celdas	5	10	0.878	0.419	216.66 [W]	108.33 [W]
3 celdas	4	5	0.715	0.563	180.56 [W]	144.44 [W]
4 celdas	3	4	0.715	0.526	180.56 [W]	135.42 [W]
5 celdas	2	3	0.878	0.563	216.66 [W]	144.44 [W]
6 celdas	2	2	0.715	0.715	181.33 [W]	181.33 [W]

5.1.4. Discusión

Se puede comprobar que el algoritmo responde de manera correcta a una o más fallas de celdas. Las cuales pueden ser múltiples fallas en una misma fase, como también en distintas fases.

El número de paneles para diseñar el sistema va a depender de la cantidad de fallas que se esperan solventar, como también, del número de celdas del sistema y la condición de potencia y voltaje pedidos.

Por otra parte, a partir de la Tabla 5.5 se observa que el número de paneles por celda disminuye a medida que se trabaja con una cantidad mayor de celdas por fase. También se aprecia que la moduladora en operación normal crece al mismo tiempo que aumenta el número de celdas por fase, aprovechando de mejor manera la potencia entregada por el panel solar. Esto se muestra en la potencia utilizada en operación normal para dos celdas, la cual es de 108.33 [W] de los 265 [W] que el panel puede entregar, siendo el peor de los casos. Esta gran diferencia se sostiene por el hecho de que al existir dos celdas por fase, si llega a fallar una, la restante debe duplicar la potencia entregada, por tanto, debe ser capaz de proveer el doble en la condición de operación con falla.

La figura 5.6 muestra la potencia de una celda sana en la fase donde ocurre la falla. La celda está entregando inicialmente 541 W y cuando ocurre la falla, la celda tiene que aumentar la potencia entregada para mantener la condición de trabajo, por lo que aumenta a 722 W. Los cálculos se realizan con las ecuaciones 4.1 y 4.2 y se corroboran con la gráfica mostrada.

La Tabla 5.6 muestra la diferencia entre una simulación con falla versus una sin falla. De la tabla 5.6 se observa como aumenta la cantidad de paneles cuando se desea suplir la pérdida de una celda. Situación que empeora a medida que se desea compensar la potencia perdida de más celdas en cierta fase. También se puede observar que la diferencia de moduladoras entre un diseño sin considerar fallas y otro considerando una falla disminuye a medida que aumenta el número de celdas, resultando en un mejor aprovechamiento de los recursos, en este caso, de la potencia dada por los paneles solares. De todas formas, el uso de la potencia entregada por los paneles solares al considerar una falla es, en todos los casos, menor al que si se diseñase el circuito sin considerar fallas, con excepción en el caso de 6 celdas. Este caso en particular ocurre, ya que, para esta condición de operación en particular, que se esperan 6.5 [kW] a la salida, los paneles de la fase con falla deben pasar de 181.33 [W] a 216.66[W] situación lograble para los paneles capaces de entregar hasta un máximo de 265 [W] de potencia.

5.2. Incorporación Algoritmo 2

En esta sección se trabaja el sistema utilizando el algoritmo 2 comentado anteriormente. Este algoritmo también entrega el número de paneles necesarios para suplir la pérdida de potencia dada por la falla en una o más celdas. La diferencia con el algoritmo 1, es que la moduladora de la fase con falla no se modifica. Se modifican las dos moduladoras restantes. Otra diferencia es que la moduladora se modifica tanto en amplitud como en fase.

Los voltajes de fase de las fases sin falla ahora sí sufren cambios, modificando el punto de operación de los arreglos fotovoltaicos. Por el contrario, los arreglos fotovoltaicos de la fase con falla no compensan la potencia perdida de su fase, manteniéndose en el punto de operación dado y, por ende, suministrando menor voltaje de fase y menor potencia que las demás fases.

Esto se logra anticipando la posible pérdida de una o más celdas e incorporando más paneles al arreglo fotovoltaico. El mínimo número de paneles necesarios lo entrega la ecuación 4.13, en conjunto con la ecuación 4.14.

Estas ecuaciones dependen de la potencia perdida que se deberá repartir entre las fases sin fallas, como también del voltaje necesario que deben compensar estas fases, el cual será el voltaje anterior a la falla multiplicado por la constante Alpha.

Por último, se hace uso del control explicado anteriormente con ciertas modificaciones. El control se mantiene separado por fases para que, aun con fallas, la fase se mantenga en el mismo punto de operación, mientras que las fases restantes se modifiquen en amplitud y fase. Este punto de operación existe gracias a encontrar el número de paneles necesario.

Para lograr esto se modifican las referencias respectivas para cada fase, ya que, según lo explicado en la ecuación 3.22 la moduladora y el voltaje de fase son los valores senoidales. Por lo tanto, modificando en fase y amplitud a uno, la otra variable también lo hará.

Las referencias cuando ocurra una falla dependerán de Alpha y Theta, los cuales son precalculados y, por tanto, las referencias también lo serán. Estas van a depender de en qué fase exista la falla de celda.

Por un lado, para la referencia de la fase con falla, su ángulo no se verá modificado, pero la magnitud sí, en una razón mostrada por el siguiente razonamiento matemático.

Se tiene la ecuación 5.1 para la fase a:

$$v_{f_{rms}}^a = v_{PV} \cdot n_c \cdot m^a. \quad (5.1)$$

Luego, en esta fase, ocurre una falla en una de sus celdas, por tanto la ecuación 5.1 cambia a la ecuación 5.2:

$$v_{f_{rms}}^a = v_{PV} \cdot (n_c - n_{c_{falla}}) \cdot m^a. \quad (5.2)$$

Como se desea mantener el punto de operación sin modificaciones para esta fase, el voltaje del arreglo fotovoltaico y la moduladora no deben modificarse. Por consiguiente, para mantener una igualdad con la ecuación 5.1 el voltaje de fase debe multiplicarse por una constante como se muestra en la ecuación 5.3:

$$\frac{(n_c - n_{c_{falla}})}{n_c} \cdot v_{f_{rms}}^a = v_{PV} \cdot (n_c - n_{c_{falla}}) \cdot m^a, \quad (5.3)$$

que es el inverso de la constante cte_{pv} definida en la ecuación 4.3.

Por otro lado, las referencias de las fases sin falla se deben modificar en ángulo y amplitud. La amplitud está dada por Alpha.

Esto genera que el algoritmo referente a las magnitudes dependa de en qué fase se presenta la falla, como se muestra en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7: Magnitudes Algoritmo 2.

	Magnitud Voltaje fase a	Magnitud Voltaje fase b	Magnitud Voltaje fase c
Falla en fase a	$V_{f_{rms}} \sqrt{2} \cdot \frac{1}{cte_{pv}}$	$V_{f_{rms}} \sqrt{2} \cdot Alpha$	$V_{f_{rms}} \sqrt{2} \cdot Alpha$
Falla en fase b	$V_{f_{rms}} \sqrt{2} \cdot Alpha$	$V_{f_{rms}} \sqrt{2} \cdot \frac{1}{cte_{pv}}$	$V_{f_{rms}} \sqrt{2} \cdot Alpha$
Falla en fase c	$V_{f_{rms}} \sqrt{2} \cdot Alpha$	$V_{f_{rms}} \sqrt{2} \cdot Alpha$	$V_{f_{rms}} \sqrt{2} \cdot \frac{1}{cte_{pv}}$

Para la fase que presenta falla, la magnitud del voltaje de fase se verá multiplicada por la inversa de la constante cte_{pv} , mientras que las otras fases se verán amplificadas por la constante Alpha, con el fin de suplir la pérdida de potencia.

Por otro lado, la fase del voltaje de fase de la fase sin falla va a depender de en que lado se encuentren de la fase con falla. Esto se explica con la figura 5.7.

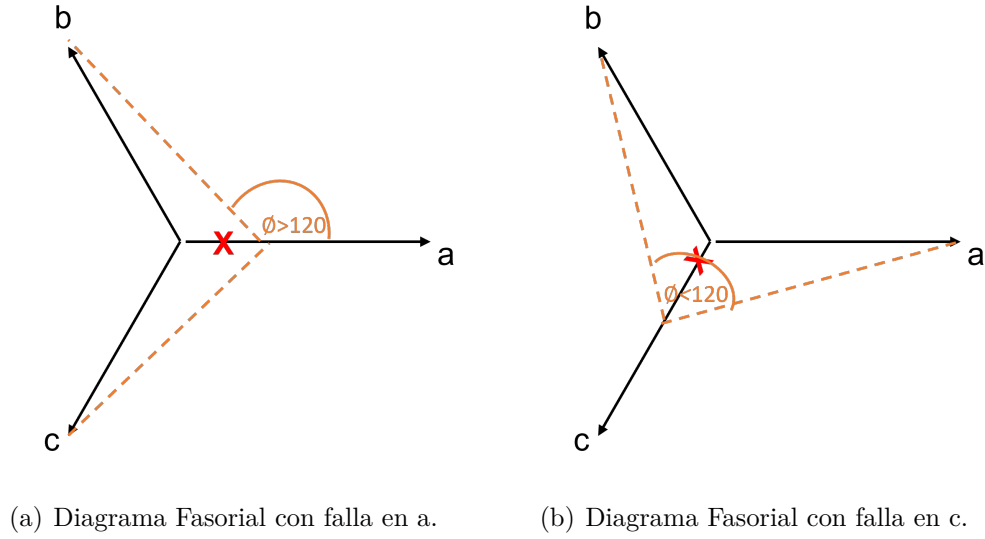


Figura 5.7: Diagramas Fasoriales al ocurrir una falla.

La fase b se aleja de la fase a cuando ocurre una falla en la fase a (ángulo de desfase entre a y b mayor a los 120° ya existentes en operación normal). Diferente el caso cuando ocurre una falla en la fase c, donde la fase b se termina acercando a la fase a (ángulo de desfase entre a y b menor a los 120° ya existentes en operación normal).

El algoritmo de las fases se muestra en la Tabla 5.8.

Tabla 5.8: Desfases Algoritmo 2.

	fase Voltaje fase a	fase Voltaje fase b	fase Voltaje fase c
Falla en fase a	0	$\frac{-2\pi}{3} - (\frac{\pi}{3} - Theta)$	$\frac{-4\pi}{3} + (\frac{\pi}{3} - Theta)$
Falla en fase b	$0 + (\frac{\pi}{3} - Theta)$	$\frac{-2\pi}{3}$	$\frac{-4\pi}{3} - (\frac{\pi}{3} - Theta)$
Falla en fase c	$0 - (\frac{\pi}{3} - Theta)$	$\frac{-2\pi}{3} + (\frac{\pi}{3} - Theta)$	$\frac{-4\pi}{3}$

5.2.1. Simulación Algoritmo 2, diferente cantidad de fallas

Se hace uso de switches en la simulación para recrear la falla en cierta celda y para decidir con cuantas celdas por fase trabajar, pudiendo trabajar entre 2 a 6 celdas por fase.

Se realiza la simulación con n_c igual a 5 celdas y se varía la cantidad de fallas n_{cfalla} entre 0 y 3 para la fase a. La Tabla 5.9 muestra las simulaciones a relizar. La primera simulación no presenta fallas, la segunda presenta una falla, la tercera presenta dos fallas y la cuarta simula cuatro celdas falladas.

Tabla 5.9: Simulaciones a realizar con Algoritmo 2.

	número de celdas	número fallas
Simulación 1	5	0
Simulación 2	5	1
Simulación 3	5	2
Simulación 4	5	3

La condición de trabajo se muestra en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10: Condición de operación.

Condición	Abreviación	Valor
Potencia Total	P_{total}	6.5 [kW]
Factor de Operación	$f.p$	0.8
Voltaje Rms Línea	V_{LLrms}	380 [V]

El algoritmo de Voltajes de referencia en simulación se presenta en la figura 5.8.

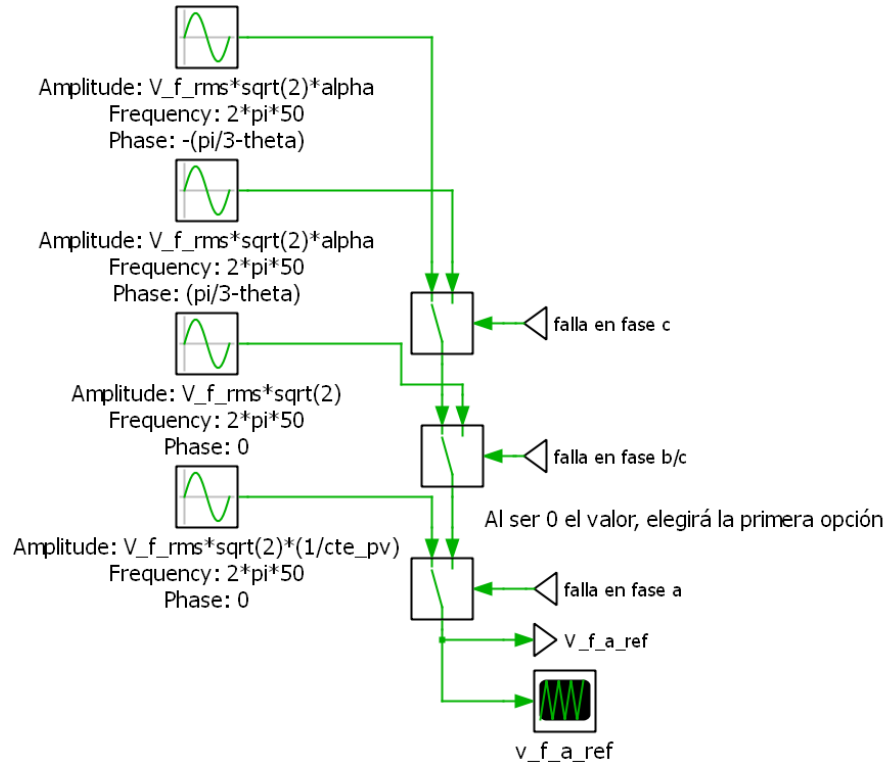


Figura 5.8: Modificación de Voltajes de Referencia.

Se muestran los resultados obtenidos en la simulación número 2, la cual presenta una falla a los 1.0 segundos en la fase a, específicamente, la primera celda. Los demás resultados se pueden revisar en el anexo IV.

Se simula el circuito en PLECS considerando la falla. La figura 5.9 muestra la potencia a la salida obtenida en el circuito con falla a los 1.0 segundos. La figura 5.10 muestra el voltaje de línea obtenido en el circuito al considerar una falla. La figura 5.11 muestra el voltaje de fase obtenido en el circuito al considerar una falla. La figura 5.12 muestra la corriente de carga obtenida en el circuito al considerar una falla. Por último, la figura 5.13 muestra a las moduladoras obtenidas en el circuito al considerar una falla y el cambio que realizan como entradas para suplir la pérdida de potencia.

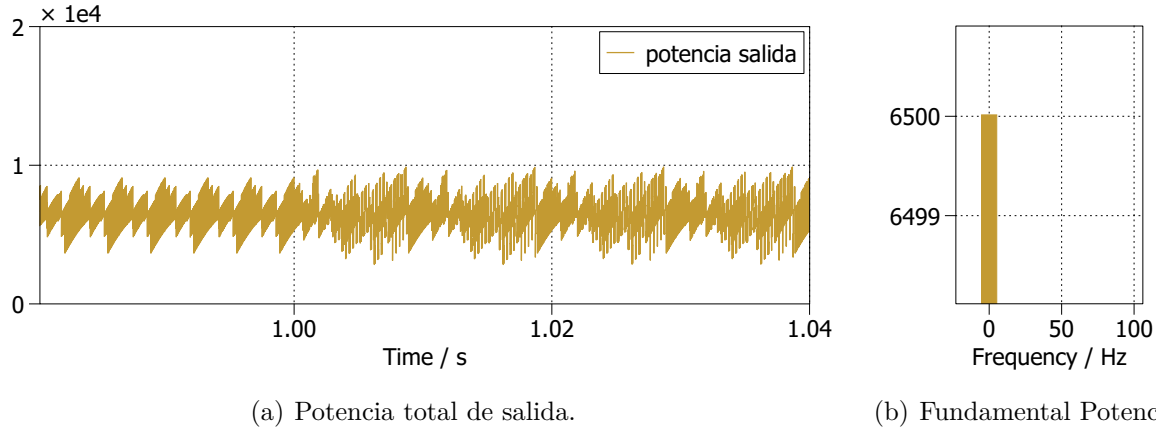


Figura 5.9: Potencia total de salida en LC con una falla y Alg.2.

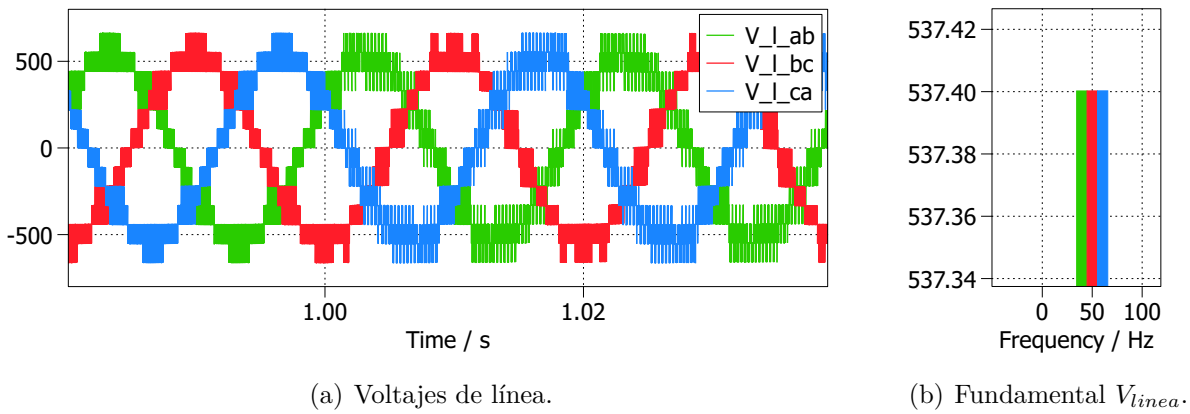
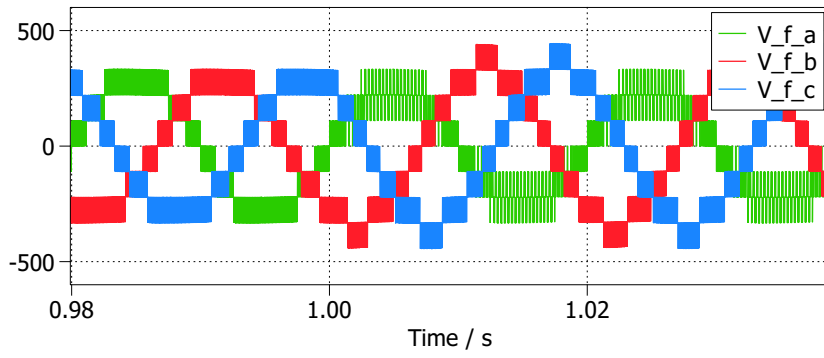
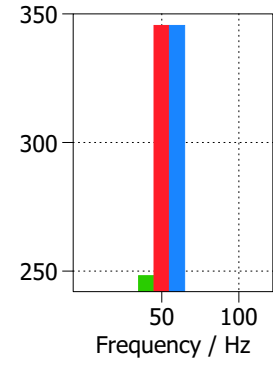


Figura 5.10: Voltajes de línea en LC con una falla y Alg.2.

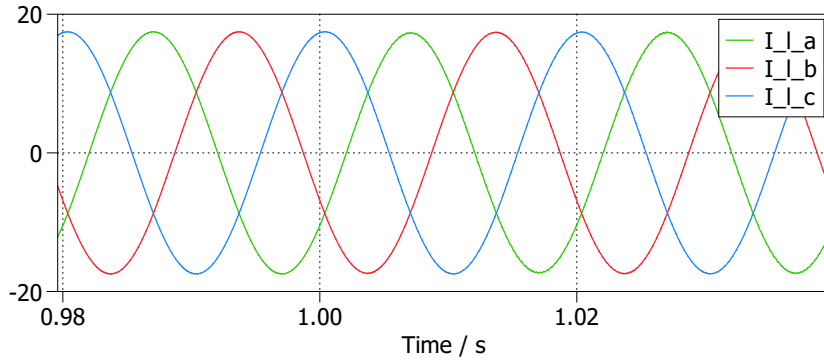


(a) Voltajes de fase.

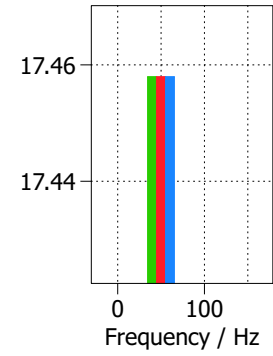


(b) Fundamental V_{fase} .

Figura 5.11: Voltajes de fase en LC con una falla y Alg.2.

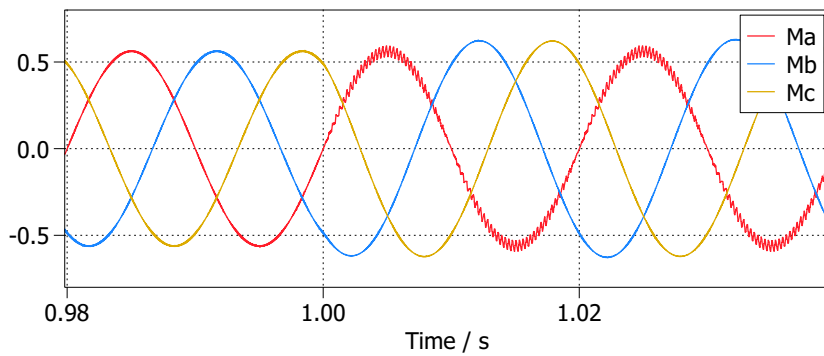


(a) Corrientes de carga.

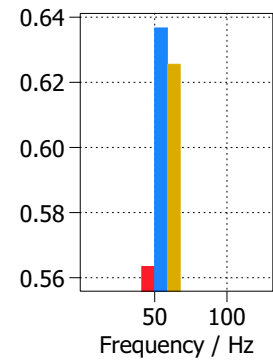


(b) Fundamental C_{carga} .

Figura 5.12: Corrientes de carga en LC con una falla y Alg.2.



(a) Moduladoras.



(b) Fundamental M .

Figura 5.13: Moduladoras en LC con una falla y Alg.2.

La Tabla 5.11 compara las cuatro simulaciones comentadas en la Tabla 5.9.

Tabla 5.11: Resumen resultados de simulaciones en condición de falla.

	n_p	M fase (a) c/falla	M fase (b)	M fase (c)	P Op. Panel fase (a) c/falla	P Op. Panel fase (b)	P Op. Panel fase (c)
0 fallas	2	0.877	0.877	0.877	216.65 [W]	216.65 [W]	216.65[W]
1 fallas	3	0.563	0.636	0.625	144.64 [W]	177.60 [W]	140.10 [W]
2 fallas	3	0.563	0.729	0.699	144.64 [W]	210.77 [W]	135.69 [W]
3 fallas	3	0.563	0.846	0.782	144.64 [W]	244.10 [W]	131.50 [W]

En la Tabla 5.12 se compara el número de paneles necesarios en cada algoritmo para un cierto número de fallas en una sola fase.

Tabla 5.12: Número de paneles necesarios en cada algoritmo.

	n_p algoritmo 1	n_p algoritmo 2
0 fallas	2	2
1 fallas	3	3
2 fallas	4	3
3 fallas	5	3
4 fallas	10	4

5.2.2. Discusión

De la figura 5.13 se observa como la moduladora de la fase a (fase con falla) mantiene su valor luego de la pérdida de una celda. Por otro lado, en la figura 5.9 la potencia a la salida logra mantener los 6.5 kW luego de la falla, condición de operación requerida. Del mismo modo, en la figura 5.10 los voltajes de línea mantienen los 380 Vrms pedidos. También se puede apreciar como los voltajes de línea están balanceados.

De la figura 5.11 se observa que el voltaje de la fase con falla (fase a) se mantiene en el mismo valor luego de la falla, corroborando lo comentado en la ecuación 5.3. Mientras que las fases restantes aumentan en amplitud en función de la constante Alpha.

De la figura 5.12 se observa que la pérdida de la celda a los 1.0 segundos no afecta la calidad de la onda, manteniendo su forma senoidal, el balance entre ellas y la amplitud. Por tanto, se puede afirmar que la carga no se percata de la pérdida de la celda.

Lo diferente a lo teóricamente planteado son las moduladoras de las dos fases restantes mostradas en la figura 5.13. Estas sí logran el desfase esperado, en donde las señales Mb y Mc más están cercas entre ellas que con respecto a Ma. Diferente caso es para la amplitud de estas dos moduladoras, donde no mantuvieron un mismo valor, siendo que se esperaba un aumento de su magnitud por Alpha en ambas fases.

De la Tabla 5.11 se observa que el número de paneles requeridos no aumenta a medida que se generan más fallas en una fase. Esto se debe a que el panel entrega como máximo 265[W] de potencia y, aún con tres fallas, los paneles no son llevados a trabajar a una potencia mayor a la máxima para así requerir la incorporación de un nuevo panel. Por lo mismo, la potencia de la celda con falla, al no incorporar nuevos paneles, se mantiene en 144.64 W, de igual forma que su moduladora.

El panel trabaja en su mejor punto de operación cuando no se consideran posibles fallas en el sistema, como se muestra en los valores obtenidos de la simulación 1. Al considerar una posible falla, el número de paneles necesarios aumenta en 1, modificando el punto de operación requerido, manteniendo la cantidad de paneles necesarios hasta un máximo de tres fallas.

De la Tabla 5.12 se observa la ganancia en costo y cantidad de paneles por celda requeridos para compensar la pérdida de una o más fallas. Siendo el caso de 4 falla el más notorio, requiriéndose solo cuatro paneles por celda para el algoritmo 2, en comparación a los diez requeridos por el algoritmo 1.

5.2.3. Simulación Algoritmo 2. Igual cantidad de fallas. Diferente cantidad de celdas

Otro factor a considerar es como se comporta el sistema CHB con el nuevo algoritmo a medida que se aumenta el número de celdas por fase. Para realizar la comparación se trabajan las simulaciones con solo una falla en la celda b, pero modificando el número de celdas en cada simulación.

La Tabla 5.13 muestra las cinco simulaciones a realizar. La primera simulación parte con dos celdas por cada fase y en cada nueva simulación va aumentando en uno el número de celdas por fase hasta llegar a seis celdas en la última simulación.

Tabla 5.13: Resumen de parámetros en simulaciones a realizar.

	número de celdas	número fallas	Potencia Total	Factor de Op.	Voltaje RMS Línea
Sim. 1	2	1	6.5 [kW]	0.8	380 [V]
Sim. 2	3	1	6.5 [kW]	0.8	380 [V]
Sim. 3	4	1	6.5 [kW]	0.8	380 [V]
Sim. 4	5	1	6.5 [kW]	0.8	380 [V]
Sim. 5	6	1	6.5 [kW]	0.8	380 [V]

La Tabla 5.14 presenta los resultados obtenidos en las cinco simulaciones realizadas. Se muestra el número de celdas, el número de paneles, la magnitud de la moduladora para cada fase y la potencia de la carga para cada fase.

Tabla 5.14: Resumen resultados de simulaciones.

n_c	n_p	M fase (a)	M fase (b) c/falla	M fase (c)	P Op. Panel fase (a)	P Op. Panel fase (b) c/falla	P Op. Panel fase (c)
2	7	0.797	0.607	0.855	143.19 [W]	154.97 [W]	243.23 [W]
3	4	0.855	0.714	0.915	171.77 [W]	183.35 [W]	249.75 [W]
4	3	0.815	0.715	0.851	173.84 [W]	181.00 [W]	232.47 [W]
5	3	0.626	0.563	0.636	140.01 [W]	144.60 [W]	177.60 [W]
6	2	0.780	0.710	0.800	176.00 [W]	179.26 [W]	215.01 [W]

La Tabla 5.15 compara el número de paneles necesarios en cada algoritmo con el caso donde no se modela el sistema para suplir fallas. La comparación se hace en función del número de celdas a utilizar, entre 2 a 6, viendo las diferencias que eso conlleva.

Tabla 5.15: Número de paneles necesarios en cada algoritmo.

	n_p sin algoritmo	n_p algoritmo 1	n_p algoritmo 2
2 celdas	5	10	7
3 celdas	4	5	4
4 celdas	3	4	3
5 celdas	2	3	3
6 celdas	2	2	2

5.2.4. Discusión

El algoritmo propuesto, al utilizarse en conjunto con el control ya establecido, logra encontrar el punto de operación necesario para cumplir con los requerimientos pedidos. Si bien la fase de las moduladoras es la misma precalculada, la magnitud no lo es. Esto puede ser causa de que las fuentes de alimentación no son fuentes DC constantes, si no más bien paneles solares con su respectiva curva de potencia en función de voltaje mostrada en la figura 2.3, ya que cumplir con los requerimientos de voltaje y de potencia suponen puntos en la curva del panel diferentes para cada fase por el hecho de ser desfados en Theta.

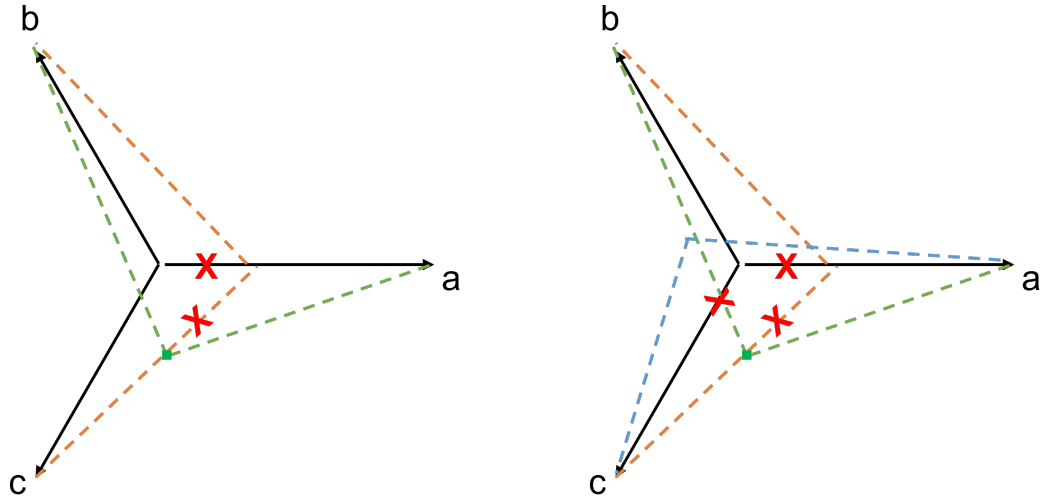
A partir de la Tabla 5.14 se observa que en ningún caso las moduladoras trabajan a un valor menor a 0.55, utilizando los recursos de manera eficiente. De igual manera, existen casos en donde la potencia de operación del panel es cercana a la máxima. Esto tiene sus ventajas y desventajas, si bien es útil trabajar con la mayor cantidad de potencia que se le puede extraer al panel, por temas de costo y eficiencia, también puede ser contraproducente en lugares donde no siempre existirán las condiciones meteorológicas ideales, viéndose degradado ese punto de máxima potencia, perdiendo la posibilidad de seguir trabajando en la condición de operación deseada ante alguna falla.

Se aprecia una mejora considerable con respecto al algoritmo 1 en el número de paneles solares por cada celda necesario para compensar la(s) falla(s), siendo igual a la cantidad estándar necesaria para solo operar el sistema en la mayoría de los casos estudiados.

Esto último se muestra en la Tabla 5.12 la cual compara en función de la cantidad de fallas. De igual manera ocurre lo mismo cuando se compara en función de la cantidad de celdas, como lo mostrado en la tabla 5.15.

De la Tabla 5.15 se observa gran diferencia entre algoritmos al considerar un menor número de celdas, donde el algoritmo 2 es el más recomendable al utilizar menor número de paneles solares para compensar la pérdida de una celda. Si bien, se necesitan considerar una cantidad extra de paneles en comparación a un sistema sin intención de remediar fallos de celdas (de 5 pasa a 7), la cantidad no crece de manera abrupta, siendo iguales en todos los casos a excepción del caso con dos celdas en serie por fase.

El algoritmo logra compensar la potencia cuando ocurren una o más fallas en una sola fase. Para ampliar el algoritmo a fallas en dos fases, se propone utilizar por segunda vez el método de obtención de Alpha y Theta mostrado en la figura 4.5. Del mismo modo, si ocurren fallas en las tres fases, el algoritmo se debiese volver a ocupar en el resultado obtenido con fallas en dos fases. Lo anterior se representa en la figura 5.14.



(a) Algoritmo 2 para dos fases con falla.

(b) Algoritmo 2 para tres fases con falla.

Figura 5.14: Utilización de algoritmo 2 para mayor cantidad de fallas.

6. Conclusiones

6.1. Sumario

En la presente memoria de título se realizó la modelación y simulación de un sistema basado en unidades de generación solar ante fallas en una de sus celdas. Se realizó un estudio bibliográfico para conocer las formas de compensar las fallas en las diferentes topologías de convertidores multinivel existentes, lo que permitió diseñar un control adecuado para el seguimiento del voltaje de fase. Se implementó en simulación comprobando su correcto funcionamiento. Con el control funcionando, se diseñaron e implementaron en simulación dos algoritmos capaces de compensar la disminución de potencia causada por fallas, optimizando el número de paneles necesarios, incluso hasta el mínimo requerido para operar.

6.2. Conclusiones

La estrategia de control propuesta es útil a la hora de incorporar cualquiera de los dos algoritmos creados para la compensación de fallas. Con ésta, el algoritmo 1 debe encontrar la cantidad de paneles necesarios, mientras que el algoritmo 2, además de encontrar la cantidad de paneles, modifica las referencias en función del Alpha y Theta obtenidos.

Ambos algoritmos logran satisfactoriamente cumplir el propósito de optimizar la generación de potencia ante unidades de falla. El algoritmo 1 mantiene la condición de operación deseada aún en presencia de una o más fallas en una fase, como también, en varias fases.

Por otro lado, el algoritmo 2 se estudió en presencia de fallas en una sola fase, logrando un mejor desempeño que el algoritmo 1 en relación al número de paneles necesarios para compensar la pérdida de potencia.

Ambos algoritmos se realizan con la premisa de poder elegir el número de paneles solares idénticos a utilizar como fuentes de alimentación. Esto supone que el estudio debe realizarse antes de la instalación de granjas solares, como forma de asesoramiento. Para esto se debe decidir con cuantas posibles fallas de celdas se trabajará.

Por su parte, el algoritmo 2 se destaca en la baja cantidad de recursos extras para suplir las posibles fallas en una sola fase, llegando incluso a cantidades necesarias para operar el sistema en una condición donde no fueron calculadas posibles fallas. Significando que no solo es capaz de prever posibles fallas antes de la realización de una granja de paneles solares, si no, incluso, en plantas ya establecidas donde la cantidad de paneles por celda ya es fija.

El estudio realizado no solo se limita a 6 celdas por fase, si no que está hecho para un número n de celdas conectadas en serie. Tampoco a la condición de operación utilizada en este trabajo, siendo posible cambiar la potencia requerida a la salida, o bien, el voltaje de línea esperado y seguir cumpliendo.

6.3. Trabajo Futuro

Como trabajos futuros, queda estudiar la posibilidad de ampliar la capacidad del algoritmo 2, pudiendo no solo compensar fallas en una misma fase, sino también múltiples fallas en distintas fases.

Aparte de realizar el estudio para compensar potencia por pérdida de celdas del sistema, se debe complementar con la propia pérdida de potencia que los paneles solares sufren ante condiciones meteorológicas adversas.

Complementar el trabajo considerando cambios en la carga, teniendo que solucionar el desbalance de voltajes del sistema al perder una o más fallas, como también una carga desbalanceada que varía en el tiempo.

Por último, ver la posibilidad, según las necesidades, de incorporar un control interno de corriente i_s , como también mejorar el control externo de voltaje utilizado en este trabajo.

Referencias

- [1] Y. Gopal, M. Lalwani and D. Birla, “Genetic algorithm based cascaded H-bridge multilevel inverters for PV system with MPPT technique,” *2017 International Conference on Information, Communication, Instrumentation and Control (ICICIC)*, Indore, India, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICOMICON.2017.8279127.
- [2] S. N. Adithya and Raghu Raman S, “Study of Multilevel Sinusoidal PWM methods for cascaded h-bridge multilevel inverters,” *2014 IEEE 2nd International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES)*, Chennai, India, 2014, pp. 249-254, doi: 10.1109/ICEES.2014.6924176.
- [3] O. Zolfagharian, M. Farsijani, E. Keyvanloo and M. Tavakoli Bina, “A New Modulation Technique for Improving the Performance of Two-Phase Cascaded H-bridge Multilevel Inverter,” *2022 13th Power Electronics, Drive Systems, and Technologies Conference (PEDSTC)*, Tehran, Iran, Islamic Republic of, 2022, pp. 202-206, doi: 10.1109/PEDSTC53976.2022.9767243.
- [4] P. S. Sanjay, P. R. Tanaji and S. K. Patil, “Symmetrical Multilevel Cascaded H-Bridge Inverter Using Multicarrier SPWM Technique,” *2018 3rd International Conference for Convergence in Technology (I2CT)*, Pune, India, 2018, pp. 1-4, doi: 10.1109/I2CT.2018.8529331.
- [5] I. Sarkar and B. G. Fernandes, “Fault-tolerant operation of nine-level hybrid symmetric cascaded multilevel converter,” *2017 National Power Electronics Conference (NPEC)*, Pune, India, 2017, pp. 191-196, doi: 10.1109/NPEC.2017.8310457.
- [6] C. Turpin, P. Baudesson, F. Richardeau, F. Forest and T. A. Meynard, “Fault management of multicell converters,” in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 49, no. 5, pp. 988-997, Oct. 2002, doi: 10.1109/TIE.2002.803196.
- [7] P. Lezana, R. Aguilera and J. Rodriguez, “Fault Detection on Multicell Converter Based on Output Voltage Frequency Analysis,” in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 6, pp. 2275-2283, June 2009, doi: 10.1109/TIE.2009.2013845.
- [8] E. R. C. da Silva, A. Soares de O., C. B. Jacobina, R. L. Ribeiro, L. C. A. Melo and H. Razik, “Compensation of Switch Faults in a Three-Level Inverter,” *2008 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, Edmonton, AB, Canada, 2008, pp. 1-6, doi: 10.1109/08IAS.2008.285.

- [9] E. R. C. da Silva, A. Soares de O., C. B. Jacobina, R. L. Ribeiro, L. C. A. Melo and H. Razik, "Compensation of Switch Faults in a Three-Level Inverter," *2008 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, Edmonton, AB, Canada, 2008, pp. 1-6, doi: 10.1109/08IAS.2008.285.
- [10] Aguayo Alquicira, Jesús et al. Analysis of a cascaded multilevel inverter with fault-tolerant control. *Ing. Investig.* [online]. 2011, vol.31, n.3, pp.66-79. Available: <http://www.scielo.org.co/pdf/iei/v31n3/v31n3a08.pdf>
- [11] S. Pany and S. B. Karanki, "Algorithm for Fault-Tolerant Operation of Cascaded H-Bridge Multilevel Inverter," *2021 IEEE 12th Energy Conversion Congress & Exposition - Asia (ECCE-Asia)*, Singapore, Singapore, 2021, pp. 926-931, doi: 10.1109/ECCE-Asia49820.2021.9478988.
- [12] L. Hassaine, "Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva para Inversores. Aplicación a Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red", Tesis Doctoral, Depto. de Tecnología Electrónica, Univ. Carlos III de Madrid, Leganés, España, 2010.
- [13] J. J. Negroni, "Análisis y Diseño de Controladores para Inversores Multinivel en Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red", Tesis Doctoral, Depto. De Ingeniería Electrónica, Universidad Politécnica de Cataluña, Barcelona, España, 2007.
- [14] L. G. Franquelo, J. Rodriguez, J. I. Leon, S. Kouro, R. Portillo and M. A. M. Prats, "The age of multilevel converters arrives," in *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 2, no. 2, pp. 28-39, June 2008, doi: 10.1109/MIE.2008.923519.
- [15] J. Guachalá, "Implementación de una Celda de un Inversor Multinivel en Cascada", Tesis Grado, Fac. Ing. En Ciencias Aplicadas, Univ. Técnica del Norte, Ibarra, Ecuador, 2022.
- [16] Swarnim and S. Kamlu, "Comparative analysis for Cascaded H-Bridge Multilevel Inverter," *2024 3rd International Conference for Innovation in Technology (INOCON)*, Bangalore, India, 2024, pp. 1-6, doi: 10.1109/INOCON60754.2024.10511338.
- [17] N. Booma and N. Sridhar, "Nine level cascaded H-bridge multilevel DC-link inverter," *2011 International Conference on Emerging Trends in Electrical and Computer Technology*, Nagercoil, India, 2011, pp. 315-320, doi: 10.1109/ICETECT.2011.5760135.

- [18] G. Deshmukh, P. Chaturvedi and V. Rajderkar, “Analysis of Cascaded H-Bridge Multilevel Inverter,” *2022 International Conference on Futuristic Technologies (INCOFT)*, Belgaum, India, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/INCOFT55651.2022.10094363.
- [19] M.C. Roberto Martínez, “Cogeneración de energía eléctrica usando sistemas solares térmicos y convertidores multinivel”, Tesis Doctoral, Fac. Ciencias, Univ. Autónoma de San Luis Potosí, S.L.P., México, 2016.
- [20] A. Sánchez, “Diseño y Construcción de Inversor Multinivel Para Interconexión de Paneles Fotovoltaicos a la Red Eléctrica”, Tesis Maestría, Unidad Académica de ing. Ele., Universidad Autónoma de Zacatecas, Zacatecas, México, 2018.
- [21] C. Rodríguez, “Desarrollo e Implementación del Inversor Packet U-Cell de 7 Niveles”, Memoria de Título, Dpto. de Ing. Eléctrica, Universidad de Concepción, Concepción, Chile, 2018.

Anexos

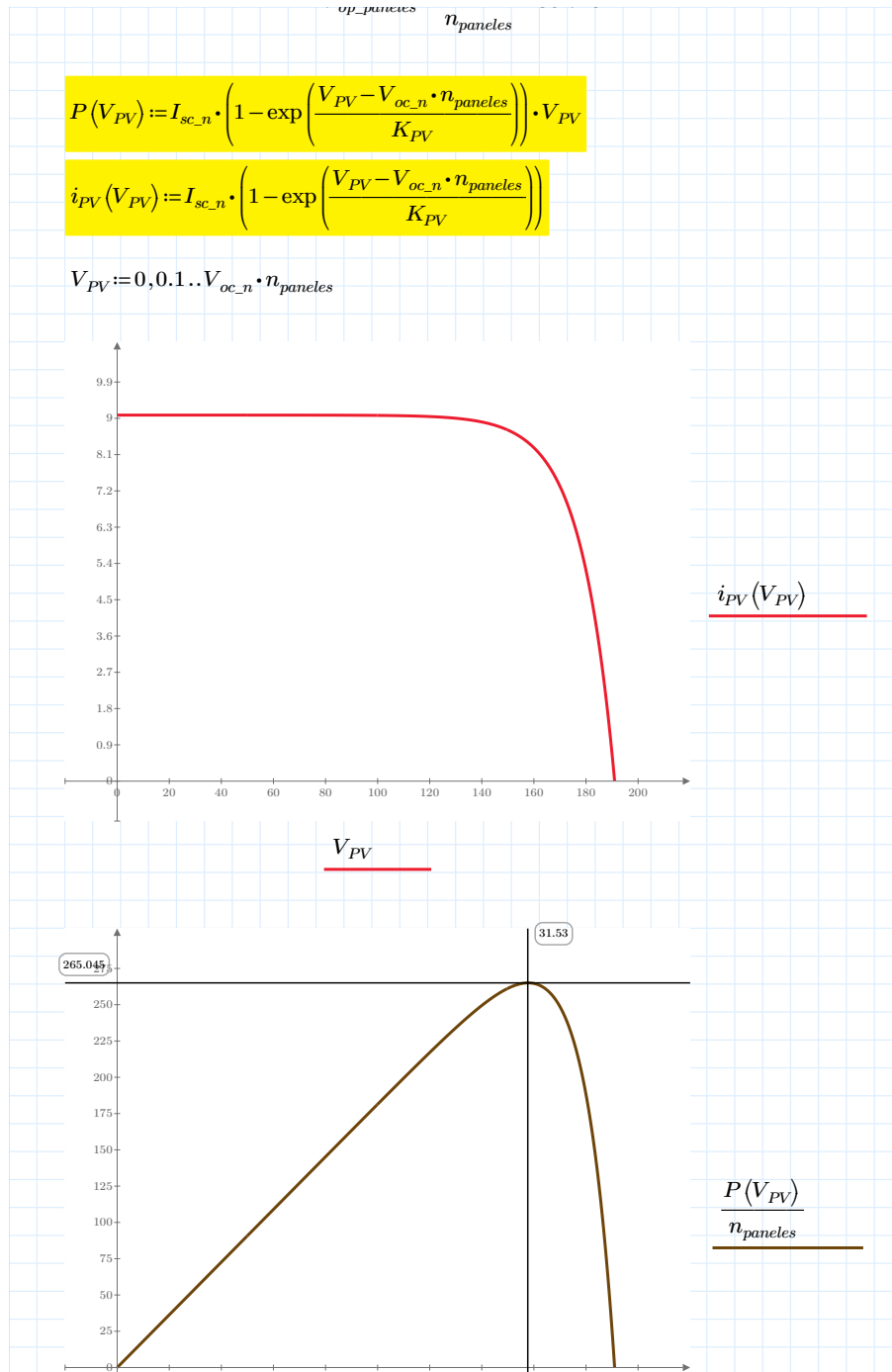
Anexo I: hoja de cálculo Mathcad

A continuación se adjunta la hoja de cálculo realizada en Mathcad para la obtención del modelo matemático.

$n_c := 3$ numero de celdas $P_{total} := 6.5 \cdot 10^3$ $fp := 0.8$
 $n_{cfalla} := 1$
 $cte_{pv} := \frac{n_c}{n_c - n_{cfalla}} = 1.5$ $S := \frac{P_{total}}{fp} = 8.125 \cdot 10^3$ $M_{max} := 1$
 $V_{LL} := 380 \cdot \sqrt{2}$ $V_F := \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} = 310.269$
 $P_{falla_celda} := \frac{P_{total}}{3 \cdot n_c} \cdot cte_{pv} = 1.083 \cdot 10^3$ $P_{op_celda} := \frac{P_{total}}{3 \cdot n_c} = 722.222$
 $V_{oc_n} := 38.2$ $I_{sc_n} := 9.08$ $P_{max} := 265$ $V_{P_Max} := 31.7$
 $n1_{paneles} := \text{ceil}\left(\frac{P_{falla_celda}}{P_{max}}\right) = 5$ redondear al entero siguiente
 $n2_{paneles} := M_{max} \cdot V_{P_Max} \cdot n2_{paneles} = 310.269 \cdot \frac{1}{n_c - n_{cfalla}} \xrightarrow{\text{solve}, n2_{paneles}} 4.893832807570977918$
 $n_{paneles} := \text{ceil}\left(\frac{n1_{paneles} + n2_{paneles}}{2}\right) = 5$
 $P_{falla_paneles} := \frac{P_{total}}{3 \cdot n_c \cdot n_{paneles}} \cdot cte_{pv} = 216.667$ $P_{op_paneles} := \frac{P_{total}}{3 \cdot n_c \cdot n_{paneles}} = 144.444$
 $K_{PV} := P_{max} = I_{sc_n} \cdot \left(1 - \exp\left(\frac{V_{P_Max} \cdot n_{paneles} - V_{oc_n} \cdot n_{paneles}}{K_{PV}}\right)\right) \cdot V_{P_Max} \xrightarrow{\text{solve}, K_{PV}} 12.82530581490521$
 $K_{PV} = 12.825$

$V_{opp} := 400$
 $P_{op_celda} = I_{sc_n} \cdot \left(1 - \exp\left(\frac{V_{opp} - V_{oc_n} \cdot n_{paneles}}{K_{PV}}\right)\right) \cdot V_{opp}$
 $z := \text{find}(V_{opp})$

 $z = 183.725$ $V_{opp} := z = 183.724554$
 $V_{oc_paneles} := \frac{V_{opp}}{n_{paneles}} = 36.745$



$$\frac{V_{PV}}{n_{paneles}}$$

ECUACIONES

para el punto de operación puedo decir que todos están recibiendo el mismo voltaje y la misma moduladora, con una misma corriente i_{PV}

CARGA

$$L_o \cdot \left(\frac{d}{dt} i_{s_a} \right) + R_o \cdot i_{s_a} = M_{a_1} \cdot v_{dc_{a1}} + M_{a_2} \cdot v_{dc_{a2}} + M_{a_3} \cdot v_{dc_{a3}}$$

$$\frac{d}{dt} i_{s_b} = \frac{M_{b_1} \cdot v_{dc_{b1}} + M_{b_2} \cdot v_{dc_{b2}} + M_{b_3} \cdot v_{dc_{b3}}}{L_o} - \frac{R_o \cdot i_{s_b}}{L_o}$$

$$\frac{d}{dt} i_{s_c} = \frac{M_{c_1} \cdot v_{dc_{c1}} + M_{c_2} \cdot v_{dc_{c2}} + M_{c_3} \cdot v_{dc_{c3}}}{L_o} - \frac{R_o \cdot i_{s_c}}{L_o}$$

$$\frac{d}{dt} i_{s_{abc}} = \frac{-R_o}{L_o} \cdot i_{s_{abc}} + \frac{n_c \cdot v_{dc_{a1}}}{L_o} \cdot M_{abc_1}$$

ENTRADA

$$C \cdot \left(\frac{d}{dt} v_{dc_{a1}} \right) = - (M_{a_1} \cdot i_{s_{a1}}) + i_{PV_{a1}}$$

$$\frac{d}{dt} v_{dc_{b1}} = \frac{- (M_{b_1} \cdot i_{s_{b1}})}{C} + \frac{i_{PV_{b1}}}{C}$$

$$\frac{d}{dt} v_{dc_{c1}} = \frac{- (M_{c_1} \cdot i_{s_{c1}})}{C} + \frac{i_{PV_{c1}}}{C}$$

$$\frac{d}{dt} v_{dc_{a1}} = \frac{1}{C} \cdot i_{PV_{a1}} - \frac{1}{3 \cdot C} \cdot (i_{s_{a1}} + M_{a_1} + i_{s_{b1}} \cdot M_{b_1} + i_{s_{c1}} \cdot M_{c_1})$$

$$\frac{d}{dt} v_{dc_{a1}} = \frac{1}{C} \cdot i_{PV_{a1}} - \frac{1}{3 \cdot C} \cdot (i_{s_{abc}}^T \cdot M_{abc_1})$$

ejes dq0

$$f_m := 50$$

$$\omega := 2 \cdot \pi \cdot f_m = 314.159$$

$$W := \begin{bmatrix} 0 & -\omega & 0 \\ \omega & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$T_{abc_dq0}(t) := \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} \sin(\omega \cdot t) & \sin\left(\omega \cdot t - 2 \cdot \frac{\pi}{3}\right) & \sin\left(\omega \cdot t - 4 \cdot \frac{\pi}{3}\right) \\ \cos(\omega \cdot t) & \cos\left(\omega \cdot t - 2 \cdot \frac{\pi}{3}\right) & \cos\left(\omega \cdot t - 4 \cdot \frac{\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix}$$

$$x_{dq0}(t) = T_{abc_dq0}(t) \cdot x_{abc}(t)$$

$$T_{dq0_abc}(t) := T_{abc_dq0}(t)^T$$

$$x_{abc}(t) = T_{dq0_abc}(t) \cdot x_{dq0}(t)$$

$$T_{abc_dq0}(t)^T = T_{abc_dq0}(t)^{-1}$$

$$\frac{d}{dt} x_{abc}(t) = T_{dq0_abc}(t) \cdot \left(W \cdot x_{dq0}(t) + \frac{d}{dt} x_{dq0}(t) \right)$$

carga

$$\frac{d}{dt} i_{s_abc} = \frac{-R_o}{L_o} \cdot i_{s_abc} + \frac{n_c \cdot v_{dc_a1}}{L_o} \cdot M_{abc_1}$$

$$T_{dq0_abc}(t) \cdot \left(W \cdot i_{s_dq0} + \frac{d}{dt} i_{s_dq0} \right) = \frac{-R_o}{L_o} \cdot T_{dq0_abc}(t) \cdot i_{s_dq0} + \frac{n_c \cdot v_{dc_a1}}{L_o} \cdot T_{dq0_abc}(t) \cdot M_{dq0}$$

$$\left(W \cdot i_{s_dq0} + \frac{d}{dt} i_{s_dq0} \right) = \frac{-R_o}{L_o} \cdot i_{s_dq0} + \frac{n_c \cdot v_{dc_a1}}{L_o} \cdot M_{dq0}$$

$$\frac{d}{dt} i_{s_dq0} = \frac{-R_o}{L_o} \cdot i_{s_dq0} - W \cdot i_{s_dq0} + \frac{n_c \cdot v_{dc_a1}}{L_o} \cdot M_{dq0}$$

entrada

$$\frac{d}{dt} v_{dc_a1} = \frac{1}{C} \cdot i_{PV_a1} - \frac{1}{3 \cdot C} \cdot (i_{s_abc}^T \cdot M_{abc_1})$$

$$\frac{d}{dt} v_{dc_a1} = \frac{1}{C} \cdot i_{PV_a1} - \frac{1}{3 \cdot C} \cdot \left((T_{dq0_abc}(t) \cdot i_{s_dq0})^T \cdot T_{dq0_abc}(t) \cdot M_{dq0} \right)$$

$$\frac{d}{dt} v_{dc_a1} = \frac{1}{C} \cdot i_{PV_a1} - \frac{1}{3 \cdot C} \cdot \left((i_{s_dq0})^T \cdot T_{dq0_abc}(t)^T \cdot T_{dq0_abc}(t) \cdot M_{dq0} \right)$$

$$\frac{d}{dt} v_{dc_a1} = \frac{1}{C} \cdot i_{PV_a1} - \frac{1}{3 \cdot C} \cdot \left((i_{s_dq0})^T \cdot M_{dq0} \right)$$

$$(A \cdot B)^T = B^T \cdot A^T$$

$$\frac{d}{dt} v_{dc_a1} = \frac{1}{C} \cdot i_{PV_a1} - \frac{1}{3 \cdot C} \cdot (i_{s_dq0} + i_{s_dq0})$$

resolviendo

$$\begin{bmatrix} \frac{d}{dt} i_{s_d}(t) \\ \frac{d}{dt} i_{s_q}(t) \\ 0 \end{bmatrix} = - \left(W + \frac{R_o}{L_o} \right) \cdot i_{s_dq0} + \frac{n_c \cdot v_{dc_a1}}{L_o} \cdot M_{dq0}$$

$$\frac{d}{dt} i_{s_d}(t) = - \frac{R_o}{L_o} \cdot i_{s_d} + \omega \cdot i_{s_q} + \frac{n_c \cdot v_{dc_a1}}{L_o} \cdot M_d$$

$$\frac{d}{dt} i_{s_q}(t) = - \frac{R_o}{L_o} \cdot i_{s_q} - \omega \cdot i_{s_d} + \frac{n_c \cdot v_{dc_a1}}{L_o} \cdot M_q$$

$$\frac{d}{dt} v_{dc_a1} = \frac{1}{C} \cdot i_{PV_a1} - \frac{1}{3 \cdot C} \cdot \begin{bmatrix} i_{s_d}(t) \\ i_{s_q}(t) \\ 0 \end{bmatrix}^T \cdot \begin{bmatrix} M_d \\ M_q \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\frac{d}{dt} v_{dc_a1} = \frac{1}{C} \cdot i_{PV_a1} - \frac{1}{3 \cdot C} \cdot \begin{bmatrix} i_{s_d}(t) & i_{s_q}(t) & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} M_d \\ M_q \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\frac{d}{dt} v_{dc_a1} = \frac{1}{C} \cdot i_{PV_a1} - \frac{1}{3 \cdot C} \cdot (i_{s_d}(t) \cdot M_d + i_{s_q}(t) \cdot M_q)$$

$$M = V_F \cdot \frac{1}{n_c \cdot v_{dc_a1}} \quad V_F = 310.269 \quad v_{dc_a1} = \text{incognita} \quad C := 10.1 \cdot 10^{-3} \\ n_c = 3$$

$$m_{r_a}(t, M) = M \cdot \sin(\omega \cdot t)$$

$$M_d = M \cdot \sqrt{3}$$

$$n_f := 2048 \quad t_f := 0.02 \quad n := 0 \dots n_f \quad t := 0, \frac{t_f}{n_f} \dots t_f$$

$$V_{F_d} := \frac{V_F}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} = 380 \quad V_{F_q} := 0$$

para despejar Rs

para despejar Ls

$$R_o := \frac{3 \cdot \left(\left(\frac{380 \cdot \sqrt{2} \cdot fp}{\sqrt{3}} \right)^2 \right)}{2 \cdot P_{total}} = 14.21785$$

$$L_o := \frac{(R_o) \cdot \sqrt{-(fp^2 - 1)}}{\omega \cdot fp} = 0.03394$$

Valores de prueba

$$M_d := 1 \quad M := 0.2 \quad i_{s_d} := 27 \quad v_{dc_{a1}} := 400 \quad i_{s_q} := -20 \quad M_q := 0$$

$$M_d = M \cdot \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}}$$

$$0 = -\frac{R_o}{L_o} \cdot i_{s_d} + \omega \cdot i_{s_q} + \frac{(n_c) \cdot v_{dc_{a1}} \cdot M_d}{L_o}$$

$$0 = -\frac{R_o}{L_o} \cdot i_{s_q} - \omega \cdot i_{s_d} + \frac{(n_c) \cdot v_{dc_{a1}} \cdot M_q}{L_o}$$

$$0 = \frac{1}{C} \cdot I_{sc_n} \cdot \left(1 - \exp \left(\frac{v_{dc_{a1}} - V_{oc_n} \cdot n_{paneles}}{K_{PV}} \right) \right) - \frac{1}{3 \cdot C} \cdot (i_{s_d} \cdot M_d + i_{s_q} \cdot M_q)$$

$$v_{dc_{a1}} \cdot \begin{bmatrix} M_d \\ M_q \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{F_d} \\ V_{F_q} \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{(n_c)}$$

Solver

$$z := \text{find}(i_{s_q}, M_q, i_{s_d}, M_d, v_{dc_{a1}}, M, V_{F_d}, V_{F_q})$$

$$z = \begin{bmatrix} -12.829 \\ 0 \\ 17.105 \\ 0.689 \\ 183.725 \\ 0.563 \\ 380 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$i_{s_q} := z_0 = -12.82894737$$

$$M_q := z_1 = 0$$

$$i_{s_d} := z_2 = 17.10526316$$

$$M_d := z_3 = 0.689438$$

$$v_{dc_{a1}} := z_4 = 183.72455376$$

$$M := z_5 = 0.562924$$

$$V_{F_d} := z_6 = 380$$

$$V_{F_q} := z_7 = 0$$

para una falla

$$v_{dc_a1} \cdot M \cdot (n_c) = 310.269$$

clear ($M_d, M, i_{s_d}, v_{dc_a1}, i_{s_q}, M_q$)

$$\overline{V_{F_d}} := \frac{V_F}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} = 380 \quad \overline{V_{F_q}} := 0$$

Valores de prueba

$$M_d := 1 \quad M := 0.8 \quad i_{s_d} := 20 \quad v_{dc_a1} := 400 \quad i_{s_q} := -15 \quad M_q := 0$$

$$M_d = M \cdot \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}}$$

$$0 = -\frac{R_o}{L_o} \cdot i_{s_d} + \omega \cdot i_{s_q} + \frac{(n_c - n_{cfalla}) \cdot v_{dc_a1}}{L_o} \cdot M_d$$

$$0 = -\frac{R_o}{L_o} \cdot i_{s_q} - \omega \cdot i_{s_d} + \frac{(n_c - n_{cfalla}) \cdot v_{dc_a1}}{L_o} \cdot M_q$$

Restricciones

$$0 = \frac{1}{C} \cdot I_{sc_n} \cdot \left(1 - \exp \left(\frac{v_{dc_a1} - V_{oc_n} \cdot n_{paneles}}{K_{PV}} \right) \right) - \frac{1}{3 \cdot C} \cdot (i_{s_d} \cdot M_d + i_{s_q} \cdot M_q)$$

$$v_{dc_a1} \cdot \begin{bmatrix} M_d \\ M_q \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} n_c \\ n_c - n_{cfalla} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{V_{F_d}} \\ \overline{V_{F_q}} \\ 0 \end{bmatrix}$$

Solver

$$\underline{z} := \text{find} (i_{s_q}, M_q, i_{s_d}, M_d, v_{dc_a1}, M, \overline{V_{F_d}}, \overline{V_{F_q}})$$

$$z = \begin{bmatrix} -12.829 \\ 0 \\ 17.105 \\ 1.076 \\ 176.555 \\ 0.879 \\ 380 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$i_{s_q} := z_0 = -12.82894737$$

$$M_q := z_1 = 0$$

$$i_{s_d} := z_2 = 17.10526316$$

$$M_d := z_3 = 1.076152$$

$$v_{dc_a1} := z_4 = 176.55499417$$

$$M := z_5 = 0.878674$$

$$\overline{V_{F_d}} := z_6 = 380$$

$$\overline{V_{F_q}} := z_7 = 0$$

$$v_{dc_a1} \cdot M \cdot (n_c - 1) = 310.269$$

Anexo II: bloque de inicialización PLECS

Se muestra el bloque de inicialización de PLECS, en el cual se introducen los requerimientos del sistema, junto al número de celdas a ocupar y las fallas a considerar. También se modela el panel solar, se obtiene el número de paneles a ocupar, la portadora, la carga y las variables del algoritmo 2.

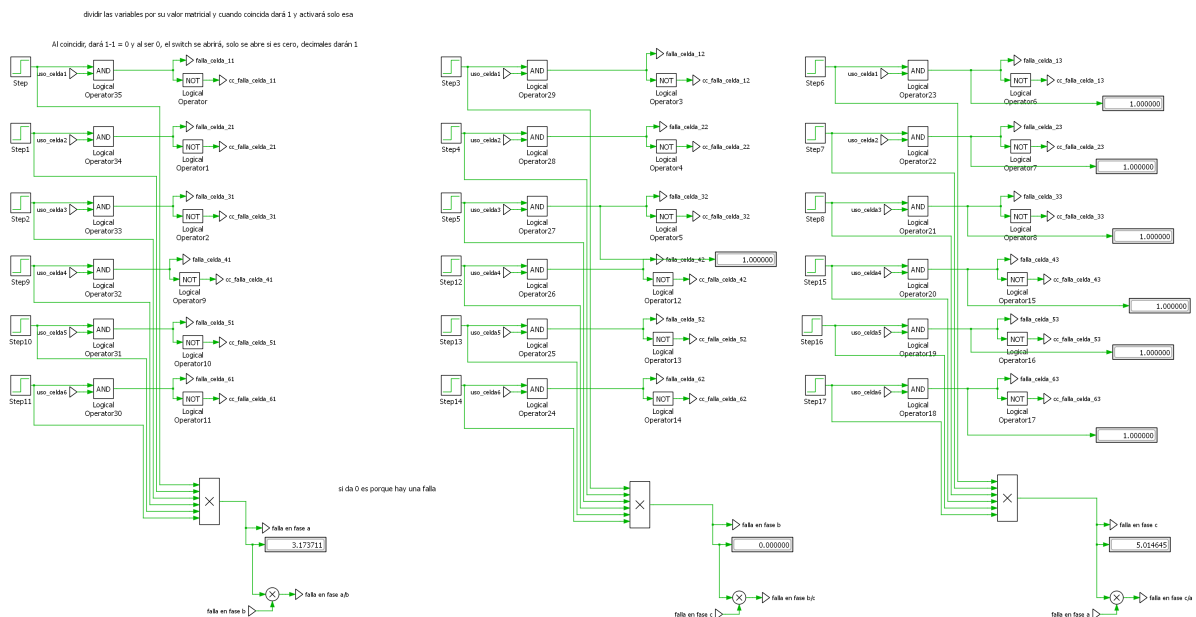
Model initialization commands

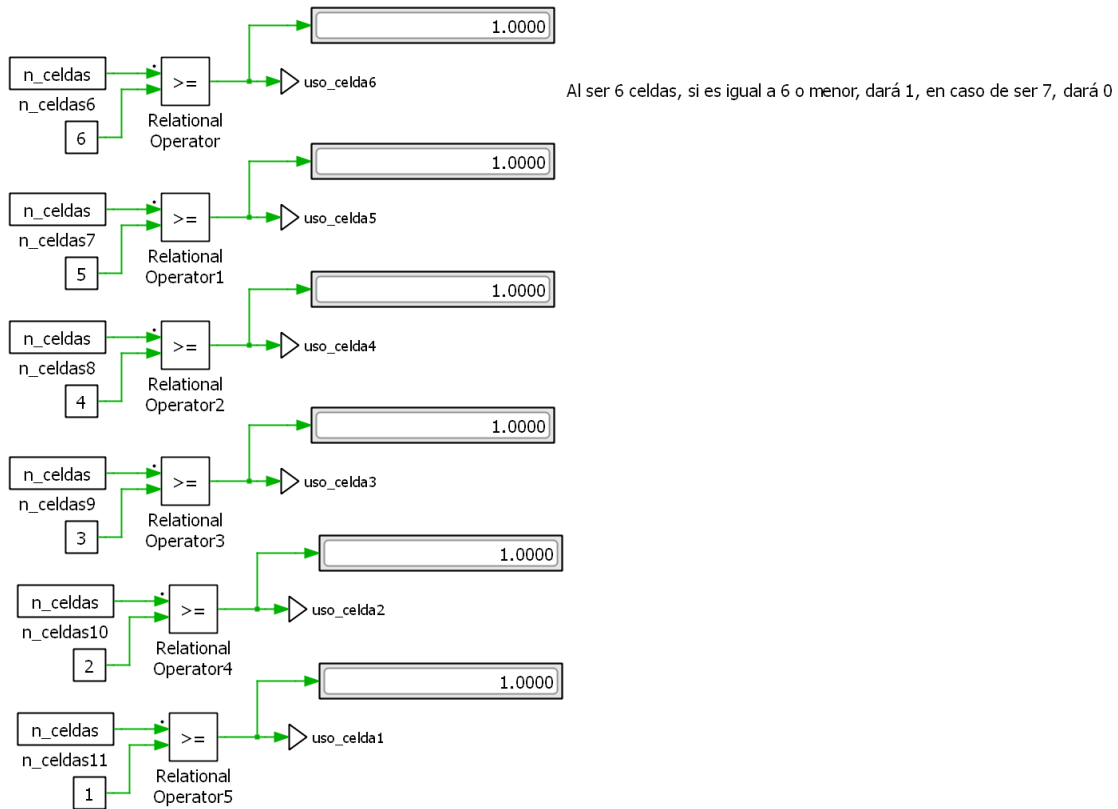
```
1 %%modificar
2   %numero de paneles en serie
3   %la potencia salida
4   %voltaje paneles
5   %lugar de la falla
6 kp = 0.03
7 ki = 1.65
8 f_c = 50
9 n_celdas = 6
10 Falla_celda = 12 %Mayus, entra en el step
11 step_falla = 0.7
12
13 V_l_rms = 380
14 f_m = 50
15 P_salida = 6.5*10^3
16 fp = 0.8
17 S = P_salida/fp
18 V_f_rms = 380/sqrt(3);
19
20 n_c_falla = 1
21 cte_pv = n_celdas/(n_celdas-n_c_falla)
22
23 %%% Solar Panel (PV-MJT250GB Solar Array          SIMILAR)
24 I_sc_n=9.08
25 V_oc_n=38.2
26
27 %%% Modificaciones
28 M_p_max = 1
29 V_p_max = 31.7
30 P_max = 265
31
32 P_falla = (P_salida*(n_celdas*2+1))/(3*n_celdas*n_celdas*2)
33 P_falla2 = (P_salida/(3*n_celdas))*cte_pv %la antigua solo util para Vc_in
34
35 P_op = P_salida/(3*n_celdas)
36
37 %n_paneles = ceil(P_falla/P_max);
```

```

34
35 P_op = P_salida/(3*n_celdas)
36
37 %n_paneles = ceil(P_falla/P_max);
38 n_paneles = 2;
39 n_paneles2 = ceil(P_falla2/P_max);
40
41 Vc_in = V_oc_n*n_paneles2;
42 SP.C_in = 11.03e-3; % [F] - input capacitance
43 %1.87
44
45
46 %%%Moduladoras
47 p_mA=0; p_mB = (-2*pi)/3; p_mC= (-4*pi)/3
48 w_s=2*pi*f_m
49
50 f_t_pierna_1 = f_m*6*3*2;
51 f_t_pierna_2 = f_t_pierna_1;
52 f_t_pierna_3 = f_t_pierna_1;
53 f_t_pierna_4 = f_t_pierna_1;
54 f_t_pierna_5 = f_t_pierna_1;
55 f_t_pierna_6 = f_t_pierna_1;
56
57 p_p_1 = 1/f_t_pierna_1; p_p_2 = 1/[f_t_pierna_1*n_celdas]; p_p_3 = 1*2/[f_t_pierna_1*n_cel
58
59
60 %%%Carga
61 Rl1=(3*(sqrt(2)*219.393)^2*fp)/(2*S)
62 Rl2=Rl1; Rl3=Rl1;
63 Ll1=(Rl1*sqrt(-(fp^2-1)))/(w_s*fp)
64 Ll2=Ll1; Ll3=Ll1;
65
66 %%%algoritmo 2
67 alpha = (1/n_celdas)*sqrt(((n_celdas/2)+n_c_falla)^2+(n_celdas*sqrt(3)/2)^2)
68 theta = atan(((sqrt(3)/2)*n_celdas)/((n_celdas/2)+n_c_falla))
69

```

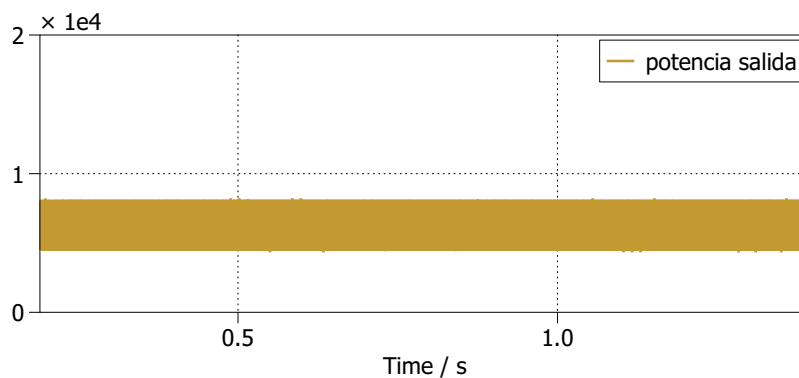




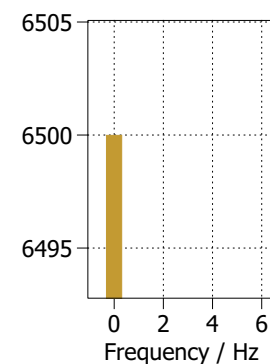
Anexo III: análisis sobre algoritmo 1

Se muestran los resultados obtenidos de las demás simulaciones realizadas al considerar diferente cantidad de fallas, mostradas en la Tabla 5.1.

Simulación 1, sin fallas

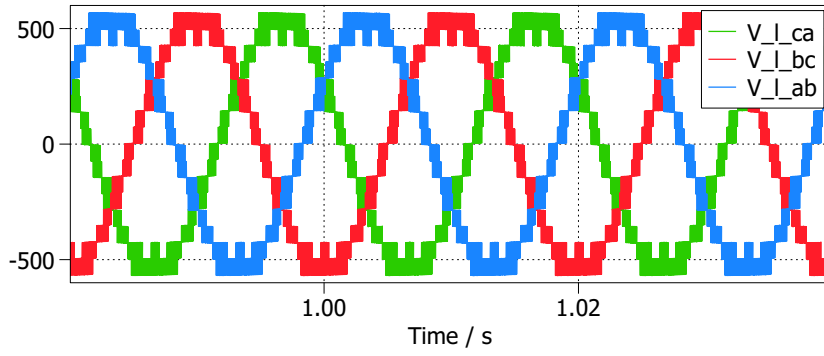


(a) Potencia total de salida.

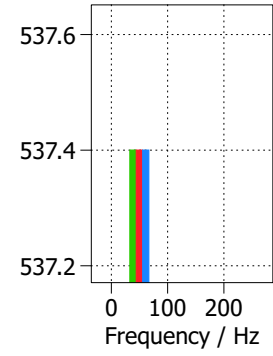


(b) Fundamental Potencia.

Figura 6.1: Potencia total de salida simulación 1 algoritmo 1.

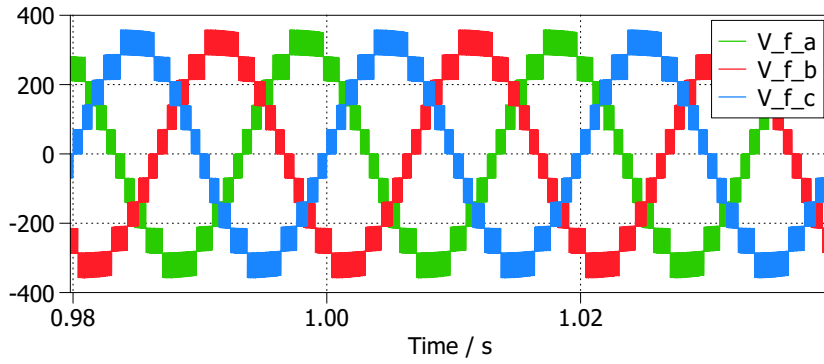


(a) Voltajes de línea.

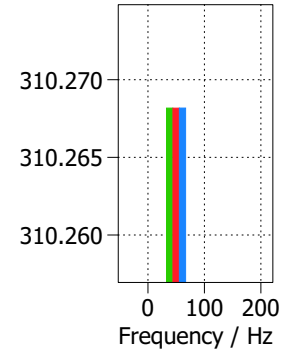


(b) Fundamental V_{line} .

Figura 6.2: Voltajes de línea simulación 1 algoritmo 1.

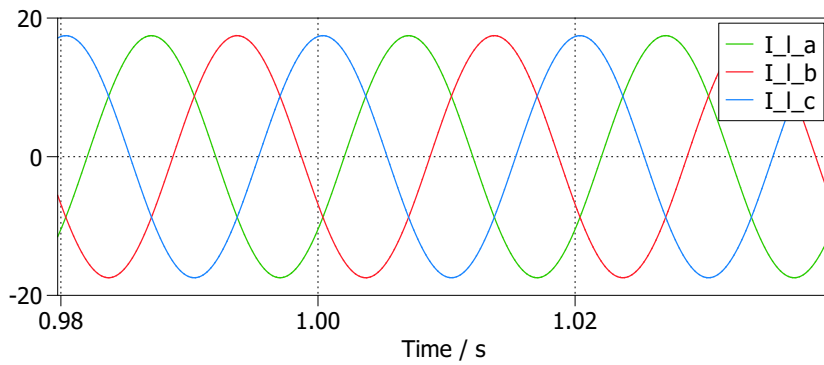


(a) Voltajes de fase.

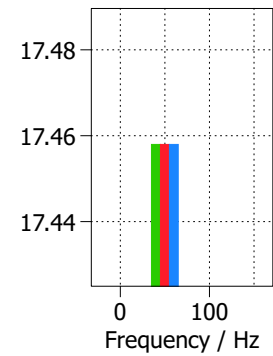


(b) Fundamental V_{fase} .

Figura 6.3: Voltajes de fase simulación 1 algoritmo 1.

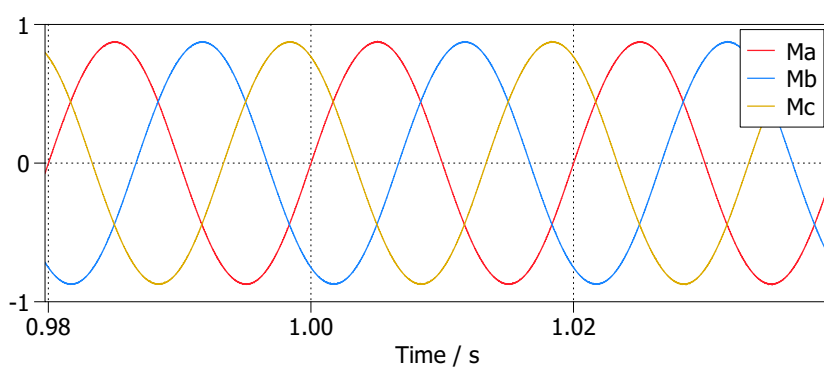


(a) Corrientes de carga.

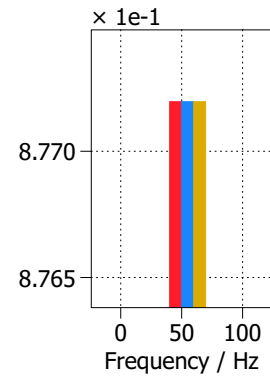


(b) Fundamental C_{carga} .

Figura 6.4: Corrientes de carga simulación 1 algoritmo 1.



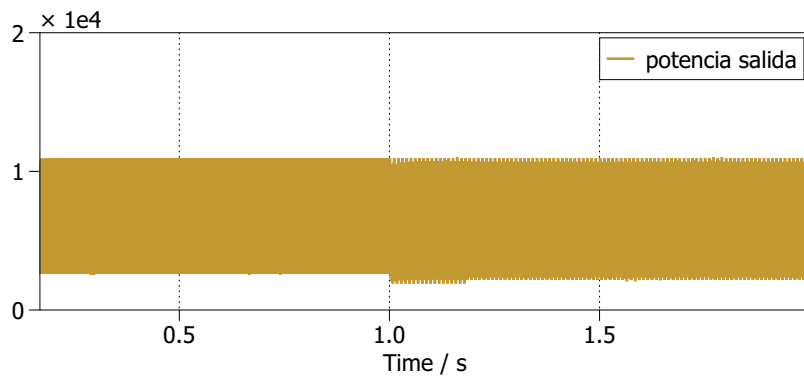
(a) Moduladoras.



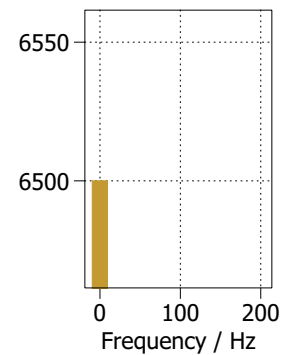
(b) Fundamental M .

Figura 6.5: Moduladoras simulación 1 algoritmo 1.

Simulación 3, tres fallas

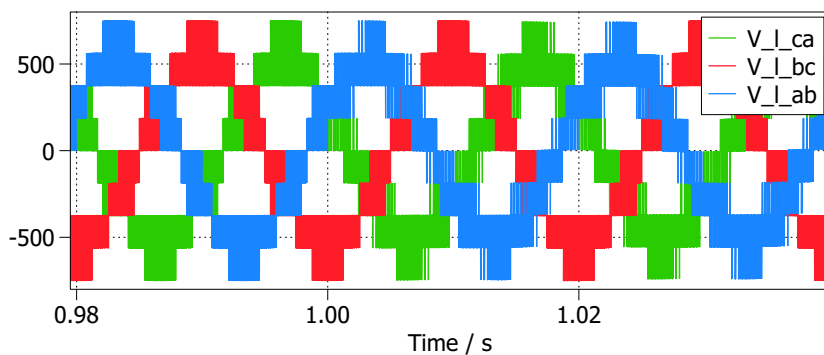


(a) Potencia total de salida.

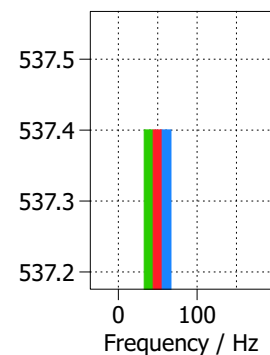


(b) Fundamental Potencia.

Figura 6.6: Potencia total de salida simulación 3 algoritmo 1.

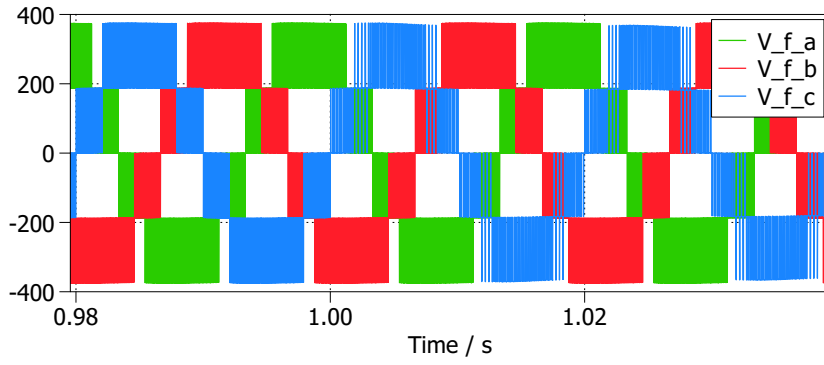


(a) Voltajes de línea.

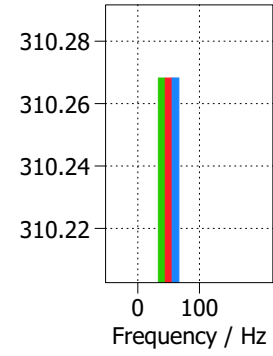


(b) Fundamental V_{linea} .

Figura 6.7: Voltajes de línea simulación 3 algoritmo 1.

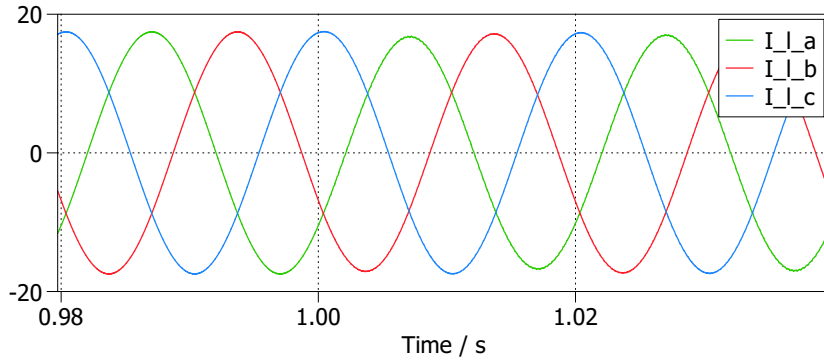


(a) Voltajes de fase.

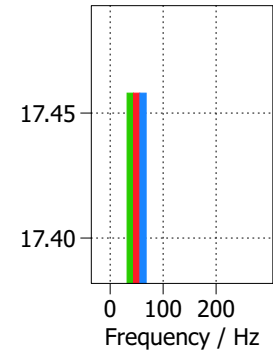


(b) Fundamental V_{fase} .

Figura 6.8: Voltajes de fase simulación 3 algoritmo 1.

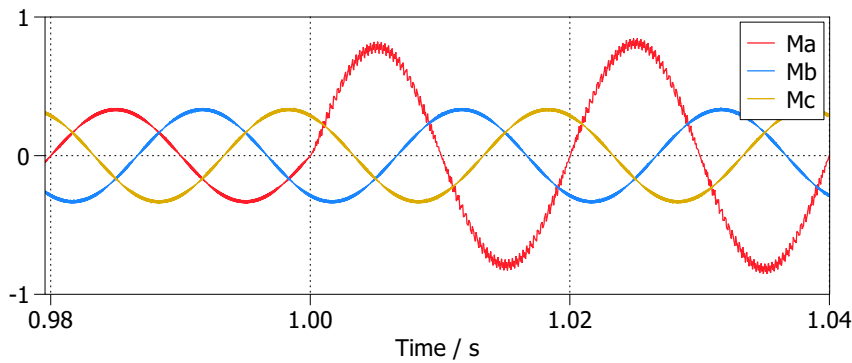


(a) Corrientes de carga.

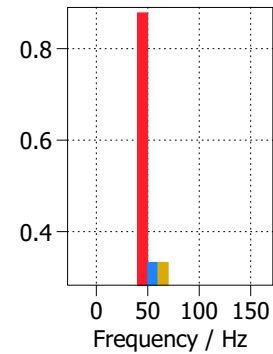


(b) Fundamental C_{carga} .

Figura 6.9: Corrientes de carga simulación 3 algoritmo 1.



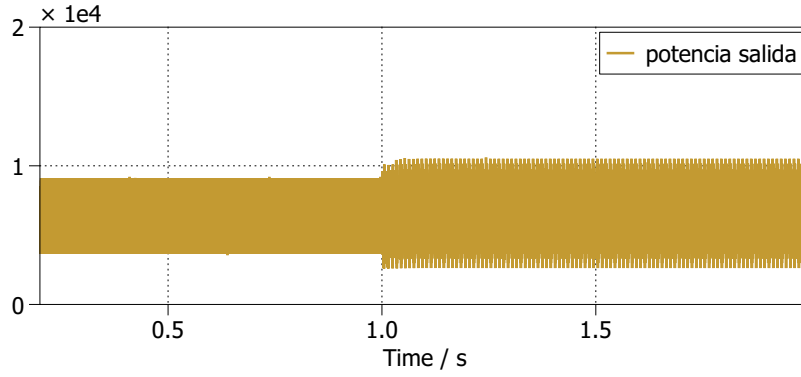
(a) Moduladoras.



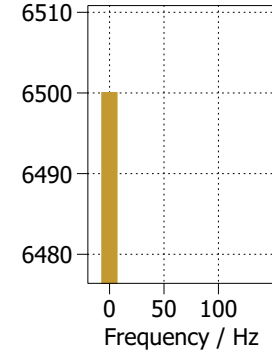
(b) Fundamental M .

Figura 6.10: Moduladoras simulación 3 algoritmo 1.

Simulación 4, una falla en dos fases distintas

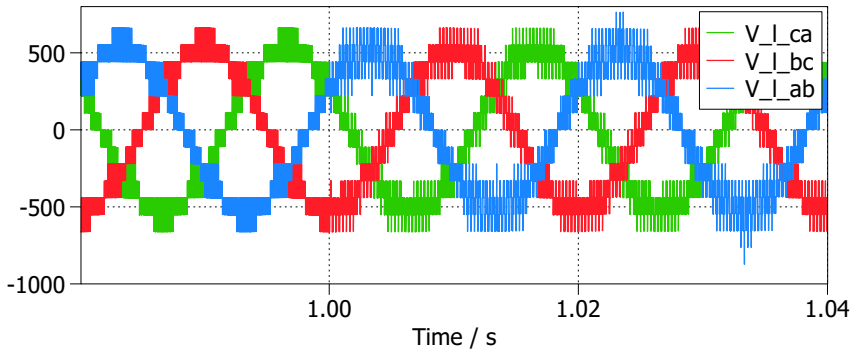


(a) Potencia total de salida.

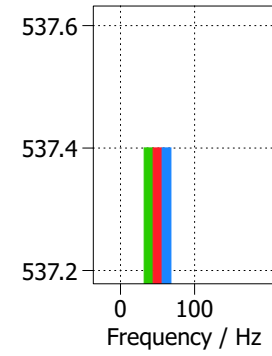


(b) Fundamental Potencia.

Figura 6.11: Potencia total de salida simulación 4 algoritmo 1.

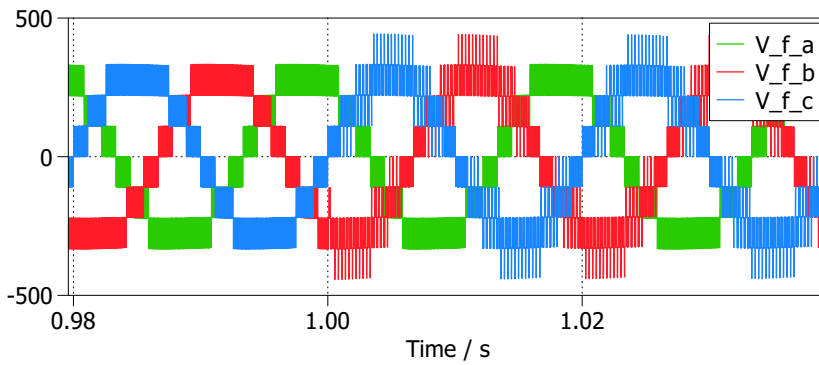


(a) Voltajes de línea.

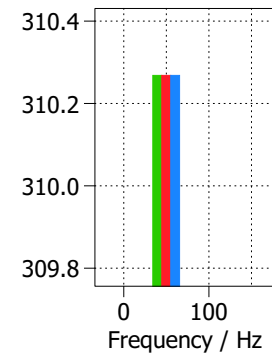


(b) Fundamental V_{linea} .

Figura 6.12: Voltajes de línea simulación 4 algoritmo 1.

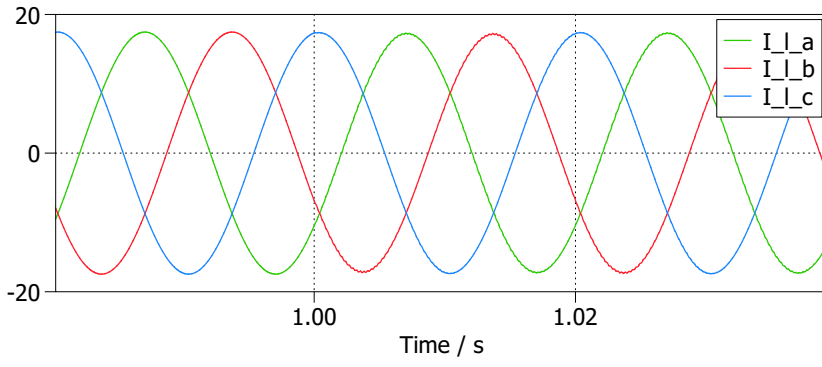


(a) Voltajes de fase.

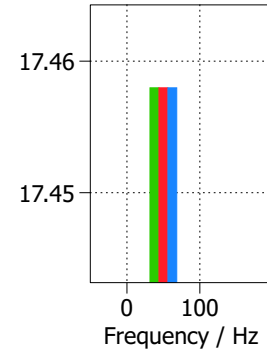


(b) Fundamental V_{fase} .

Figura 6.13: Voltajes de fase simulación 4 algoritmo 1.

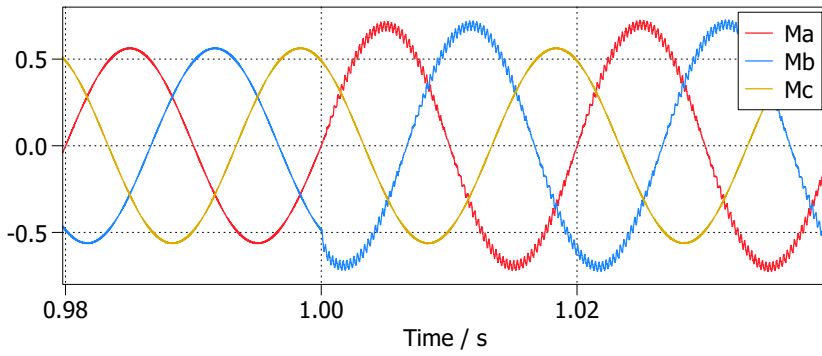


(a) Corrientes de carga.

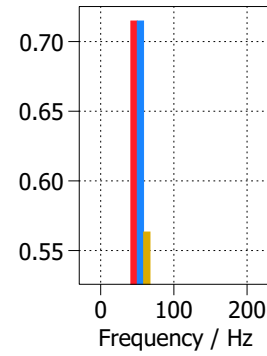


(b) Fundamental C_{carga} .

Figura 6.14: Corrientes de carga simulación 4 algoritmo 1.



(a) Moduladoras.



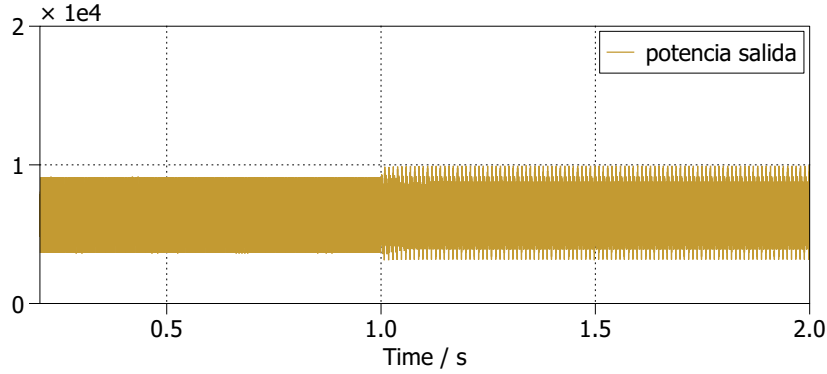
(b) Fundamental M .

Figura 6.15: Moduladoras simulación 4 algoritmo 1.

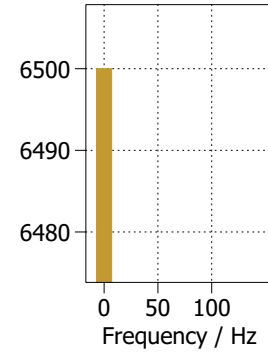
Anexo IV: análisis sobre algoritmo 2

Se muestran los resultados obtenidos de las demás simulaciones realizadas al considerar diferente cantidad de fallas, mostradas en la Tabla 5.9.

Simulación 3, dos fallas

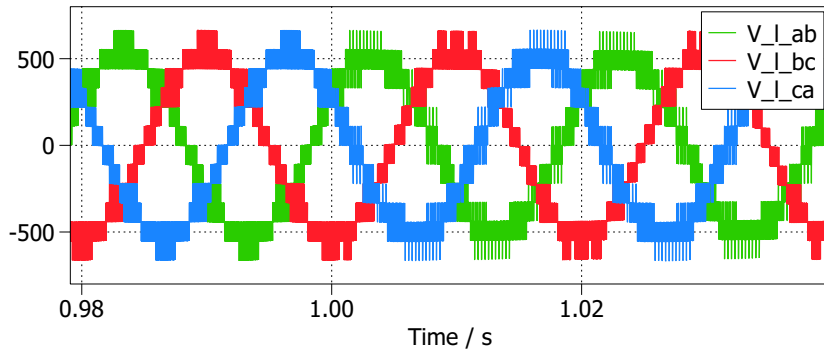


(a) Potencia total de salida.

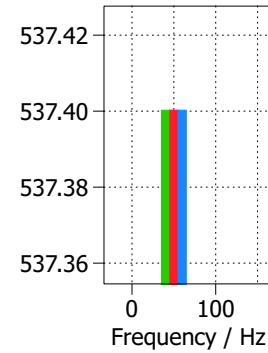


(b) Fundamental Potencia.

Figura 6.16: Potencia total de salida simulación 3 algoritmo 2.

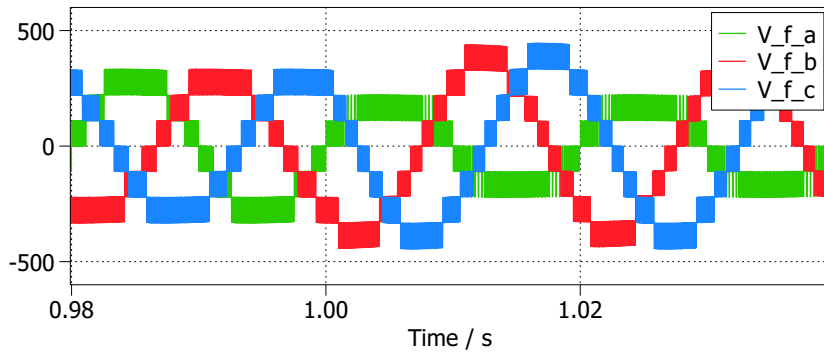


(a) Voltajes de línea.

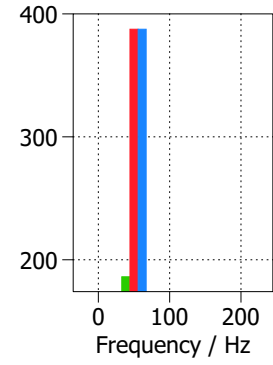


(b) Fundamental V_{linea} .

Figura 6.17: Voltajes de línea simulación 3 algoritmo 2.

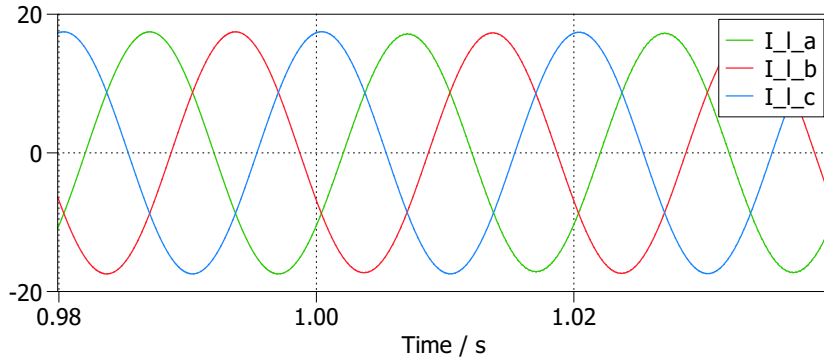


(a) Voltajes de fase.

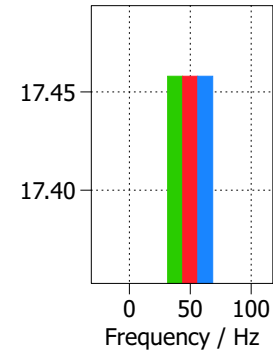


(b) Fundamental V_{fase} .

Figura 6.18: Voltajes de fase simulación 3 algoritmo 2.

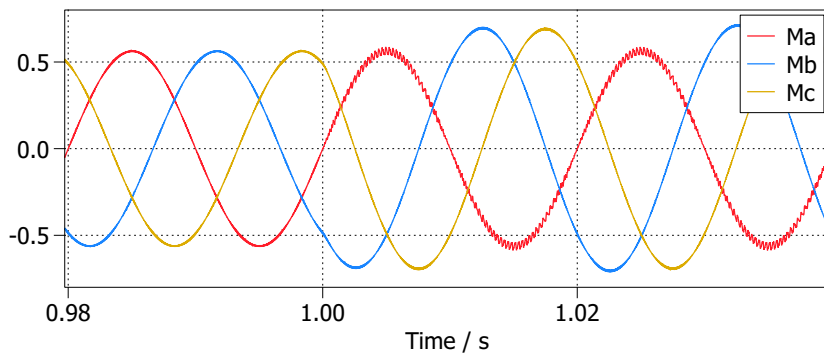


(a) Corrientes de carga.

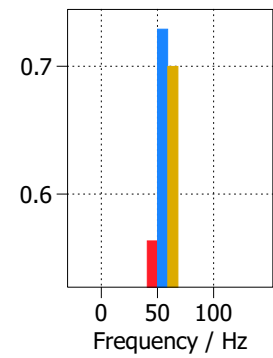


(b) Fundamental C_{carga} .

Figura 6.19: Corrientes de carga simulación 3 algoritmo 2.



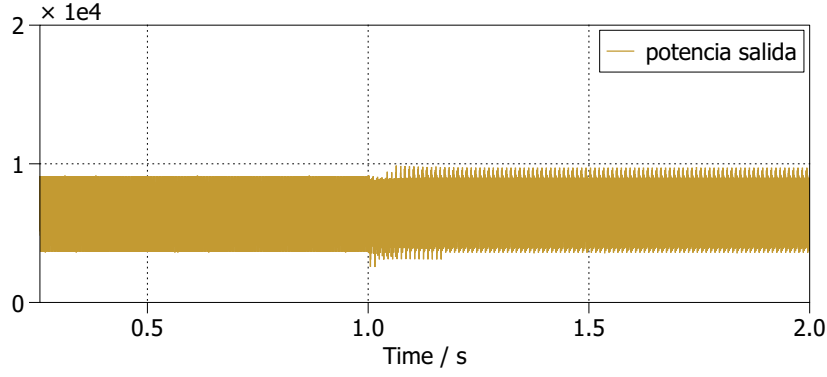
(a) Moduladoras.



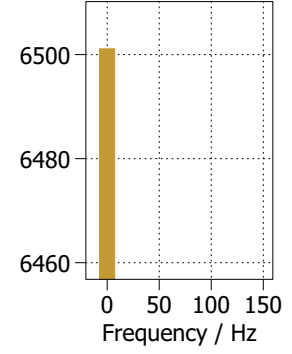
(b) Fundamental M .

Figura 6.20: Moduladoras simulación 3 algoritmo 2.

Simulación 4, tres fallas

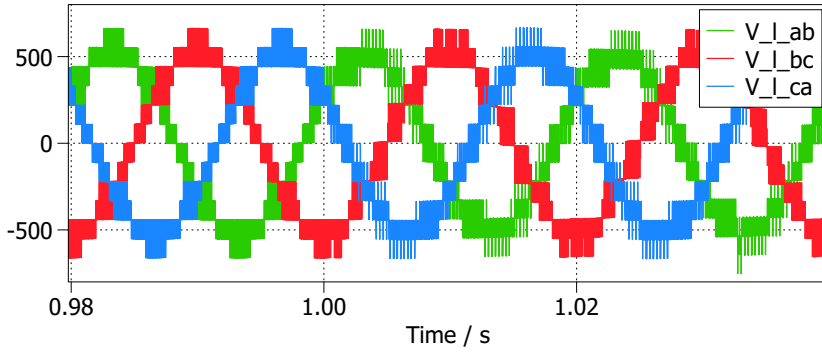


(a) Potencia total de salida.

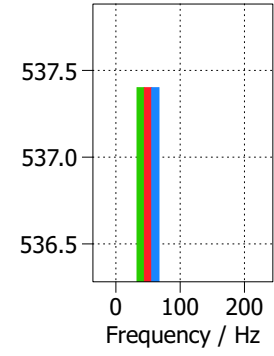


(b) Fundamental Potencia.

Figura 6.21: Potencia total de salida simulación 3 algoritmo 2.

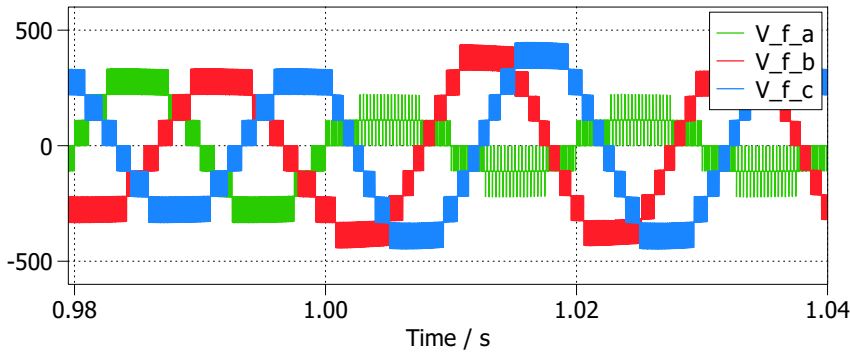


(a) Voltajes de línea.

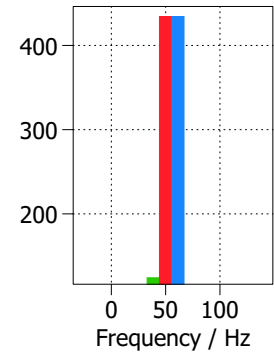


(b) Fundamental V_{linea} .

Figura 6.22: Voltajes de línea simulación 3 algoritmo 2.

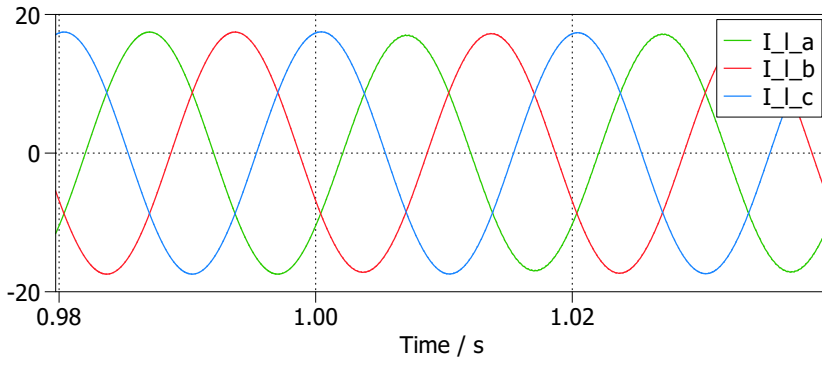


(a) Voltajes de fase.

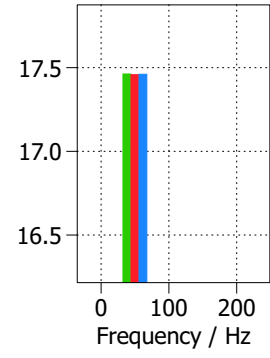


(b) Fundamental V_{fase} .

Figura 6.23: Voltajes de fase simulación 3 algoritmo 2.

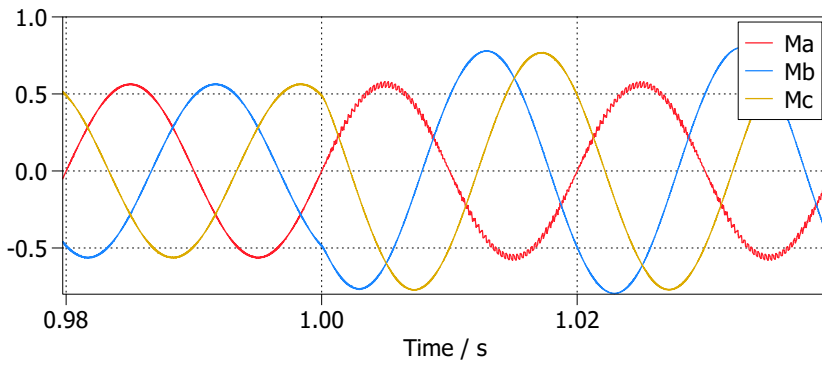


(a) Corrientes de carga.

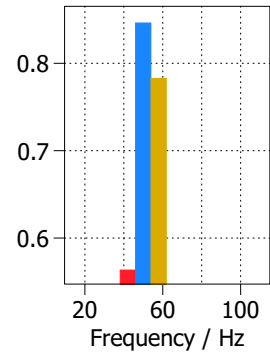


(b) Fundamental C_{carga} .

Figura 6.24: Corrientes de carga simulación 3 algoritmo 2.



(a) Moduladoras.



(b) Fundamental M .

Figura 6.25: Moduladoras simulación 3 algoritmo 2.

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN - FACULTAD DE INGENIERÍA
RESUMEN DE MEMORIA DE TÍTULO

Departamento	: Departamento de Ingeniería Eléctrica
Carrera	: Ingeniería Civil Electrónica
Nombre del memorista	: Matias Enrique Muenen Ortíz
Título de la memoria	: Parque Solar con Conexión AC Serie de Unidades Generadoras para Maximizar la Generación de Potencia en Condiciones de Falla
Fecha de la presentación oral	: 25 de noviembre de 2024
Profesor(es) Guía	: José Rubén Espinoza Castro
Profesor(es) Revisor(es)	: Leonardo Palma – Luis García
Concepto	:
Calificación	:

Resumen (Máximo 200 palabras)

En la presente memoria de título se realizó la modelación y simulación de un sistema basado en unidades de generación solar ante fallas en una de sus celdas. Se realizó un estudio bibliográfico para conocer las formas de compensar las fallas en las diferentes topologías de convertidores multinivel existentes, lo que permitió diseñar un control adecuado para el seguimiento del voltaje de fase. Se implementó en simulación, comprobando su correcto funcionamiento. Con el control funcionando, se diseñaron e implementaron en simulación dos algoritmos capaces de compensar la disminución de potencia causada por fallas, optimizando el número de paneles necesarios, incluso hasta el mínimo requerido para operar.