



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE
VALPARAÍSO



Samuel Ignacio González Inostroza

Control predictivo de un sistema de bombeo solar multiaccionamiento

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Civil Eléctrico



**Escuela de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería**

Valparaíso, 07 de mayo de 2019



Control predictivo de un sistema de bombeo solar multiaccionamiento

Samuel Ignacio González Inostroza

Informe Final para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico,
aprobada por la comisión de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la
Facultad de Ingeniería de la
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso
conformada por

Sr. Javier Alejandro Riedemann Aros
Profesor Guía

Sr. Domingo Antonio Ruiz Caballero
Segundo Revisor

Sr. Sebastián Fingerhuth Massmann
Secretario Académico

Valparaíso, 07 de mayo de 2019

Ser superior, mi alma neutral y apacible. Padre y Madre, gran ejemplo de grandeza y humildad universal. Hermanos de sangre y de vida, sin ustedes nada de esto sería posible.

Agradecimientos

Dentro de nuestras vidas existen distintos caminos que conllevan a un futuro en común, como simples laberintos que uno sortea a medida que se adentra en un mar de gran sabiduría, bondad y humildad en un equilibrio perfecto. El proceso universitario es una de los tantos caminos que la vida destina para que con una simple intuición llegues a encontrar un extracto de felicidad, o manejar las grandes frustraciones para así reflejar magnificas oportunidades de éxito.

Haber pasado por este gran camino no fue fácil, es por esto que nada habría sido posible sin mis grandes pilares fundamentales. Madre, sin importar las circunstancias, siempre encontré el pleno apoyo y la gran complicidad que ninguna otra persona podría superar. Siempre seguirás siendo un ser completamente admirable.

Padre, tus grandes logros de vida me mantuvieron motivados a hacer todo lo que yo quisiera y, aun así, nunca dejarme aturdir por la vida, sino que levantarme cada vez con más energía, que solo tú me reflejabas en tu abundante corazón.

Hermanos, cada día me hicieron pensar que, gracias a la humildad, se pueden lograr cosas realmente magnificas. Son y seguirán siendo un claro ejemplo de sensatez e inteligencia global. Gracias por tener en cada momento una palabra de aliento y apoyo emocional.

Hermanos de vida, mi canal de conexión con mi personalidad más libre. Su compañía y grandes consejos me hicieron entender que lo simple a veces se transforma en circunstancias realmente fantásticas. Al igual que en este proceso, que comprende solo una pieza de mi vida, espero que sigan compartiendo grandes momentos en los cuales podamos desarrollarnos como personas cada vez más integras.

Enseñar va de la mano con la gran capacidad de generosidad al poder traspasar conocimientos cruciales para nuestra formación como Ingenieros. Muchas gracias al grupo docente que me entrego las herramientas necesarias para poder ejecutar y consolidar mi carrera universitaria. Lo más fundamental dentro de todo y cualquier aprendizaje, fue poder pulir algo que simplemente no le puede ganar a la vida ni con millones de años de evolución.

Valparaíso, 7 de mayo de 2019

Samuel Ignacio González Inostroza

Resumen

En la actualidad se busca encontrar sistemas de control eficiente, que cumplan a cabalidad con todas las especificaciones de desempeño que se requieren para el óptimo funcionamiento del sistema en conjunto. Es por esto, que el enfoque principal es encontrar mejores estándares para cada uno de los tipos de control utilizados.

El Control predictivo viene a ser una de grandes innovaciones de estos últimos siglos, llegando así, a ser utilizados en diferentes aplicaciones asociados principalmente a el área de energía. Lo que se busca en el proyecto, es implementar este sistema de control avanzado para el bombeo hidráulico, principalmente para el área agrícola. Para esto, se investiga la dinámica del sistema de bombeo solar, analizando cada uno de los componentes que conforman esta aplicación, dividiendo, de esta forma, los dos subsistemas encargados de la generación y consumo, propiamente tal.

Partiendo por el estudio del sistema de generación fotovoltaico, se analiza el comportamiento del elemento generador ante cambios en la irradiación y la temperatura, además de las respectivas configuraciones posibles para la conformación del arreglo fotovoltaico. Luego, se estudia el sistema de bombeo, describiendo las características de este, ante diferentes cambios en las variables que implican el accionamiento eléctrico, para así determinar el elemento hidráulico propicio para el acople en el sistema de generación fotovoltaico.

A base de la investigación del sistema en conjunto, se procede a implementar un algoritmo de control predictivo acorde al modelo de la máquina de inducción que se acoplará a la bomba hidráulica, con el objetivo de controlar las variables eléctricas en este proceso, y lograr de esta manera un sistema eficiente. Con el algoritmo ya definido se determina el esquema del sistema de bombeo solar multiaccionamiento a evaluar.

En base al esquema ya propuesto, se procede a realizar el modelamiento de cada uno de los subsistemas que integran el sistema de bombeo solar multiaccionamiento, teniendo en cuenta cada una de las variables del proceso, que determinan la dinámica de esta aplicación. Con esto ya efectuado, se procede a calcular el controlador PI para la obtención de la corriente de cuadratura de estator de referencia, determinada a través de un algoritmo MPPT, que será obtenido a través el modelo de perturbación y observación (P&O) para la obtención de la máxima potencia del elemento generador según el nivel de radiación.

Con todas las características proporcionadas por el modelamiento, se ejecutan las respectivas simulaciones ante tres escenarios distintos de radiación, para luego comprobar a través del comportamiento de las variables, la eficiencia del sistema de control en conjunto.

Palabras claves: control predictivo, sistema de bombeo solar, control MPPT, accionamiento de bombas hidráulicas, energía fotovoltaica.

Abstract

At present, it is sought to find efficient control systems that fully comply with all the performance specifications that are required for the optimal functioning of the system as a whole. This is why the main focus is to find better standards for each type of control used.

The Predictive Control is one of the great innovations of the last centuries, arriving thus, to be used in different applications associated mainly to the energy area. What is sought in the project, is to implement this advanced control system for hydraulic pumping, mainly for the agricultural area. For this, the dynamics of the solar pumping system is investigated, analyzing each of the components that make up this application, dividing, in this way, the two subsystems responsible for generation and consumption, properly so.

Starting with the study of the photovoltaic generation system, the behavior of the generator element is analyzed in the light of changes in irradiation and temperature, in addition to the respective possible configurations for the conformation of the photovoltaic array. Then, the pumping system is studied, describing the characteristics of this, before different changes in the variables that involve the electric drive, in order to determine the hydraulic element conducive to the coupling in the photovoltaic generation system.

Based on the investigation of the system as a whole, we proceed to implement a predictive control algorithm according to the model of the induction machine that will be coupled to the hydraulic pump, in order to control the electrical variables in this process, and achieve This way an efficient system. With the algorithm already defined, the scheme of the multi-action solar pumping system to be evaluated is determined.

Based on the scheme already proposed, the modeling of each of the subsystems that make up the solar multi-parking pumping system is carried out, taking into account each one of the process variables, which determine the dynamics of this application. With this already done, we proceed to calculate the PI controller for obtaining the reference stator quadrature current, determined through an MPPT algorithm, which will be obtained through the disturbance and observation (P & O) model for obtaining of the maximum power of the generator element according to the level of radiation.

With all the characteristics provided by the modeling, the respective simulations are executed before three different radiation scenarios, to then verify through the behavior of the variables, the efficiency of the control system as a whole.

Keywords: predictive control, solar pumping system, MPPT control, hydraulic pump drive, photovoltaic energy.

Índice general

Introducción.....	1
Objetivo general.....	3
1 Descripción del sistema de bombeo solar	4
1.1 Sistema de generación fotovoltaico	4
1.1.1 Efecto de la variación de irradiancia y temperatura.....	7
1.1.2 Configuración de arreglo fotovoltaico.....	8
1.2 Subsistema de motor-bomba.	10
1.2.1 Motores AC.....	11
1.2.2 Bombas hidráulicas.....	11
1.2.3 Acoplo generador-motor-bomba	14
1.2.4 Subsistema de acumulación.....	15
2 Propuesta del circuito e Implementación de algoritmo MPPT	17
2.1 Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT)	17
2.1.1 Método de Perturbación y Observación (P & O).....	18
2.1.2 Diagrama de control para la implementación del algoritmo MPPT.....	20
3 Implementación de control predictivo	22
3.1 Descripción del lazo de control	22
3.1.1 Inversor fuente de voltaje de dos niveles	23
3.1.2 Modelo eléctrico de la máquina de inducción en ejes estacionarios	25
4 Modelamiento del sistema de bombeo solar.....	30
4.1 Condiciones climáticas	30
4.1.1 Irradiación en óptimas condiciones	30
4.1.2 Perturbaciones en la radiación	33
4.2 Paneles FV.....	34
4.2.1 Configuración de panel solar policristalino	35
4.3 Asociación de paneles FV	38
4.3.1 Asociación de paneles FV conectados en serie	38
4.3.2 Asociación de paneles FV conectados en paralelo	39
4.4 Determinación de controlador PI para control MPPT	40

4.5 Programación del algoritmo de control predictivo.....	43
5 Simulaciones y resultados	46
5.1 Resultados ante simulación de irradiación en óptimas condiciones.....	48
5.2 Resultados ante simulación de irradiación en condiciones de intermitencia	53
5.3 Resultados ante simulación de baja irradiación	59
Discusión y conclusiones.....	60
Bibliografía	63
A Control predictivo basado en modelos (MPC).....	65
A.1 Estrategia del MPC	66
A.2 Formulación del problema	67
A.2.1 Modelo de espacio de estados	67
A.2.2 Restricciones del control predictivo	69
B Catálogo panel FV DHM60	71

Introducción

Desde hace años se viene dando una revolución tecnológica con la introducción de energías renovables a nivel mundial, y aun con más cabida dentro de nuestro país, siendo éste un tema muy comentado en la actualidad. Una de las preocupaciones que tiene la comunidad internacional es el aumento de emisiones de gases del efecto invernadero (GEI), con lo cual se requiere con suma urgencia “descarbonizar” la matriz energética mundial. Según un informe de mitigación de CO₂ (dióxido de carbono) equivalente, omitido el 13 de Junio del año 2017, Chile está comprometido a reducir su intensidad de carbono respecto al año 2007, con excepción del sector forestal. Como meta final se espera reducir de forma incondicional en un 30% las emisiones al año 2030, y de manera condicionada a financiamiento internacional en un 35-45% al mismo año. Cabe destacar que según el inventario nacional las emisiones de GEI, el sector de energía contribuye con el 77,4% de las emisiones totales del país en el año 2013, por lo que una parte importante del cumplimiento de la meta establecida se le atribuye a este sector.

Una de las grandes soluciones para contribuir con el medio ambiente y al mismo tiempo buscar la eficiencia energética a nivel país, son las energías renovables. Este tipo de energías está por sobre las energías fósiles, ya que su obtención radica, primordialmente, por el proceso de transformación y aprovechamiento a través de fuentes naturales que son virtualmente inagotables, ya que tiene la gran capacidad de regenerarse por sí mismas. Al mismo tiempo no tienen agentes contaminantes, dejando de lado procesos como la energía creada a través de la biomasa, que si bien es cierto no incurre en sustancias contaminantes de carácter significativo, de igual manera se produce combustión de residuos que son lanzados a la atmósfera.

El proyecto que se verá a continuación se basa en la generación de energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos (FV) que alimentan a un sistema de bombas, y que por medio del control predictivo se busca optimizar de mejor manera el sistema de bombeo solar, llegando así, a eficiencias por sobre los otros tipos de controles convencionales. En nuestro país, este sistema de bombeo, se emplea generalmente en el área agrícola para "bombear" agua que se almacena en un estanque ante posibles utilidades como riego u consumo. Todas estas herramientas entregan una óptima solución para la agricultura, ya que, en estos casos, no se cuenta con disponibilidad de la red eléctrica o la potencia necesaria para alimentar sistemas de regadíos.

Es esencial conocer el comportamiento de un sistema de bombeo solar y los efectos que inciden en el acoplamiento, para así poder entender que variables son necesarias en el proceso de control.

Para esto se profundizará en el sistema elemental, conociendo las características del subsistema de generación fotovoltaico, y el subsistema de bombeo para el conocimiento que ayudará a la modelación del sistema en conjunto.

El método de control predictivo nació a mediados de la década de los 80, llegando a consolidarse como el tipo de control más revolucionario para las industrias, implementándose sobre todo en las grandes empresas de refinación del petróleo. Este modelo puede ser utilizado para un amplio rango de aplicaciones gracias a que es conceptualmente simple y posee una rápida respuesta dinámica. Además, con la utilización de una misma optimización de función de costo, es posible incluir restricciones y modelos no lineales que hacen tener una gran eficiencia en procesos de alta complejidad.

El sistema de control de una aplicación es imprescindible al momento de querer alcanzar especificaciones deseadas para producir el mayor rendimiento al menor costo posible, por lo que se hace necesario definir diferentes instrucciones que conduzcan a obtener la solución más adecuada para el proceso. Estos diferentes pasos a seguir conforman un algoritmo determinado para cada etapa del sistema. Con esto se profundizará, en primera instancia, en el algoritmo para la obtención de la búsqueda del punto de máxima potencia (MPPT), ya que es una acción imprescindible al momento de trabajar con sistemas FV donde las condiciones de suministro eléctrico son variables en el tiempo, y que en cada instante se requiere obtener el mayor rendimiento del elemento generador. Además, se conocerá el modelo que proporciona el óptimo funcionamiento del control predictivo al momento de controlar el sistema de bombeo solar multiaccionamiento. Con esto, se procederá a conformar la topología que ayudará a las posteriores simulaciones que son imprescindibles para analizar el desempeño y la efectividad que presenta todo el sistema en conjunto.

Muchos de los modelos utilizados en simulaciones vienen dados por condiciones ideales, donde el sistema de control se ve favorecido al trabajar con valores nominales y sin perturbaciones que pongan a prueba la eficiencia del modelo diseñado para condiciones adversamente probables en la realidad. Es por esta razón que se modelará las posibles condiciones climáticas que afectan al sistema fotovoltaico, pasando desde condiciones más favorables, hasta la situación donde la irradiación es prácticamente nula. Además, se verá las configuraciones del arreglo fotovoltaico, modelando el elemento generador con las características entregadas por el mercado, y así llevar la simulación a la puesta en marcha de componentes lo más cercano a la realidad.

Al tener conocimiento de la capacidad del sistema, se determinará el óptimo controlador PI, para la obtención de la componente de cuadratura de corriente de estator para la máquina de inducción, que es indispensable en el control predictivo de corriente en el accionamiento del elemento de potencia. Finalizando el modelamiento del sistema de bombeo solar multiaccionamiento, se describirá el código a utilizar para el control predictivo de corriente utilizado para cada motor de inducción. Este será imprescindible para el funcionamiento prolijo de las corrientes de estator de cada una de las máquinas de inducción llegando así a los estándares deseados para la aplicación de bombeo solar.

Todos estos procedimientos se ejecutarán con la plataforma PSIM ajustándose a los modelos reales del mercado, y así, a través de las simulaciones, probar la eficiencia del sistema y comprobar el funcionamiento que tiene este tipo de control por sobre sus otros ejemplares. Cada uno de los sistemas y valores de referencia utilizados en el sistema de control, serán justificados a través del fundamento matemático de cada uno de los modelos descritos en cada uno de los procedimientos efectuados para cada simulación.

Finalizando la implementación de control predictivo en el sistema de bombeo solar multiaccionamiento, se comprobará la efectividad de éste, a través simulaciones efectuadas para tres escenarios distintos de irradiación. Esto nos ayudará a mantener la fiabilidad del control predictivo de corriente, que hoy en día, aún se mantiene en estudios, y se busca hacer una mejora sustancial en el manejo de modelos no lineales y multivariables.

Objetivo general

- Establecer un control predictivo que ayude a optimizar un sistema de bombeo solar multiaccionamiento a través de algoritmos necesarios para controlar cada variable del sistema.

Objetivos específicos

- Estudiar el comportamiento de un sistema de bombeo solar, para así conocer las variables críticas que actúan en el acoplo motor-bomba.
- Establecer qué estrategia de control predictivo se utilizará.
- Estudio e implementación de un algoritmo MPPT acorde a las exigencias del sistema de bombeo solar.
- Establecer qué estrategia de MPPT se utilizará.
- Aprender el modelo general de control predictivo aplicado a diversos procesos.
- Esquematizar un modelo de control para el sistema en general, dado las posibles condiciones de trabajo con que el sistema de bombeo solar está expuesto. Describir la topología del sistema con que se trabajará en las respectivas simulaciones.
- Modelar las posibles condiciones climáticas que afectan al arreglo fotovoltaico, a través de diversas simulaciones entorno a las posibles variantes atmosféricas que afectan a la intensidad de radiación solar.
- Establecer el modelo del arreglo fotovoltaico a utilizar con datos proporcionados del mercado.
- Establecer el código a utilizar para el control predictivo de corriente.
- Poner en marcha el sistema de bombeo solar multiaccionamiento a través del control predictivo, por medio de la plataforma de simulación PSIM.

1 Descripción del sistema de bombeo solar

Para sistemas de bombeo fotovoltaico, las necesidades de agua para riego se caracterizan por su gran variación estacional, ya que dependen del tipo de cultivo que se pretenda regar. La demanda de agua puede oscilar entre valores pico de $100[m^3/día/hectárea]$, en los meses secos, hasta volúmenes próximos a cero en los meses de invierno. En áreas agrícolas de países en desarrollo, para el abastecimiento de pequeñas superficies, las necesidades de agua por hectárea son del orden de 1 a 5 $[l/s]$, con alturas manométricas superiores a $7[m]$. Las bombas de esta capacidad se sitúan en el rango de 150 a 500 $[W]$, y pueden suministrar agua para regar entre 0.5 y 1 hectáreas, dependiendo del cultivo y del rendimiento de sistema de distribución de agua [1].

1.1 Sistema de generación fotovoltaico

El sistema de generación fotovoltaico (FV) está formado por un conjunto de módulos constituidos por células solares. Estos permiten transformar la energía lumínica en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico, generando así energía solar fotovoltaica. El conjunto de módulos es conectado en serie y/o en paralelo, dependiendo de los requerimientos del sistema al que se esté alimentando.

La corriente de salida del generador FV es continua, y la potencia eléctrica máxima que puede suministrar es variable, ya que depende fundamentalmente de la irradiancia solar incidente y de la temperatura ambiente con que se esté trabajando. Para un módulo FV los parámetros eléctricos más significativos al momento de dimensionar el sistema de generación son los siguientes:

- Potencia máxima (P_m): máxima potencia que puede entregar el panel en un determinado momento. El panel funcionará correctamente en la instalación en la que va a ser colocado si este valor es superior al del consumo máximo para que se ha diseñado el sistema FV.
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_m): valor de tensión que proporcionará el panel cuando esté trabajando en el valor de potencia P_m .

- Intensidad en el punto de máxima potencia (I_m): valor de corriente proporcionada por el panel cuando se encuentra en el punto de máxima potencia.
- Tensión en circuito abierto (V_{oc}): tensión en los terminales de conexión cuando no hay carga conectada en los terminales del panel FV.
- Intensidad de cortocircuito (I_{sc}): valor de corriente que circula por el panel FV cuando la salida está cortocircuitada.
- Eficiencia total del panel: cociente entre la potencia eléctrica producida por el panel FV y la potencia de la radiación incidente sobre el mismo.
- Parámetros térmicos: coeficientes de temperatura para tensión y corriente.
- Rangos de operación: temperatura de uso, máxima tensión del sistema y cargas mecánicas, así como la máxima corriente inversa que pueden admitir.
- Características físicas: dimensiones del panel y su peso, tipo de marco, caja de conexiones, cables, conectores y sobre todo el número de células en serie de la placa solar.

A la hora de trabajar con los paneles solares interesa saber qué datos nos proporciona el fabricante, con el fin de utilizarlos correctamente. No obstante, se tiene que tener cuidado, ya que los valores proporcionados por el fabricante son obtenidos siempre en determinadas condiciones de irradiación solar y temperatura ambiente. En la práctica, siempre existirá una pequeña desviación sobre los valores teóricos cuando el panel este colocado en la instalación. En la Figura 1-1 se muestra la curva característica V-I, además de la curva de potencia para condiciones nominales.

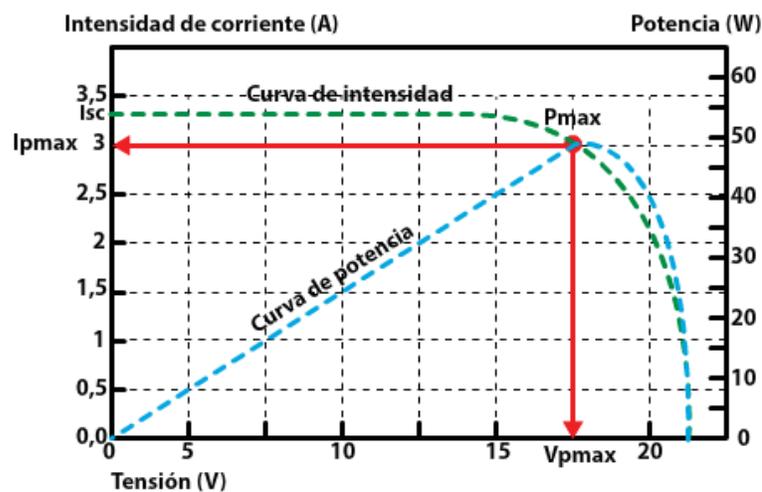


Figura 1-1: Curva característica V-I, y curva de potencia de una célula solar FV para condiciones de irradiancia y temperatura nominal ($1000 [W/m^2]$ de irradiancia, $25^{\circ}C$ de temperatura).

Tanto la célula, como un módulo o generador FV se caracterizan mediante su curva característica V-I [1]. Además, la estructura interna de cada célula se representa matemáticamente mediante la ecuación 1-1, desprendida del circuito equivalente del dispositivo FV que se muestra a continuación:

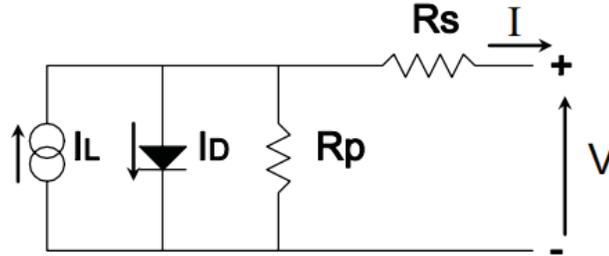


Figura 1-2: Circuito equivalente de un dispositivo fotovoltaico [1].

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_S}{m v_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (1-1)$$

donde I_L , I_0 , m , R_S y R_P son los parámetros característicos para el dispositivo en cuestión:

- I_L es la corriente fotogenerada
- I_0 es la corriente de oscuridad
- m es el factor de idealidad del diodo
- R_S es la resistencia serie
- R_P es la resistencia paralelo
- v_t es el voltaje térmico (kT/q , siendo k la constante de Boltzman, $k = 1.3854e^{-23} [JK^{-1}]$, T la temperatura del dispositivo $[K]$ y " q " la carga del electrón, $q = 1.6021e^{-19} [C]$).

La temperatura que opera la célula fotovoltaica depende de la temperatura ambiente y de la irradiancia. Una ecuación aproximada para la estimación de la temperatura de la célula en función de la temperatura ambiente y de la irradiancia es:

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} G \quad (1-2)$$

Siendo T_c la temperatura de la célula, T_a la ambiente, $TONC$ la temperatura de operación nominal, y G la irradiancia [1].

1.1.1 Efecto de la variación de irradiancia y temperatura

Las condiciones climáticas cumplen un rol fundamental en la generación de energía, específicamente en la irradiación y temperatura ambiente que se encuentre el arreglo FV. Si la irradiancia varía, se produce un cambio de corriente y voltaje en la salida del dispositivo. La corriente de cortocircuito varía linealmente con la irradiancia, mientras que el voltaje de circuito abierto se ve menos afectado, presentando una dependencia logarítmica [1]. En la Figura 1-3 se muestra diferentes curvas características de un panel fotovoltaico ante cambios de irradiancia.

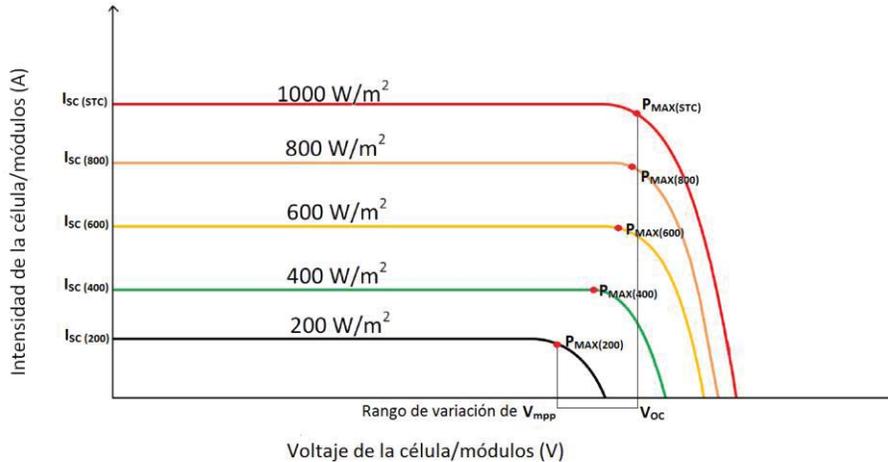


Figura 1-3: Curvas características V-I ante diferentes cambios de irradiancia con temperatura constante.

Como se muestra en la Figura 1-3, la corriente de operación se ve mayormente afectada en comparación con el voltaje de operación que se le proporciona al sistema en conjunto. Esto ocurre debido a la relación lineal que existe entre la irradiancia y corriente de operación del módulo FV.

Con la temperatura el efecto es diferente, ya que cuando ocurre un aumento de esta, provoca una reducción de voltaje en circuito abierto, mientras que la corriente en cortocircuito aumenta en una proporción muy pequeña. La variación de los parámetros de la célula es diferente para cada tecnología y para cada fabricante. En la Figura 1-4 se muestra la variación de los puntos de operación de la célula FV ante diferentes cambios de temperatura.

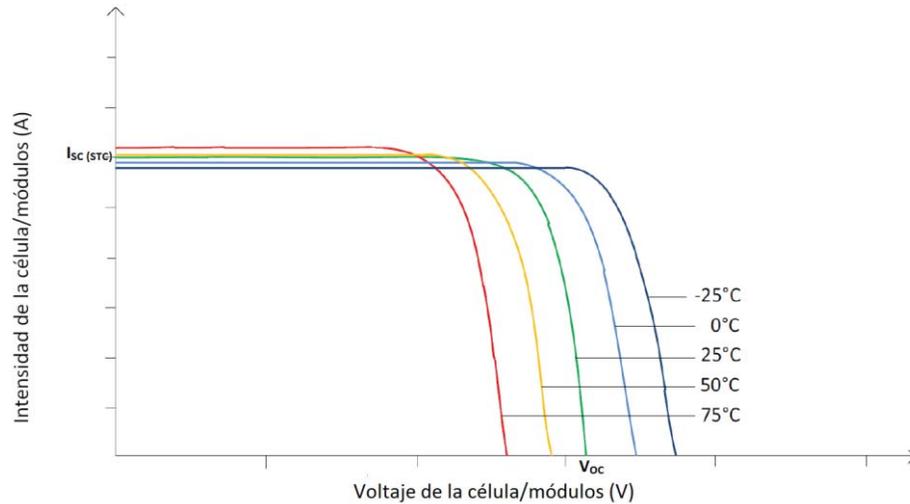


Figura 1-4: Curvas características V-I ante diferentes cambios de temperatura con irradiancia constante.

A diferencia de la curva característica V-I, ante cambios de irradiancia, el voltaje de circuito abierto disminuye ante un aumento de temperatura y de forma lineal. En consecuencia, la potencia máxima del sistema disminuye con el aumento de temperatura.

Es imprescindible conocer el rendimiento o eficiencia en el elemento generador FV, ya que éste nos proporcionara el modelamiento adecuado del arreglo fotovoltaico que se ocupa para abastecer el sistema de bombeo. Este parámetro es definido por la Ecuación 1-3 que se muestra a continuación:

$$\eta_g = \frac{P_m}{P_{radiación}} = \frac{V_m I_m}{G A_g} \quad (1-3)$$

donde G es la irradiancia solar y A_g es el área activa del generador [1].

1.1.2 Configuración de arreglo fotovoltaico

Una célula FV típica genera un voltaje de circuito abierto entorno a los 0.6 [V], mientras que la corriente de cortocircuito bordea los 3[A] para una célula de 100[cm²] de área [1]. Esto otorga una pequeña potencia, lo que hace necesario asociar células tanto en serie y en paralelo para crear módulos FV con mayor capacidad. Un módulo típico consta de 36 células conectadas en serie para así dar con las siguientes especificaciones: $I_{sc} \approx 3[A]$, $V_{oc} \approx 21[V]$, $I_m \approx 2.9[A]$, $V_m \approx 18[V]$ y $P_m \approx 50[W]$. Si la potencia suministrada por el módulo FV no es suficiente para una aplicación determinada, se realizan asociaciones serie y paralelo de módulos para formar un generador FV [1], y así, se pueda cumplir con las especificaciones requeridas por el sistema de bombeo.

Si la asociación se produce en serie, la corriente nominal que circula por el arreglo FV se mantiene, mientras que el voltaje resultante es la suma de los voltajes de cada uno de los paneles FV. Si la

asociación es en paralelo, se mantiene el voltaje de operación, mientras que las corrientes se suman para cada valor de tensión.

Las curvas características de un módulo o de un generador FV se pueden obtener a partir de la curva de una célula. Para la conexión en serie, se suman las tensiones y para la conexión en paralelo se suman las corrientes (esto se hace suponiendo que las células son exactamente iguales).

Con la Ecuación 1-1 se puede describir tanto de un módulo como de un generador FV, sin más que utilizar los valores adecuados para los parámetros característicos. Si los parámetros son conocidos a través del proveedor, entonces los valores para un módulo o generador FV formado por un determinado número de células conectadas en serie (N_s), y en paralelo (N_p), serán de fácil implementación para el sistema de demanda.

Un módulo FV es un conjunto de células conectadas en serie y en paralelo. Los módulos FV más utilizados en el mercado para cargar baterías de 12[V]. Estos están formados por 30, 33 o 36 células conectadas en serie. Si es que el sistema requiere más voltaje o corriente para el óptimo funcionamiento, éstos también se pueden conectar en serie y paralelo formando un arreglo FV. En la Figura 1-5 muestran las curvas características V-I ante cambios en la cantidad de células en el módulo FV, mientras que en la Figura 1-6 se visualiza la conexión serie-paralelo de módulos FV para formar el arreglo FV necesario para el sistema en específico.

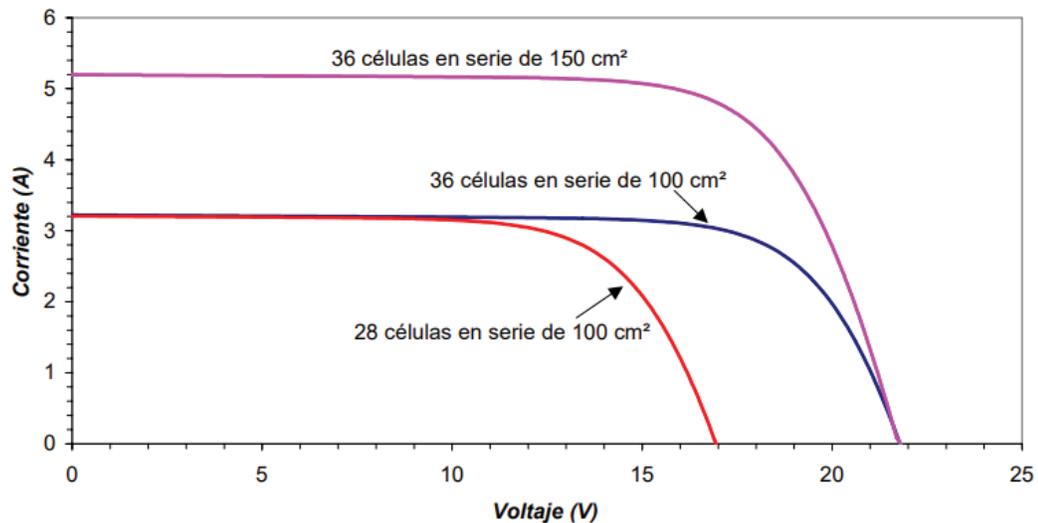


Figura 1-5: Asociación de células en serie para distintos generadores FV [1].

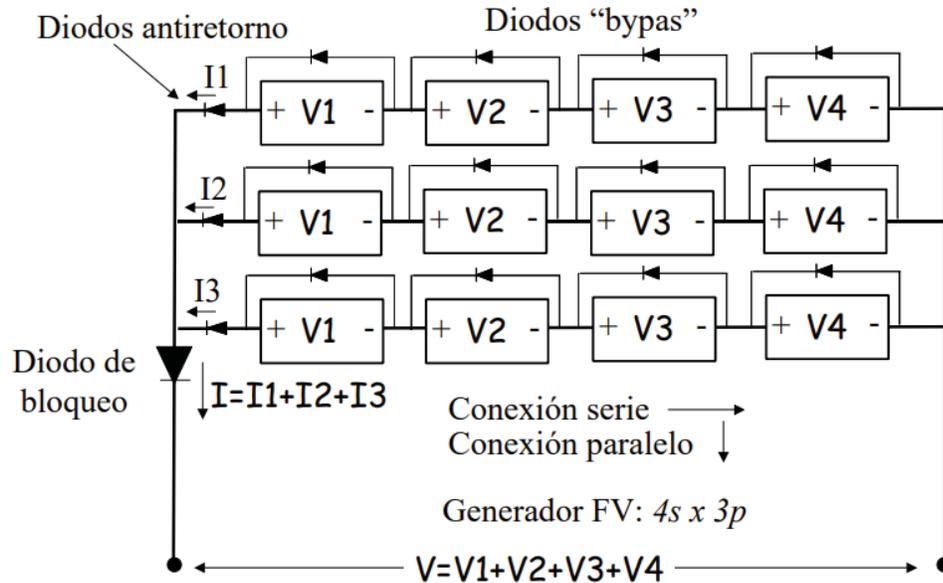


Figura 1-6: Conexión serie-paralelo de módulos FV [1].

En la Figura 1-6 se presenta un arreglo FV compuesto por 4 módulos conectados en serie y 3 de estos arreglos en paralelo. Cada uno de los módulos presenta diodos de paso (diodos que presentan un camino alternativo de la corriente en caso de sombreado, evitando así la formación de puntos calientes), antirretorno y el diodo de bloqueo que evita el flujo de la corriente en dirección opuesta con sistemas que presentan sistemas de baterías [1]. El arreglo FV proporciona un voltaje, que es la suma de las tensiones de cada uno de los módulos conectados en serie, y una corriente que es la suma de las corrientes provenientes de cada una de las ramas conectadas en paralelo.

El generador FV puede trabajar en cualquier punto de su curva V-I, pudiendo de esta manera, suministrar una potencia distinta para idénticas condiciones de irradiancia y temperatura impuesta por el tipo de carga eléctrica de salida. No obstante, existe un punto de funcionamiento en la curva V-I en el cual la potencia entregada es máxima, llegando al punto de máxima potencia que puede entregar el sistema de generación. En el sistema de bombeo FV se necesita que el punto de trabajo esté lo más cerca del punto de máxima potencia. Esto se verá con mayor detalle en próximos capítulos, donde se verá la metodología y aplicación para llegar a obtener el máximo rendimiento del arreglo FV.

1.2 Subsistema de motor-bomba.

El subsistema motor-bomba que se implementara en este proyecto está formado por un motor de corriente alterna (AC) que acciona una bomba hidráulica. Las bombas se pueden clasificar como centrífugas o de desplazamiento positivo dependiendo de las condiciones ambientales con que se esté trabajando.

1.2.1 Motores AC

Dado el gran número de aplicaciones para los que se han estado utilizando durante años este tipo de motores dispone de una gran variedad de ejemplares. Su inclusión en un sistema fotovoltaico implica aumentar el coste económico debido a que necesitan la presencia de un inversor trifásico para la conversión DC/AC desde la fuente generadora. Además, se necesitan dispositivos electrónicos auxiliares para proporcionar las altas corrientes de arranque. Sin embargo, los motores AC son, en general, más eficientes y relativamente más baratos, siendo típicamente la mitad del costo de un motor DC de la misma potencia [1].

Los motores más utilizados en un sistema de bombeo son los motores de inducción asíncronos. Estos motores poseen pares de arranque muy bajos, siendo adecuados para bombas de bajo arranque, como las bombas centrífugas.

Los motores AC se componen fundamentalmente de dos partes, rotor y estator, y se caracterizan por su voltaje y potencia nominales, por su velocidad de giro, dependiente de la frecuencia de la tensión de alimentación, y por el par del motor. Los motores de corriente alterna poseen un factor de potencia que limita el aprovechamiento de la corriente suministrada, dando lugar a pérdidas adicionales.

El par depende de la velocidad y de la corriente, por lo que es muy importante un control adecuado de estas variables para el óptimo funcionamiento del sistema en su conjunto. El rendimiento de estos motores depende de la potencia activa de alimentación y de la carga. Si la carga es diferente de la carga nominal, el rendimiento suele decaer bruscamente [1].

1.2.2 Bombas hidráulicas

Una bomba hidráulica es una máquina capaz de transformar energía mecánica en energía hidráulica. Hay dos tipos básicos de bombas:

- Bombas de desplazamiento positivo o volumétricas
- Bombas centrífugas

Las bombas de desplazamiento positivo tienen un contorno móvil que, por cambios de volumen, obliga al fluido a avanzar a través de la máquina. Se abre una cavidad en la que el fluido penetra a través de una toma y después se cierra expulsando el fluido por la abertura de salida. Son apropiadas para altos incrementos de presión y bajos caudales, mientras que las bombas centrífugas proporcionan caudales elevados con bajas alturas manométricas.

Las bombas centrífugas añaden simplemente cantidad de movimiento al fluido por medio de paletas o alabes giratorios. Estas están diseñadas para una altura manométrica más o menos fija y proporcionan generalmente mayor caudal que las bombas de desplazamiento positivo, aunque no son recomendables para profundidades de aspiración mayores de 5 a 6 metros. Pueden tener varios estados que dependen de la altura de bombeo necesaria. En la Figura 1-7 se muestra las curvas comparativas H-Q (altura con respecto al caudal de líquido a procesar) de estos dos tipos de bombas hidráulicas.

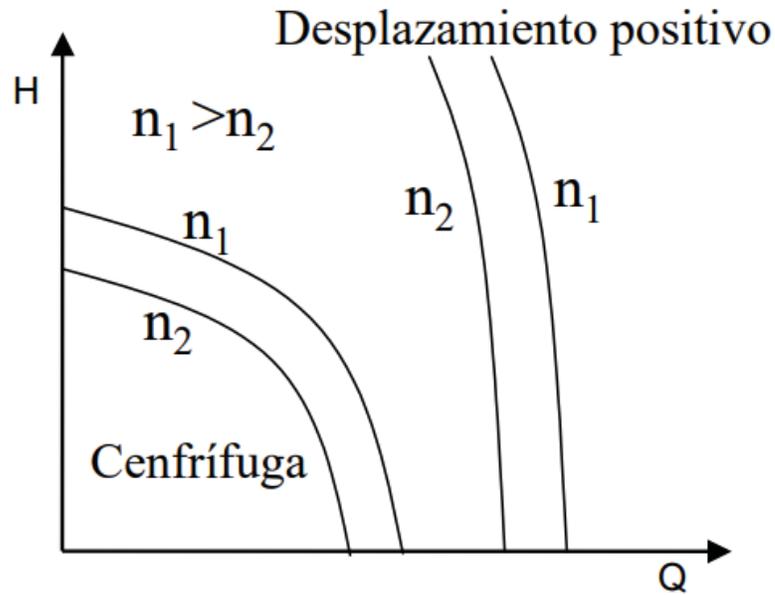


Figura 1-7: Comparación entre curvas características típicas Altura-Caudal de las bombas centrífugas y de desplazamiento positivo a velocidad constante [1].

Las bombas de desplazamiento positivo proporcionan un caudal aproximadamente constante directamente proporcional a la velocidad e independiente de la altura, mientras que las bombas centrífugas proporcionan una curva caudal-altura variable.

Una bomba centrífuga puede describirse con elevada precisión mediante las leyes de semejanza, que relacionan la potencia mecánica de entrada a la bomba (P), el caudal (Q), y la velocidad de giro (n). Cuando son aplicadas simultáneamente a un punto de la curva de la curva Altura-Caudal $h_1 - Q_1$, a una determinada velocidad de giro permitan la obtención de un punto de la curva $h_2 - Q_2$ a otra velocidad, teniendo en cuenta además que el rendimiento hidráulico puede suponerse constante entre ambos puntos [1]. Dado estas condiciones se obtienen las siguientes relaciones:

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{n_2}{n_1} \quad (1-4)$$

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{n_2^2}{n_1^2} \quad (1-5)$$

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{n_2^3}{n_1^3} \quad (1-6)$$

$$\frac{\eta_2}{\eta_1} = 1 \quad (1-7)$$

Donde los subíndices 1 y 2 representan velocidades diferentes.

Para una curva característica h - Q conocida, normalmente el fabricante de bombas suministra la curva h - Q de la bomba a una velocidad nominal, se pueden obtener directamente las curvas h - Q a diferentes frecuencias, tal y como muestra la Figura 1-8. Cuando la frecuencia se reduce, los

puntos de las curvas se mueven a lo largo de curvas cuadráticas con rendimiento constante hacia el origen de coordenadas.

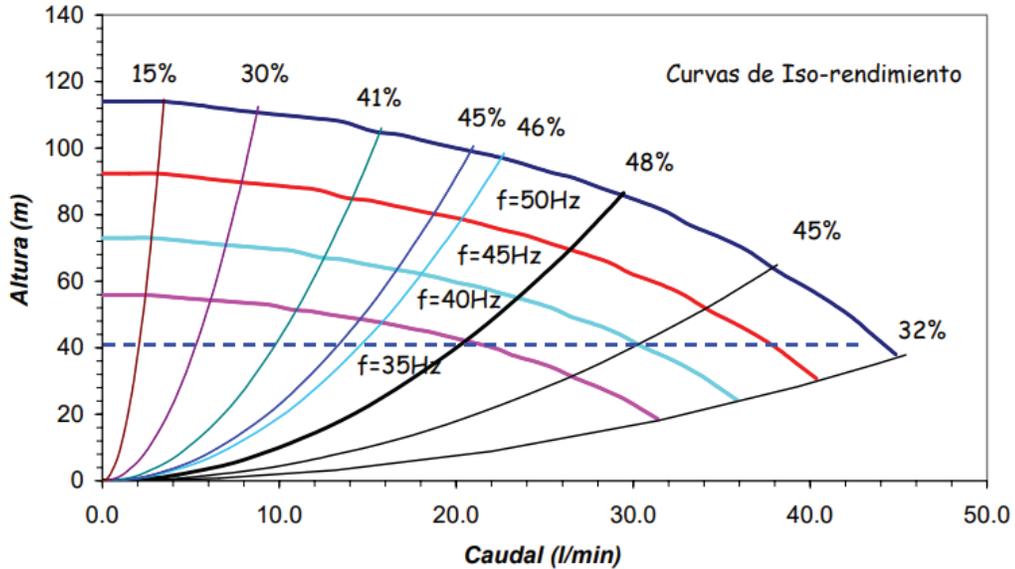


Figura 1-8: Curva característica h-Q (frecuencia v/s rendimiento) [1].

A partir de las curvas características de h-Q de la Figura 1-8 se puede obtener la Figura 1-9 donde se presentan la altura y la potencia absorbida por la bomba a diferentes frecuencias de operación en función del caudal. Para cada valor de la potencia, para una altura h, existe una única frecuencia de trabajo posible.

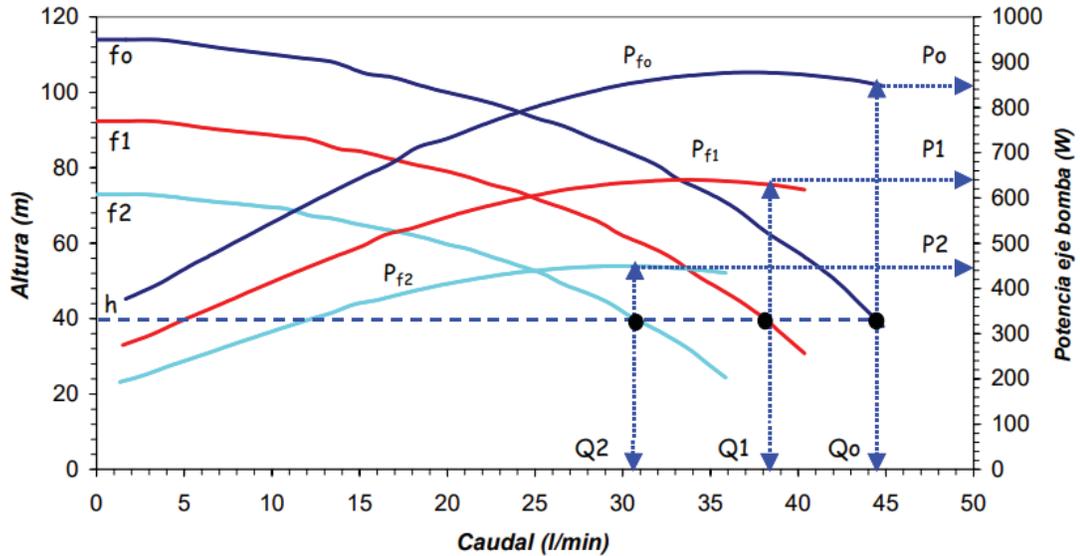


Figura 1-9: Curva característica h-Q (frecuencia v/s potencia) [1].

Si se considera una operación a una altura constante h, se puede ver como el rendimiento aumenta cuando la frecuencia disminuye para los tres puntos mostrados. Por debajo de una

determinada frecuencia la bomba no podría suministrar la altura de trabajo, h . Esto puede servir al momento de dimensionar una bomba para la operación en un sistema FV, si se conoce la altura de trabajo. Una regla general cualitativa para aplicaciones fotovoltaicas es que, para una altura de trabajo dada se ha de seleccionar una bomba cuyo punto de operación h - Q a frecuencia nominal se sitúe a la derecha del punto de máximo rendimiento. Operando a menores rendimientos a frecuencia nominal y a mayores rendimientos a bajas frecuencias se consigue incrementar el rendimiento medio diario del sistema de bombeo fotovoltaico.

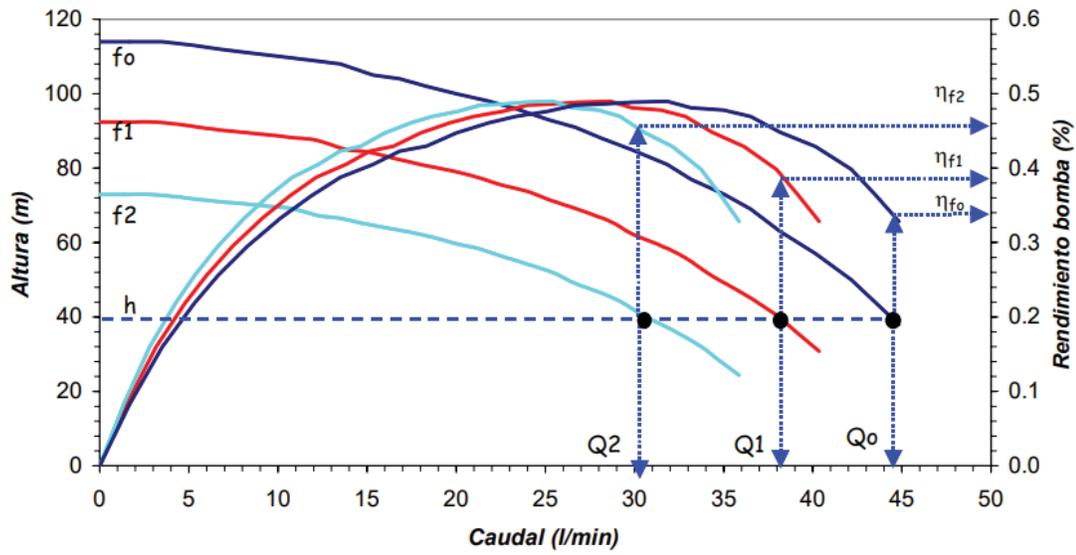


Figura 1-10: Curva característica h - Q (frecuencia v/s rendimiento) [1].

En los diseños convencionales de bombas centrífugas se alcanzan elevados rendimientos para alturas relativamente bajas. Para superar esta limitación se utilizan bombas multietado formadas por varias cavidades adyacentes que impulsan el agua en serie, consiguiendo bombear a mayores alturas dependiendo del número y tipo de impulsores.

Otra ventaja de las bombas centrífugas es su simplicidad, con un mínimo de partes móviles, bajo costo, robustez y tolerancia a los pequeños pares de arranque.

1.2.3 Acoplo generador-motor-bomba

Para tener un óptimo acoplo de cada uno de los componentes del sistema, se ha de cumplir que la potencia de entrada al motor sea igual a la potencia de salida del generador, lo mismo sucede con el voltaje y la corriente, en consecuencia, el punto de operación resultante de la conexión de un generador fotovoltaico y un subsistema motor-bomba se obtiene buscando el punto de corte de las curvas V - I características de cada uno de ellos.

Dependiendo del tipo de motor y del tipo de bomba, algunos subsistemas se adaptan mejor al generador fotovoltaico que otros. En la Figura 1-11 se muestra la curva característica de las bombas hidráulicas ante diferentes niveles de irradiación. Por ejemplo, las bombas centrífugas se aproximan bastante bien al punto de máxima potencia del generador, operando en condiciones

normales de diseño (curva A). En cambio, otros subsistemas, como sucede en el caso de las bombas de desplazamiento positivo, no se adaptan bien al punto de máxima potencia y el rendimiento del sistema es bajo (curva B). En el caso de que el sistema disponga de un seguimiento del punto de máxima potencia (curva C) el acoplo del sistema de bombeo FV con el generador FV es próximo al ideal, ya que el punto de trabajo coincide con el punto de máxima potencia del generador FV [1].

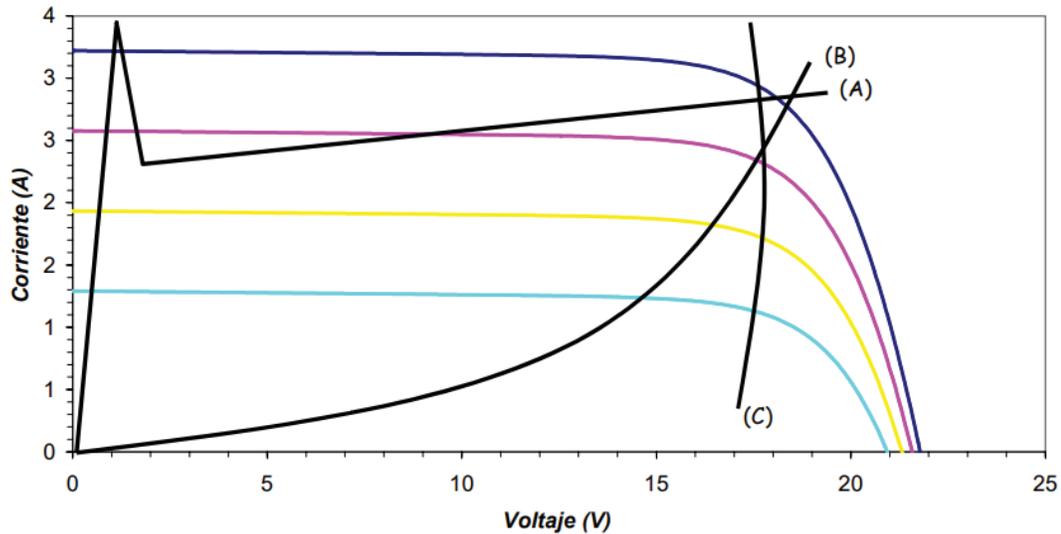


Figura 1-11: Acoplo generador-motor-bomba dado diferentes niveles de irradiación solar y tipos de bombas.

Las bombas centrífugas se diseñan para una altura manométrica fija y el volumen de agua bombeada crece con el aumento de su velocidad de rotación, y es por esto que son directamente proporcionales a la irradiancia incidente en el plano del generador FV. Su rendimiento decrece cuando funcionan fuera de las condiciones de diseño.

Cabe destacar que, en el caso de las bombas centrífugas, la bomba puede girar con muy bajos niveles de irradiancia, pero no bombeara agua hasta que la potencia sea tal que permita superar la altura manométrica del sistema, lo que conduce a la existencia de umbrales de irradiancia por debajo de los cuales no se bombea agua. Estos umbrales de irradiancia se sitúan normalmente a los 200 – 400 [W/m^2] y en aquellos momentos del día en los que la irradiancia no supere este umbral no se bombeara agua [1].

1.2.4 Subsistema de acumulación

Un sistema de bombeo alimentado mediante energía solar fotovoltaica suministra agua durante las horas en las cuales se supere la irradiancia umbral, a no ser que se incluyan en el sistema acumuladores de energía que, en caso de este proyecto, se asocian al depósito de almacenamiento de agua. Estos depósitos, dependiendo de su capacidad, pueden proporcionar el déficit de agua en aquellos momentos en que el caudal bombeado no alcance el consumo

demandado. La inclusión en el sistema de un depósito de almacenamiento hace que se pueda disminuir la potencia pico del generador.

En aplicaciones de riego agrícola se pueden distinguir dos tipos de almacenamiento de agua:

- Almacenamiento a largo plazo, en el cual se almacena el agua de un mes para otro.
- Almacenamiento a corto plazo, permitiendo almacenar agua de un día para otro, lo que permite evitar la falta de agua en determinados días de baja radiación solar.

El almacenamiento a largo plazo necesita depósitos de gran volumen que lo hacen económicamente no aconsejables en la mayoría de los casos a no ser que ya estén disponibles por otras razones.

Para evitar el aumento de la altura manométrica con la inclusión del depósito es necesario cuidar la relación entre el diámetro y la altura del mismo. Además, éste debería estar cubierto con el objetivo de minimizar las pérdidas por evaporación y entrada de suciedad.

2 Propuesta del circuito e Implementación de algoritmo MPPT

Antes de la implementación del algoritmo MPPT, es necesario conocer el sistema de bombeo solar a controlar. Este se muestra en la Figura 2-1. El arreglo FV produce una tensión en componente DC, donde esta se conecta a un condensador en los terminales de los módulos fotovoltaicos. Luego el sistema fotovoltaico proporciona energía eléctrica a dos inversores trifásicos de dos niveles conectados en paralelo a los terminales del condensador, para posteriormente alimentar motores de inducción que accionaran las bombas centrífugas.

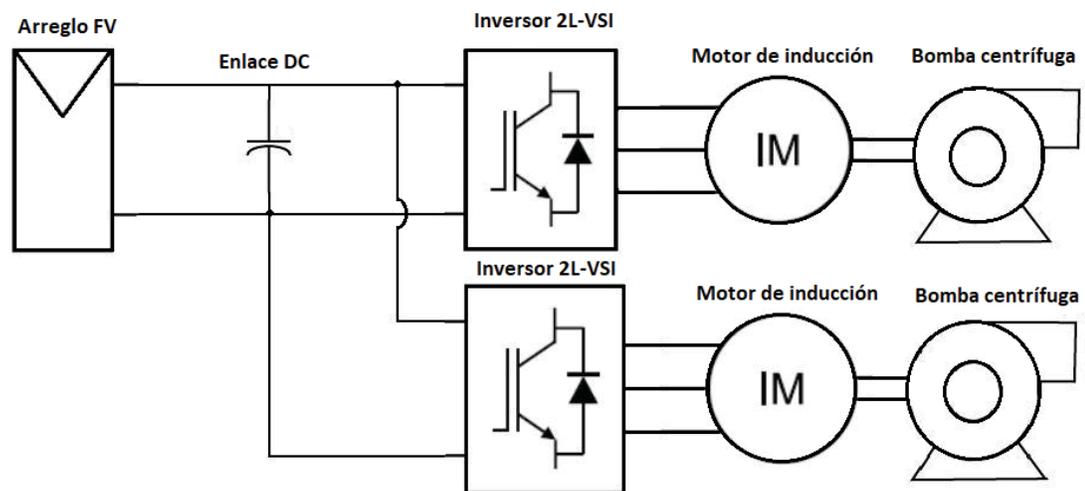


Figura 2-1: Topología propuesta del sistema de bombeo solar multiaccionamiento a simular.

2.1 Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT)

Debido a la no linealidad de la relación entre los parámetros de salida de las células fotovoltaicas, causados por variaciones climáticas (radiación solar y temperatura), se utiliza técnicas de extracción de potencia máxima (MPPT), la cual es necesaria para maximizar la producción de electricidad en un sistema fotovoltaico y aumentar la eficiencia global del sistema.

Como se vio en las Figuras 1-3 y 1-4, la corriente y tensión generada en un módulo fotovoltaico son parámetros altamente dependientes de la radiación solar y la temperatura ambiente. Estas curvas características exhiben un comportamiento no lineal, lo que hace necesario aplicar técnicas de control que sean capaces de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia en cualquier condición de irradiación o temperatura.

El algoritmo que se ocupara para la optimización del sistema es el de Perturbar y Observar, primero que todo porque es un método que puede ser implementado en sistemas tanto análogos como digitales, además de la posibilidad de variar su velocidad de convergencia al punto de máxima potencia (MPP). Es de complejidad media, y utiliza sensores de voltaje y corriente, permitiendo una lectura exacta de la potencia que entrega el panel fotovoltaico. En este algoritmo se permite realizar cambios o modificaciones para su optimización, que ante estos cambios podría pasar de eficiencias que van desde los 93% hasta 99.8% aplicando dichas técnicas.

2.1.1 Método de Perturbación y Observación (P & O)

En este método, los valores instantáneos de tensión y corriente en el módulo, $V_{FV}(n)$, $I_{FV}(n)$, se utilizan para medir la potencia seguida por la ecuación:

$$P_{FV}(n) = V_{FV}(n) \cdot I_{FV}(n) \quad (2-1)$$

La potencia en este momento se compara con la calculada en el instante anterior ($P_{FV}(n-1)$), donde se extrae la variación entre los dos instantes de tiempo [$\Delta P_{FV} = P_{FV}(n) - P_{FV}(n-1)$]. Si es que ocurren variaciones de potencia positiva significan que la perturbación en la tensión (ΔV_{FV}) contribuye a aumentar la potencia, por lo que la próxima actualización, se llevara a cabo con el mismo signo.

Una vez encontrado el MPP, la siguiente actualización dirigirá un ΔP_{FV} negativo, por lo cual la perturbación se da lo contrario. El algoritmo funciona del modo que se presenta en la Figura 2-2.

No obstante, la técnica P&O ofrece problemas dinámicos que indican el tamaño del tiempo o paso que se utiliza para calcular el ciclo de trabajo, lo que se interpreta en las gráficas como oscilaciones alrededor del punto de funcionamiento. Cuando la perturbación es grande, el sistema alcanza el régimen con mayor velocidad, pero con las oscilaciones de tensión más altas en todo el punto óptimo. Sin embargo, cuando este paso es pequeño y el sistema se vuelve más lento, proporciona una menor variación en el voltaje del módulo alrededor del MPP [2] [3].

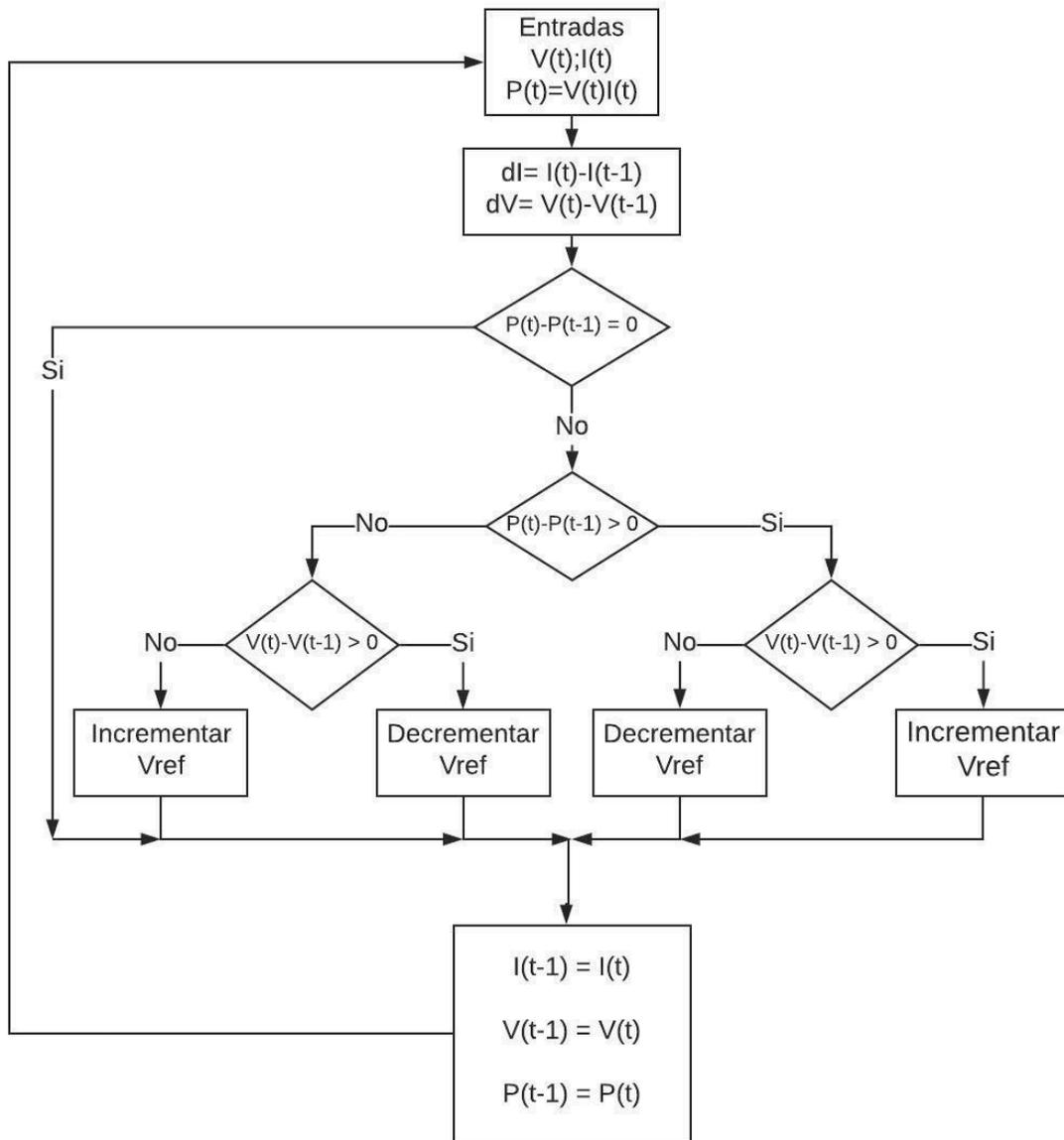


Figura 2-2: Diagrama de flujo del método Perturbación y Observación.

El algoritmo funciona de la siguiente manera:

1. Primero se mide la potencia instantánea multiplicando la tensión y corriente instantáneas medidas.
2. Comprobamos que la diferencia de potencia entre este instante y el instante anterior no sea cero. Si no es cero:
3. Si $P_{FV}(n)$ es menor que $P_{FV}(n - 1)$, el voltaje medido $V_{FV}(n)$ se compara con el voltaje medido en la iteración anterior $V_{FV}(n - 1)$:
 - a. Si $V_{FV}(n)$ es menor que $V_{FV}(n - 1)$, el voltaje de referencia debe incrementarse: $V_{ref}(n) = V_{ref}(n - 1) + \Delta V$.
 - b. Si $V_{FV}(n)$ es mayor que $V_{FV}(n - 1)$, el voltaje de referencia debe decrementarse: $V_{ref}(n) = V_{ref}(n - 1) - \Delta V$.
4. Si $P_{FV}(n)$ es mayor que $P_{FV}(n - 1)$, el voltaje medido $V_{FV}(n)$ se compara con el voltaje medido en la iteración anterior $V_{FV}(n - 1)$:
 - a. Si $V_{FV}(n)$ es menor que $V_{FV}(n)$, el voltaje de referencia debe decrementarse: $V_{ref}(n) = V_{ref}(n - 1) + \Delta V$.
 - b. Si $V_{FV}(n)$ es mayor que $V_{FV}(n)$, el voltaje de referencia debe incrementarse: $V_{ref}(n) = V_{ref}(n - 1) - \Delta V$ [4].

2.1.2 Diagrama de control para la implementación del algoritmo MPPT

La estrategia de control utilizada para mantener el voltaje DC en los terminales del arreglo FV en su valor óptimo acorde a la máxima potencia se presenta en la Figura 2-3. El controlador Proporcional e Integral (PI) es el encargado de procesar el error de voltaje que se produce entre el voltaje de referencia al cuadrado calculado por el algoritmo MPPT y el voltaje al cuadrado medido en los terminales del arreglo FV, para así generar una corriente de referencia del eje de cuadratura para el control de la máquina de inducción [5].

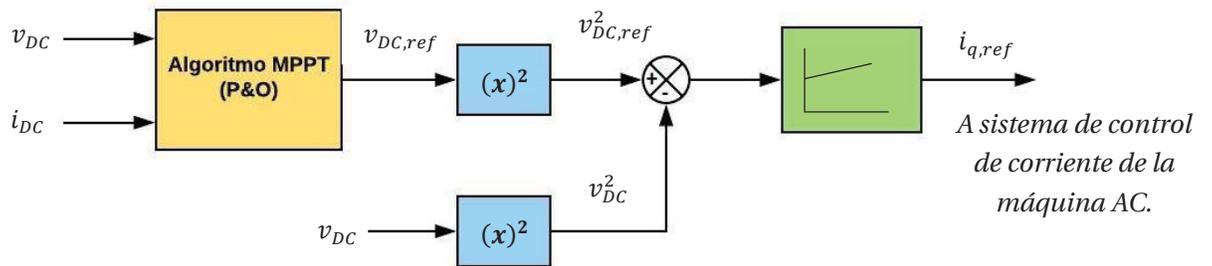


Figura 2-3: Esquema de control MPPT.

La obtención del controlador PI a utilizar para la interfaz del control MPPT con el control predictivo, será definida en el capítulo 4, contando con todos los parámetros reales utilizados para el sistema de bombeo solar multiaccionamiento.

3 Implementación de control predictivo

Ya implementado el algoritmo MPPT, se busca obtener el algoritmo de control predictivo que controlara el sistema de bombeo solar a través del control del motor de la máquina hidráulica. Para el óptimo funcionamiento del sistema se utiliza una de las técnicas predictivas de control ampliamente utilizada en accionamientos como es el Control Predictivo de Corriente (PCC). Esta técnica busca controlar el flujo magnético de la máquina y el torque eléctrico que ella genera de forma indirecta mediante el control de la corriente de estator presente en la máquina de inducción [6].

Para poder controlar la máquina de inducción, se modela el sistema trifásico a coordenadas cartesianas de dos dimensiones, para así obtener una máquina bifásica equivalente. Teniendo este modelo bifásico es posible controlar independientemente el flujo y torque de la máquina trifásica. Las corrientes del estator se refieren a un sistema de referencia ficticio (marco sincrónico) que gira con el vector flujo en el rotor (Ψ_r), haciendo que la componente directa (I_{sd}), controle el flujo y la componente de cuadratura, (I_{sq}), el torque [6].

3.1 Descripción del lazo de control

La idea general de operación del PCC es que, a partir del modelo de la carga y de una función objetivo, se determine el vector de estado del convertidor de potencia que minimice la función de costo u objetivo. De este modo, se hará la selección del estado del convertidor que comete el menor error entre la referencia y la predicción. Para la implementación del algoritmo de PCC se trabajará con las corrientes en eje estático o marco de referencia estático (eje $\alpha\beta$), ya que su implementación en la plataforma PSIM es más simple en la programación, de cada uno de los pasos a seguir. Todo esto se determinara gracias a los datos proporcionados por las corrientes y estimación de flujo en las coordenadas en eje sincrónico (eje dq).

Ante este planteamiento, la función costo tiene objetivos simultáneos, seguir la referencia de componente de corriente de eje β de estator ($i_{s\beta}^*$), y seguir la componente de corriente en eje α de estator que produce el flujo de la máquina ($i_{s\alpha}^*$). La función costo que realiza lo mencionado se muestra en la Ecuación 3-1.

$$g = (i_{s\beta}^* - i_{s\beta}(k + 1))^2 + (i_{s\alpha}^* - i_{s\alpha}(k + 1))^2 + (i_{s\gamma})^2 \quad (3-1)$$

donde $i_{s\gamma}$ es la componente de secuencia 0 en eje $\alpha\beta$. Esta se considerará, si es que existiera un desbalance en la carga.

La función de costo es evaluada para cada uno de los posibles vectores de voltaje del convertidor de potencia a utilizar. El vector que minimiza la función de costo es llamado vector óptimo (v_{opt}), y se muestra en la Ecuación 3-2.

$$v_{opt} = \arg_{\{v_0, \dots, v_7\}} \text{mín} [g(v_s^{t+1})] \quad (3-2)$$

3.1.1 Inversor fuente de voltaje de dos niveles

Para la aplicación de bombeo solar se ocupará un inversor fuente voltaje de dos niveles (2L-VSI), ya que es una topología muy común en aplicaciones de accionamientos debido a su simplicidad, su alto rendimiento dinámico y su amplia disponibilidad. En una aplicación típica de accionamiento, el convertidor alimenta la máquina AC como se muestra en la Figura 3-1(a) Dada la naturaleza del convertidor, esta topología puede producir 7 diferentes vectores de voltaje, como se ilustra en la Figura 3-1(b) y en la Tabla 3-1 es posible identificar 6 vectores activos y dos vectores cero. El vector de voltaje depende del estado de los switches del convertidor [6].

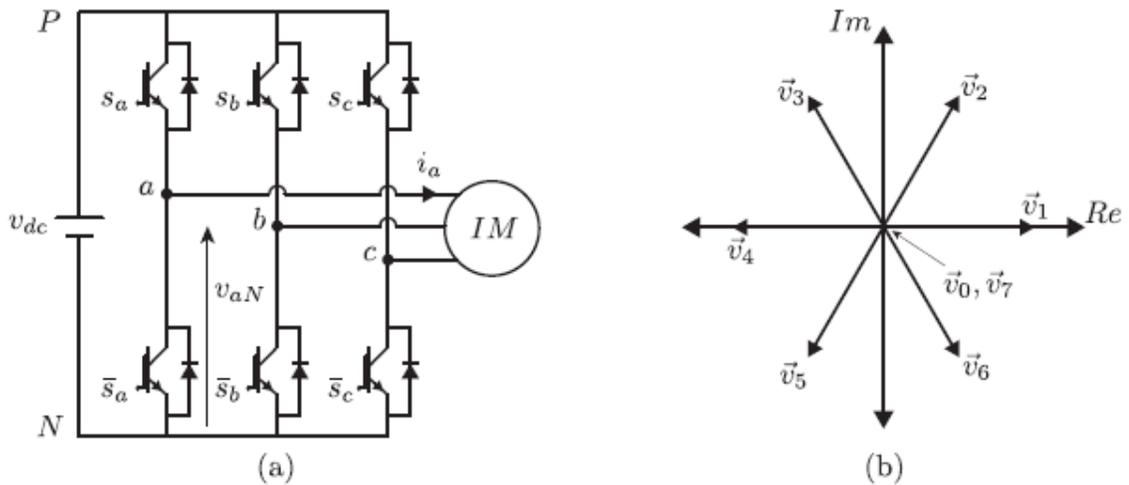


Figura 3-1: Inversor fuente de voltaje de dos niveles (2L-VSI), topología (a); Vectores de voltaje (b) [6].

Para definir cada una de las variables eléctricas que se ilustran en la Figura 3-1(a), se definen los voltajes y corrientes del convertidor trifásico representado por los siguientes ejes coordinados:

$$V_{Sabc} = [v_{sa} \quad v_{sb} \quad v_{sc}]^T \quad (3-3)$$

$$I_{sabc} = [i_{sa} \quad i_{sb} \quad i_{sc}]^T \quad (3-4)$$

El voltaje que se aplica a la máquina AC y el voltaje del enlace DC se relacionan mediante la siguiente ecuación:

$$V_{sabc} = [S_a \quad S_b \quad S_c]^T \cdot v_{dc} \quad (3-5)$$

donde S_a , S_b y S_c representa el estado del switch de cada pierna del convertidor (ver Figura 3-1 (b)), mientras que el v_{dc} es el voltaje DC del 2L-VSI. Usando esta notación, es posible escribir el vector de voltaje en ejes estacionarios $\alpha\beta$ de la siguiente manera:

$$V_{\alpha\beta 0} = [v_\alpha \quad v_\beta \quad v_0]^T = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} V_{sabc} \quad (3-6)$$

El voltaje del convertidor también puede ser representado en ejes sincrónicos dq orientado con un ángulo de rotación arbitrario θ de la siguiente manera:

$$V_{dq0} = [v_d \quad v_q \quad v_0]^T = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta & 0 \\ -\sin \theta & \cos \theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} V_{\alpha\beta} \quad (3-7)$$

Tabla 3-1: Estados de conmutación del 2L-VSI.

Vector de Voltaje	Estado Switches			Voltajes $\alpha\beta$		
	S_a	S_b	S_c	v_α	v_β	v_0
v_0	0	0	0	0	0	0
v_1	1	0	0	$\frac{2}{3}v_{dc}$	0	$\frac{1}{3}v_{dc}$
v_2	1	1	0	$\frac{1}{3}v_{dc}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}v_{dc}$	$\frac{2}{3}v_{dc}$
v_3	0	1	0	$-\frac{1}{3}v_{dc}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}v_{dc}$	$\frac{1}{3}v_{dc}$
v_4	0	1	1	$-\frac{2}{3}v_{dc}$	0	$\frac{2}{3}v_{dc}$
v_5	0	0	1	$-\frac{1}{3}v_{dc}$	$-\frac{1}{\sqrt{3}}v_{dc}$	$\frac{1}{3}v_{dc}$
v_6	1	0	1	$\frac{1}{3}v_{dc}$	$-\frac{1}{\sqrt{3}}v_{dc}$	$\frac{2}{3}v_{dc}$
v_7	1	1	1	0	0	v_{dc}

3.1.2 Modelo eléctrico de la máquina de inducción en ejes estacionarios

Si los ejes de referencia arbitrarios pasan a ser ejes estacionarios, comúnmente llamado eje- $\alpha\beta$, la velocidad angular $\omega_f = 0$ [6]. Con esto el modelo de la máquina de inducción es el siguiente:

$$V_{s\alpha\beta} = R_s i_{s\alpha\beta} + \frac{d\Psi_{s\alpha\beta}}{dt} \quad (3-8)$$

$$0 = R_r i_{r\alpha\beta} + \frac{d\Psi_{r\alpha\beta}}{dt} - \omega_r \Psi_{r\alpha\beta} \quad (3-9)$$

$$\Psi_{s\alpha\beta} = L_s i_{s\alpha\beta} + L_0 i_{r\alpha\beta} \quad (3-10)$$

$$\Psi_{r\alpha\beta} = L_0 i_{s\alpha\beta} + L_r i_{r\alpha\beta} \quad (3-11)$$

donde $\Psi_{s\alpha\beta}$ y $\Psi_{r\alpha\beta}$ son los flujos magnéticos del estator y el rotor respectivamente, $V_{s\alpha\beta}$ es el voltaje del estator, $i_{s\alpha\beta}$ e $i_{r\alpha\beta}$ son las corrientes de estator y el rotor de la máquina de inducción, mientras que ω_r es la velocidad angular del rotor de la máquina, L_0 es la inductancia mutua de la máquina, L_s la inductancia del estator, y L_r la inductancia del rotor.

Como ya se sabe el voltaje del estator de la máquina debe evaluarse para cada posible estado de conmutación del inversor. El objetivo de la estrategia de control predictivo propuesto es establecer el valor deseado de corrientes de referencias en coordenadas $\alpha\beta$ (componente de corriente de flujo y torque respectivamente) en el devanado del estator de la máquina.

Combinando las ecuaciones del modelo de la máquina de inducción, se obtiene el modelo en términos de la corriente del estator y el flujo magnético del rotor, además de la componente cero del en el eje de referencia $\alpha\beta$:

$$\frac{di_{s\alpha\beta}(t)}{dt} = \frac{1}{\sigma L_s} \left[V_{s\alpha\beta}(t) + \frac{L_0}{L_r} \left(\frac{R_r}{L_r} - j\omega_r(t) \right) \Psi_{r\alpha\beta}(t) - \left(R_s + \frac{L_0^2 R_r}{L_r^2} \right) i_{s\alpha\beta}(t) \right] \quad (3-12)$$

$$\frac{di_{s0}(t)}{dt} = \frac{1}{L_s} [V_{s0}(t) - R_s i_{s0}(t)] \quad (3-13)$$

$$\frac{d\Psi_{r\alpha\beta}(t)}{dt} = - \left(\frac{R_r}{L_r} - j\omega_r(t) \right) \Psi_{r\alpha\beta}(t) + \frac{L_0 R_r}{L_r} i_{s\alpha\beta}(t) \quad (3-14)$$

donde $\sigma = 1 - L_m^2 / (L_s L_r)$.

En general, las variables en eje $\alpha\beta$ pueden ser representadas por $x_{\alpha\beta} = x_\alpha + jx_\beta$, por lo tanto, el modelo de las ecuaciones anteriormente vistas, puede ser separado en sus componentes reales e imaginarias ($\alpha\beta$) obteniendo el siguiente modelo:

$$\frac{di_{s\alpha}(t)}{dt} = \frac{1}{\sigma L_s} \left[V_{s\alpha}(t) + \frac{L_0}{L_r} \left(\frac{R_r}{L_r} \Psi_{r\alpha}(t) + \omega_r(t) \Psi_{r\beta}(t) \right) - \left(R_s + \frac{L_0^2 R_r}{L_r^2} \right) i_{s\alpha}(t) \right] \quad (3-15)$$

$$\frac{di_{s\beta}(t)}{dt} = \frac{1}{\sigma L_s} \left[V_{s\beta}(t) + \frac{L_0}{L_r} \left(\frac{R_r}{L_r} \Psi_{r\beta}(t) - \omega_r(t) \Psi_{r\alpha}(t) \right) - \left(R_s + \frac{L_0^2 R_r}{L_r^2} \right) i_{s\beta}(t) \right] \quad (3-16)$$

$$\frac{di_{s0}(t)}{dt} = \frac{1}{L_s} [V_{s0}(t) - R_s i_{s0}(t)] \quad (3-17)$$

$$\frac{d\Psi_{r\alpha}(t)}{dt} = - \left(\frac{R_r}{L_r} \Psi_{r\alpha}(t) + \omega_r(t) \Psi_{r\beta}(t) \right) + \frac{L_0 R_r}{L_r} i_{s\alpha}(t) \quad (3-18)$$

$$\frac{d\Psi_{r\beta}(t)}{dt} = - \left(\frac{R_r}{L_r} \Psi_{r\beta}(t) - \omega_r(t) \Psi_{r\alpha}(t) \right) + \frac{L_0 R_r}{L_r} i_{s\beta}(t) \quad (3-19)$$

Para obtener el modelo discreto en coordenadas dq de la máquina asincrónica es necesario hacer una aproximación por medio de Euler, donde las derivadas se definen como $\frac{dx}{dt} \approx \frac{x(k+1)-x(k)}{T_s}$, donde T_s es el tiempo de muestreo en el algoritmo de control predictivo [7]. Siguiendo estos principios el modelo queda de la siguiente manera:

$$i_{s\alpha}(k+1) = \frac{T_s}{\sigma L_s} \left[V_{s\alpha}(k) + \frac{L_0}{L_r} \left(\frac{R_r}{L_r} \Psi_{r\alpha}(k) + \omega_r(k) \Psi_{r\beta}(k) \right) - \left(R_s + \frac{L_0^2 R_r}{L_r^2} - \frac{\sigma L_s}{T_s} \right) i_{s\alpha}(k) \right] \quad (3-20)$$

$$i_{s\beta}(k+1) = \frac{T_s}{\sigma L_s} \left[V_{s\beta}(k) + \frac{L_0}{L_r} \left(\frac{R_r}{L_r} \Psi_{r\beta}(k) - \omega_r(k) \Psi_{r\alpha}(k) \right) - \left(R_s + \frac{L_0^2 R_r}{L_r^2} - \frac{\sigma L_s}{T_s} \right) i_{s\beta}(k) \right] \quad (3-21)$$

$$i_{s0}(k+1) = \frac{T_s}{L_s} \left[V_{s0}(k) + \left(\frac{L_s}{T_s} - R_s \right) i_{s0}(k) \right] \quad (3-22)$$

$$\Psi_{r\alpha}(k+1) = T_s \left[\left(\frac{1}{T_s} - \frac{R_r}{L_r} \right) \Psi_{r\alpha}(k) - \omega_r(k) \Psi_{r\beta}(k) + \frac{L_0 R_r}{L_r} i_{s\alpha}(k) \right] \quad (3-23)$$

$$\Psi_{r\beta}(k+1) = T_s \left[\left(\frac{1}{T_s} - \frac{R_r}{L_r} \right) \Psi_{r\beta}(k) + \omega_r(k) \Psi_{r\alpha}(k) + \frac{L_0 R_r}{L_r} i_{s\beta}(k) \right] \quad (3-24)$$

Finalmente, ya teniendo el modelo predictivo para el control óptimo de la máquina de inducción y todos los posibles estados de conmutación, se procede a construir el sistema de control general para el sistema de bombeo solar multiaccionamiento. El objetivo del control predictivo es aplicar el estado de conmutación que minimiza la función de costo asegurando un buen seguimiento de las referencias actuales. El esquema de sistema de control aplicado para un sistema de bombeo solar se muestra en la Figura 3-2, mientras que el sistema de control general para multiaccionamiento se ve en la Figura 3-3. La estrategia de control predictivo propuesta es representada en el diagrama de flujo que se muestra en la Figura 3-4. Los pasos de este diagrama son descritos a continuación:

- Paso 1: La corriente de estados del estator, el voltaje de enlace DC del panel fotovoltaico y la velocidad del motor son medidos. El flujo de estator y de rotor son estimados usando el modelo de corriente de la máquina.
- Paso 2: El estado de los switches del convertidor que genera el vector de voltaje óptimo, que fue calculado en el periodo anterior, es aplicado.
- Paso 3: La respuesta de cada vector de voltaje del 2L-VSI son evaluados usando la función costo (Ecuación 3-1). La corriente de cuadratura y directa son predicha para cada posible vector de voltaje. Luego, las corrientes predichas son evaluadas en la función costo, para que finalmente el valor de la función costo para cada vector de voltaje sea guardado para el próximo paso.
- Paso 4: El vector de estado del convertidor que genera el menor valor de la función de costo es seleccionado para ser aplicado en el próximo ciclo.

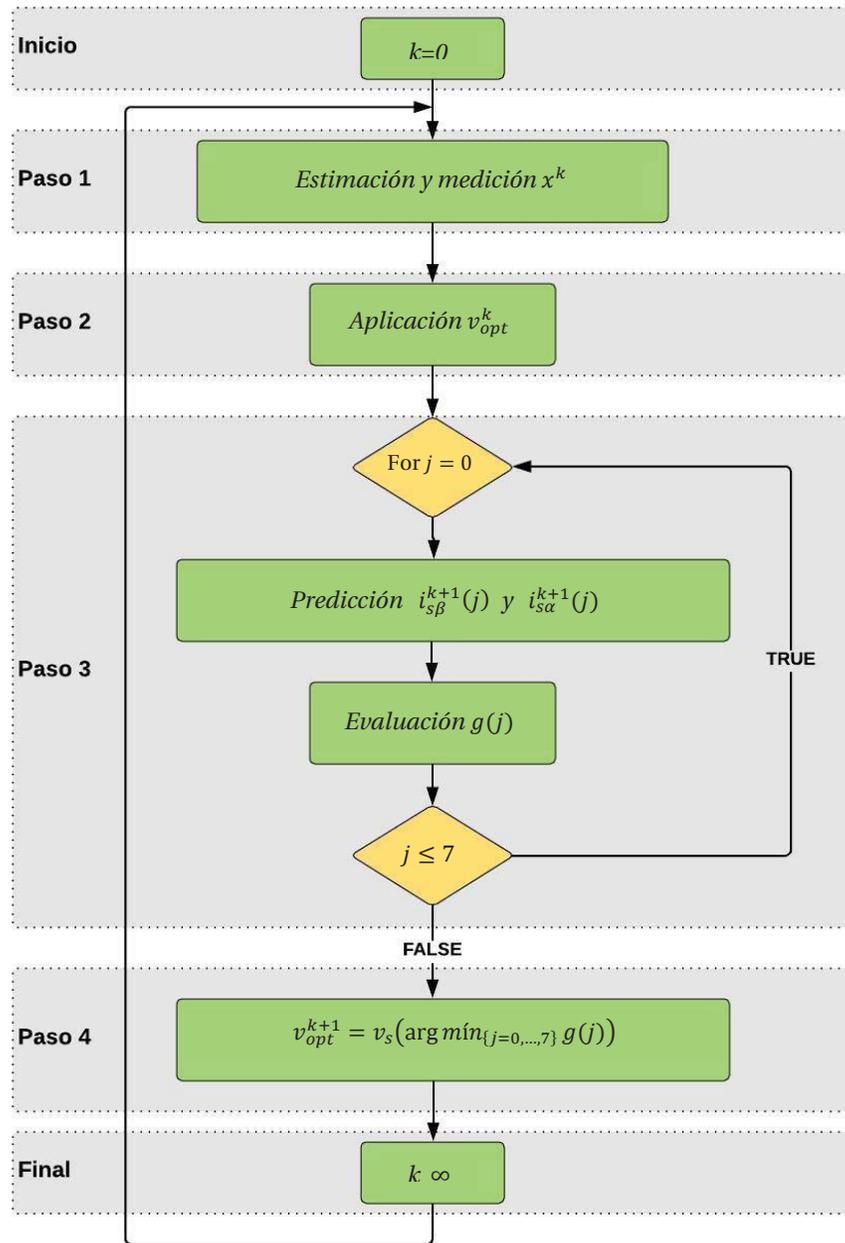


Figura 3-2: Diagrama de flujo del sistema de control predictivo.

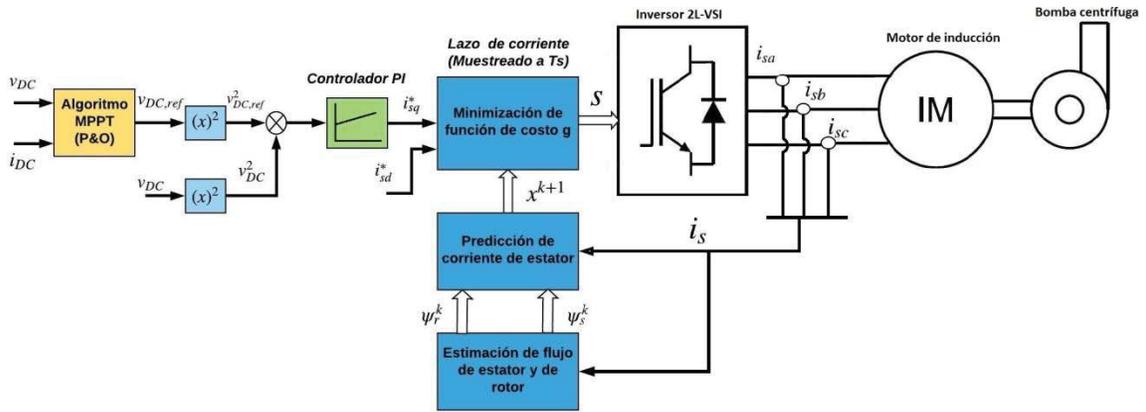


Figura 3-3: Esquema de control predictivo para sistema de bombeo solar.

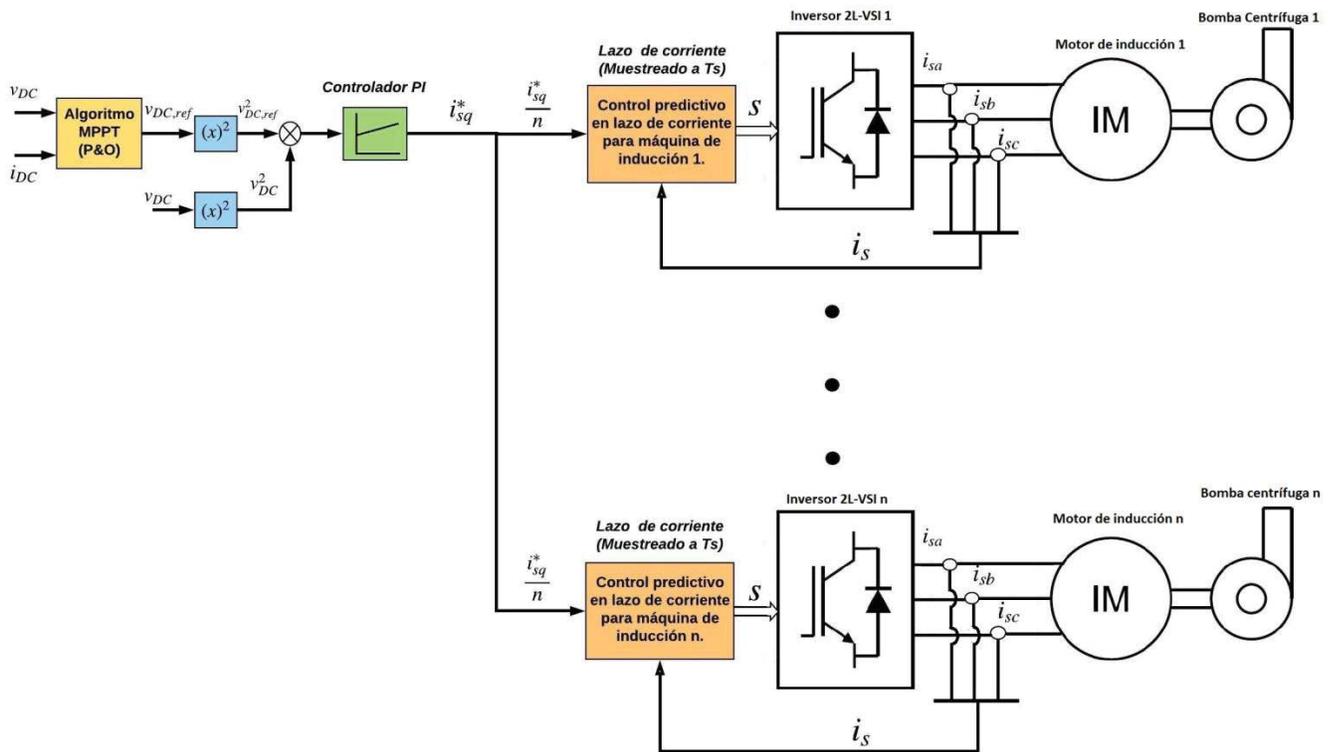


Figura 3-4: Esquema general de control predictivo para sistema de bombeo solar multiaccionamiento.

4 Modelamiento del sistema de bombeo solar

Uno de los factores primordiales en la generación de energía fotovoltaica para el sistema de bombeo solar multiaccionamiento es la radiación solar. Como ya se describió en capítulos anteriores la transformación de este recurso natural permite el funcionamiento de todos los elementos involucrados en el accionamiento de bombas.

El principal inconveniente se presenta en la extracción de la energía fotovoltaica, ya que no proporciona una entrada energética constante. Ante esto, es imprescindible contar con controladores que ayuden a la obtención de la máxima potencia del panel fotovoltaico como lo que se vio en el capítulo 2. Para probar la eficiencia del sistema de control, es indispensable ejecutar una simulación con modelos lo más próximos a la realidad. ¿Cómo se llega a modelos reales para la aplicación?, es lo que paso a paso se verá a continuación.

4.1 Condiciones climáticas

4.1.1 Irradiación en óptimas condiciones

El primer escenario posible se procede a simular la curva de radiación de un día de verano sin nubes, y ningún tipo de perturbación atmosférica.

Como se recordará, la irradiancia media de referencia diaria es de $1000 [W/m^2]$, lo que se ve representado en la Figura 4-1 para óptimas condiciones. En la Tabla 4-1 se muestra los valores utilizados para la mejor representación del modelo, mientras que en la Figura 4-2 se aprecia la gráfica simulada de irradiancia con respecto a las 24 horas de un día en óptimas condiciones.

Tabla 4-1: Distribución de irradiancia para un día de verano.

Irradiancia [W/m^2]	Horas [hr]
0	0
1	3
20	5
90	6
170	7
390	8
800	9
1000	10
1070	12
1000	14
800	15
390	16
170	17
90	18
20	19
1	21
0	24

Como se puede apreciar, de las 20[hr] a las 5 [h] de la mañana, la radiación es nula. A la vez se puede distinguir dos zonas con pendiente muy inclinada entre las 6[hr] y las 10[hr], y entre las 14[hr] y las 19[hr]. Estos tramos representan la entrada y salida del sol.

Como las condiciones atmosféricas no siempre son las más óptimas para la utilización, se hace necesario simular ante condiciones adversas donde se pueda comprobar la mayor eficiencia del sistema en su conjunto. En el siguiente apartado se observará dos tipos de problemas destacados en la generación solar fotovoltaica debido a la radiación variable.

4.1.2 Perturbaciones en la radiación

Las principales perturbaciones que afectan a la generación solar fotovoltaica difieren únicamente por el tiempo de duración que estas presentan. A continuación, se describen la utilización de estas condiciones para las respectivas simulaciones:

Perturbación por sombra temporal

Esta condición se presenta bajo condiciones atmosféricas de un día de bastante radiación, por ende, los paneles estarán trabajando al punto de máxima potencia (a una potencia más elevada que la nominal del sistema). De un momento a otro se interponen nubes entre la fuente de energía y el captador fotovoltaico. Cuando se produce este fenómeno tan brusco de incidencia en la radiación, provoca que las células solares se comporten como si abriesen el circuito, generando sobretensiones indeseadas. Además, para la configuración de MPPT tampoco le favorece este escenario y pone a prueba el sistema de control. En el momento que desaparece la nubosidad, la potencia incidente crece exponencialmente y también se generan problemas eléctricos, que se espera que se compensen con el control automático.

En la Figura 4-3 se observa la simulación de la radiación solar con pequeñas perturbaciones generadas por sombra temporal.

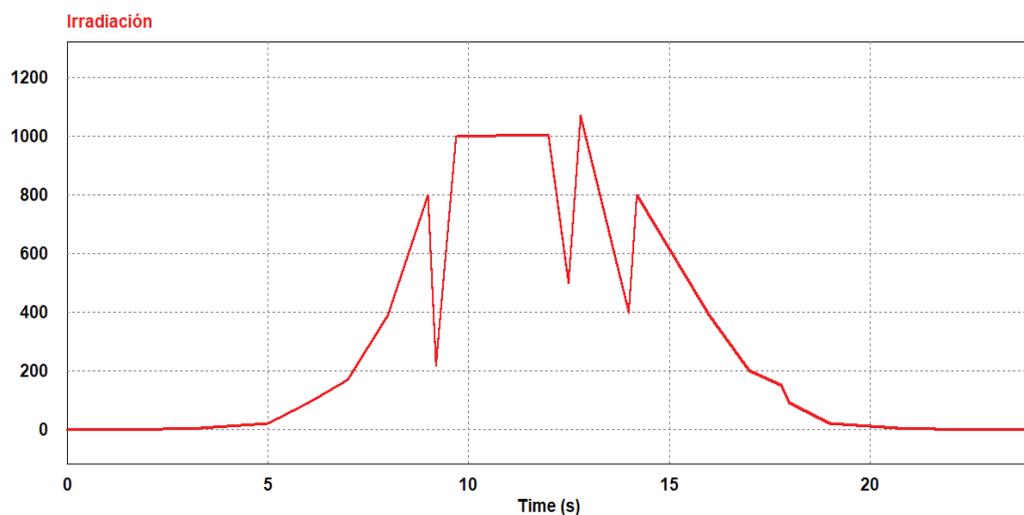


Figura 4-3: Irradiancia promedio simulada para un día con perturbaciones por sombra temporal.

Como se puede apreciar en la simulación, se producen tres instantes de sombras que perturban al panel fotovoltaico. En los tres instantes, la radiación disminuye muy bruscamente, y aumenta de la misma forma una vez que deja de interponerse la nube.

Perturbación por un día nublado

Por muy poca radiación que se produzca, los módulos fotovoltaicos generan electricidad, aunque el rendimiento se ve disminuido, todo esto ligado a la linealidad que se genera frente a la cantidad de luz que incide en el panel respecto a la producción de electricidad que este genera. En un día totalmente nublado equivale a un 10% de la intensidad total del sol, por lo que el rendimiento del módulo se verá afectado proporcionalmente a este valor. En la Figura 4-4 se muestra la forma de onda simulada de la irradiancia para un día nublado.

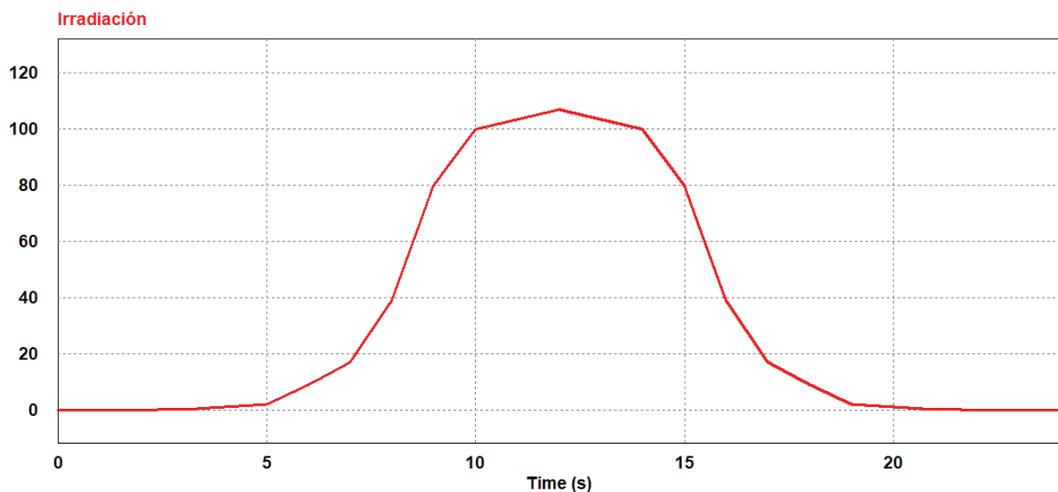


Figura 4-4: Irradiancia promedio simulada para un día con nubosidad.

4.2 Paneles FV

Es muy importante la determinación del panel FV a utilizar. Para efectuar el modelado de los paneles, se ocupará un panel policristalino con datos reales proporcionados por el mercado. Esta opción es la más óptima, dado el rendimiento y costo que esto implica. Los datos eléctricos del panel, así como las curvas características de V-I se configuran a través de la introducción de los datos característicos, para luego efectuar el cálculo automáticamente de los parámetros analíticos donde se simula la curva V-I, la cual va ser comparada con la curva característica del proveedor.

A continuación, en la Figura 4-5 se muestra el cuadro de diálogo que hay que rellenar:

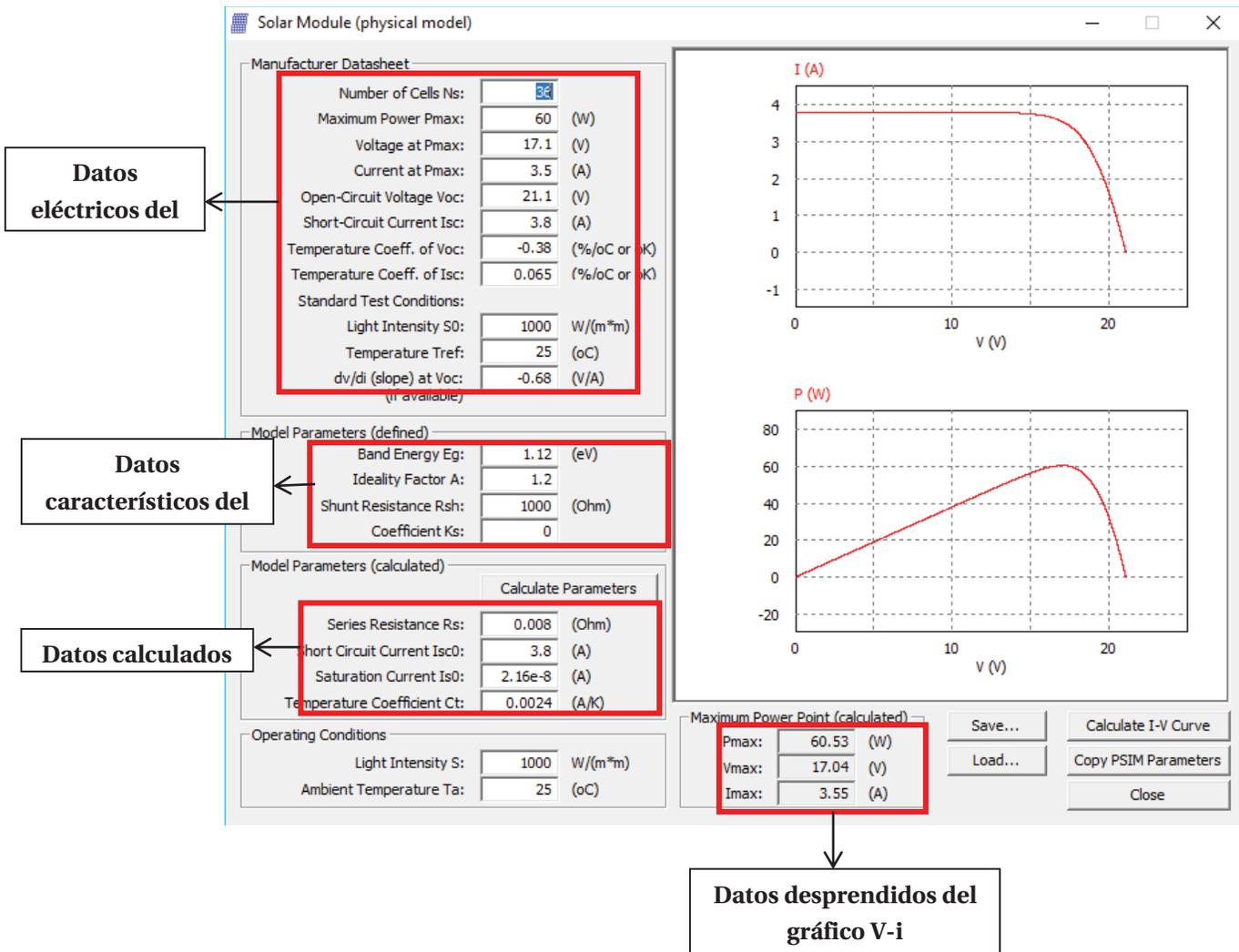


Figura 4-5: Configuración de panel fotovoltaico PSIM.

4.2.1 Configuración de panel solar policristalino

Como se sabe el panel solar policristalino es el más utilizado en el mercado, debido a que tiene probablemente la mejor relación rendimiento-costo. Como esta tipología no utiliza tanta cantidad de silicio, el precio es más económico pero su rendimiento está cerca del 17%.

Para modelar el sistema, se utilizará el modelo del panel fotovoltaico DHM60-280 (Ver apéndice B). Las características eléctricas necesarias para introducir en el cuadro de diálogo de PSIM, son las que se muestran en la Tabla 4-2:

Tabla 4-2: Características eléctricas Panel fotovoltaico DHM60-280.

DHM60-280	
Potencia máxima (Pm)	280 [W]
Tensión a máxima potencia (Vm)	31.7[V]
Corriente a máxima potencia (Im)	8.83 [A]
Tensión de circuito abierto (Voc)	39 [V]
Corriente de cortocircuito (Isc)	9.35 [A]
Coefficiente de temperatura para Voc	-0.32 [%/°C]
Coefficiente de temperatura para Isc	0.05 [%/°C]
Efecto aproximado de la temperatura a la potencia	-0.41 [%/°C]
NOCT	45 ± 2 °C
Número de células Ns	60
Intensidad de radiación estándar	1000 [W/m^2]
Temperatura de referencia	25°C
Resistencia serie Rs	0.0036 [Ω]
Resistencia shunt Rsh	1000 [Ω]
Corriente de saturación Iso	$6.72e^{-9}$ [A]
Banda energética	1.12[eV]
Coefficiente de temperatura Ct	0.004675
Coefficiente Ks	0

Con los datos del panel FV, se procede a visualizar la curva V-I característica, quedando como se muestra en la Figura 4-6, mientras que en la Figura 4-7 se muestra la curva característica V-I proporcionada por el fabricante.

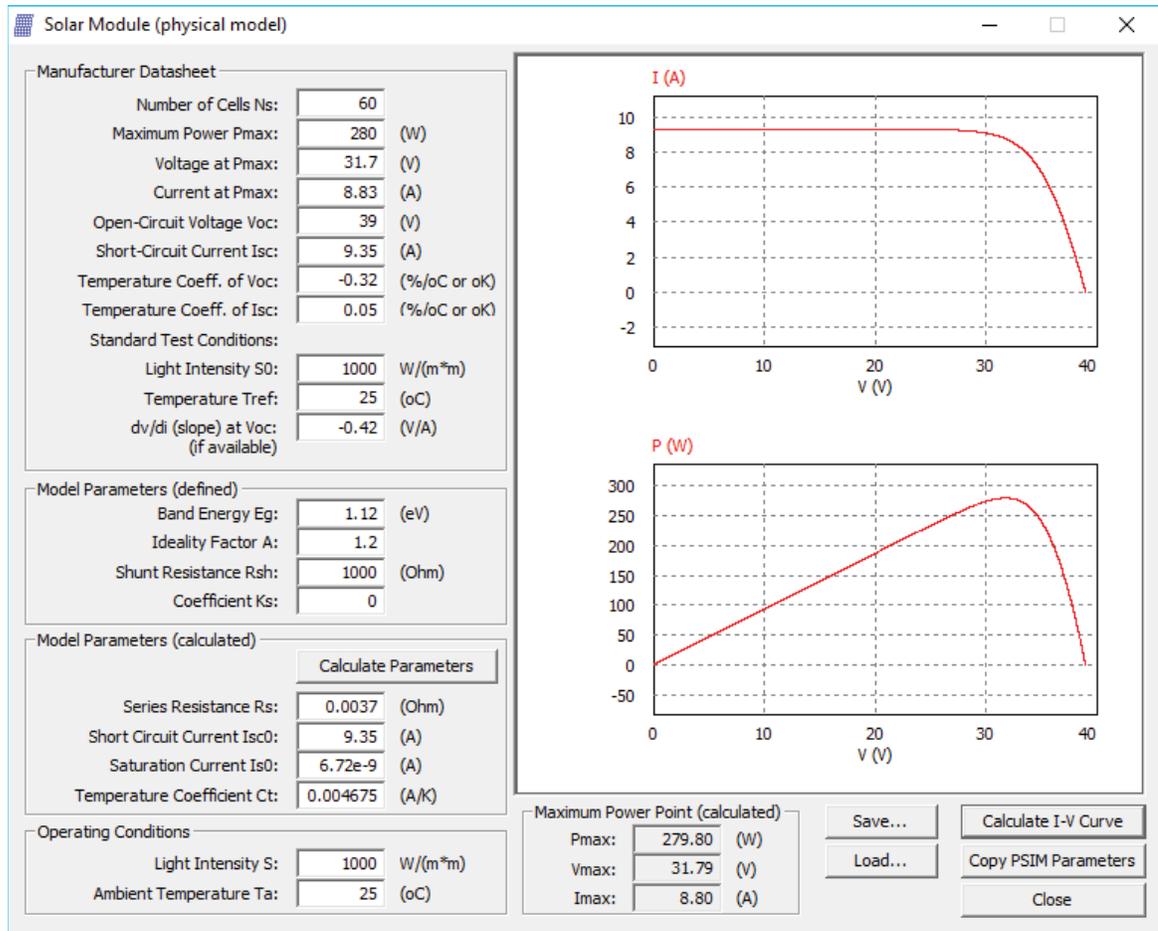


Figura 4-6: Modelo físico de panel policristalino DHM60-280.

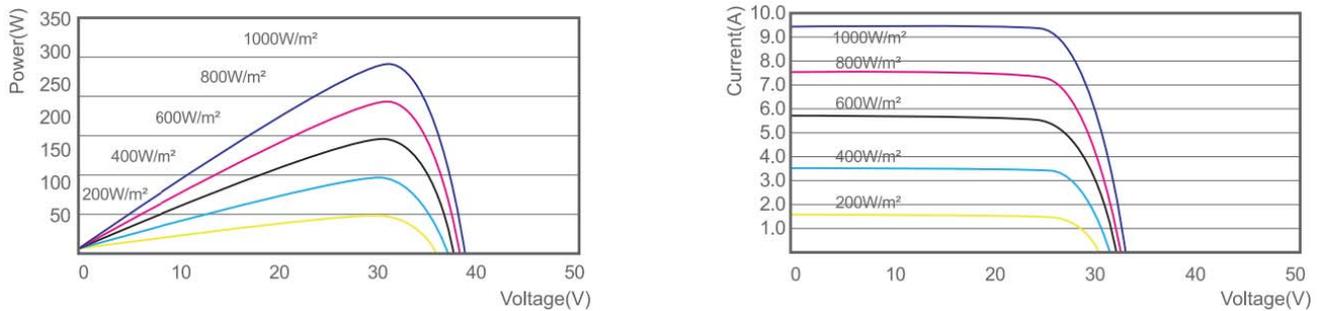


Figura 4-7: Curva característica V-P, y V-I de panel DHM60-280 proporcionada por el fabricante.

Haciendo una comparación de la curva calculada por el simulador PSIM con la curva proporcionada por el fabricante, se puede corroborar que las dos se ajustan casi perfectamente a las características en condiciones nominales de irradiación.

4.3 Asociación de paneles FV

Para poder efectuar el dimensionado del sistema de generación, se necesitan dos configuraciones de paneles solares: asociación serie y asociación en paralelo. En el siguiente apartado se modelará estas configuraciones para el panel solar DHM60-285, determinando así la potencia máxima con que se alimentará el sistema de bombeo solar.

Antes de efectuar la configuración de los respectivos paneles es necesario conocer las características de los motores que se tendrán que alimentar para el accionamiento de las bombas centrífugas. Para esto se modelará un motor de inducción en la plataforma PSIM con los parámetros característicos descritos en el siguiente capítulo. El motor que se utilizara es de $6.5[kW]$, por lo tanto para poder alimentar cada motor en la aplicación de multiaccionamiento del sistema fotovoltaico se necesitará de $13[kW]$ como mínimo, considerando los dos motores de las mismas características ya mencionadas.

4.3.1 Asociación de paneles FV conectados en serie

La asociación serie se realizará mediante paneles policristalinos en serie del modelo visto anteriormente, con el fin de asegurar el óptimo suministro para el sistema de bombeo solar. Con el mismo modelo DHM60-280 de panel, se puede fabricar un sistema de dos formas posibles. Una de ellas es conectar los paneles con las características extraídas de la hoja del fabricante, o bien confeccionar un modelo teórico de un solo panel con las características que se ajusten al modelo propuesto.

Para efectos prácticos se modelará el sistema de generación modificando el cuadro de dialogo de PSIM. Para empezar, es necesario multiplicar las células en serie NS que tiene un panel por el número de paneles en serie. Posteriormente se tiene que sumar la potencia de todos los paneles. Además, se hace necesario multiplicar las tensiones de vacío y de máxima potencia por el número de paneles en serie, así como la pendiente dV/di . Con respecto a los demás parámetros a introducir no cambian respecto al modelo de panel único. En la Figura 4-9 se muestra en cuadro de diálogo con los parámetros ya modificados.

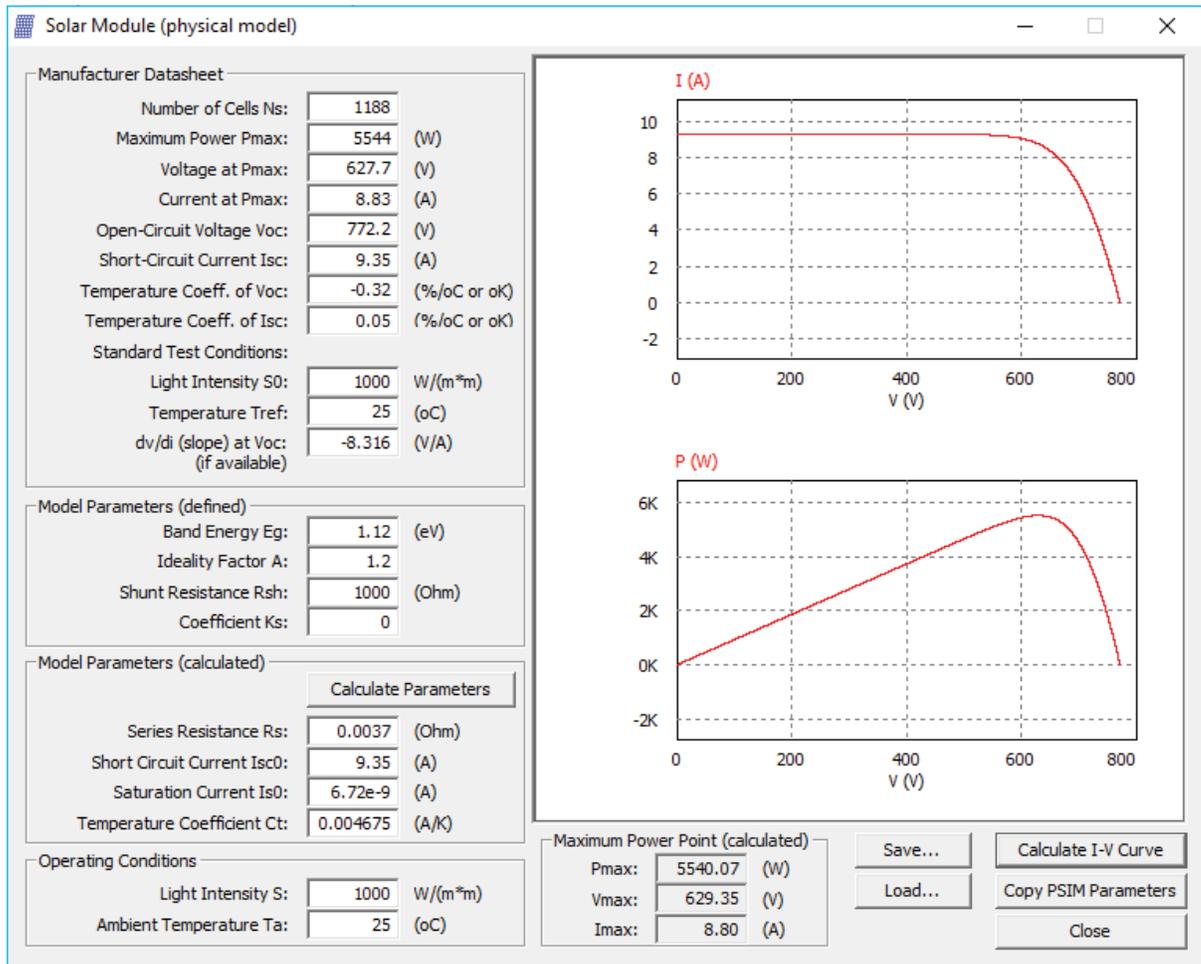


Figura 4-8: Curva característica V-P, y V-I de panel DHM60-280 proporcionada por el fabricante.

Como se aprecia en las curvas características, éstas se ajustan perfectamente con el arreglo demandado para suministro óptimo del sistema, llegando a una potencia máxima de $P_m = 5.5 [W]$, y un voltaje máximo de $V_m = 629 [V]$.

4.3.2 Asociación de paneles FV conectados en paralelo

En este escenario se necesita obtener una mayor capacidad de corriente desde el elemento generador para el óptimo funcionamiento del sistema de multiaccionamiento que se está trabajando, es por esto que es necesario, al igual que en la configuración anteriormente vista, algunas modificaciones en el cuadro de diálogo. Para empezar, la potencia máxima es la suma de todos los paneles a conectar, ya que, mientras más paneles se conecten en serie o paralelo al sistema, más potencia puedes obtener del sistema generador. Por lo tanto, como el panel DHM60-280 es de 280[W], la potencia mínima de suministro eléctrico será, en este caso, de 13[kW] para satisfacer las condiciones nominales del sistema de bombeo. Con esto, se conectarán arreglos de paneles en paralelo, con las mismas características evaluadas en el apartado anterior, lo que provoca una suma de corriente, que se multiplica por el número de paneles en paralelo, dando un total de 20.75 [A] de corriente a potencia máxima y 21.97 [A] de intensidad de cortocircuito.

Los demás parámetros a introducir no cambian respecto al modelo de panel único. Si procedemos a calcular la curva V-I, se observa que se tiene un modelo para una Pmax de 13.004 [kW] bastante cercano a los 13.028[kW], con la corriente y tensión a potencia máxima muy parecidas a las teóricas. El cuadro dialogo queda de la siguiente manera:

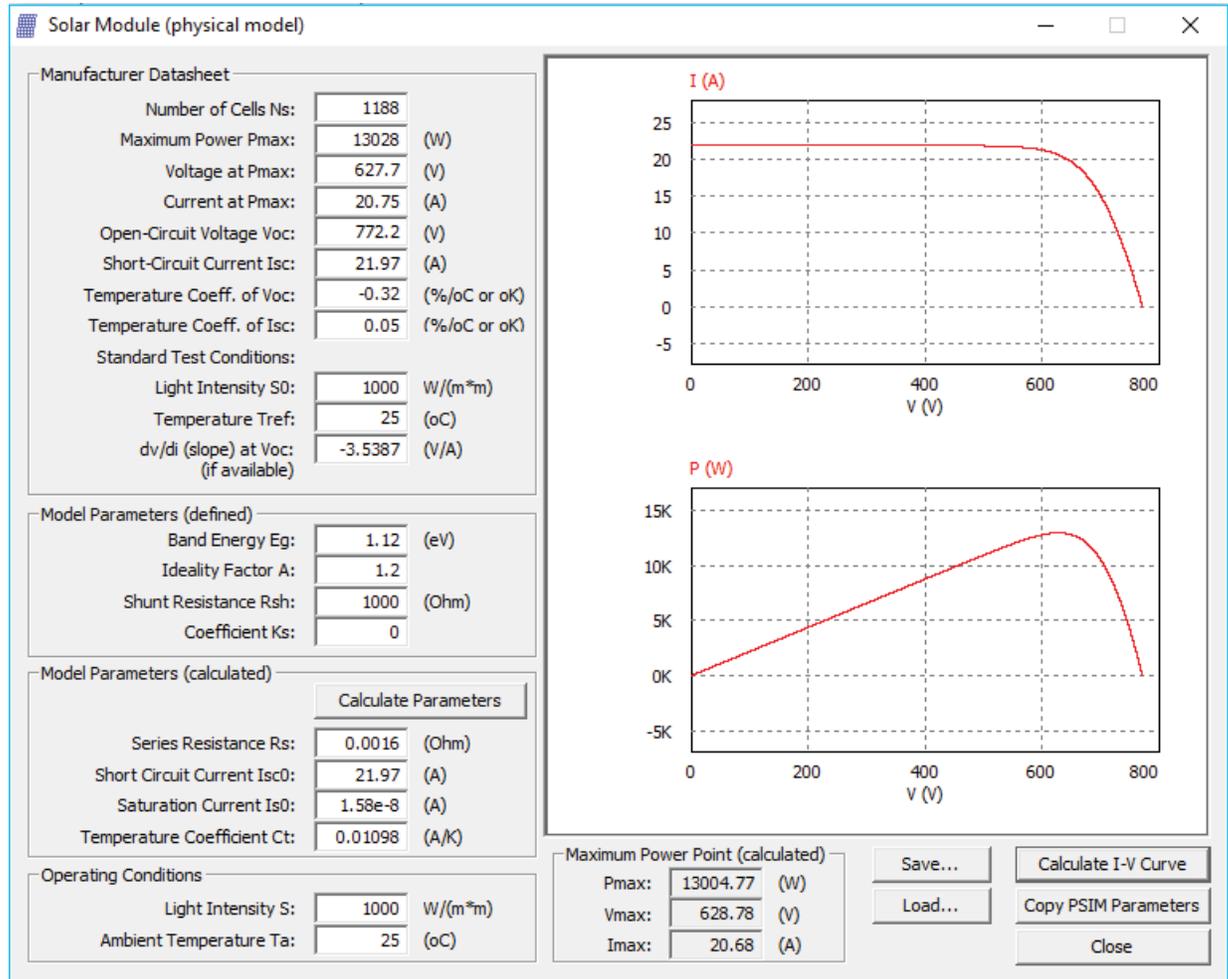


Figura 4-9: Configuración de paneles en paralelo del modelo DHM60-280.

4.4 Determinación de controlador PI para control MPPT

Como se vio en el capítulo 2, se hizo la determinación del diagrama de control para el algoritmo MPPT, pero al no haber determinado aún las características del sistema, no se efectuaron los respectivos cálculos del controlador PI.

Antes de la determinación del controlador es indispensable conocer el elemento que proporcionara el enlace DC del sistema FV con el sistema de potencia que acciona cada una de las bombas centrífugas. El objetivo que tiene el condensador del inversor es mantener el voltaje DC constante durante la operación normal del sistema. Ante esta función el condensador debe cumplir con los siguientes requisitos: i) El voltaje de operación del condensador debe ser mayor

al peak de voltaje sinusoidal de la red AC, ii) La oscilación (ripple) del voltaje del enlace debe estar en los valores establecidos en su diseño.

La obtención del capacitor o del arreglo capacitivo a utilizar para el enlace DC del sistema se efectuará mediante la expresión de energía del capacitor (4-1) necesaria para compensar los momentos donde ocurren perturbaciones indeseadas en el elemento generador.

$$E_c = \frac{1}{2} C \cdot V_{dc}^2 \quad (4-1)$$

Considerando la perturbación con mayor duración del sistema en la simulación para un día por sobra temporal es de $t = 0.04[s]$ y la potencia nominal a entregar al sistema de bombeo es de $P_{nom} = 13[kW]$, la energía necesaria producida por el capacitor será de $E_c = 520[kW \cdot s]$. Como se vio en la configuración de paneles, el voltaje máximo que proporcionara el arreglo fotovoltaico es de $V_{dc} = 630 [V]$.

Con la ecuación ya definida se determina el valor del condensador a conectar en el inversor monofásico (4-2).

$$C = \frac{2 \cdot E_c}{V_{dc}^2} = \frac{2 \cdot 520[kW \cdot s]}{630[V]^2} = 2620.31[\mu F] \quad (4-2)$$

Para cumplir con los objetivos planteados en este apartado se elige un capacitor o un arreglo capacitivo de mayor magnitud, con valores proporcionados por el mercado, por lo tanto $C = 3000[\mu F]$.

Ya teniendo el valor del capacitor a ocupar para el enlace DC, se procede a la obtención del controlador PI, para la obtención de la corriente de referencia en eje de cuadratura para el control predictivo de cada máquina.

Para encontrar el controlador PI de corriente de la máquina se tiene como función H(s):

$$H(s) = \frac{1}{0.5 \cdot C \cdot s} \quad (4-3)$$

Mientras que la función del controlador de corriente PI se expresa por:

$$G(s) = \frac{K_{p.i.}(s + z)}{s} \quad (4-4)$$

Estas funciones se pueden expresar en un diagrama de bloques en el que la entrada es el error cuadrado del voltaje de referencia del arreglo fotovoltaico producido por el algoritmo MPPT y el cuadrado del voltaje medido del enlace DC. Mientras que la salida es la corriente de cuadratura de referencia de la máquina de inducción.

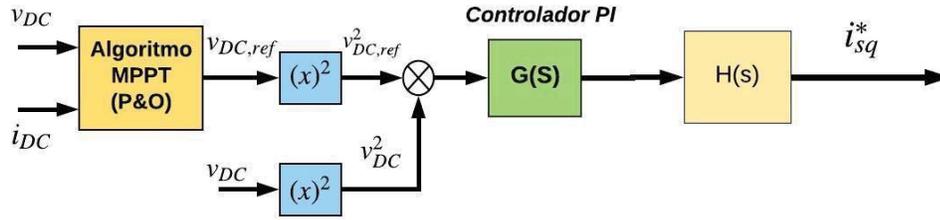


Figura 4-10: Diagrama de control para la obtención de corriente de cuadratura de referencia.

Al reducir el diagrama se obtiene la siguiente función de transferencia:

$$\frac{E(s)}{i_{sq}^*(s)} = \frac{K_{PI}(S + z_i)/(0.5 \cdot C)}{s^2 + s\left(\frac{K_{PI}}{0.5 \cdot C}\right) + \frac{K_{PI} \cdot z_i}{0.5 \cdot C}} \quad (4-5)$$

Igualando el denominador a la ecuación característica de segundo orden ideal, y considerando $\xi=0.8$ y $\omega_{n_i}=63[\text{rad/s}]$, se obtiene lo siguiente:

$$K_{PI} = \xi \omega_{n_i} C = 0.8 \cdot 63 \cdot 3000\mu = 0.1272 \quad (4-6)$$

$$z_i = \frac{\omega_{n_i}^2 \cdot C}{2K_{PI}} = \frac{63^2 \cdot 3000\mu}{2 \cdot 0.1272} = 46.8 \quad (4-7)$$

Por lo tanto, el controlador de corriente es:

$$G(s) = 0.1272 \cdot \frac{(s + 46.8)}{s} \quad (4-8)$$

4.5 Programación del algoritmo de control predictivo

En el capítulo 3 se pudo definir la implementación del control predictivo dentro del modelo del sistema de bombeo solar. En esa instancia se trabajó con los parámetros en el eje $\alpha\beta$, ya que facilita la implementación del bloque de programación en la simulación de la plataforma PSIM. A continuación, se describe el código ocupado para la utilización del control predictivo de corriente a utilizar. En la Figura 4-11 se muestra el bloque de programación con las respectivas entradas y salidas del sistema de control.

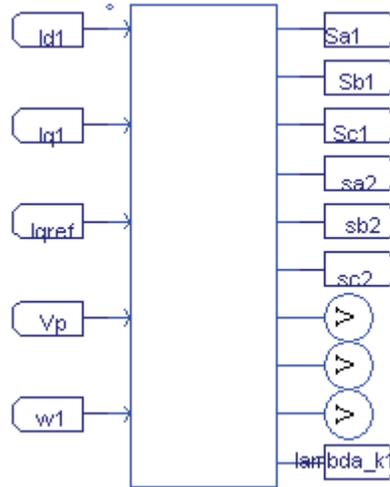


Figura 4-11: Bloque de programación del control predictivo de corriente para la máquina de inducción.

Listado 4-1: Código de control predictivo de corriente.

```

1 Id=in[0];
2 Iq=in[1];
3 Iqref=in[2];
4 Vdc=in[3];
5 wr=in[4];
6
7 Va[0]=Vdc; Va[1]=Vdc; Va[2]=-Vdc; Va[3]=-Vdc; Va[4]=-Vdc; Va[5]=Vdc;
8 Va[6]=Vdc; Va[7]=-Vdc;
9 Vb[0]=-Vdc; Vb[1]=Vdc; Vb[2]=Vdc; Vb[3]=Vdc; Vb[4]=-Vdc; Vb[5]=-Vdc;
10 Vb[6]=Vdc; Vb[7]=-Vdc;
11 Vc[0]=-Vdc; Vc[1]=-Vdc; Vc[2]=-Vdc; Vc[3]=Vdc; Vc[4]=Vdc; Vc[5]=Vdc;
12 Vc[6]=Vdc; Vc[7]=-Vdc;
13
14 Valpha[0]=Va[0]-0.5*(Vb[0]+Vc[0]); Vbeta[0]=0.866025403*(Vb[0]-Vc[0]);
15 Vo[0]=0.333333*(Va[0]+Vb[0]+Vc[0]);
16 Valpha[1]=Va[1]-0.5*(Vb[1]+Vc[1]); Vbeta[1]=0.866025403*(Vb[1]-Vc[1]);
17 Vo[1]=0.333333*(Va[1]+Vb[1]+Vc[1]);
18 Valpha[2]=Va[2]-0.5*(Vb[2]+Vc[2]); Vbeta[2]=0.866025403*(Vb[2]-Vc[2]);
19 Vo[2]=0.333333*(Va[2]+Vb[2]+Vc[2]);
20 Valpha[3]=Va[3]-0.5*(Vb[3]+Vc[3]); Vbeta[3]=0.866025403*(Vb[3]-Vc[3]);
21 Vo[3]=0.333333*(Va[3]+Vb[3]+Vc[3]);
22 Valpha[4]=Va[4]-0.5*(Vb[4]+Vc[4]); Vbeta[4]=0.866025403*(Vb[4]-Vc[4]);
23 Vo[4]=0.333333*(Va[4]+Vb[4]+Vc[4]);
24 Valpha[5]=Va[5]-0.5*(Vb[5]+Vc[5]); Vbeta[5]=0.866025403*(Vb[5]-Vc[5]);
25 Vo[5]=0.333333*(Va[5]+Vb[5]+Vc[5]);
26 Valpha[6]=Va[6]-0.5*(Vb[6]+Vc[6]); Vbeta[6]=0.866025403*(Vb[6]-Vc[6]);
27 Vo[6]=0.333333*(Va[6]+Vb[6]+Vc[6]);
28 Valpha[7]=Va[7]-0.5*(Vb[7]+Vc[7]); Vbeta[7]=0.866025403*(Vb[7]-Vc[7]);
29 Vo[7]=0.333333*(Va[7]+Vb[7]+Vc[7]);

```

```

30
31 Sa1[0]=1; Sb1[0]=0; Sc1[0]=0; Sa2[0]=0; Sb2[0]=1; Sc2[0]=1;
32 Sa1[1]=1; Sb1[1]=1; Sc1[1]=0; Sa2[1]=0; Sb2[1]=0; Sc2[1]=1;
33 Sa1[2]=0; Sb1[2]=1; Sc1[2]=0; Sa2[2]=1; Sb2[2]=0; Sc2[2]=1;
34 Sa1[3]=0; Sb1[3]=1; Sc1[3]=1; Sa2[3]=1; Sb2[3]=0; Sc2[3]=0;
35 Sa1[4]=0; Sb1[4]=0; Sc1[4]=1; Sa2[4]=1; Sb2[4]=1; Sc2[4]=0;
36 Sa1[5]=1; Sb1[5]=0; Sc1[5]=1; Sa2[5]=0; Sb2[5]=1; Sc2[5]=0;
37 Sa1[6]=1; Sb1[6]=1; Sc1[6]=1; Sa2[6]=0; Sb2[6]=0; Sc2[6]=0;
38 Sa1[7]=0; Sb1[7]=0; Sc1[7]=0; Sa2[7]=1; Sb2[7]=1; Sc2[7]=1;
39
40 g_min=100000;
41
42
43 if (t>(k1+1)*Ts){
44
45 Ialpha=Id*cos(lambda_k1)-Iq*sin(lambda_k1);
46 Ibeta=Id*sin(lambda_k1)+Iq*cos(lambda_k1);
47
48 Ialpha_ref=Idref*cos(lambda_k1)-(Iqref/2)*sin(lambda_k1);
49 Ibeta_ref=Idref*sin(lambda_k1)+(Iqref/2)*cos(lambda_k1);
50 for(i=0; i<=7; i++){
51
52     Ialpha_k1=c1*(Valpha[i]+(Lo/Lr)*((Rr/Lr)*Phi_alpha+wr*Phi_beta)-
53 c2*Ialpha);
54     Ibeta_k1=c1*(Vbeta[i]+(Lo/Lr)*((Rr/Lr)*Phi_beta-wr*Phi_alpha)-
55 c2*Ibeta);
56     Io_k1=(Ts/Ls)*(Vo[i]+c5*Io);
57
58     g=abs(Ialpha_ref-Ialpha_k1)+abs(Ibeta_ref-Ibeta_k1)+abs(0-
59 Io_k1);
60     //g=abs(Ialpha_ref-Ialpha_k1)*abs(Ialpha_ref-
61 Ialpha_k1)+abs(Ibeta_ref-Ibeta_k1)*abs(Ibeta_ref-Ibeta_k1)+abs(0-
62 Io_k1)*abs(0-Io_k1);
63
64
65     if(g<g_min){
66         x_min=i;
67         g_min=g;
68     }
69
70 }
71
72 Phi_alpha_k1=Ts*(c3*Phi_alpha-wr*Phi_beta+c4*Ialpha);
73 Phi_beta_k1=Ts*(c3*Phi_beta+wr*Phi_alpha+c4*Ibeta);
74
75 lambda_k1=atan2(Phi_beta_k1,Phi_alpha_k1);
76
77 if (lambda_k1<0){
78     lambda_k1=lambda_k1+6.2831853;
79 }
80
81 Phi_alpha=Phi_alpha_k1; Phi_beta=Phi_beta_k1;
82
83
84 }
85
86
87 if (t>(k1+1)*Ts){
88     k1=k1+1;
89 }
90 out[0]=Sa1[x_min];           out[1]=Sb1[x_min];           out[2]=Sc1[x_min];
91 out[3]=Sa2[x_min]; out[4]=Sb2[x_min]; out[5]=Sc2[x_min];
92 out[6]=Ia_ref; out[7]=Ib_ref; out[8]=Ic_ref; out[9]=lambda_k1;

```

(1-5) Primeramente se asignan las variables de entrada, que serán utilizadas para los respectivos cálculos predeterminados por el control en cuestión.

(7-12) Se definen los vectores de voltaje determinados para cada estado de conmutación del inversor trifásico de dos niveles.

(14-29) Luego se define los voltajes en el eje $\alpha\beta$, para cada uno de los vectores de voltaje anteriormente definidos.

(31-38) Se definen los estados de switches asociados al inversor.

(40-49) Ya definidos los parámetros a utilizar, se procede a programar el control predictivo de corriente, tomando como referencia un valor muy grande de la función como costo mínimo, con objetivo de no sobrepasar este valor de referencia. Si el tiempo es mayor del valor precedente por el tiempo de muestreo, se procede a calcular la las corrientes en eje $\alpha\beta$ medidas en el momento presente, con sus respectivas componentes de referencia. Tratándose de un sistema de multiaccionamiento la corriente cuadrática de referencia se divide por la cantidad de bombas que se tenga en funcionamiento que, dado este escenario, se ocuparán dos bombas centrífugas.

(50-70) Para cada uno de los estados de conmutación se procede a calcular las respectivas corrientes de predicción para así determinar el estado, y la función costo mínima para el ajuste óptimo de la predicción.

(72-89) Se calcula los flujos para el sistema predictivo, además del ángulo lambda que relaciona los flujos como el arcotangente de estos dos componentes en eje $\alpha\beta$. Ya calculado el vector óptimo de predicción se procede a predecir el siguiente instante de tiempo, iterando de la misma manera, hasta completar el ciclo de muestreo.

(90-92) Se asignan las variables de salida, que serán utilizadas para los accionamientos del elemento de potencia y la obtención de las variables de corriente.

5 Simulaciones y resultados

El sistema de bombeo solar multiaccionamiento que se simulara para los respectivos análisis, se muestra en la Figura 5-1, efectuado a través de la plataforma de simulación PSIM, dado que cuenta con un simple manejo e implementación para aplicaciones en energía FV. Cabe destacar que cada simulación comprende un tiempo de 24 [s] que extrapolan las 24 [hr] de un día. Además, como se vio en el Capítulo 4, este software contiene una biblioteca que proporciona la configuración del arreglo fotovoltaico acorde a los parámetros proporcionados por el fabricante. Además, con esta plataforma se facilita la implementación en dispositivos de electrónica de potencia para la transformación de energía en el accionamiento de cada una de las bombas centrífugas. Los parámetros de simulación se muestran en la Tabla 5-1.

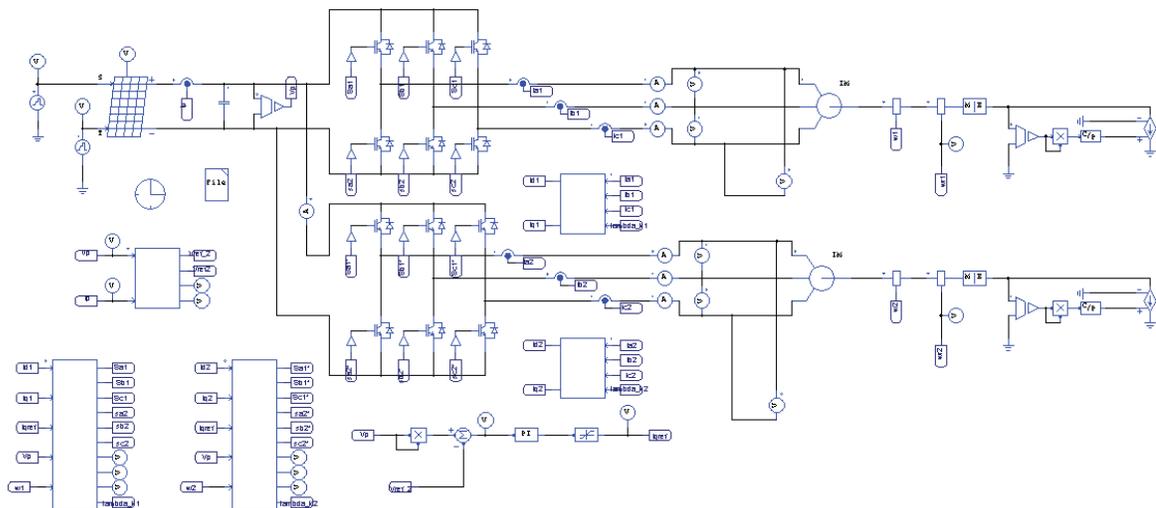


Figura 5-1: Simulación de Sistema de bombeo solar multiaccionamiento, a través de plataforma PSIM.

Como se vio en el Capítulo 4, las simulaciones se pondrán en marcha para tres escenarios distintos, con los cuales se pondrá a prueba la efectividad del sistema de control predictivo que se implementa, con el objetivo de tener una respuesta más rápida y con el menor error posible en la ejecución de la aplicación de bombeo.

Tabla 5-1: Parámetros del sistema de bombeo solar multiaccionamiento para la simulación.

Variable	Descripción	Valor
P_m	Máxima potencia proporcionada por arreglo FV	13[kW]
V_m	Voltaje a máxima potencia de arreglo FV	630[V]
I_m	Corriente a máxima potencia de arreglo FV	20.7[A]
C	Filtro capacitivo enlace DC	3000[μF]
f_s	Frecuencia de conmutación máxima de control predictivo	12[kHz]
P_m	Potencia nominal de motor de bomba centrífuga	6.5[kW]
P	Número de polos máquina de inducción	6
f_n	Frecuencia nominal del motor	50[Hz]
R_s	Resistencia de estator	0.45[Ω]
R_r	Resistencia de rotor	0.54[Ω]
L_s	Inductancia de estator	0.0854[H]
L_r	Inductancia de rotor	0.086[H]
L_m	Inductancia de magnetización	0.077[H]

Para modelar la carga como una bomba centrífuga, el par de carga tiene que ser proporcional a la velocidad angular al cuadrado de la máquina de inducción:

$$T_L = C \omega_r^2 \quad (5-1)$$

donde la constante a considerar en este caso será de $C = 0.008 [Nm/s^2]$.

Para efectos de simulación del controlador de corriente, se define la corriente de componente directa nominal (I_{dnom}) igual a 10.5[A], obtenida del cálculo de las componentes trifásicas, cuando la máquina de inducción funciona en vacío. Dado este resultado, se procede a obtener la estimación de corriente de cuadratura (I_{qnom}) necesaria para el funcionamiento de la máquina en condiciones nominales al acople de la bomba centrífuga. Esta estimación se calcula gracias a la relación de la transformada de Park, de la siguiente expresión:

$$I_{rms} = \frac{\sqrt{2}}{3} \sqrt{I_{dnom}^2 + I_{qnom}^2} \quad (5-2)$$

Simulando la máquina de inducción en condiciones de carga nominal se obtiene una corriente $I_{rms} = 18.4[A]$, con lo que se espera conseguir una corriente de cuadratura $I_{qnom} = 37.6[A]$ para

la salida de nuestro control, tomando en cuenta el accionamiento de las dos bombas en conjunto, que sería la mitad del valor esperado para el respectivo funcionamiento del sistema.

5.1 Resultados ante simulación de irradiación en óptimas condiciones

En este escenario se tomó como referencia el modelo de la Figura 4-2 de irradiancia promedio para un día en óptimas condiciones. Lo más importante, acorde a la eficiencia de nuestro sistema de control, es probar la efectividad del proceso de seguimiento de la máxima potencia del panel FV, para esto en la Figura 5-2 se muestra la simulación comparativa de la potencia que entrega en panel FV durante las 24 horas del día con respecto a la potencia que consume el sistema.

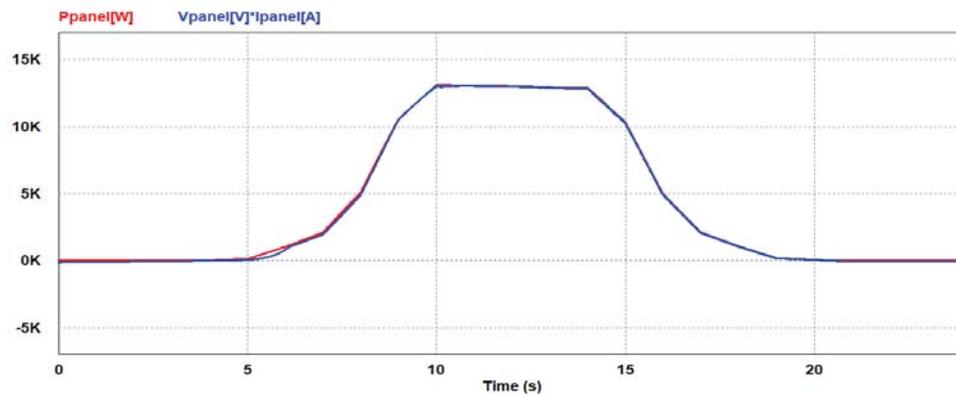


Figura 5-2: Potencia entregada por el panel FV (rojo) v/s Potencia consumida por el sistema (azul).

Como se puede observar, el sistema de control cumple perfectamente con la función de aprovechar la máxima potencia del sistema generador. Esto se corrobora, ya que el error entre las dos funciones es del 0.3%, lo que lo hace un sistema muy eficiente ante cambios en la radiación solar.

En la Figura 5-3 se visualiza la curva característica de voltaje entregado por el panel FV.

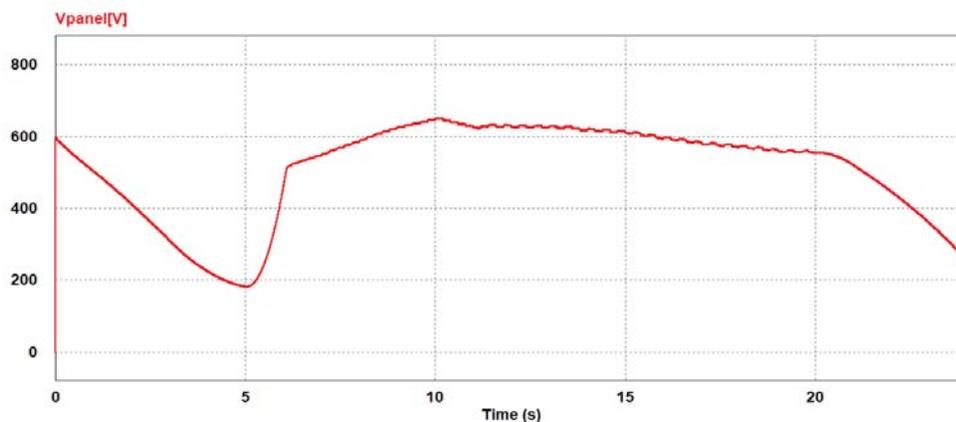


Figura 5-3: Voltaje de panel FV para condiciones óptimas de radiación.

La curva característica de voltaje entregado por el panel fotovoltaico es esperable, ya que cuando comienza el funcionamiento, el voltaje se mantiene constante, debido al enlace DC, con una condición inicial de voltaje del condensador igual a 600 [V]. Luego, ésta decae en forma proporcional, ya que no hay funcionamiento de la bomba centrífuga en condiciones de irradiación menor a los $200[W/m^2]$, para este sistema en específico. Entre las 6 [hr] y las 19[hr], el voltaje retoma el funcionamiento nominal, ya que se encuentra en condiciones de radiación mayor al rango de funcionamiento mínimo de irradiación donde el voltaje comienza operar para el funcionamiento de la máquina de inducción.

En la Figura 5-4 se muestra la forma de onda del voltaje de línea del motor 1 de inducción, mientras que en la Figura 5-5 se observa la forma de onda del voltaje de línea en el punto de máxima radiación.

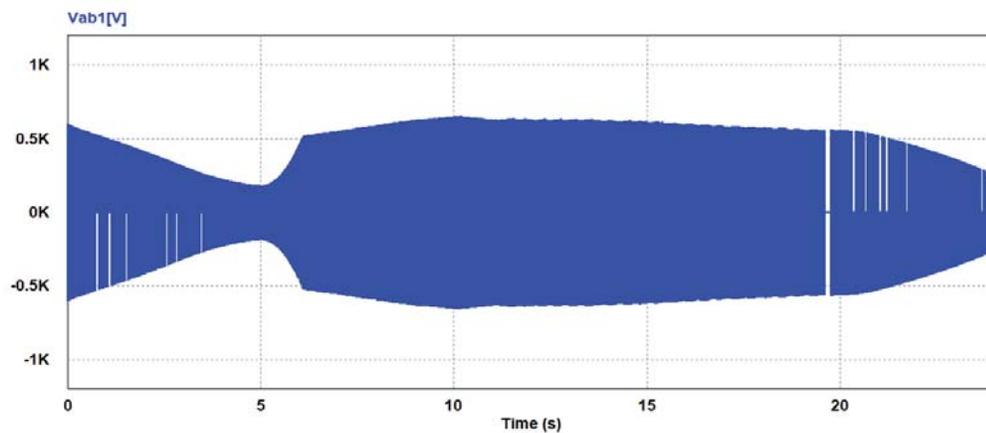


Figura 5-4: Voltaje de línea de máquina asincrónica 1, ante condiciones de óptima irradiación.

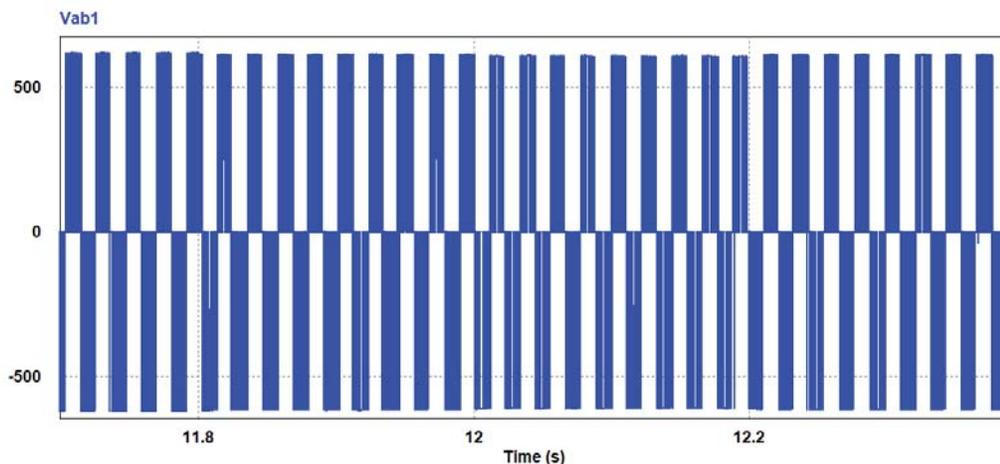


Figura 5-5: Voltaje de línea de máquina asincrónica 1, en el punto de máxima radiación.

Al igual que la curva característica del voltaje DC entregado por el panel FV, el voltaje de línea de la máquina de inducción decae en los momentos cuando la radiación es nula o inferior al umbral

de funcionamiento de la bomba centrífuga. Pero luego aumenta, funcionando de óptima manera para el suministro del elemento hidráulico. Cuando el voltaje de línea se encuentra en la irradiación peak, éste se comporta acorde a los requerimientos del sistema de bombeo, lo que hace corroborar el efectivo sistema de control que se implementó para esta aplicación.

El mismo efecto ocurre con el motor de inducción 2, que adquiere la misma forma de onda característica de voltaje de línea (Figura 5-6), que la máquina de inducción 1.

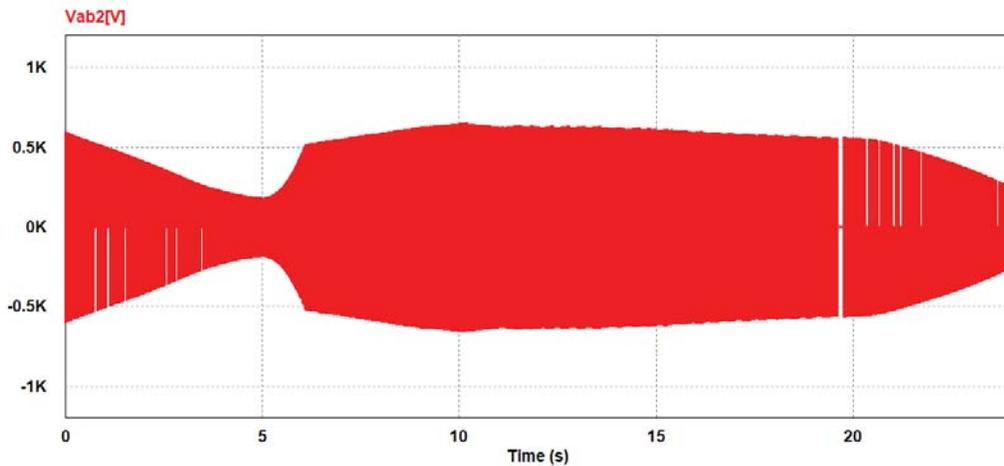


Figura 5-6: Voltaje de línea de máquina asincrónica 2, ante condiciones de óptima irradiación.

En la Figura 5-7 se muestra la forma de onda de las tres componentes de corriente del estator de la máquina 1, para un día de irradiación en óptimas condiciones, mientras que, en la Figura 5-8 se observa las corrientes trifásicas del estator de la máquina 1 en la máxima irradiación.

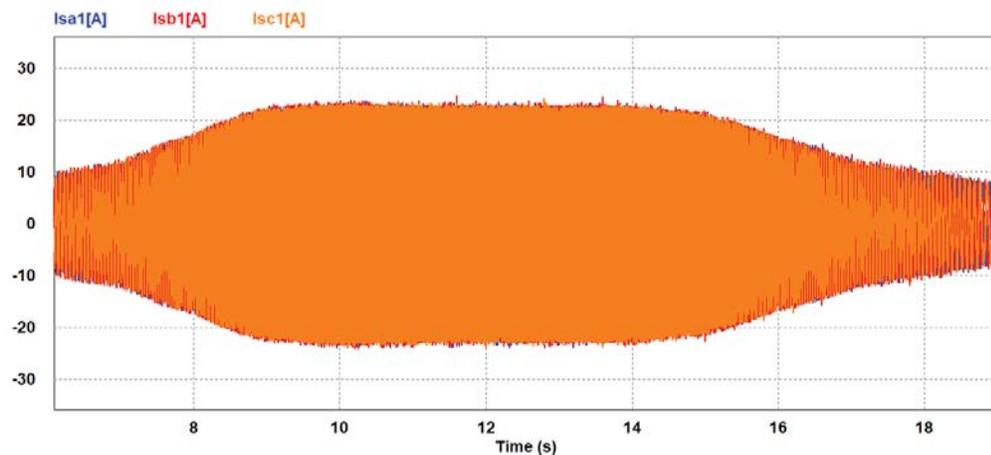


Figura 5-7: Corrientes trifásicas de estator de máquina asincrónica 1, ante condiciones de óptima irradiación.

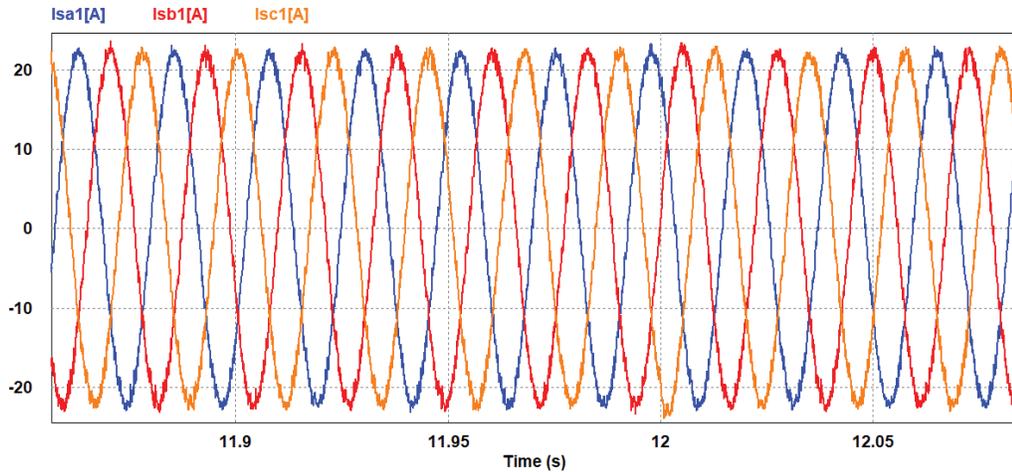


Figura 5-8: Corrientes trifásicas de estator de máquina asincrónica 1, en el punto de máxima radiación.

Como se observa en la Figura 5-7, la corriente trifásica del estator del motor de inducción 1, se comporta de óptima manera ante cambios relativos en la irradiación. La corriente sigue la referencia de corriente DC proporcionada por el panel FV según el nivel de irradiancia, llegando así, por medio del sistema de control, a conseguir el máximo aprovechamiento de la corriente proporcionada por el panel FV. Ya en la Figura 5.8 se comprueba la efectividad que tiene el sistema de bombeo solar en su conjunto, proporcionando una señal de corriente trifásica en su valor nominal dada las condiciones de máxima radiación solar.

En la Figura 5-9 se muestra la forma de onda de las tres componentes de corriente del estator de la máquina 2, para un día de irradiación en óptimas condiciones.

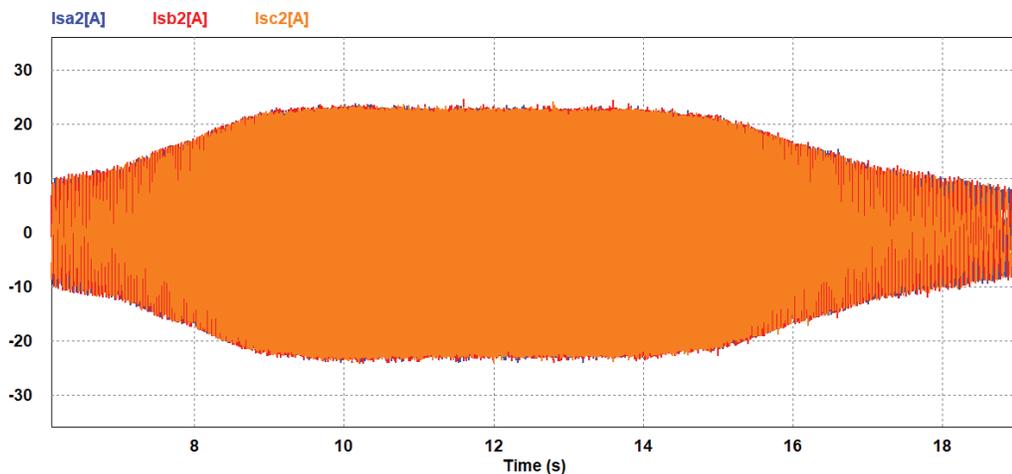


Figura 5-9: Corrientes trifásicas de estator de máquina asincrónica 2 ante condiciones de óptima irradiación.

La forma de onda de las componentes trifásicas de corriente del estator de la máquina de inducción 2, es similar a la característica medida de la máquina 1, con lo que se comprueba el perfecto balance del sistema y la efectividad del sistema de control es su conjunto.

Es necesario corroborar los cálculos efectuados, para estimar la corriente de cuadratura de referencia. Es por esto que en la Figura 5-10, se muestra la forma de onda de la corriente de referencia entregada por el sistema de control, evaluado para los dos motores que implican el en accionamiento del sistema de bombeo solar.

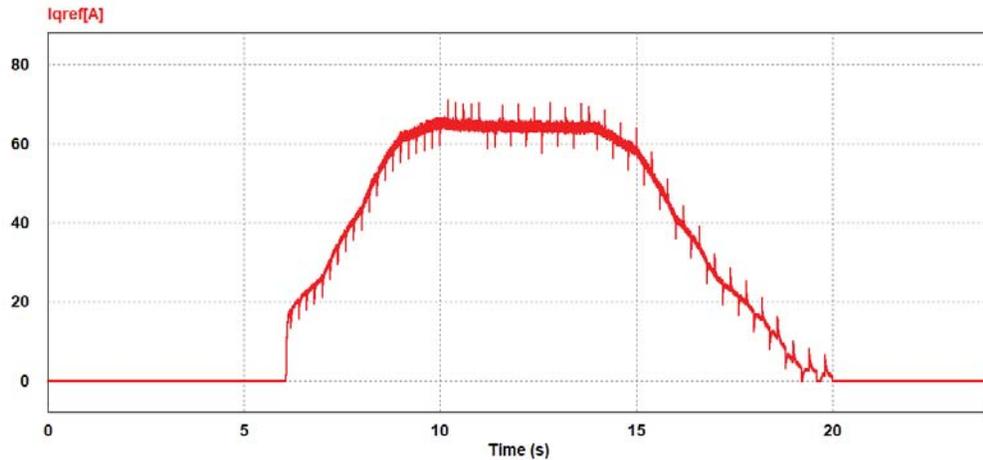


Figura 5-10: Corriente de cuadratura de referencia obtenida del sistema de control MPPT.

Considerando los dos motores en el accionamiento, la estimación de corriente de cuadratura estuvo dentro del rango esperable. La variación se debe a que las condiciones nominales cambian con respecto a la lo simulado en condiciones ideales donde se simula el sistema alimentado por una fuente trifásica de 400[V]. Además, los peak de corriente que se visualizan en la curva característica, son provocados por el control MPPT, debido a la dinámica que este algoritmo presenta.

Para finalizar el análisis del sistema de control predictivo para un día en óptimas condiciones climáticas, se procede a simular la característica de velocidad de un motor como se ve en la Figura 5-11. Este proceso se efectúa a solo un motor, ya que se trata de un sistema equilibrado en todos sus parámetros, como se comprobó en las simulaciones antes vistas.

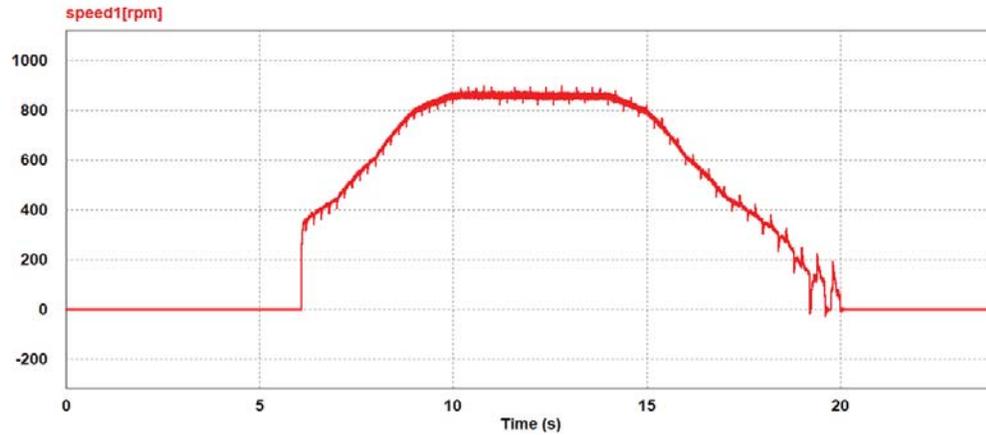


Figura 5-11: Característica de velocidad de operación ante condiciones de óptima irradiación.

La velocidad de operación tiene un óptimo comportamiento a lo largo del día, llegando así a los resultados esperados a lo largo de las variaciones que se producen en la radiación solar. Se visualiza una perturbación por alrededor de las 19[hr], esto es debido a que se alcanza el umbral de funcionamiento nulo en el sistema de bombeo para este sistema en específico ($200[W/m^2]$).

5.2 Resultados ante simulación de irradiación en condiciones de intermitencia

Para esta simulación se tomó como referencia el modelo de la Figura 4-3 de irradiación en condiciones de intermitencia. En esta situación es imprescindible que el sistema de control ponga en juego su eficiencia, ya que se generan peak muy bajos de radiación en un tiempo muy pequeño, lo que puede provocar valores sobrevoltajes y sobrecorriente en los terminales de la máquina de inducción provocados por el cambio repentino que ocurre de un momento a otro.

Primeramente, se comprobará la efectividad del proceso de seguimiento de la máxima potencia del panel FV, para esto en la Figura 5-12 se muestra la simulación comparativa de la potencia que entrega en panel FV durante las 24 horas del día con respecto a la potencia que consume el sistema.

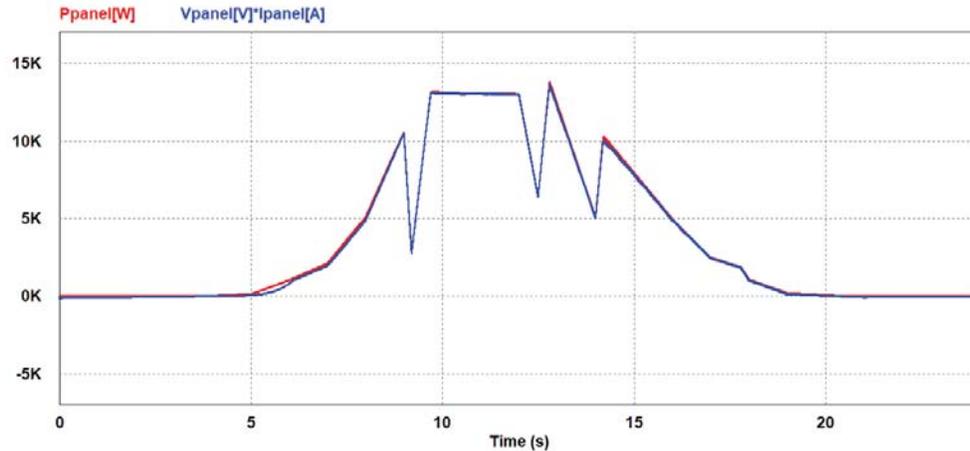


Figura 5-12: Potencia entregada por el panel FV (rojo) v/s Potencia consumida por el sistema (azul).

El sistema de control, aún en condiciones de grandes perturbaciones estacionarias, cumple perfectamente con la función de aprovechar la máxima potencia del sistema generador. Esto se corrobora, ya que el error entre las dos funciones es del 0.34%, lo que lo hace un sistema muy eficiente ante cambios en la radiación solar y de perturbaciones presentes en el medio ambiente.

En la Figura 5-13 se visualiza la curva característica de voltaje entregado por el panel FV.

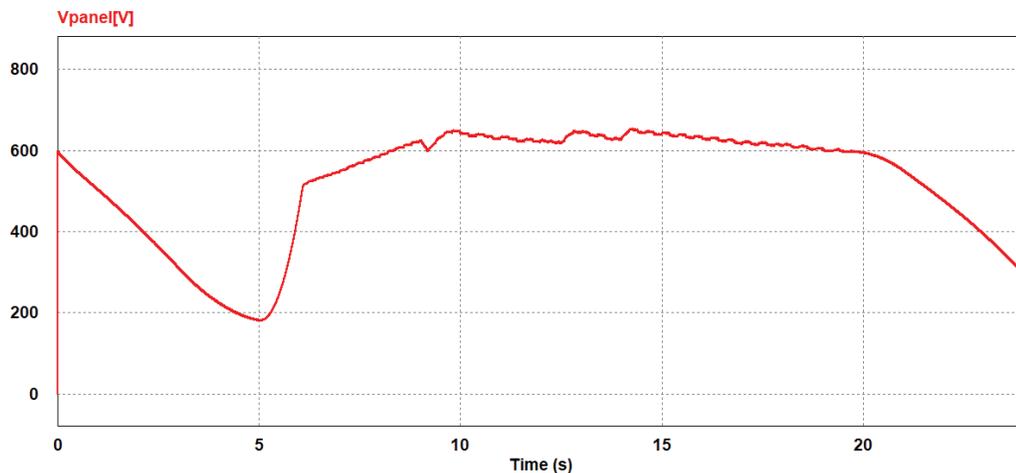


Figura 5-13: Voltaje de panel FV para irradiación en condiciones de intermitencia.

El sistema de control funciona en perfectas condiciones, ya que el voltaje varía muy poco para cuando ocurren grandes perturbaciones en el sistema generador, llegando así, a un funcionamiento similar en la curva característica de voltaje de panel FV en óptimas condiciones de radiación.

Al igual que en el apartado anterior, el voltaje decae en forma proporcional, ya que no hay funcionamiento de la bomba centrífuga en condiciones de irradiación menor a los $200[W/m^2]$,

esto provoca que no hay voltaje suficiente para alimentar la máquina de inducción, retomando así su funcionamiento normal entre las 6[hr] y las 19[hr].

En la Figura 5-14 se muestra la forma de onda del voltaje de línea del motor 1 de inducción, mientras que en la Figura 5-15 se observa la forma de onda del voltaje de línea en el punto de máxima perturbación.

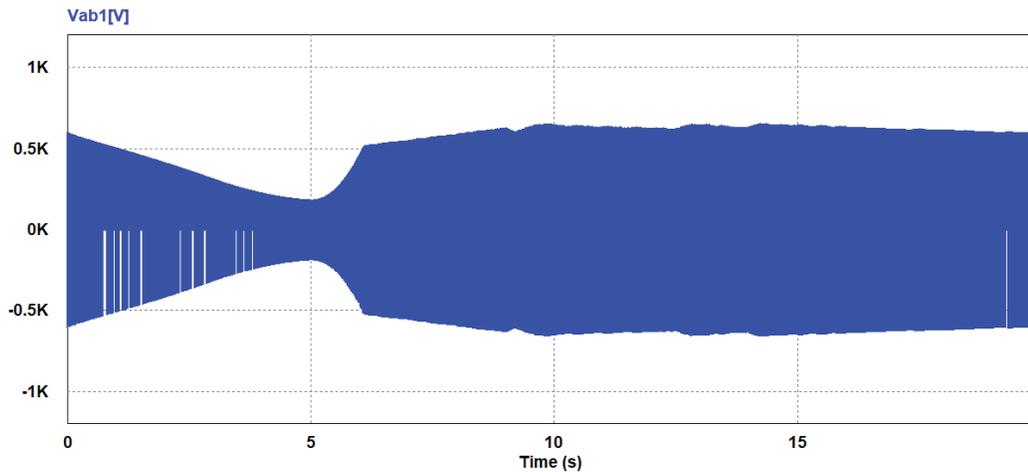


Figura 5-14: Voltaje de línea de máquina asincrónica 1, ante irradiación en condiciones de perturbación.

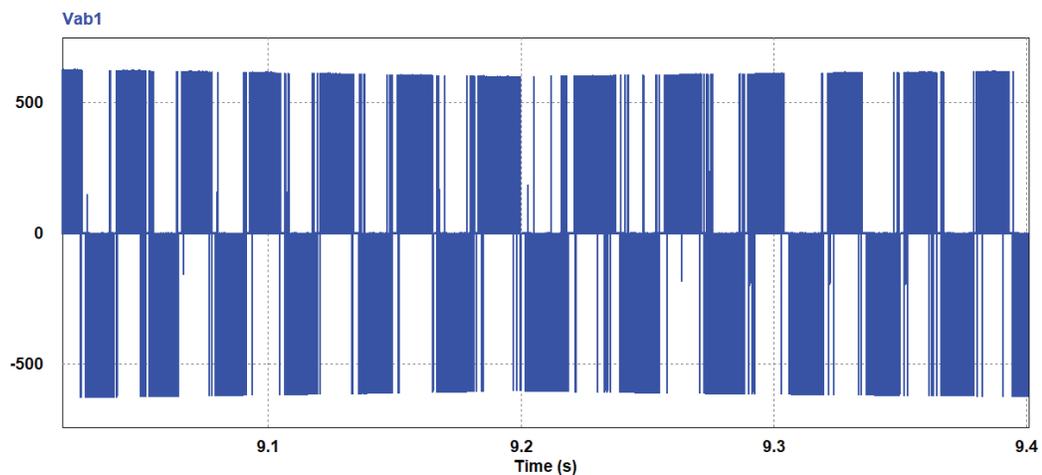


Figura 5-15: Voltaje de línea de máquina asincrónica 1, en el punto de máxima perturbación.

El voltaje de línea de la máquina de inducción decae en los momentos cuando se producen perturbaciones, pero de no forma significativa, lo hace corroborar la efectividad del sistema de control. Luego ocurre un aumento de esta variable, funcionando de óptima manera para el suministro del elemento hidráulico. Al igual que en el apartado anteriormente visto, el voltaje se

comporta acorde a los requerimientos del sistema de bombeo, lo que hace corroborar el efectivo sistema de control que se implementó para esta aplicación.

El mismo efecto ocurre con el motor de inducción 2, que adquiere la misma forma de onda característica de voltaje de línea (Figura 5-16), que la máquina de inducción 1.

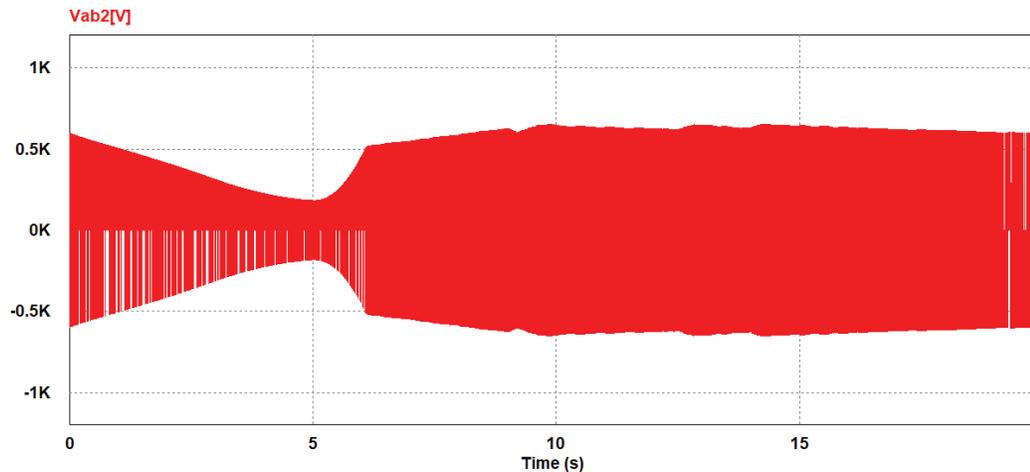


Figura 5-16: Voltaje de línea de máquina asincrónica 2, ante irradiación en condiciones de perturbación.

En la Figura 5-17 se muestra la forma de onda de las tres componentes de corriente del estator de la máquina 1, para un día de irradiación en condiciones de perturbación, mientras que, en la Figura 5-18 se observa las corrientes trifásicas del estator de la máquina 1 en la máxima irradiación.

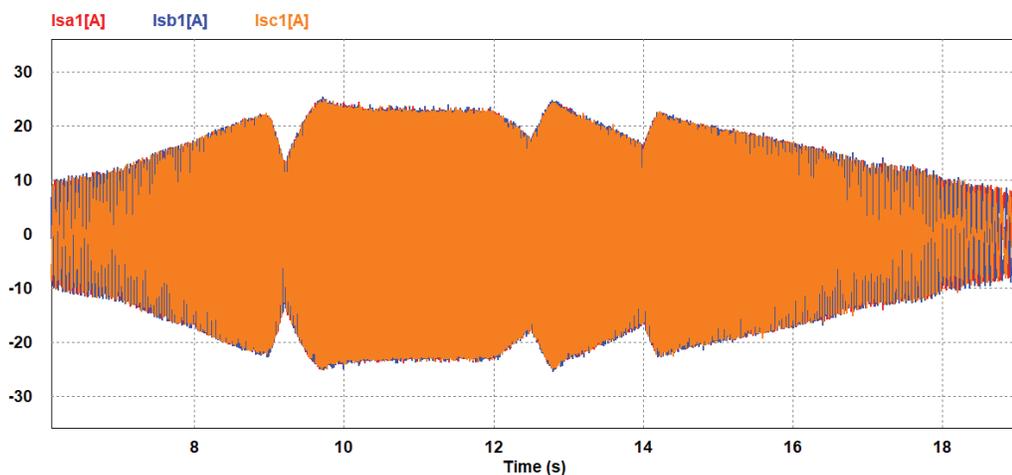


Figura 5-17: Corrientes trifásicas de estator de máquina asincrónica 1, ante irradiación en condiciones de perturbación.

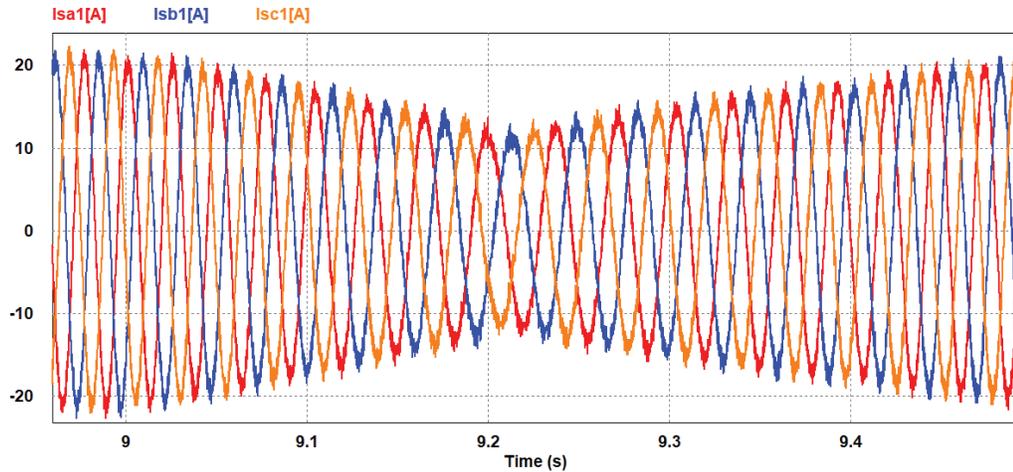


Figura 5-18: Corrientes trifásicas de estator de máquina asincrónica 1, en el punto de máxima perturbación.

La corriente trifásica del estator del motor de inducción 1, se comporta de óptima manera ante grandes perturbaciones en la irradiación. La corriente sigue la referencia de corriente DC proporcionada por el panel FV según el nivel de irradiancia en perfecta coordinación con la máxima corriente que se puede proporcionar del elemento generador, ayudando así al óptimo funcionamiento del control MPPT, ya que no se generan valores fuera del rango esperado. Ya en la Figura 5-18 se comprueba la efectividad del sistema en conjunto dado las condiciones de radiación. Se pone a prueba el sistema de control, proporcionando una señal de corriente trifásica sin grandes perturbaciones, considerando las condiciones de interrupción en el suministro eléctrico, provocadas por el medio ambiente.

En la Figura 5-19 se muestra la forma de onda de las tres componentes de corriente del estator de la máquina 2.

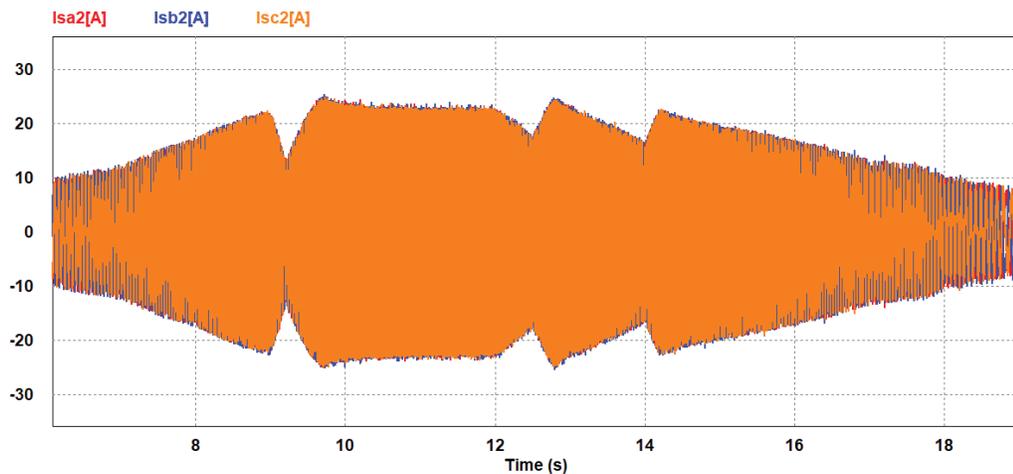


Figura 5-19: Corrientes trifásicas de estator de máquina asincrónica 2 ante irradiación en condiciones de perturbación.

Al igual que el primer escenario de simulación las componentes trifásicas de corriente del estator de la máquina de inducción 2, se comportan de manera similar a la característica medida de la máquina 1, con lo que se comprueba el perfecto balance del sistema y la efectividad del sistema de control es su conjunto.

En la Figura 5-20, se muestra la forma de onda de la corriente de referencia entregada por el sistema de control, evaluado para los dos motores que implican el accionamiento del sistema de bombeo solar.

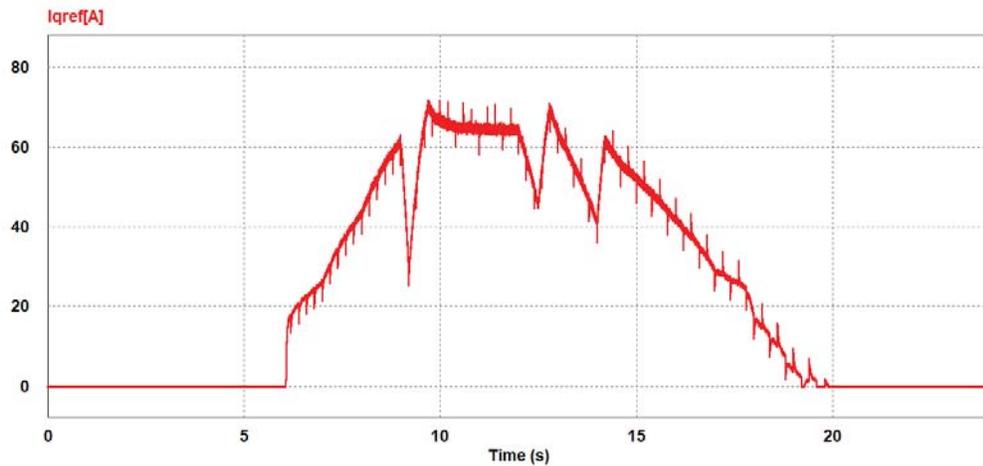


Figura 5-20: Corriente de cuadratura de referencia obtenida del sistema de control MPPT.

Considerando los dos motores en el accionamiento, la estimación de corriente de cuadratura estuvo dentro del rango esperable. La variación, al igual que en el primer escenario, se debe a que las condiciones nominales cambian con respecto a la lo simulado en condiciones ideales, donde se simula el sistema alimentado por una fuente trifásica de 400[V].

Se procede a simular la característica de velocidad de un motor como se ve en la Figura 5-21. Este proceso se efectúa a solo un motor, debido al balance que hay en el sistema.

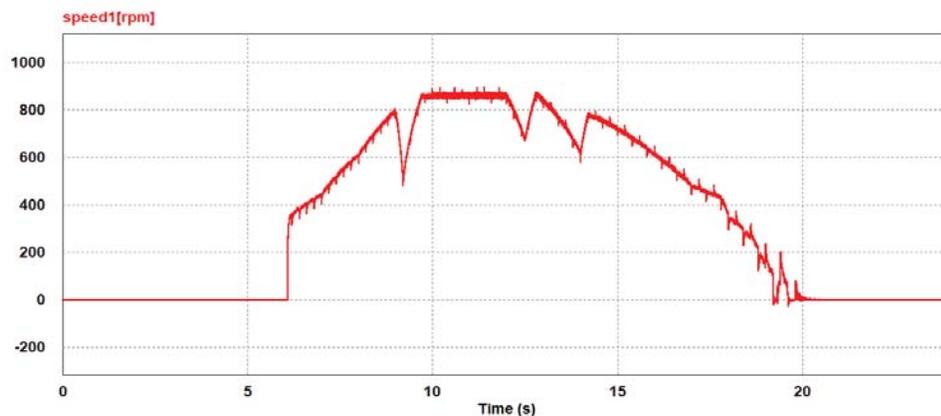


Figura 5-21: Característica de velocidad de operación ante irradiación en condición de perturbación.

La velocidad de operación tiene un óptimo comportamiento a lo largo del día, sin presentar anomalías en los instantes en que el sistema es perturbado a través de las condiciones del medio ambiente.

5.3 Resultados ante simulación de baja irradiación

Para finalizar los escenarios de las distintas condiciones climáticas que se puede enfrentar esta aplicación de suministro FV, se procede a utilizar la característica de irradiación de la Figura 4-4, aplicable para días de baja irradiación.

Se comprueba la efectividad del proceso de seguimiento de la máxima potencia del panel FV, para esto en la Figura 5-22 se muestra la simulación comparativa de la potencia que entrega en panel FV durante las 24 horas del día con respecto a la potencia que consume el sistema.

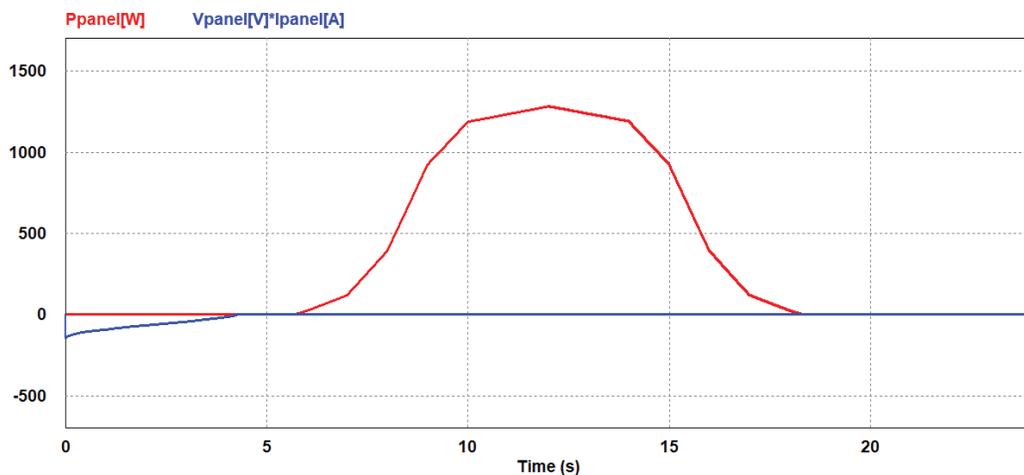


Figura 5-21: Potencia entregada por el panel FV (rojo) v/s Potencia consumida por el sistema (azul).

Como se esperaba, el sistema de control no funciona en este escenario, ya que la bomba centrífuga no opera con valores de irradiación menores a $200 [W/m^2]$, que para este sistema no proporciona el voltaje necesario para el funcionamiento de las máquinas de inducción. Esto sucede en todo el rango de irradiación para un día completamente nublado. Una manera efectiva de corregir esta problemática, es la utilización de un sistema de baterías, y en el caso en que el periodo de utilización de materia prima no sea tan prolongado, lo efectivo es utilizar sistema de almacenamiento por tanques de depósito. Al principio del día se genera una potencia negativa, esto es provocado por la condición inicial de voltaje que presenta en capacitor en el enlace DC.

Discusión y conclusiones

El conocimiento de la dinámica de cada uno de los subsistemas que componen el sistema de bombeo solar multiaccionamiento, fue trascendental a la hora de dimensionar los componentes implicados en la operación, bajo condiciones reales. Primero que todo, se pudo diseñar un arreglo FV acorde a la demanda del sistema de bombeo, otorgando así, las condiciones necesarias para que el accionamiento fuera ejecutado de manera eficaz, tratándose de la alimentación de motores de inducción que necesitaban aprovechar la máxima potencia suministrada por el panel FV según los niveles de radiación que se esté operando.

Si bien es cierto, el sistema de generación cumple un rol fundamental para esta aplicación, es de suma importancia tener conocimiento del acople entre el motor de inducción y la bomba hidráulica, permitiendo así, que a través de las características de altura y caudal proporcionados por el fabricante, se pueda determinar, por medio de relaciones mecánicas vistas en el capítulo 1, la características de potencia con respecto a la velocidad de operación de la máquina hidráulica, y de esta manera, encontrar el punto de operación entre la máquina de inducción y la bomba centrífuga, para obtener la mayor eficiencia del sistema. Si es que llega a ocurrir un error de dimensionamiento, podría afectar directamente al funcionamiento del sistema en general, provocando de esta manera, que el sistema de control no funcione. Por lo tanto, antes de ejecutar un sistema de control, ante cualquier aplicación, es imprescindible conocer y corroborar un efectivo dimensionamiento.

La elección del sistema de control MPPT es crucial para el acoplo con la bomba centrífuga, debido a que aumenta de manera significativa la estabilidad del sistema, teniendo como principal preocupación la corriente de operación del motor AC, y la velocidad que opera la máquina ante diferentes caudales a una altura determinada. Por lo tanto, es de suma importancia la elección del algoritmo de MPPT a utilizar.

Teniendo un buen funcionamiento de este sistema de control MPPT se asegura la estabilidad en las variables de entrada del control predictivo, lo que logra conseguir óptimas dinámicas en el sistema de control general, proporcionando funcionamientos adecuados para cada uno las bombas centrífugas que se requiera manejar por medio de las máquinas de inducción, transformando así, gracias a los elementos de electrónica de potencia (Inversores), las respectivas especificaciones de operación que requiere la máquina según el nivel de radiación determinado.

El control predictivo es la columna vertebral de todo este sistema, ya que es el encargado de interconectar la acción operativa del elemento generador por medio del control MPPT, con la dinámica de cada uno de los motores de inducción, por medio de la acción de optimización de estados para cada accionamiento de los switch del elemento de potencia. Como se vio en el capítulo 3, es muy importante conocer muy bien la dinámica del sistema que se requiere controlar, ya que el control predictivo, al ser un sistema de control muy avanzado y muy complicado de implementar, necesita cada detalle, no haciendo posible efectuar estimaciones de variables que son parte del modelo de estado. Si es que esto no sucede, el sistema de control predictivo no funciona, debido al mal modelamiento del sistema que se requiere controlar. En este caso, la modelación del motor de inducción se efectuó por medio de su modelo estático correlacionado con la transformación a ejes $\alpha\beta$. Por medio de este modelo se llegó a definir cada una de las variables para la función de optimización en el control predictivo de corriente.

Poder definir el modelo de estados de control predictivo de corriente, ayudo a esquematizar el sistema de control general que se utilizó para este proyecto, teniendo así el esquema general de la operación de una cantidad finita de bombas centrífugas, gracias a la generalización del proceso de control.

El sistema que se vio en este proyecto era indispensable ponerlo a prueba ante condiciones reales, donde se comprobara la eficiencia del modelo del sistema de control diseñado para la optimización de la operación de cada bomba centrífuga. Es por esto, que respaldando lo analizado en el capítulo 4, se pudo modelar, en función a lo que proporciona el mercado, modelos exactamente igual a la realidad, lo que ayuda a comprobar que tan efectiva iba a ser el modelo definido en el capítulo 3. El modelamiento se cumplió en exactitud, ya que se llegaron a valores nominales con el mínimo error, gracias a las herramientas proporcionadas por la plataforma PSIM. Además, gracias a la plataforma PSIM, se pudo definir el código a utilizar para el control predictivo de corriente, reflejando así el modelo matemático planteado en el capítulo 3.

Como todo modelamiento matemático aplicado en el área ingenieril, éste se debe aplicar a la realidad, ya sea con ayuda de implementación real, o sencillamente con software que proporcionan aplicaciones que se ajustan a condiciones lo más cercana posible a lo que se requiere poner a prueba. En este caso, la plataforma PSIM ayudo a implementar esta aplicación, para el posterior análisis del cumplimiento a cabalidad de cada de uno de los objetivos que se le otorgan a este proyecto.

El sistema implementado de control predictivo funciono en óptimas condiciones para cada uno de los escenarios propuestos, llegando así, a confirmar la efectividad de este tipo de control tan utilizado hoy en día en la industria. El comportamiento para el día de máxima irradiación fue significativamente exacto llegando así a conseguir errores en las especificaciones que bordean los 0.3 %. Cada una de las variables eléctricas implicadas en el accionamiento tuvo un gran desempeño ante variaciones de irradiación que ponían a prueba el sistema de control. Lo mismo ocurrió para el escenario de irradiación ante grandes perturbaciones ya que, el sistema no experimento sobretensiones que se provocan ante la abrupta interrupción en el suministro eléctrico provocado por la baja irradiación incidente en el arreglo FV. Con esto también la

potencia mantuvo los márgenes establecidos acorde al rango de operación de cada uno de los motores de inducción, provocando un gran desempeño del control predictivo en la predicción de cada una de las corrientes del estator de cada máquina, proporcionadas por el óptimo manejo de la transformación, que a través de la función de optimización lograron mantener niveles de tensión, dentro del rango establecido por cada una de las máquinas.

Para trabajos futuros se busca implementar algún sistema más sofisticado, si se requiere trabajar con aplicaciones que necesitan señales con el mínimo distorsión posible. Además, se busca ejecutar el control predictivo ante sistemas generadores híbridos, para suplir la intermitencia de energía proporcionada por agentes medioambientales.

Nuestro país está a pasos agigantados para llegar a la revolución de energías renovables, lo que genera un gran desafío en implementar sistemas de energía limpia, que generen para una demanda constante, siempre manteniendo la efectividad y eficiencia que implica una matriz energética mucho más sustentable. Dicho esto, el control predictivo busca ser una gran solución para sistemas donde se requiere un prolijo manejo en los accionamientos implicados en una aplicación en específica.

Bibliografía

- [1] M. A. Abella y F. C. Romero, «Sistemas de Bombeo Fotovoltaico,» 2005.
- [2] D. Afonso, «Modelação e Controlo Analógico de um Sistema de Microgeração,» 2009.
- [3] A. & S. M. Zaki pour, «On Backstepping Controller Design in BuckBoost DC-DC Converter,» de *No Congresso ICEECE*, 2011.
- [4] G. R. Ferrándiz y J. I. Candela, «Modelado de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red,» Junio 2015.
- [5] G. A. H. Sandoval, «Control de Potencia en sistemas fotovoltaicos en presencia de desbalance de voltaje,» Concepción, Diciembre 2015.
- [6] C. F. G. Peñailillo, «Control predictivo de velocidad y corriente en cascada en accionamientos,» Octubre 2017.
- [7] J. Riedemann, W. Jara, C. Pesce y R. Peña, «Predictive Current Control of an Inductance Machine for Solar Pumping Application,» 2017.
- [8] A. Streeter, Design and power management of a solar-powered Cool Robot for polar instrument networks, 2005.
- [9] E. F. Camacho y C. Bordons, *Control Predictivo: pasado, presente y futuro*, Universidad de Sevilla, Octubre 2010.
- [10] J. N. Polania, C. R. Agarín y J. G. Fula, Enero 2015.
- [11] M. Barrio y M. Casa Vilaseca, Instalaciones solares fotovoltaicas, Septiembre 2012.

- [12] J. N. Polania, C. R. Agarín y J. G. Fula, Predictive-cooperative control for the operation of a centrifugal pump network in a serial multiproductpipeline system, Enero 2015.
- [13] D. A. Mejía, I. Torres Chávez y J. L. Díaz, Comparación de algoritmos MPPT aplicados a un conversor SEPIC en sistemas fotovoltaicos, 2014.
- [14] E. E. Henao-Bravo, D. A. Márquez-Viloria, J. P. Villegas-Ceballos, S. I. Serna-Garcés, C. A. Ramos-Paja y D. González-Montoya, Mathematical model of photovoltaic systems for distributed maximum power point tracking, 2016.
- [15] J. A. Sánchez, Control avanzado de procesos, 2003.

A Control predictivo basado en modelos (MPC)

El control predictivo basado en modelo es la forma más general de formular el problema de control en dominio del tiempo. Este integra control óptimo, control de procesos con tiempos muertos, procesos multivariables y utiliza las referencias futuras cuando están disponibles. Para este control en particular se ocupa como estrategia un conjunto de métodos de control que hacen uso explícito de un modelo del proceso para obtener la señal de control minimizando una función objetivo. La estructura y elementos ocupados por el control predictivo son los siguientes:

- Uso explícito de un modelo para predecir la evolución del proceso en los instantes futuros
- Minimización de una función objetivo dentro de una región de operación aceptable
- Utilización de un horizonte de control finito y deslizante que implica el cálculo de la secuencia de control para todo el horizonte, pero con la aplicación de la primera señal de la secuencia y la repetición de todo el proceso en el siguiente instante de muestreo.

Dentro de las ventajas más significativas que presenta el control predictivo sobre los otros métodos de control podemos encontrar:

- Es una técnica particularmente atractiva para los operadores que requiere pocos conocimientos de control, ya que los conceptos son muy intuitivos y la sintonización relativamente simple.
- Se puede utilizar para controlar una gran variedad de procesos, desde procesos muy simples hasta procesos con dinámicas complejas como procesos con grandes tiempos muertos, procesos de fase no mínima, procesos inestables o procesos multivariables.
- Su carácter predictivo lo hace compensar intrínsecamente los tiempos muertos.
- Introduce un control anticipativo (feed forward) y de forma natural se compensan las perturbaciones medibles.'
- La ley de control resultante es fácilmente implementable.

3. La señal de control $u(t|t)$ se envía al proceso mientras que el resto de las señales calculadas no se consideran, ya que en el instante siguiente de muestreo $y(t + 1)$ es ya conocida y los pasos anteriores se repiten con este nuevo valor. Por lo que $u(t + 1|t + 1)$ se calcula con información diferente y en principio será también diferente de $u(t + 1|t)$.

Las acciones de control futuras se calculan con el optimizador, que considera la función del coste y las posibles restricciones.

El modelo de proceso juega, en consecuencia, un papel decisivo en el controlador. El modelo elegido debe ser capaz de capturar la dinámica del proceso para predecir de forma precisa la evolución del sistema. Al mismo tiempo, debe ser suficientemente simple de implementar y entender.

El optimizador es otra parte fundamental de la estructura ya que permite obtener las acciones de control a aplicar. Si la función de coste es cuadrática, el modelo lineal y no existen restricciones, se puede obtener una solución explícita. Si éste no es el caso se ha de acudir a un algoritmo numérico de optimización que requiere mayor capacidad de cálculo. El tamaño del problema resultante depende del número de variables, de los horizontes de control y predicción y del número de restricciones, aunque se puede decir que en general problemas de optimización resultantes en este contexto son problemas más bien modestos.

A.2 Formulación del problema

La solución óptima de MPC depende principalmente del tipo de modelo que se use para capturar la dinámica del proceso. Aunque el procedimiento general es prácticamente el mismo, los pasos necesarios para formular los algoritmos de control son ligeramente distintos. Dentro de los modelos más conocidos podemos encontrar: función de transferencia, modelos de convolución y modelo de espacio de estados.

Para el proyecto en particular se hará uso del modelo de espacio de estados, ya que los principales resultados teóricos relacionados con la estabilidad provienen de este tipo de formulación, que puede ser usada tanto para problemas monovariantes como multivariantes y se puede extender fácilmente al caso no lineal.

A.2.1 Modelo de espacio de estados

La dinámica general del proceso se plantea de la siguiente manera:

$$x(t + 1) = Ax(t) + Bu(t) \tag{A-1}$$

$$y = Cx(t)$$

Para facilitar la descripción de la dinámica del proceso se considera $y(t)$ y $u(t)$ como variables escalares y $x(t)$ como vector de estados.

Se puede ocupar en la mayoría de los casos un modelo incremental si se considera como variable de entrada el incremento de la señal de control $\Delta u(t) = u(t) - u(t - 1)$. Combinando esta expresión con la ecuación A-1 se obtienen la siguiente representación:

$$\begin{bmatrix} x(t+1) \\ u(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(t) \\ u(t-1) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ I \end{bmatrix} \Delta u(t)$$

$$y(t) = [C \ 0] \begin{bmatrix} x(t) \\ u(t-1) \end{bmatrix}$$

Al definir el nuevo vector de estados como $\bar{x}(t) = [x(t) \ u(t-1)]^T$, el modelo incremental toma la forma general:

$$\bar{x}(t+1) = M\bar{x}(t) + N \Delta u(t) \tag{A-2}$$

$$y(t) = Q\bar{x}(t)$$

Donde la relación entre (M, N, Q) y las matrices de la forma no-incremental (A, B, C) se pueden derivar fácilmente combinando las ecuaciones A-1, y A-2.

Para poder minimizar la función objetivo, hay que calcular las predicciones a lo largo del horizonte. En el caso del modelo incremental, éstas se obtienen usando la ecuación 1.2 de manera recursiva, dando lugar a:

$$\hat{y}(t+j) = QM^j \hat{x}(t) + \sum_{i=0}^{j-1} QM^{j-i-1} N \Delta u(t+i)$$

Las predicciones necesitan una estimación implícita del vector de estados $x(t)$. Si éste no es accesible será necesario incluir un observador, que calcula la estimación por medio de

$$\hat{x}(t|t) = \hat{x}(t|t-1) + K(y_m(t) - y(t|t-1))$$

donde $y_m(t)$ es la salida medida. Si la planta está sujeta a perturbaciones en forma de ruido blanco que afectan la salida y al proceso con matrices de covarianza conocidas, el observador se convierte en un filtro de Kalman, y la ganancia K se calcula resolviendo una ecuación de Riccati.

Ahora, las predicciones a lo largo del horizonte vienen dadas por:

$$y = \begin{bmatrix} \hat{y}(t+1|t) \\ \hat{y}(t+2|t) \\ \vdots \\ \hat{y}(t+N_2|t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} QM\hat{x}(t) + QN \Delta u(t) \\ QM^2\hat{x}(t) + \sum_{i=0}^1 QM^{1-i}N \Delta u(t+i) \\ \vdots \\ QM^{N_2}\hat{x}(t) + \sum_{i=0}^{N_2-1} QM^{N_2-1-i}N \Delta u(t+i) \end{bmatrix}$$

que expresado de forma vectorial queda como

$$y = F\hat{x}(t) + Hu \tag{A-3}$$

donde $u = [\Delta u(t) \Delta u(t+1) \dots \Delta u(t+N_u-1)]^T$ es el vector de incrementos de control futuros, H es una matriz triangular inferior por bloques cuyos elementos no nulos vienen definidos por $H_{ij} = QM^{i-j}N$ y la matriz F viene dada por:

$$F = \begin{bmatrix} QM \\ QM^2 \\ \vdots \\ QM^{N_2} \end{bmatrix}$$

Si se analiza la ecuación 1.3, está compuesta por dos términos: el primero de ellos depende del estado actual y por lo tanto se conoce en el instante t, mientras que el segundo depende de las acciones de control futuras, que son variables de decisión que deben ser calculadas. La secuencia de control u se calcula minimizando la función objetivo, determinada como:

$$J = (Hu + F\hat{x}(t) - w)^T (Hu + F\hat{x}(t) - w) + \lambda u^T u$$

donde λ es secuencia de ponderación. En el caso de no existir restricciones, la solución analítica que proporciona el óptimo es:

$$u = (H^T H + \lambda I)^{-1} H^T (w - F\hat{x}(t))$$

Como se ocupa una estrategia de control deslizante, sólo se envía el primer elemento de la secuencia, $\Delta u(t)$, y se vuelve a repetir los cálculos en el siguiente periodo de muestreo. Cabe destacar que se necesita un observador, ya que la ley de control depende de $\hat{x}(t)$.

A.2.2 Restricciones del control predictivo

En la práctica todos los procesos están sometidos a restricciones. El no considerar plenamente las restricciones en las variables manipuladas puede resultar en mayores valores de la función objetivo y por lo tanto peores resultados que desviarían una funcionalidad óptima del proceso. Las variables manipuladas pueden ser siempre acotadas por el programa de control o por los propios actuadores que no van más allá de sus límites. El principal motivo para considerar restricciones consiste en que en el caso de violar las variables controladas pueden ser mucho más

costosos y peligrosos, ya que esto puede originar daños en los equipos y pérdidas en la producción.

Al contrario de lo que ocurre con las variables manipuladas, que en el último extremo podemos saturar para mantenerlas dentro de límites, las variables de proceso son fijadas por este y no podemos manipularlas a voluntad

Las restricciones que normalmente actúan en un proceso sobre las variables manipuladas, la velocidad de cambio de las variables manipuladas y las variables de proceso se pueden expresar como:

$$\underline{U} \leq u(t) \leq \bar{U} \quad \forall t$$

$$\underline{u} \leq u(t) - u(t-1) \leq \bar{u} \quad \forall t$$

$$\underline{y}(t) \leq y(t) \leq \bar{y}(t) \quad \forall t$$

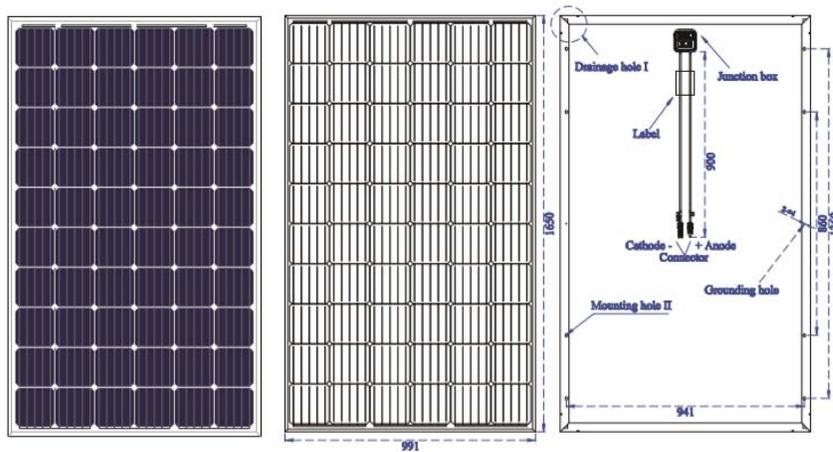
El último conjunto de restricciones fuerza a las variables a seguir trayectorias dentro de bandas (normalmente formadas por una trayectoria nominal a seguir más una banda de tolerancia).

B Catálogo panel FV DHM60

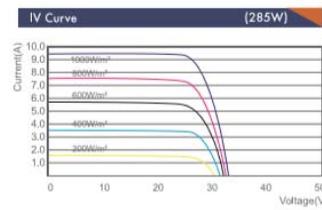
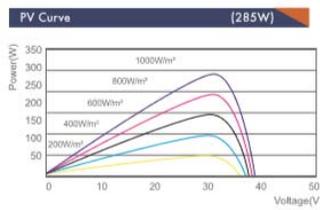
DHM60 ^{5BB}

270W-285W

Monocrystalline PV module



Function parameter



Mechanical Specification

Cells Type	Mono 156.75×156.75mm
Weight	18.6kg
Dimension (L×W×T)	1650×991×35mm
Output Cables	TUV, Length900mm, 4.0mm ²
No.of Cells	60 (6×10)
Front Glass	3.2mm High Transmission,Low Iron Tempered Glass
Frame	Anodised Aluminium
Junction box	IP67, 3 Bypass Diodes
Connector	MC4 or MC4 Compactible

Packing Configuration

Container	20GP	40GP	40HC
PCS per pallet	30	30	30
PLT per container	14	28	28
PCS per container	400	840	924

Operating Parameters

Maximum system voltage	DC1000V
Operating Temperature(°C)	-40 ~ +85 °C
Maximum series fuse rating	15A
Snow load,frontside	5400Pa
Wind load, backside	2400Pa
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45 °C ±2 °C
Application level	Class A

Electrical Characteristics (Standard Test Conditions)

Module Type	DHM60-270	DHM60-275	DHM60-280	DHM60-285
Maximum Power(Pmax)	270W	275W	280W	285W
Open-circuit Voltage (Voc)	38.5V	38.8V	39.0V	39.3V
Maximum Power Voltage (Vmp)	31.5V	31.6V	31.7V	31.8V
Short-circuit Current (Isc)	9.17A	9.25A	9.35A	9.45A
Maximum Power Current(Imp)	8.57A	8.70A	8.83A	8.97A
Module Efficiency(%)	16.51%	16.82%	17.13%	17.43%
Power Tolerance		0 ~ +5W		
Temperature Coefficient of Isc		0.05%/°C		
Temperature Coefficient of Voc		- 0.32%/°C		
Temperature Coefficient of Pmax		- 0.41%/°C		
Standard Test Environment	Irradiance 1000w/m ² , Ambient temperature 25 °C, Spectrum AM1.5			

Electrical Characteristics (Noct)

Module Type	DHM60-270	DHM60-275	DHM60-280	DHM60-285
Maximum Power(Pmax)	202W	205W	209W	212W
Open-circuit Voltage (Voc)	35.8V	36.1V	36.3V	36.6V
Maximum Power Voltage (Vmp)	28.9V	29.2V	29.4V	29.6V
Short-circuit Current (Isc)	7.41A	7.48A	7.55A	7.63A
Maximum Power Current(Imp)	6.98A	7.03A	7.10A	7.17A
Standard Test Environment	Irradiance 800w/m ² , Ambient temperature 20 °C, Spectrum AM1.5, Wind speed 1m/s			