



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Definición de criterios de diseño para una microrred eléctrica a través de criterios de confiabilidad

Nelson Yesid González Castro

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de ingeniería, Departamento de ingeniería eléctrica y electrónica
Bogotá D.C., Colombia
2019

Definición de criterios de diseño para una microrred eléctrica a través de criterios de confiabilidad

Nelson Yesid González Castro

Tesis de investigación presentada como requisito parcial para optar al título de:
Magister en ingeniería - Automatización industrial

Director:

Ph.D. Fabio Andrés Pavas Martínez

Co-Director:

Ph.D. Eduardo Alirio Mojica Nava

Líneas de investigación:

Microrredes eléctricas; calidad de energía; modelos probabilísticos

Grupo de investigación:

PAAS - UN

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de ingeniería, Departamento de ingeniería eléctrica y electrónica
Bogotá D.C., Colombia

2019

«Tengo que escoger lo que detesto: o el sueño, que mi inteligencia odia, o la acción, que a mi sensibilidad repugna; o la acción para la que no nací, o el sueño para el que no ha nacido nadie. Resulta que, como detesto a ambos, no escojo ninguno, pero, como alguna vez tengo que soñar o actuar, mezclo una cosa con la otra.»

- Fernando Pessoa

Agradecimientos

Mis tutores son el principal objeto de agradecimiento; su preocupación, paciencia y apoyo fueron fundamentales para la culminación de este proceso.

A las personas que tanto insistieron en recordarme seguir en pie; si se preguntan si pienso en ellos, sí, lo hago.

A mi hermana Luz Alba y su esposo Ernesto.

A mis compañeros del PAAS-UN.

Al docente de la Universidad Nacional de Colombia, Ph.D. Javier Rosero, y su a grupo de investigación *Electrical Machines y Drives, EM&D*, por suministrarme los datos de irradiancia los cuales fueron ampliamente utilizados en este documento.

Manifiesto también mi agradecimiento al proyecto titulado «Incremento en las estrategias sustentables en el uso del recurso de energía eléctrica para la población vulnerable en el departamento de Cundinamarca» por permitirme desarrollar mi trabajo de investigación dentro de sus actividades.

Por último, mi más profundo agradecimiento lo dirijo a mi universidad por la cual profeso un amor infinito; allí todo fue posible.

Resumen

Este documento contiene tres partes principales. Primero, se propuso modelar la fuente de generación a través de modelos probabilísticos. Para dar solución a este objetivo se desarrolló un modelo de predicción probabilística de la irradiancia solar usando un histórico de datos. El modelo permite predecir la irradiancia con varios días de anticipación. Segundo, se propuso analizar el comportamiento de la microrred en los temas de regulación de frecuencia y voltaje y proponer para ellos escenarios de variabilidad de demanda y generación en el sistema y analizar, adicionalmente, si existe algún fenómeno cuando las distancias físicas de instalación de los componentes se varían. Para dar solución a estos puntos, se han desarrollado los modelos dinámicos de cada uno de los componentes de la microrred que se usa para caso de estudio, y de ahí se observan y reportan los resultados obtenidos. Por último, se propone un algoritmo para planear la dimensión de las generaciones distribuidas teniendo en cuenta criterios de confiabilidad.

Palabras clave: (Predicción, Fotovoltaico, Generación distribuida, Modelo dinámico, Confiabilidad, Microrred, Regulación en voltaje y frecuencia.).

Abstract

This document contains three main parts. First, it was proposed to model the source of generation through probabilistic models. To solve this objective, a model of probabilistic prediction for solar irradiance, based on a historical data, was developed. The model allows predicting irradiance several days in advance. Second, it was proposed to analyze the behavior of the microgrid in frequency and voltage regulation and propose for it demand and generation variability sceneries in the system, and to analyze, additionally, if there is any phenomenon when the physical installation distances of the components were modified. In order to solve these points, the dynamic models for each component of the microgrid, used for the case study, have been developed, and from there the results obtained are observed and reported. Finally, it was proposed an algorithm that allows to plan the size of distributed generations considering criteria of reliability.

Keywords: Prediction, Photovoltaic, Distributed Generation, Dynamic Model, Reliability, Microgrid, Voltage and Frequency Regulation

Contenido

Agradecimientos	VII
Resumen	IX
Abstract	XI
Lista de tablas	XV
Lista de figuras	XVII
Lista de símbolos	XIX
1. Introducción	1
2. Microrredes, predicción y confiabilidad	5
2.1. Microrredes	5
2.2. Predicción	6
2.2.1. Horizontes de predicción	7
2.2.2. Modelos de predicción	8
2.2.3. Fuentes de información	9
2.3. Principios de confiabilidad	11
2.3.1. Modelo de tasa de fallas	12
2.3.2. Tiempo promedio de fallas	14
3. Modelos de generación basados en predicción probabilística	15
3.1. Sistemas fotovoltaicos	15
3.1.1. Tipos de celdas fotovoltaicas	16
3.2. Modelo de la fuente de generación fotovoltaica	17
3.2.1. Modelo de doble diodo de una celda policristalina	17
3.2.2. Modelo del arreglo fotovoltaico	19
3.3. Modelo probabilístico de irradiancia	21
3.3.1. Predicción	23
3.3.2. Resultados	28
3.4. Análisis	31

4. Sistema de prueba - modelos dinámicos	35
4.1. Sistema de análisis	35
4.2. Modelo de los elementos de la microrred	37
4.2.1. Modelo de los inversores	37
4.2.2. Modelo de las microfuentes	41
5. Regulación en frecuencia y voltaje	55
5.1. Sistema PV	55
5.2. Escenarios de variabilidad	59
5.2.1. Modo interconectado	59
5.2.2. Modo isla	61
5.3. Variación en las distancias físicas de interconexión	64
5.4. Análisis	65
6. Criterios de diseño	67
6.1. Definición de los índices de confiabilidad	67
6.1.1. Factores básicos	67
6.1.2. Índices de interrupciones sostenidas	68
6.2. Consideraciones del diseño	71
6.2.1. Fuente de energía de las generaciones distribuidas	71
6.2.2. Dimensionamiento	74
6.2.3. Marco normativo	74
6.3. Diseño basado en confiabilidad	75
6.3.1. Algoritmo	75
6.3.2. Resultados	77
6.4. Análisis del diseño teniendo en cuenta la confiabilidad	81
7. Conclusiones y trabajo futuro	83
A. Anexo: Marco normativo para las ZNI en Colombia	85
B. Anexo: Marco institucional	99
C. Anexo: Promedios de irradiación solar	101
Bibliografía	103

Lista de tablas

2-1. Horizontes de predicción (Sánchez Rosas, 2018)	7
2-2. Bases de datos de datos de radiación solar (Oliver et al., 2018).	9
3-1. Comparación de tecnologías fotovoltaicas (Pavlovic, 2020).	17
3-2. Algoritmos de predicción (Sánchez Rosas, 2018)	24
3-3. Estadísticas de la predicción para las 8:00 A.M. y las 12:00 P.M. del 1 de noviembre de 2018	33
4-1. Impedancias de las líneas con una base de 100 <i>kVA</i> y 400 <i>V</i>	36
4-2. Valores de las cargas	37
4-3. Valores de potencia nominal de las generaciones distribuidas	37
A-1. Leyes y Decretos referentes a la energización en las ZNI (Gómez, 2011). . . .	85
A-2. Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía referentes a la energización en las ZNI (Gómez, 2011).	88
A-3. Resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas referentes a la energización en las ZNI (Gómez, 2011).	90
A-4. Leyes, Decretos y Resoluciones referentes al fomento de energías renovables (Gómez, 2011).	92
B-1. Instituciones involucradas (Gómez, 2011).	99
C-1. Promedios mensuales de irradiación global media recibida en superficie para las principales ciudades del país (<i>Wh/m²</i>) (IDEAM, 2019).	101

Lista de figuras

2-1. Microrred.	6
2-2. Mapa de potencial solar fotovoltaico, tomado de (ESMAP and SOLARGIS, 2019)	11
2-3. Función exponencial de densidad	13
3-1. Modelo de doble diodo de la celda fotovoltaica.	18
3-2. Circuito equivalente de un arreglo fotovoltaico conectado a un inversor DC/AC.	19
3-3. Algoritmo para el cálculo del circuito equivalente del arreglo fotovoltaico.	20
3-4. Datos de potencia solar.	23
3-5. Algoritmo de predicción.	26
3-6. Predicción 1 de noviembre.	28
3-7. Predicción 1 de noviembre ajustada.	28
3-8. Predicción 1 y 2 de noviembre.	29
3-9. Predicción 1-5 de noviembre actualización 4 horas.	30
3-10. Predicción 1-5 de noviembre actualización 12 horas.	30
3-11. Predicción 1-5 de noviembre actualización 24 horas.	30
3-12. Conjunto de valores de predicción para un tiempo de actualización de 2 horas.	32
3-13. Conjunto de valores de predicción para un tiempo de actualización de 4 horas.	32
3-14. Conjunto de valores de predicción para un tiempo de actualización de 6 horas.	32
4-1. Modelo simplificado de la microrred de estudio.	36
4-2. Sistema de control del inversor PQ.	38
4-3. Bloque del inversor PQ en <i>Simulink</i>	39
4-4. Modelo de control del inversor VSI trifásico.	40
4-5. Bloque del inversor VSI en <i>Simulink</i>	40
4-6. Diagrama de bloques del modelo de la microturbina de eje simple.	42
4-7. Modelo del sistema de control de seguimiento de carga.	42
4-8. Modelo del motor de la microturbina.	43
4-9. Control del inversor del PMSM al lado de la máquina.	45
4-10. Diagrama de la microturbina implementado en <i>Simulink</i>	45
4-11. Modelo dinámico del arreglo de SOFC.	47
4-12. Corriente del arreglo SOFC.	48
4-13. Diagrama de bloques del procesador de combustible de la SOFC.	49
4-14. Diagrama del bloque de cálculo de U_f del arreglo SOFC.	50

4-15.	Sistema PV conectado a la red.	50
4-16.	Diagrama del arreglo PV en <i>Simulink</i>	51
4-17.	MPPT para el arreglo PV en <i>Simulink</i>	51
4-18.	Turbina eólica en <i>Simulink</i>	53
5-1.	Métodos de resolución de sistemas respecto al intervalo de tiempo en <i>Simulink</i>	56
5-2.	Irradiancia de entrada al sistema PV.	56
5-3.	Temperatura de entrada al sistema PV.	57
5-4.	Respuesta en frecuencia del modelo PV.	57
5-5.	Potencia de salida del modelo PV.	58
5-6.	Voltaje de salida del sistema PV.	58
5-7.	Voltajes en los nodos del sistema en modo interconectado.	59
5-8.	Voltajes en los nodos del sistema en modo interconectado cuando no se tiene generación PV.	60
5-9.	Voltajes en los nodos del sistema en modo interconectado cuando no se tiene generación PV ni eólica.	61
5-10.	Voltajes en los nodos del sistema en modo isla.	61
5-11.	Voltajes en los nodos del sistema en modo isla sin generación PV.	62
5-12.	Voltajes en los nodos del sistema en modo isla sin generación PV ni eólica.	63
5-13.	Frecuencia del sistema ante falla en nodo 6.	63
5-14.	Frecuencia del sistema ante falla en nodo 4.	64
5-15.	Voltajes en los nodos del sistema en modo isla sin generación PV ni eólica.	65
5-16.	Voltajes en los nodos del sistema en modo isla sin generación PV ni eólica.	65
6-1.	Mapa de velocidad del viento promedio anual Colombia (IDEAM, 2019).	72
6-2.	Mapa del promedio de irradiancia anual Colombia (IDEAM, 2019).	73
6-3.	Algoritmo de optimización para determinar arreglo de baterías a un valor deseado de LOLP (Sidrach-de Cardona and López, 1998).	76
6-4.	Algoritmo de optimización para determinar arreglo de baterías a un valor deseado de LOLP.	77
6-5.	Dimensión del arreglo de baterías a diferentes valores de arreglos PV y dife- rentes valores de LOLP.	78
6-6.	Primera fase del algoritmo de diseño.	79
6-7.	Segunda fase del algoritmo de diseño.	80
6-8.	Dimensión de las fuentes de generación en por unidad para un LOLP de 3%.	81

Lista de símbolos

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI
C	Capacitancia	F
e	Carga del electrón	C
E	Irradiancia	$\frac{W}{m^2}$
E_{in}	Irradiancia de entrada	pu
E_{en}	Irradiancia de entrenamiento	pu
E_{va}	Irradiancia de validación	pu
f	Frecuencia	Hz
I	Corriente	A
k	Constante de Boltzmann	$\frac{J}{K}$
L	Inductancia	H
P	Potencia activa	W
P_{en}	Potencia de entrenamiento	pu
P_{in}	Potencia de la irradiancia	pu
P_{va}	Potencia de validación	pu
Q	Potencia reactiva	VAR
R	Resistencia	Ω
T	Temperatura	K
V	Voltaje	V
X	Reactancia	Ω

Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad SI
ω	Frecuencia angular	rad · s
ρ	Densidad del aire	$\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
θ	Ángulo de fase	rad

Subíndices

Subíndice	Término
a	Fase a
ac	Corriente alterna
b	Fase b
c	Fase c
dc	Corriente directa
dem	Demandada
grid	Red
in	Entrada
m	Mecánica
max	Máximo
min	Mínimo
out	Salida
ph	Fotovoltaico
ref	Referencia

Superíndices

Superíndice	Término
*	Conjugado

Abreviaturas

Abreviatura	Término
<i>AC</i>	Corriente alterna
<i>AR</i>	Autorregresivo
<i>ARIMA</i>	Media móvil autorregresiva integrada
<i>ARMA</i>	Media móvil autorregresiva
<i>ASAI</i>	Índice de disponibilidad promedio del servicio
<i>CAIDI</i>	Índice de duración de interrupción promedio del consumidor
<i>CAIFI</i>	Índice de frecuencia de interrupción promedio del consumidor
<i>CREG</i>	Comisión de regulación de energía y gas
<i>DC</i>	Corriente directa
<i>DG</i>	Generación distribuida
<i>FAZNI</i>	Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas
<i>FN CER</i>	Fuentes no convencionales de energías renovables
<i>FNR</i>	Fondo nacional de regalías
<i>ICEL</i>	Instituto colombiano de energía eléctrica
<i>IDEAM</i>	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
<i>IOR</i>	Índice de confiabilidad
<i>IPSE</i>	Instituto de planificación y promoción de soluciones energéticas
<i>LOLP</i>	Probabilidad de pérdida de carga
<i>LV</i>	Baja tensión
<i>MG</i>	Microrred
<i>MME</i>	Ministerio de minas y energía
<i>MPPT</i>	Rastreo del punto de máxima potencia
<i>MTTF</i>	Tiempo promedio de fallas
<i>MS</i>	Microfuente
<i>MV</i>	Media tensión
<i>PCC</i>	Punto de acoplamiento común
<i>PDF</i>	función de densidad de probabilidad
<i>PI</i>	Proporcional-integral

Abreviatura	Término
<i>PMSM</i>	Generador síncrono de imán permanente
<i>PV</i>	Fotovoltaico
<i>PWM</i>	Pulso con modulación
<i>RMS</i>	Raíz media cuadrática
<i>SAIFI</i>	Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema
<i>SAIDI</i>	Índice de duración de interrupción promedio del sistema
<i>SIN</i>	Sistema interconectado nacional
<i>SSMT</i>	Microturbina de eje simple
<i>SOC</i>	Estado de carga
<i>SOFC</i>	Celda de combustible de óxido sólido
<i>SVN</i>	Máquina de soporte vectorial
<i>UPME</i>	Unidad de Planeación Minero Energética
<i>VSI</i>	Inversor de la fuente de voltaje
<i>ZNI</i>	Zona no interconectada

1. Introducción

Es bien sabido que en la actualidad una parte considerable de la población mundial no cuenta con servicio de electricidad (y de otros servicios públicos) debido, principalmente, a que se encuentran muy alejados de las redes de suministro (Palma-Behnke et al., 2019). Las energías renovables y de forma particular, las microrredes eléctricas, son una gran oportunidad para esas comunidades (González Castro et al., 2017).

Pero, estos sistemas requieren una gran cantidad de estudios, por ejemplo, es importante el estudio de la calidad de energía en microrredes eléctricas debido a que, cuando se pasan por alto estos análisis, el sistema falla en cuanto a que no puede, en muchos casos, suplir las demandas de energía debido a que la cantidad de generación y de almacenamiento no están en coordinación o no son suficientes (Shalukho et al., 2019).

Actualmente, en las microrredes, la dirección que se está tomando es la de incrementar la eficiencia de las fuentes de generación distribuida y de las fuentes de energías renovables para hacer integración de fuentes de baja potencia a estos sistemas. Debido a la gran variedad de características que se encuentran en estos sistemas (la naturaleza estocástica de la fuente de alimentación de los generadores basados en energías renovables, flujos de potencia bidireccionales, etc.), se hace una tarea indispensable asegurar los indicadores de calidad de energía requeridos (Shalukho et al., 2019), razones por las cuales se propone el presente trabajo de investigación.

Como objetivo general de la tesis, se propuso «definir criterios de diseño para la implementación de una microrred eléctrica rural teniendo en cuenta criterios de calidad de energía» y para esto los demás objetivos comprenden: Estudiar los efectos de la distancia entre microrredes y la capacidad de generación, en la confiabilidad; modelar la unidad de generación de la microrred a través de modelos de predicción probabilística; establecer los escenarios de variabilidad del balance de energía entre la generación y la demanda del sistema para la evaluación de la confiabilidad y, por último, identificar las características de regulación en frecuencia y voltaje de la microrred en los escenarios identificados.

Para dar cumplimiento a los objetivos propuestos, se estructuró una línea de desarrollo que lleve finalmente al cumplimiento del objetivo general, así que se inicia desarrollando el modelo de la fuente de generación fotovoltaica a través de predicción probabilística. Método que puede ser empleado para predicción de demanda, de generación eólica, etc. Posteriormente, se completa el modelo de la microrred de estudio realizando los modelos dinámicos de los

demás elementos que la componen. Con esto fue posible identificar el comportamiento de la regulación de frecuencia y voltaje de la microrred en diferentes escenarios. Finalmente, un modelo para el dimensionamiento de las fuentes de generación de la microrred se presenta, este utiliza los datos provenientes de la predicción realizada de la irradiancia.

Así, fruto del proceso de investigación y dentro de lo esperado, se logró obtener un modelo de predicción de la irradiancia solar basado un histórico de datos, el cual puede ser utilizado en modelos de fuentes dinámicas de generación fotovoltaica, así como en modelos de diseño de sistemas de distribución, que de manera particular fue como se empleó en este trabajo. Se pudieron identificar mediante simulación las variaciones de voltaje y de frecuencia del sistema en algunos escenarios de generación cuando ocurren fallas en la microrred y ésta se encuentra operando tanto en modo isla como en modo interconectado. Finalmente, se logra desarrollar un modelo que permite establecer los valores óptimos de generación fotovoltaica y del arreglo de baterías para lograr un valor de pérdida de carga tan pequeño como se desee.

Los modelos dinámicos de cada uno de los elementos de la microrred de prueba fueron modelados en el software *Simulink* de MATLAB. Aquí, una de las principales limitaciones que se presentó para el desarrollo de este trabajo, fue el alto costo computacional que requiere cada simulación. Debido al detalle con el que está modelado cada elemento, los procesos de simulación toman varias horas lo que limita la cantidad de observaciones diferentes que se planteen tener.

Pero, más allá de eso, la ventaja de esa situación es que, dado el grado de detalle, un sistema tal como se ha desarrollado, es base para estudios de casos muy particulares lo que ayuda a impulsar la investigación de las microrredes y a obtener resultados que aporten al desarrollo e implementación de estos sistemas.

El documento está compuesto de siete capítulos presentados de la siguiente manera:

En el Capítulo 1 se presenta una introducción.

En el Capítulo 2 están descritos los conceptos de Microrred, predicción y de confiabilidad, temas que son abordados para el desarrollo del documento.

En el Capítulo 3 se muestra en primer lugar el modelo matemático de la fuente de generación. Este modelo tiene como entradas la irradiancia solar y la temperatura ambiente, por lo que, para esta de fuente de generación, se ha desarrollado un algoritmo de predicción de la irradiancia solar basado en un histórico de datos lo cual completa el modelo de la fuente de generación.

En el Capítulo 4 se presenta un modelo de la microrred de estudio y los modelos dinámicos de los demás elementos que comprenden la microrred, así como los modelos de las estrategias de control para cada uno de estos elementos.

En el Capítulo 5 se realiza una observación del comportamiento del voltaje y de la frecuencia del sistema de estudio bajo diferentes escenarios de prueba. Se observa también en el sistema la variación de los valores de voltaje cuando en el sistema las distancias físicas se varían.

En el Capítulo 6, y basado en un indicador de calidad de energía, se muestra un algoritmo para establecer los valores óptimos de generación fotovoltaica y del arreglo de baterías para tener un índice de pérdida de carga a un valor deseado. Este modelo también utiliza los valores meteorológicos de irradiancia.

Las principales conclusiones son presentadas en el Capítulo 7.

Finalmente, el Marco normativo que aplica para las zonas no interconectadas de Colombia es mostrado en el Anexo A; el Marco institucional en el Anexo B y, en el Anexo C una tabla de valores de promedios mensuales de irradiancia en las principales ciudades de Colombia.

2. Microrredes, predicción y confiabilidad

A través de este capítulo, se pretende dar al lector una inmersión en los temas a tratar en los capítulos siguientes. De manera particular, se muestra el concepto de microrred ya que es sobre estos sistemas de distribución que se desarrollan los capítulos consiguientes, y se mencionan además los temas de predicción y de confiabilidad que, de igual manera, hacen parte fundamental de los temas que trata este documento.

2.1. Microrredes

Una microrred eléctrica, MG, por su sigla en inglés, se define como un sistema de distribución que comprende generaciones distribuidas (DG), cargas, sistemas de almacenamiento de energía y un esquema de control que puede ser distribuido o centralizado. Las microrredes actualmente se identifican como componentes claves de los sistemas eléctricos modernos para facilitar la integración de unidades de generación de energías renovables (Schiffer et al., 2016). Las fuentes de generación comprenden sistemas cuya fuente de energía son las energías renovables, principalmente eólica y fotovoltaica, adicionalmente comprenden otros tipos de generación como microturbinas, celdas de combustible, etc (Hatziargyriou, 2013). Un esquema de una microrred se presenta en la Figura 2-1, ahí se puede observar la integración de los principales elementos que la componen.

Una microrred tiene una estructura básica en la que todo el conjunto se puede conectar a la red de distribución (o de transmisión). El punto de acoplamiento común (PCC, por su sigla en inglés) es un punto clave antes del transformador principal que permite conectar o desconectar la microrred a la red de distribución (Hatziargyriou, 2013). Esta conexión incluso puede darse con otras microrredes. El bus común es el punto en el que se conecta cada alimentador y donde se encuentra el PCC. Cada alimentador puede tener su propio sistema de protección y demás equipos necesarios que permiten aislar ramas dentro de la microrred en caso de falla o mantenimiento programado (Lasseter, 2007).

Cuando estos sistemas, que integran energías renovables, junto con sistemas de almacenamiento y cargas, cuyo conjunto conforman una microrred, independiente de si están desconectados o no de las redes eléctricas debe hacerse control sobre la frecuencia y la tensión. Una de las formas en que esto se hace es controlando la frecuencia manteniendo el balance de potencia entre generación y la demanda, y la regulación de voltaje se hace de muchas

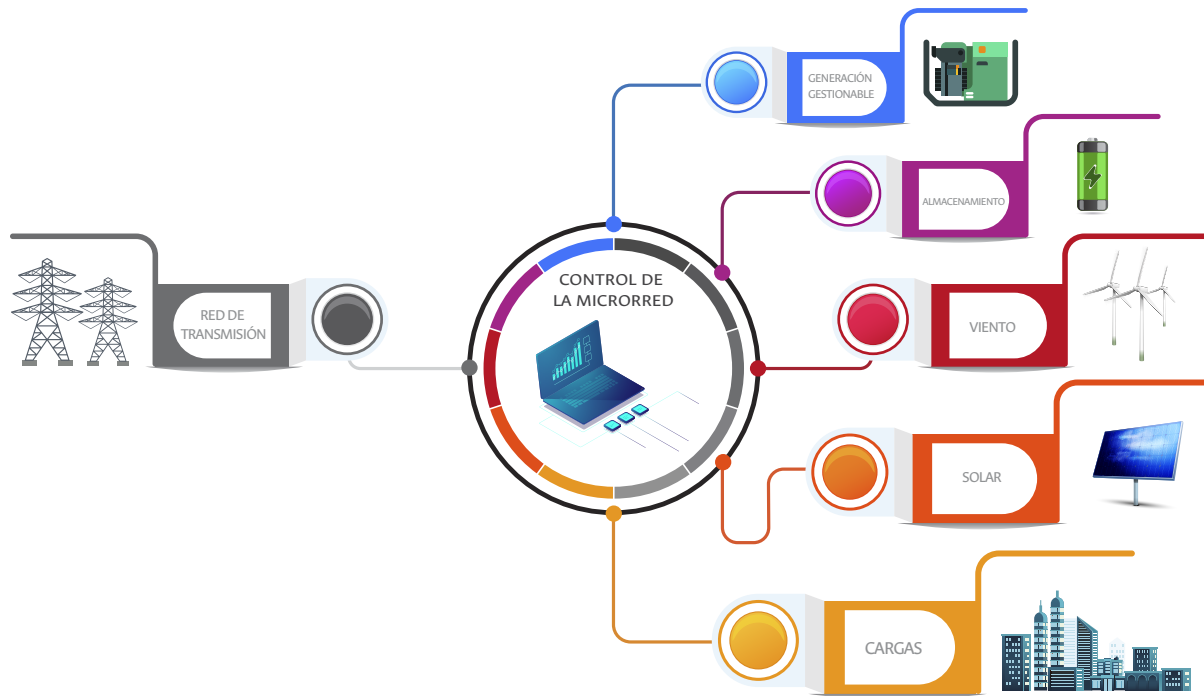


Figura 2-1.: Microrred.

formas dependiendo de los objetivos de diseño del controlador y la naturaleza de las cargas conectadas a la red (González Castro et al., 2017).

2.2. Predicción

Visto desde la parte de control, cualquiera que sea el tipo de control que se utilice, centralizado o descentralizado, es importante para estos procesos tener a la mano predicciones de corto plazo de la demanda y de la generación de las fuentes, ya sean renovables o convencionales, entre otros aspectos (GE Energy Report, 2010). Tener resultados de predicción de estas variables permite enfrentar posibles situaciones no deseadas y de esta manera optimizar los recursos con los que se cuenta y reducir los costos (Kopp and Lean, 2011) y adicionalmente, cumplir los objetivos estratégicos de un sistema de energía que contiene a una MG.

Adicionalmente, los diferentes tipos de predicción pueden tener impacto directo en la viabilidad de la implementación de las microrredes puesto que permite realizar una comparación costo-beneficio respecto a los tipos convencionales de sistemas de distribución (Inman et al., 2013).

Por esta razón, en la siguiente sección se introduce el problema de la predicción dentro del marco de las microrredes y se da una solución, de forma particular, para el caso de la generación solar.

Dependiendo del modo de operación de la microrred, es claro que, por ejemplo, poder predecir la demanda cuando el sistema está en modo aislado es de gran importancia ya que es fundamental que la generación disponible pueda cubrir la demanda del sistema en todo instante (Denholm and Margolis, 2007). En modo interconectado la importancia de la predicción puede depender del enfoque que se le dé a la implementación de esos sistemas de distribución. Cuando se mira desde el punto de vista del sistema en sí, puede considerarse conectado a un sistema de energía infinita por lo que el ejercicio de la predicción podría no ser significativo, pero si se ve con un enfoque basado en el cliente, si la implementación de una microrred es tomada como un negocio por parte de un proveedor de estos servicios, hay que considerar, por ejemplo, los precios de la energía entre otros factores (Inman et al., 2013).

2.2.1. Horizontes de predicción

Tratándose de predicción eólica, los horizontes de predicción normalmente se clasifican como se muestra en la Tabla 2-1.

Tabla 2-1.: Horizontes de predicción (Sánchez Rosas, 2018)

Horizonte de predicción	Desde	Hasta
De muy corto plazo	>30 s	30 min
De corto plazo	30 min	6 h
De mediano plazo	6 h	24 h
De largo plazo	24 h	72 h
De muy largo plazo	72 h	>72 h

Sánchez Rosas (2018), respecto a la predicción de corto y largo plazo dice que: «La predicción de la generación eólica en un horizonte de tiempo de muy corto plazo es usada en el mercado eléctrico y en la toma de acciones de regulación. Predicciones de corto plazo, son usadas en el planeamiento del despacho económico de carga, y en la toma de decisiones cuando se produce un incremento/decremento de carga. Decisiones de generación en tiempo real y seguridad operacional en el mercado eléctrico son basadas en predicciones a corto plazo. Finalmente, predicciones de largo plazo y muy largo plazo son usadas en el despacho de unidades de generación, almacenamiento, mantenimiento de las granjas eólica y en la obtención del costo óptimo de operación».

Respecto a la predicción de irradiancia solar, de la cual tiene el principal enfoque el presente documento, los horizontes de tiempo más comunes y su granularidad, i.e., el nivel de detalle

con el que se desea almacenar la información, son como siguen (Kostylev and Pavlovski, 2011):

- Intrahorario: 15 minutos a 2 horas por adelantado con 30 segundos a 5 minutos de granularidad (relacionado a eventos tipo rampa, variabilidad relacionada con las operaciones).
- Hora de anticipación: una a seis horas por delante con granularidad horaria (relacionada a la predicción de seguimiento de carga).
- Día de anticipación: uno a tres días por delante con granularidad horaria (se refiere al planeamiento de la transmisión y mercados diarios de día por delante).
- Mediano plazo: Una semana a dos meses por delante, con granularidad diaria (cobertura, planificación, optimización de activos).
- A largo plazo: típicamente uno o más años, con granularidad diaria, mensual y anual (Análisis de series de tiempo de largo plazo, evaluación de recursos, selección de sitios).

Adicionalmente, dentro de los sistemas eléctricos, la predicción de corto plazo es utilizada para fines de operación y control y la predicción de largo plazo para fines de planificación y confiabilidad.

2.2.2. Modelos de predicción

El pronóstico de la irradiancia solar se utiliza para diferentes propósitos con una amplia gama de métodos. Dependiendo de estos propósitos, los modelos de predicción pueden utilizar diferentes parámetros de entrada (Kostylev and Pavlovski, 2011).

- Para horizontes de tiempo de menos de una hora, los modelos basados en imágenes de terrestres desde el cielo, obtienen muy buenos resultados. Estos modelos ofrecen información de alta precisión sobre la variabilidad de la capa de nubes usando imágenes de cielo (Urquhart et al., 2011).
- Los modelos de imágenes satelitales se consideran una herramienta muy útil para mejorar la radiación solar para horizontes de tiempo con varias horas de anticipación. Los satélites meteorológicos geoestacionarios obtienen imágenes de la atmósfera y los modelos satelitales estiman la radiación solar utilizando estas imágenes. En los últimos años, estos modelos obtienen resultados precisos con una resolución temporal de menos de una hora y una resolución espacial de alrededor de 1 a 5 *km* (Oliver et al., 2018).
- Los modelos estadísticos obtienen resultados acertados para horizontes de tiempo de varias horas de anticipación. Estos modelos no son lo suficientemente buenos para estimar el movimiento de las nubes, pero la alta correlación entre la radiación solar en

tierra y los series de datos los hacen muy buenas herramientas para la predicción de más de una hora (Oliver et al., 2018). Ejemplos de modelos estadísticos para radiación solar son Modelos autorregresivos y Media móvil autorregresiva (Boland, 2008), media móvil autorregresiva integrada. Sus siglas en inglés son AR, ARMA, ARIMA, respectivamente. También existen varias técnicas de Aprendizaje de Máquina (*Machine Learning*) entre ellas las redes neurales o procesos Gaussianos, etc. (Bosch et al., 2008; Lauret et al., 2006, 2015).

- Para horizontes de tiempo de más de un día de anticipación, los modelos de predicción numérica del clima, NWP por su sigla en inglés, estiman las condiciones atmosféricas y dan diferentes variables meteorológicas como la radiación solar. Estos modelos están basados en modelos físicos usando ecuaciones diferenciales y resueltos con métodos numéricos (Oliver et al., 2018).

Otros métodos de predicción enfocados a la irradiancia solar pueden ser consultados en el trabajo de Inman et al. (2013).

2.2.3. Fuentes de información

De manera muy general cada país cuenta con bases de datos de potenciales energéticos, es decir, biomasa, irradiancia, velocidad del viento, etc. Algunas de estas en Colombia son el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM)¹; la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)²; el El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE)³.

A nivel global, se encuentran varias fuentes de información, ver Tabla 2-2

Tabla 2-2.: Bases de datos de datos de radiación solar (Oliver et al., 2018).

Nombre	Tiempo	Cobertura	Sitio WEB
NASA SRB	3 horas	Mundial	http://gewex-srb.larc.nasa.gov/
DLR-ISIS	3 horas	Mundial	http://www.pa.op.dlr.de/ISIS/
HelioClim	Horaria	Europa - África	http://www.soda-is.com/eng/helioclim/

¹<http://atlas.ideam.gov.co/>

²<https://www1.upme.gov.co/Paginas/default.aspx>

³<http://www.ipse.gov.co/>

Tabla 2-2 Continua de la página anterior

Nombre	Tiempo	Cobertura	Sitio WEB
SOLEMI	Horaria	Europa - África - Asia	http://wdc.dlr.de/dataproducts/SERVICES/SOLARENERGY/
SolarGIS	30 minutos	Mundial	http://solargis.info/
EnMetSol	Horaria	Europa - África	https://www.unioldenburg.de/en/physics/research/ehf/energiemeteorology/enmetsol/
IrSOLaV	Horaria	Mundial	http://irsolav.com/
CM SAF (SA-RAH)	Horaria	Europa - África	http://www.cmsaf.eu/
SolarAnywhere	30 minutos	Norteamérica	http://www.solaranywhere.com/
CAMS	15 minutos	Mundial	http://atmosphere.copernicus.eu/catalogue/
PVGIS	Horaria	Europa - África - Asia	http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/
Vaisala	Horaria	Mundial	http://www.vaisala.com
Australian Bureau of Meteorology	Horaria	Australia	http://www.bom.gov.au/climate/dataservices/solarinformation.shtml

Para ilustrar esto, en la Figura 2-2 se muestra el mapa de Colombia tomado de ESMAP and SOLARGIS (2019).

Estas bases de datos son un recurso fundamental a la hora de realizar modelos de predicción de estos recursos energéticos. Modelos que pueden ser tan complejos como se quiera ya que estos pueden integrar una gran cantidad de variables de entrada. Independientemente del tipo de locación, rural o urbano, la energía eólica siempre será una opción viable debido a su gran potencial. De ambos tipos de generación se han realizado trabajos importantes respecto a la predicción (Inman et al., 2013).

SOLAR RESOURCE MAP
**PHOTOVOLTAIC
 POWER
 POTENTIAL
 COLOMBIA**



DESCRIPTION
 This solar resource map provides a summary of estimated solar photovoltaic (PV) power generation potential. It represents the average daily/yearly sum of electricity production from a 1 MW peak grid-connected solar PV power plant, calculated for a period of 17 recent years (1999-2015). The PV system configuration consists of ground-based, free-standing structures with crystalline silicon PV modules mounted at a fixed position, with optimum tilt to maximize yearly energy yield. The optimum tilt ranges from 0° to 16° towards the equator. Use of high efficiency inverters is assumed. The solar electricity calculation is based on high-resolution solar resource data and PV modeling software provided by Solargis. The calculation takes into account solar radiation, air temperature, and terrain, to simulate the cumulative effect of losses due to dirt, snow and ice on the PV modules, and the losses from cables, inverters and transformers, is 9%. The power plant availability is considered to be 100%. The underlying solar resource database is calculated from atmospheric and satellite data with a 30-minute time step, and a spatial resolution of 250 m.

ABOUT
 The World Bank and the International Finance Corporation (IFC), collectively the World Bank Group, have published this solar resource map alongside a Global Solar Atlas consisting of global, regional and country maps, to support the scale-up of solar power in our client countries. This work is funded by the Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), a multi-donor trust fund administered by the World Bank and supported by 13 official bilateral donors. It is part of a global ESMAP initiative on Renewable Energy Resource Mapping that covers biomass, small hydro, solar and wind. The World Bank Group has selected Solargis as the global provider of solar resource data and related services, and this map has been prepared by Solargis, under contract to The World Bank, based on a solar resource database that they own and maintain.
 To obtain additional maps and information, please visit: <http://globalatlas.info>

TERMS
 This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP and prepared by Solargis. Data sources: Solar resource database and photovoltaic calculation software © 2015 Solargis. Map data: © 2015 Solargis. All rights reserved. This work is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial-ShareAlike 4.0 International License. For more information, please visit <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>.
 Copyright © 2017
 The World Bank
 1818 H Street NW, Washington DC 20533, USA
 The World Bank, including the International Bank for Reconstruction and Development (IBRD) and the International Development Association (IDA), is not responsible for any errors or for the use of the information contained herein. The boundaries, colors, denominations, and other information shown on this map do not imply any endorsement or approval by the World Bank Group of the accuracy or completeness of the information shown on the map or of the information contained therein. The World Bank Group does not warrant the accuracy or completeness of the information shown on the map or of the information contained therein. The World Bank Group does not warrant the accuracy or completeness of the information shown on the map or of the information contained therein. The World Bank Group does not warrant the accuracy or completeness of the information shown on the map or of the information contained therein.

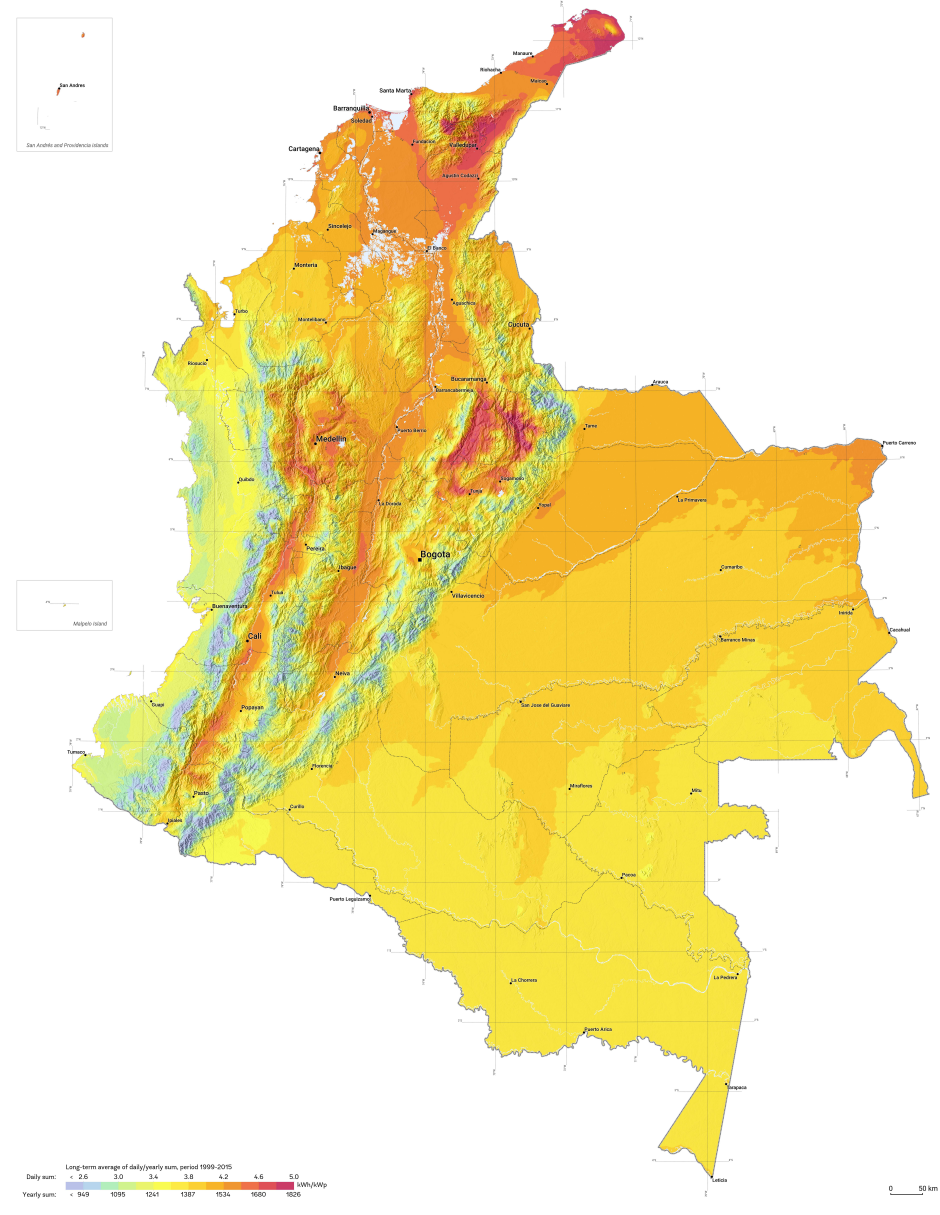


Figura 2-2.: Mapa de potencial solar fotovoltaico, tomado de (ESMAP and SOLARGIS, 2019)

2.3. Principios de confiabilidad

Tratándose de confiabilidad en un sistema eléctrico, la IEEE define que la confiabilidad se refiere a la noción de que el sistema realiza sus tareas propias en un intervalo de tiempo específico. De modo que, uno de los modos de medir la confiabilidad de un sistema está dada por la frecuencia y la duración de todo aquello que afecte negativamente al sistema (Billinton and Allan, 1996).

Adicional a esto, la evaluación de la confiabilidad está ligada a la capacidad del sistema de suplir la demanda de energía y a la habilidad del sistema de responder a perturbaciones y fallas.

2.3.1. Modelo de tasa de fallas

Relacionado a los elementos que conforman un sistema, o partes de esos elementos, se introduce el concepto de Tasa de fallas.

2.3.1.1. Concepto y modelo

Ya que cualquier equipo, o parte de él, en un sistema cualquiera, puede presentar fallas, y más si este ha estado en servicio por un largo tiempo, se puede asociar una *tasa de fallas* a este equipo o a sus partes.

La tasa de fallas se puede definir como el número de fallas esperadas por unidad en un intervalo de tiempo. Para un grupo de equipos o componentes, el número de fallas esperadas es igual al número de unidades en el grupo, multiplicado por la tasa de fallas (Chowdhury and Koval, 2009). Así la tasa de fallas queda definida como:

$$\lambda = \frac{\text{número de fallas}}{\text{tiempo total de operación de las unidades}} \quad (2-1)$$

2.3.1.2. Modelo de confiabilidad

La relación entre tasa de fallas y la confiabilidad se analiza como sigue: Se supone una cantidad N_0 al inicio de la observación cuya tasa de fallas es λ . Después de un tiempo t algunas unidades habrán fallado N_f y otras continuarán operando N_s . La tasa de tiempo de incremento de N_f es el número de fallas esperadas por unidad de tiempo para la población existente en ese momento y es igual a la tasa de fallas multiplicada por el número de unidades en la población existente (Chowdhury and Koval, 2009), esto es,

$$\frac{dN_f}{dt} = \lambda N_s \quad (2-2)$$

N_f y N_s cambian en el tiempo, pero la suma siempre da la cantidad inicial de población N_0 , es decir,

$$N_f + N_s = N_0 \quad (2-3)$$

Tratándose de equipos, la confiabilidad en este caso se puede ver como el número de unidades en operación sobre la población original, esto es,

$$R(t) = \frac{N_s}{N_0} \quad (2-4)$$

Al combinar estas ecuaciones se obtiene,

$$R(t) = \frac{N_s}{N_0} = 1 - \frac{N_f}{N_0} \quad (2-5)$$

$$\frac{R(t)}{dt} = \frac{-1}{N_0} \frac{dN_f}{dt} \quad (2-6)$$

$$= -\lambda \frac{N_s}{N_0} \quad (2-7)$$

$$= -\lambda R(t) \quad (2-8)$$

$$\int \frac{1}{R} dR = - \int \lambda dt \quad (2-9)$$

$$\ln R(t) = -\lambda t \quad (2-10)$$

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (2-11)$$

$R(t)$ es la probabilidad de sobrevivir para un tiempo t . Si se mira su complemento $Q(t)$, éste representa la probabilidad de falla en el tiempo t y, ya que para una función de densidad de probabilidad, el área bajo la curva representa la probabilidad y además, como $R(t)$ decrece con el tiempo, para un tiempo t , se tiene que $R(t)$ y el complemento $Q(t)$ son como se muestra en la Figura 2-3 (Chowdhury and Koval, 2009).

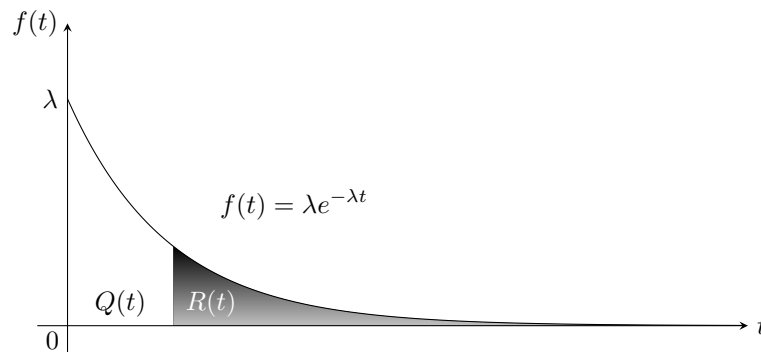


Figura 2-3.: Función exponencial de densidad

Se tiene que, de forma general, los elementos o equipos que tienen una tasa de fallas constante siguen esta función exponencial de probabilidad de fallas.

2.3.2. Tiempo promedio de fallas

La función exponencial de confiabilidad es una función continua de densidad de probabilidad respecto al tiempo, así que, existe un valor esperado para la función el cual puede ser considerado como el tiempo promedio para toda la función. Como la función de confiabilidad es realmente una función de densidad de fallas, el tiempo promedio para la función es el tiempo promedio para que una falla ocurra, este es conocido como el tiempo promedio de fallas o *MTTF* por su sigla en inglés. El valor esperado de la función de densidad de probabilidad esta dado por

$$E(x) = \int x f(x) dx \quad (2-12)$$

Lo que se convierte en

$$MTTF = \int_0^{\infty} t \lambda e^{-t\lambda} dt = 1/\lambda \quad (2-13)$$

Se puede mostrar que *MTTF* se puede obtener integrando la función de confiabilidad en todo su rango, así,

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (2-14)$$

$$MTTF = \int_0^{\infty} e^{-t\lambda} dt = 1/\lambda \quad (2-15)$$

Este tiempo promedio entre fallas resulta ser el inverso de la tasa de fallas λ . Hay que tener presente que este resultado es válido únicamente para funciones de confiabilidad exponenciales. Nótese que, la probabilidad de falla en $t = 0$ es

$$Q(MTTF) = 1 - e^{-\lambda/\lambda} = 1 - e^{-1} \approx 0,632 \quad (2-16)$$

Así, aunque el *MTTF* es el tiempo promedio para que una falla ocurra, la probabilidad de falla en el primer intervalo es del 63,2% y no del 50%. Para una tasa de fallas bajas, matemáticamente, el *MTTF* puede resultar muy grande, incluso este puede exceder el tiempo de vida útil del elemento (Chowdhury and Koval, 2009).

Este tipo de variables se tiene en consideración cuando se hace planeamiento con una ventana de varios años en sistemas como las microrredes (Sidrach-de Cardona and López, 1998).

3. Modelos de generación basados en predicción probabilística

Tal como se propuso inicialmente en el alcance, para este tema se hace especial énfasis en la generación de energía solar. En este capítulo se desarrolla un modelo probabilístico de generación de energía solar fotovoltaica. Se muestra el modelo de la fuente de generación que de forma estándar ese utiliza para los diferentes casos de estudio, y el modelo probabilístico que se desarrolla para el recurso de la fuente de generación distribuida. Dado que el comportamiento y la potencia generada por los diferentes tipos de paneles solares que pueden encontrarse en el mercado depende directamente de la irradiancia solar, se desarrolla un modelo capaz de predecir la irradiancia. Esto es con base a un histórico de datos suministrado por el grupo de investigación *Electrical Machines y Drives, EM&D* y medidos en el campus de la Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá. El modelo desarrollado toma como referencia la tesis de maestría de Sánchez Rosas (2018) en la cual se desarrolla un modelo de predicción a corto plazo para la generación eólica. De este trabajo se toma el algoritmo desarrollado y a partir de ahí se crea el código en Matlab que permite hacer la predicción para la irradiancia.

3.1. Sistemas fotovoltaicos

Los sistemas solares fotovoltaicos implican la generación de electricidad utilizando la energía solar. Debido a que la generación de estos sistemas viene dada por DC, se requieren sistemas de conversión a AC y a la frecuencia del sistema para su integración a los sistemas de distribución convencionales, los cuales funcionan con corriente AC. Este tipo de característica permite su integración a los sistemas de microrredes eléctricas. Uno de los aspectos más relevantes, además de sus beneficios en cuanto al impacto ambiental positivo, es que este tipo de sistemas implica un alto costo de instalación y una baja eficiencia energética. El porcentaje de eficiencia de los paneles solares está alrededor del 22 % dependiendo del tipo de tecnología utilizada para la construcción de las celdas que componen los paneles (Pavlovic, 2020). A continuación se hace una breve mención de algunos tipos de celdas.

3.1.1. Tipos de celdas fotovoltaicas

Hay principalmente cuatro tipos de tecnologías para la construcción de celdas fotovoltaicas dependiendo de su uso comercial. Estas se describen a continuación (Pavlovic, 2020):

3.1.1.1. Monocristalina

Son celdas que consisten en cristales cilíndricos simples de silicio. Es decir, este tipo de celdas son fabricadas con silicio puro el cual se funde. El semiconductor silicio es policristalino. Para convertirlo a estado monocristalino es necesario fundirlo a $1400\text{ }^{\circ}\text{C}$ y utilizar uno de los métodos conocidos para convertirlo a estado monocristalino (Pavlovic, 2020). Se suele dopar con boro para que sus propiedades como material semiconductor mejore. La principal ventaja de estas celdas es su alta eficiencia, que está alrededor del 16%. Aunque su construcción es complicada y sus costos son elevados.

3.1.1.2. Policristalina

En la industria electrónica moderna, el silicio es el principal elemento semiconductor (Pavlovic, 2020). Estas celdas están construidas de silicio policristalino. Implica que se pueden fabricar del mismo modo del que se fabrican las monocristalinas, pero con fases de cristalización reducidas y por esto son menos eficientes. Estas conllevan un proceso más económico en su manufactura lo que implica un menos costo al consumidor. Esto implica, como se mencionó, que su eficiencia es menor comparada con las celdas monocristalinas estando cerca del 15%.

3.1.1.3. Película delgada

Son celdas de silicio amorfo. En lugar de una estructura cristalina, para este tipo de celdas se utilizan capas homogéneas de átomos de silicio. Este tipo de celdas son mucho más fáciles de construir y mucho más económicas que las celdas de silicio cristalino, pero su eficiencia es mucho más baja, alrededor del 9% Pavlovic (2020).

Una de las razones para explorar la posibilidad de usar silicio amorfo en lugar de un cristalino para celdas solares radica en el hecho de que el grosor de las celdas de silicio amorfo es 300 veces menor que el grosor de las celdas de silicio monocristalino (Pavlovic, 2020).

3.1.1.4. Híbridas

Este tipo de celdas se ha vuelto muy popular debido a su buen desempeño a bajas temperaturas. Su construcción combina las tecnologías de celda monocristalina y de película delgada para producir celdas con las mejores características de ambas tecnologías logrando una eficiencia que supera el 17% (Pavlovic, 2020). En la Tabla 3-1 se hace un resumen de la comparación de éstas tecnologías.

Tabla 3-1.: Comparación de tecnologías fotovoltaicas (Pavlovic, 2020).

Tecnología de la celda	Monocristalina	Policristalina	Película delgada	Híbrida
Eficiencia de la celda en condiciones de prueba estándar (%)	22.3	21.7	21	26.7
Eficiencia del módulo (%)	16	15	9	17

3.2. Modelo de la fuente de generación fotovoltaica

Las plantas fotovoltaicas consisten de arreglos de paneles solares en conjunto con inversores que mantienen un voltaje de salida en AC a un nivel específico independientemente de la irradiancia solar y de la temperatura ambiente (Chowdhury et al., 2009).

Al modelo del inversor se le puede implementar una característica de rastreo del máximo punto de potencia (MPPT, por su sigla en inglés) que fija el punto de operación del voltaje de tal forma que se extrae del arreglo la máxima potencia.

Los dos modelos más comunes para modelar una celda fotovoltaica son el modelo de diodo simple y el modelo de doble diodo.

Debido a que el modelo de doble diodo arroja resultados más precisos en las curvas características de la celda en comparación al modelo de un diodo Tamrakar et al. (2016), se muestra en esta sección el análisis del modelo de diodo doble y su comportamiento.

3.2.1. Modelo de doble diodo de una celda policristalina

A continuación, se listan las variables utilizadas en las ecuaciones que comprenden el modelo.

I_{ph}	fotocorriente del modelo de doble diodo
I_{s1}, I_{s2}	corrientes de saturación del diodo en términos del modelo de doble diodo
R_s	resistencia en serie del modelo de doble diodo
R_p	resistencia en paralelo del modelo de doble diodo
A	parámetro del diodo
V	voltaje en las terminales de la celda en V
I	corriente de la celda en A
E	irradiancia solar en W/m^2
T	temperatura ambiente en K
k	constante de Boltzmann
e	carga del electrón
V_{oc}	voltaje de circuito abierto de cada celda

P_m	potencia máxima de cada celda
V_{pm}	voltaje máximo en cada celda
I_{pm}	corriente máxima en cada celda
N_s	cantidad de celdas en serie
N_p	cantidad de celdas en paralelo
V_{ocar}	voltaje de circuito abierto del arreglo
P_{mar}	potencia máxima del arreglo
V_{pmar}	voltaje máximo del arreglo
I_{pmar}	corriente máxima del arreglo
R_{in}	resistencia interna de cada celda
R_{inar}	resistencia interna del arreglo

El modelo estándar de doble diodo de una celda fotovoltaica policristalina se muestra en la Figura 3-1.

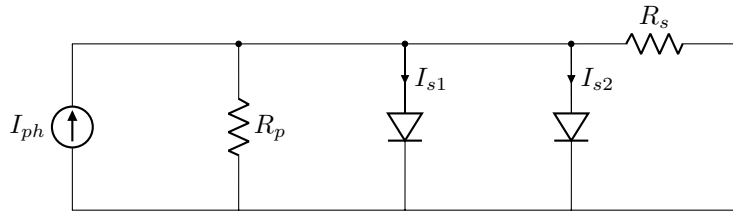


Figura 3-1.: Modelo de doble diodo de la celda fotovoltaica.

la característica $V - I$ de la celda viene dada por la siguiente ecuación:

$$I = I_{ph} - I_{s1} [e^{((V+IR_s)/v_t)} - 1] - I_{s2} [e^{((V+IR_s)/Av_t)}] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (3-1)$$

donde

$$v_t = \frac{kT}{e} \quad (3-2)$$

En las Ecuaciones (3-1) y (3-2), V e I son el voltaje y la corriente de los terminales de la celda respectivamente; T es la temperatura ambiente (K), k es la constante de Boltzmann, y e la carga del electrón. El parámetro A del diodo es normalmente fijado en 2. Los parámetros del modelo I_{ph} , I_{s1} , I_{s2} , A , R_s y R_p son calculados de los valores de irradiancia y de la

temperatura ambiente usando las siguientes relaciones empíricas (Chowdhury et al., 2009).

$$I_{ph} = K_0 E (1 + K_1 T) \quad (3-3)$$

$$I_{s1} = K_2 T^3 e^{(K_3/T)} \quad (3-4)$$

$$I_{s2} = K_4 T^{1.5} e^{(K_5/T)} \quad (3-5)$$

$$A = K_6 + K_7 T \quad (3-6)$$

$$R_s = K_8 + \frac{K_9}{E} + K_{10} T \quad (3-7)$$

$$R_p = K_{11} e^{K_{12} T} \quad (3-8)$$

El cálculo de los coeficientes K_i , $i = 1, \dots, 12$ se encuentra descrito en trabajos como (Kumar et al., 2019; Mirzapour, 2017; Chowdhury et al., 2009)

3.2.2. Modelo del arreglo fotovoltaico

El modelo del arreglo de celdas consiste en una fuente ideal DC con una resistencia en serie tal como se ilustra en la Figura 3-2 de tal forma que los valores de la fuente ideal y de la resistencia interna dependen únicamente de la irradiancia y de la temperatura ambiente.

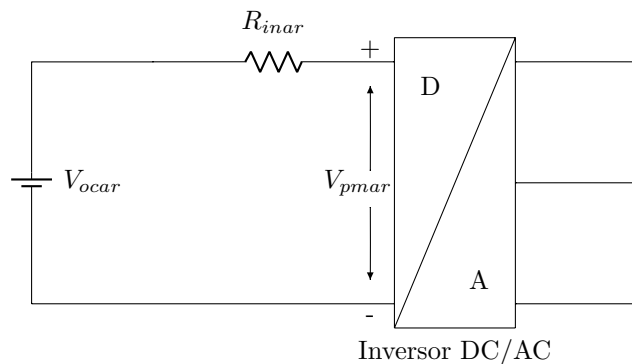


Figura 3-2.: Circuito equivalente de un arreglo fotovoltaico conectado a un inversor DC/AC.

Algunos algoritmos y metodologías se han desarrollado para el cálculo de las curvas PV del arreglo de celdas, así como de las corrientes de cada celda en los modelos de diodo simple y de doble diodo (Eslami and Ghanbari, 2019; Dave, 2017; Oka et al., 2017). Para el arreglo de

la Figura 3-2 se muestra en la Figura 3-3 un algoritmo desarrollado por Chowdhury et al. (2009).

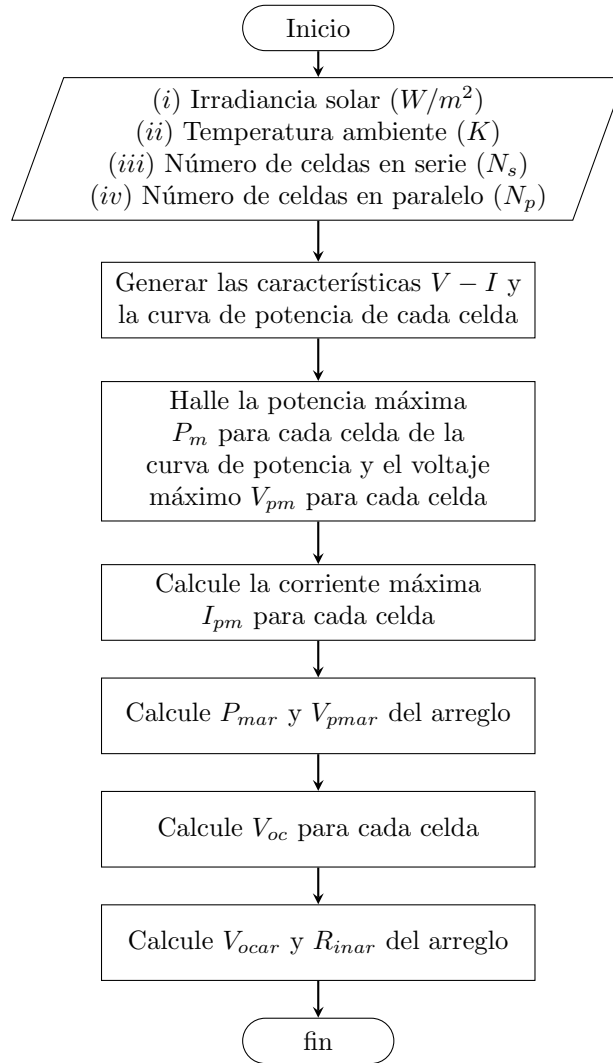


Figura 3-3.: Algoritmo para el cálculo del circuito equivalente del arreglo fotovoltaico.

Las ecuaciones matemáticas para el cálculo de algunos parámetros se muestran a continuación:

3.2.2.1. Cálculo de V_{oc}

V_{oc} es el máximo valor de voltaje V en las terminales en circuito abierto:

$$V_{oc} = R_p [I_{ph} - I_{s1}(e^{(V_{oc}/V_t)} - 1) - I_{s2}(e^{(V_{oc}/AV_t)})] \quad (3-9)$$

3.2.2.2. Cálculo de P_m , I_{pm} y V_{pm}

La característica $V - I$ y la curva de potencia pueden ser generadas variando V de 0 a V_{oc} y almacenando los valores de V , I y $P = VI$ en arreglos separados. En este último se busca el máximo valor de $P_m = P[i]$ y el valor de voltaje máximo es $V_{pm} = V[i]$ donde i es la coordenada de la potencia máxima P_m . De igual manera, la corriente máxima I_{pm} se toma como $I_{pm} = I[i]$.

3.2.2.3. Cálculo de V_{ocar} , P_{mar} y V_{pmar}

Para el arreglo, el voltaje de circuito abierto, la potencia máxima y el voltaje máximo se calculan de la siguiente forma:

$$V_{ocar} = V_{oc}N_s \quad (3-10)$$

$$P_{mar} = P_m N_s N_p \quad (3-11)$$

$$V_{pmar} = V_{pm} N_s \quad (3-12)$$

3.2.2.4. Cálculo de R_{inar}

Se asume que para cada celda $R_{in} = (V_{oc} - V_{pm})/I_{pm}$. Para el arreglo que cuenta con una combinación de celdas en serie y paralelo, R_{inar} se calcula como sigue:

$$R_{inar} = \frac{V_{oc} - V_{pm}}{I_{pm}} \frac{N_s}{N_p} \quad (3-13)$$

3.3. Modelo probabilístico de irradiancia

Como se puede observar de la sección anterior, el cálculo de los parámetros del modelo de la fuente de generación depende de la irradiancia solar y de la temperatura ambiente únicamente.

Por esta razón, se desarrolló un modelo de predicción probabilística basado en un modelo de *Árbol de decisión* (Barros et al., 2015) que toma como base un histórico de datos lo que arroja como resultado la predicción de la irradiancia.

El proceso de decisión para la predicción se toma en una estructura similar a la de un árbol. Un árbol de decisión consiste en un nodo que representa su raíz, varios nodos internos y nodos hoja, son éstos últimos los que contienen los resultados. Los nodos que no son nodos hoja corresponden a atributos diferentes y el camino desde la raíz hasta la hoja es una secuencia de decisiones que determina a que clase pertenece cada instancia. Lo ideal es que la concentración de datos sea mayoritariamente alta en las hojas para hablar de un modelo

eficiente.

Lo primero que se realiza en el código desarrollado en Matlab es cargar los datos del histórico de mediciones con que se cuenta. Para este desarrollo se utilizaron mediciones obtenidas en periodos de quince minutos y tomadas desde el 1 de junio hasta el 31 de noviembre del año 2018, dando un total de 16200 mediciones para ese periodo de tiempo.

Dentro de los datos que se tienen, el archivo, contiene: la hora y fecha de la medición, el valor de la irradiancia calculada en W/m^2 y la potencia en por unidad que se calculó a cada valor de irradiancia. Es muy importante tener en cuenta que los datos de la potencia son datos calculados a partir de los datos de irradiancia, estos datos de potencia no son resultados de mediciones obtenidas para cada valor de irradiancia.

En este último caso, adicionalmente, habría que haberse desarrollado como parte del código una etapa de clasificación de datos para descartar aquellos datos que pudieran ser resultado de una mala medición por cualquier tipo de falla o fenómeno. La etapa de clasificación de datos no se realizó puesto que no hubo datos correspondientes para hacer el contraste. Esto de por sí lleva directamente a hacer la suposición de que las medidas de los valores de irradiancia con los que se va a trabajar son los reales.

El algoritmo por tanto lleva el proceso que se muestra a continuación:

Algoritmo 1

1: P_{in}	Datos de potencia de la radiación solar
2: E_{in}	Datos de irradiancia solar
3: $L = 13441$	Límite de datos de entrenamiento
4: $P_{en} = P(L)$	Dividir datos $\{en, va\} = \{\text{Entrenamiento, Validación}\}$
5: $P_{va} = P(L + 1 : end)$	
6: $E_{en} = E(L)$	Dividir datos $\{en, va\} = \{\text{Entrenamiento, Validación}\}$
7: $E_{va} = E(L + 1 : end)$	

Después de haber cargado los resultados el código obtiene separadamente los valores de irradiancia y de potencia y se crean vectores con estos datos.

En esta etapa del código se realiza una partición del vector que contiene el histórico de datos, de forma que parte de los datos de este vector se utilizarán para realizar el modelo de predicción en sí y la otra parte de los datos se utiliza para validar modelo. Esta separación de datos se ilustra en la Figura 3-4.

Como se mencionó, los datos con los que se cuenta están medidos desde el primero de junio de 2018 a las 00:00 horas y la última medición tiene fecha del 30 de noviembre de 2018 a las 23:45 horas. Y aquí se menciona otro aspecto importante para tener en cuenta: dentro del conjunto de datos hubo algunos días en los cuales no hubo registros, por lo que hubo

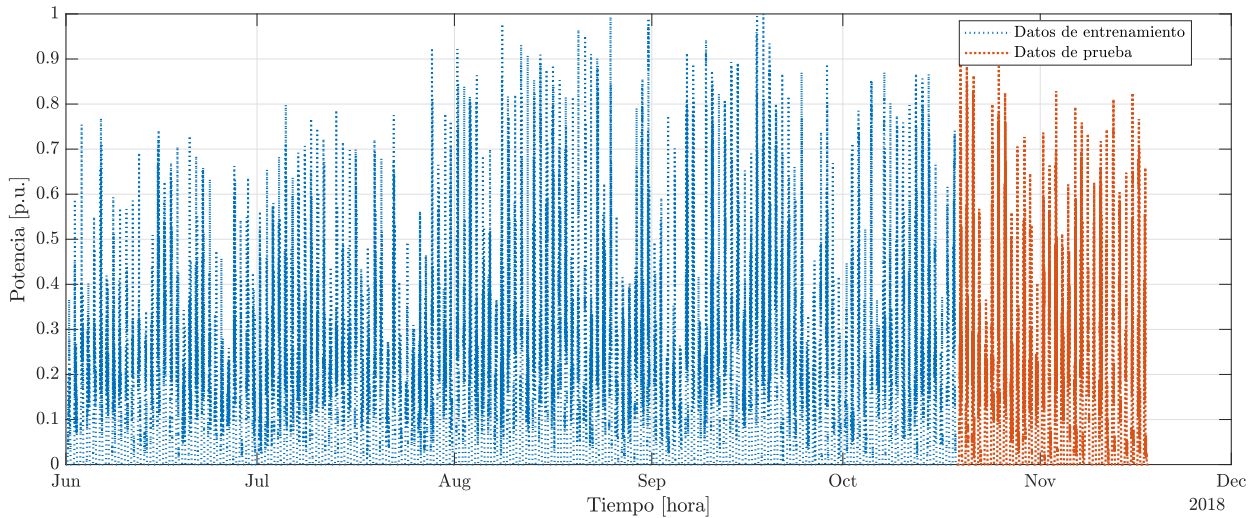


Figura 3-4.: Datos de potencia solar.

que quitarlos de la línea de tiempo para que no se afectara en gran medida la predicción que realiza el algoritmo. Es por esa razón que en la Figura 3-4 los datos no terminan en el último día de noviembre sino unos días antes. Del total de 16200 datos, 13441 son los datos utilizados para la realización del modelo; estos en fechas corresponden al intervalo de tiempo entre el 1 de junio a las 00:00 horas y el 31 de octubre a las 23:45 horas. Esto implica que los datos de validación del modelo corresponden al mes de noviembre empezando el día 1 a las 00:00 horas, estos representan los 2879 datos restantes.

3.3.1. Predicción

El algoritmo de predicción es un árbol de decisión, la elección de este método se debe a las sus buenas características en cuanto a la rapidez de predicción y de entrenamiento, un comparativo de diferentes métodos de predicción se muestra en la Tabla 3-2.

Una amplia variedad de métodos y sus características pueden ser consultadas en Inman et al. (2013).

La primera parte de la etapa de predicción consiste en realizar una clasificación de los datos. Se realizan dos tipos de clasificación de los datos, una es clasificación por intervalos y la otra es la clasificación por tendencia. Después se va a clasificación. Dicho de forma simple, se realizó una división por percentiles, esto representa básicamente un histograma de frecuencias. Después de haber hecho esa clasificación por intervalos se establecen las relaciones entre dos valores seguidos del conjunto. Entonces, cada dato de la serie de tiempo se clasifica por magnitud y tendencia.

Es de notar que lo que va a pasar es que los intervalos con valores más frecuentes son los centrales que van a tener más índices almacenados en comparación con los valores extremos de intervalos.

Tabla 3-2.: Algoritmos de predicción (Sánchez Rosas, 2018)

Algoritmo	Rapidez de predicción	Rapidez de entrenamiento	Uso de memoria	Sintonización	Evaluación general
Árbol de decisión	Rápido	Rápido	Pequeño	Moderada	Buen desempeño, en ocasiones presenta sobreajuste
Log-Regresión (Máquinas de Soporte Vectorial - SVM lineales)	Rápido	Rápido	Pequeño	Mínima	Útil para conjuntos de datos pequeños
Log-Regresión (Máquina de Soporte Vectorial - SVM, no Lineales)	Lento	Lento	Medio	Moderada	Buena para problemas binarios y largos conjuntos de datos
Vecino más cercano	Moderado	Mínimo	Medio	Mínima	Baja precisión pero fácil de usar e interpretar
Bayes-Naïve	Rápido	Rápido	Medio	Moderada	Ampliamente usado en clasificación de texto y filtro de Spam
Ensembles	Moderado	Lento	Variable	Moderada	Alta precisión y buen desempeño con conjuntos de datos de pequeño y mediano tamaño.
Redes neuronales	Moderado	Lento	Medio	Alta	Popular para clasificación, comprensión, reconocimiento y predicción.

La clasificación en magnitud se realiza, en este caso, en 100 intervalos, se toma cada valor de la potencia y se mete en cada intervalo, como se tienen valores aleatorios todo el tiempo, esos valores ahora van a estar clasificados en uno de esos intervalos, y la potencia queda distribuida entre 0 y 1. Acá hay que tener presente también que, dado a que la comparación se hace con el dato inmediatamente anterior, pero en algunos casos no necesariamente da una información certera ya que ese dato pudo obtenerse en un momento de falla en el sensor, o que haya ocurrido alguna perturbación que haya alterado la medición. En ese caso habría que mirar cuál sería el número óptimo de valores que se debe mirar para saber realmente si el dato actual incrementó o decreció.

Para la clasificación por tendencia se tienen tres tipos: que incremente, que decrezca o que permanezca constante. De acuerdo con su tendencia se clasifican los datos. Es importante tener presente que para esta clasificación se inicia con el segundo dato ya que la clasificación la hace iniciando con el dato inmediatamente anterior al dato que toma y el inmediatamente posterior por lo que no se puede iniciar tomando el primer dato. Dicho esto, para la clasificación se mira con el dato inmediatamente anterior a cada dato, si el valor de la potencia de este dato, para un tiempo específico es mayor o menor que la magnitud del intervalo en el cual se encuentra clasificado el dato anterior, la clase será incremento o decremento respectivamente.

Para la clasificación por intervalo, es claro que se puede hacer más fina la partición del intervalo, de esa forma hay más resolución para tener mucha más precisión cuando hay un incremento o decremento. El ejercicio se realizó comparando la respuesta con diferentes magnitudes de intervalo y para particiones mayores los resultados no son significativos por lo que se considera apropiada la resolución tomada.

El proceso de clasificación se ilustra en el «Algoritmo 2».

Después lo que viene es generar los valores futuros de esos datos. Para esto se mira el valor inmediatamente siguiente en la serie de tiempo del último dato y con estos valores futuros

Algoritmo 2

1:	N_i	Número de intervalos
2:	$Pasos = 1/N_i$	
3:	for $magn = Pasos : Pasos$: to 1 do	Clasificar por magnitud
4:	$interval = find(P_{en} > (magn - Pasos) \ \& \ P_{en} < magn)$	
5:	end for	
6:	for $m = 1 : to long(N_i)$ do	Clasificar por tendencia
7:	$indice = intervalo\{1; m\}$	
8:	for $n = 1 : to long(indice)$ do	
9:	if $indice(n) == 1 \ \ indice == upperlim$ then	
10:	flag intervalo = m	
11:	flag indice = n	
12:	elseif $P_{en}(indice(n) - 1) < m/N_i - Pasos$ then	
13:	Incremento = $P_{en}(indice(n))$	
14:	Dato_futuro_crece = $P_{en}(indice(n) + 1)$	
15:	elseif $P_{en}(indice(n) - 1) > m/N_i$ then	
16:	Decremento = $P_{en}(indice(n))$	
17:	Dato_futuro_decrece = $P_{en}(indice(n) + 1)$	
18:	else	
19:	Constante = $P_{en}(indice(n))$	
20:	Dato_futuro_constante = $P_{en}(indice(n) + 1)$	
21:	end if	
22:	end for	
23:	end for	

se generan unas funciones de distribución de probabilidad.

Se mira desde dónde se quiere hacer la predicción, es decir, a partir de cuál dato. Se toma el dato desde donde se quiere hacer la predicción y el inmediatamente siguiente, el algoritmo reconoce en cuál intervalo quedó clasificado el último dato y la clase (creciente, decreciente, constante), y aquí el modelo lo que hace es recuperar la función de distribución de probabilidad que se le asoció al valor futuro de ese dato. Hay que recordar que a esos valores futuros se les ha asociado una función de distribución de probabilidad y, al último dato, se hace la clasificación y se mira cuál fue la función de distribución de probabilidad que se le asoció al valor futuro de ese dato. El último dato tiene asociado un conjunto de valores futuros, ese conjunto tiene asociado una función de distribución de probabilidad, y entonces el algoritmo recupera esa función y a partir de ahí genera un nuevo valor, lo que da un valor aleatorio.

En resumen: como cada dato quedó clasificado en un intervalo, y quedó clasificado en una clase y esa clase tiene valores futuros asociados, entonces, se toman los valores futuros y se crea una función de distribución de probabilidad. Y cuando el algoritmo la crea, se genera valores aleatorios que serán los datos futuros, los que serán los valores de la predicción para ese valor (Sánchez Rosas, 2018).

Finalmente, lo que sigue es definir qué tanto se quiere predecir, cuántos valores se quieren generar, cuánto se quiere predecir en el futuro. Aquí hay un detalle importante, si, por ejemplo, se hace una predicción de 24 horas, quiere decir que se quiere saber la información a las 24 horas, pero que justo a la hora 24 se va a actualizar el sistema con datos reales.

Esta última parte se muestra en el «Algoritmo 3». El proceso se resume en la Figura 3-5.

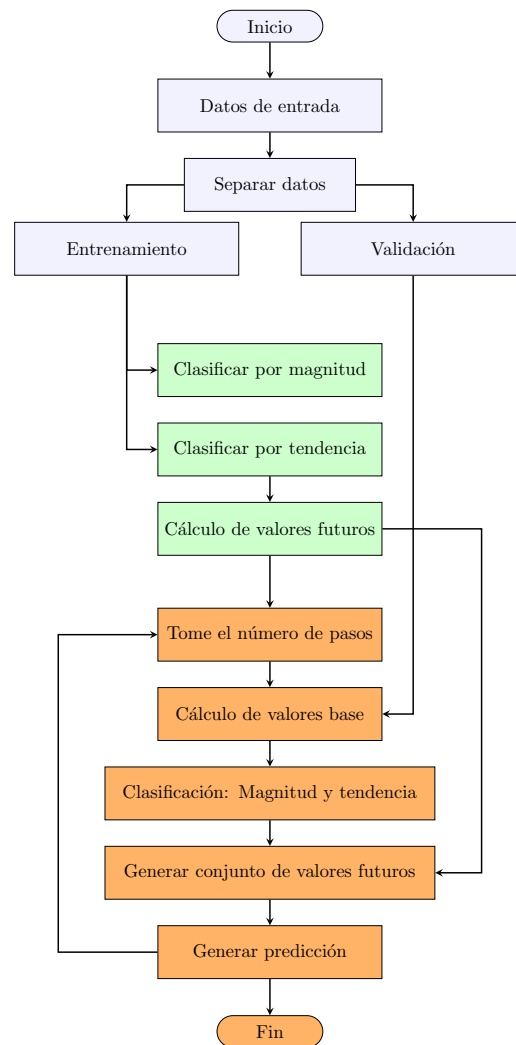


Figura 3-5.: Algoritmo de predicción.

Algoritmo 3

1:	N_d	Número de días de predicción
2:	$n_{steps} = N_d * muestras$	Número de puntos por día de predicción
3:	rep	Número de repeticiones
4:	$frec$	Frecuencia de actualización de datos
5:	for $r = 1$: to rep do	
6:	for $t_f = 1$: n_{steps} do	
7:	if $t_f == 1$ then	
8:	$value_1 = P_{en}(end)$	
9:	$value_2 = P_{en}(end - 1)$	
10:	elseif $mod(t_f, frec) == 0 \parallel t_f == 2$ then	
11:	if $t_f == 2$ then	
12:	$value_1 = Foreval(t_f - 1)$	
13:	$value_2 = P_{en}(end - 2)$	
14:	else	
15:	$value_1 = P_{va}(t_f - 1)$	
16:	$value_2 = P_{va}(t_f - 2)$	
17:	end if	
18:	else	
19:	$value_1 = Foreval(t_f - 1)$	
20:	$value_2 = Foreval(t_f - 2)$	
21:	end if	
22:	for $magn = 1$ to $long(N_i)$ do	
23:	if $value_1 < magn/N_i$ then	
24:	if $value_2 < magn/N_i - nsteps$ then	
25:	$Int_datos = Dato_futuro_incremento(magn)$	
26:	else if $value_2 > magn/N_i$ then	
27:	$Int_datos = Dato_futuro_decremento(magn)$	
28:	else	
29:	$Int_datos = Dato_futuro_constante(magn)$	
30:	end if	
31:	$pdfx_i = fitdist(Int_datos)$	
32:	$Foreval(t_f) = random(pdfx_i; 1)$	Obtener dato futuro
33:	break	
34:	end if	
35:	end for	
36:	end for	
37:	end for	

3.3.2. Resultados

Como un primer ejercicio se realizó la predicción para día 1 de noviembre de 2018. Cabe recordar que los datos que se utilizan para validar los resultados del modelo corresponden al mes de noviembre. En la Figura 3-6 se observan la región sombreada que corresponde a los posibles valores de irradiancia durante las diferentes horas del día y la línea azul que corresponde a los datos reales para ese día. Como puede notarse en la Figura 3-6 para algu-

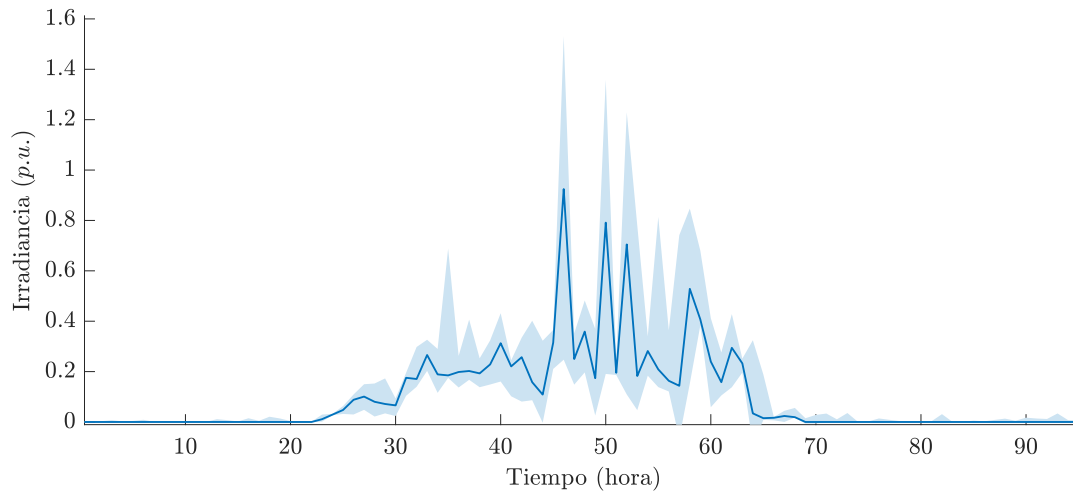


Figura 3-6.: Predicción 1 de noviembre.

nas horas del día, el margen de variación de los posibles valores de irradiancia son bastante amplios. Esto es resultado de las grandes variaciones que pueden encontrarse en los valores de la línea de tiempo para esa hora en específico durante los diferentes días. Para obtener

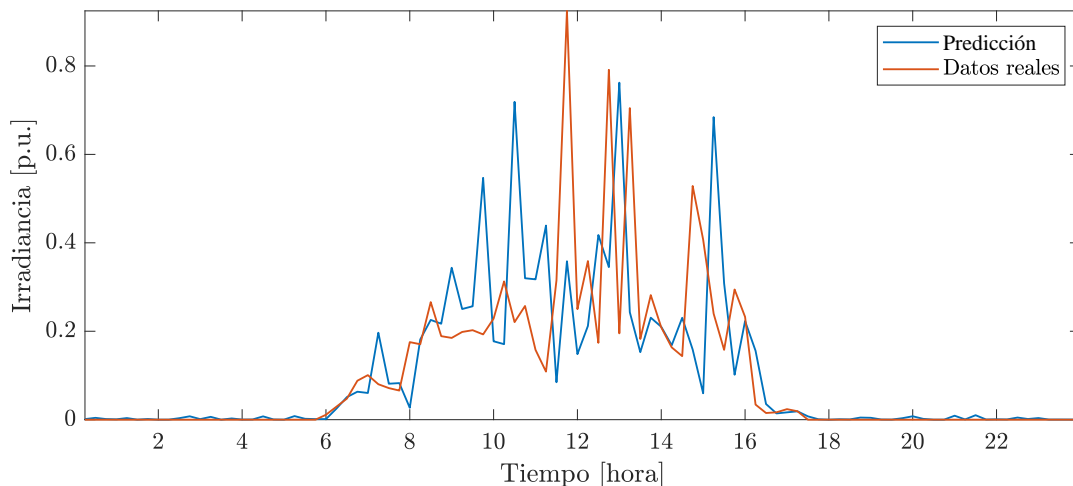


Figura 3-7.: Predicción 1 de noviembre ajustada.

valores ajustados, se les realiza a los resultados de la predicción un proceso de filtrado para hacer la elección de resultados puntuales. Un ejemplo de este ajuste se muestra en la Figura 3-7.

Ya que se pueden obtener resultados de predicción en un horizonte de tiempo más amplio, se muestran algunos resultados adicionales. En la Figura 3-8 se muestran los resultados de predicción y los datos reales durante dos días los cuales corresponden al 1 y 2 de noviembre. Empieza a hacerse notorio que cuanto mayor sea el horizonte de tiempo, mayor puede resultar la incertidumbre en la predicción.

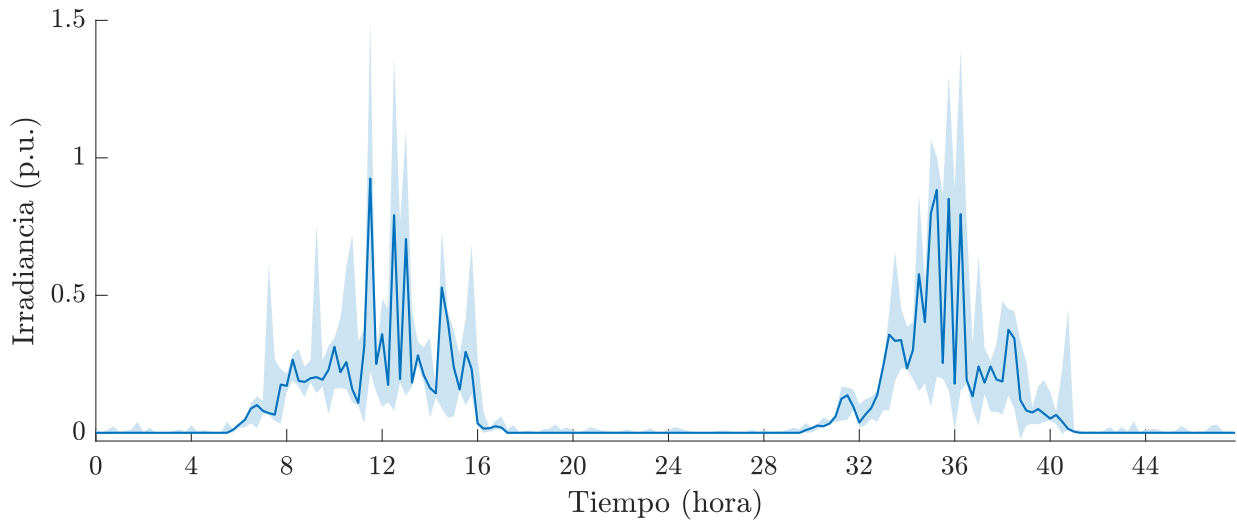


Figura 3-8.: Predicción 1 y 2 de noviembre.

La variación en los rangos de posibles valores depende, entre otras cosas, del horizonte de tiempo que se quiere predecir y de la frecuencia con la que se están actualizando los datos en el sistema.

En las Figuras 3-9 a 3-11 se presentan los resultados de predicción para 5 días en los cuales se ha variado la frecuencia de actualización de datos que ingresan al modelo, manteniendo constante el horizonte de predicción. Aquí se observa que a medida que se aumenta el tiempo de actualización, el modelo arroja mayor variación en los rangos de valores posibles, incluso, en algunos casos, el modelo arroja un rango de valores posibles en las horas de la noche donde, según los datos de entrada del modelo, en estas horas la irradiancia es cero.

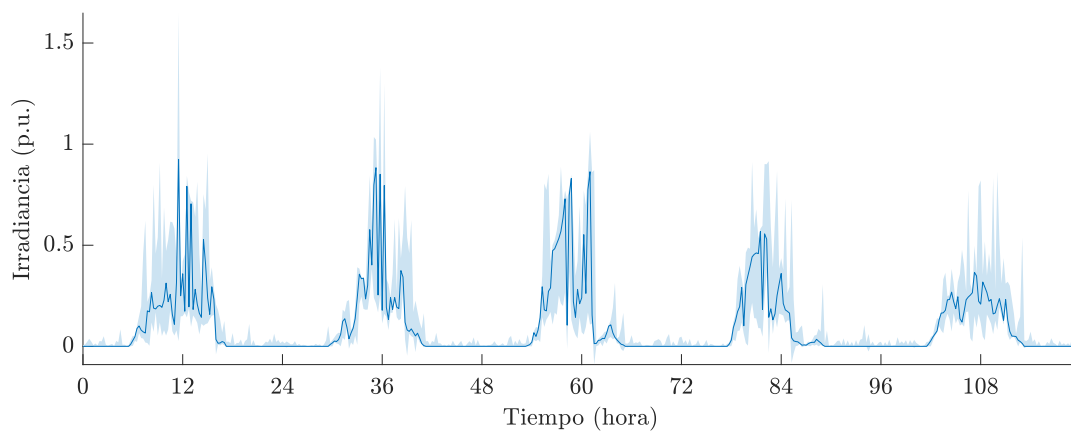


Figura 3-9.: Predicción 1-5 de noviembre actualización 4 horas.

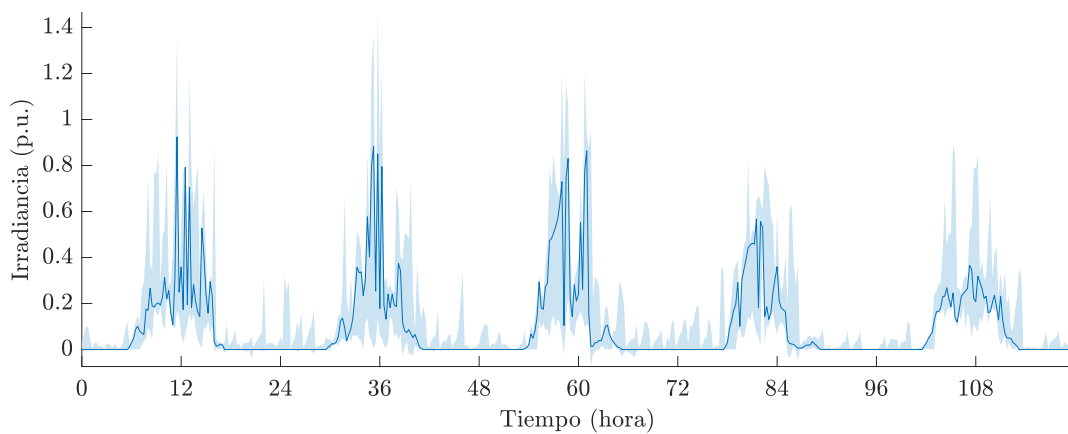


Figura 3-10.: Predicción 1-5 de noviembre actualización 12 horas.

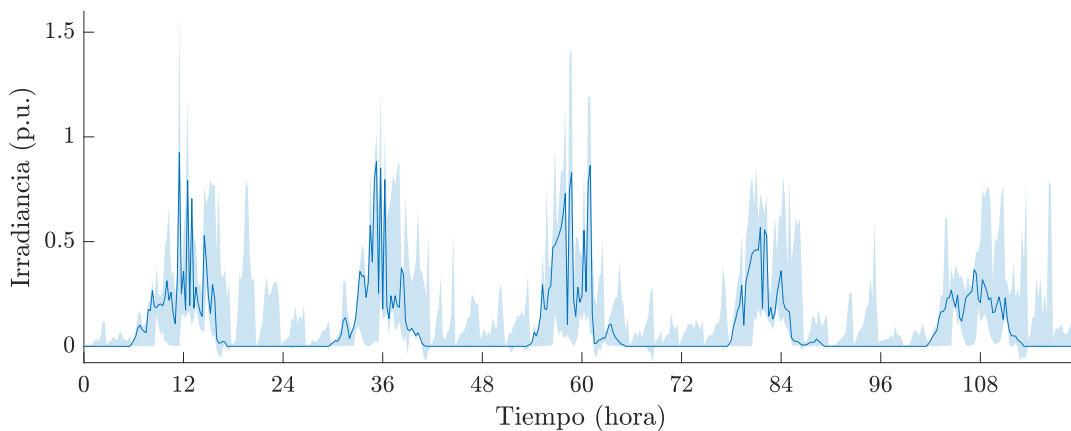


Figura 3-11.: Predicción 1-5 de noviembre actualización 24 horas.

3.4. Análisis

De las Figuras **3-9** a la **3-11** se puede observar diferentes horizontes de predicción, allí se hace evidente la variación en los rangos de valores posibles de los datos de irradiancia, los cuales aumentan a medida que aumenta el tiempo de actualización de los datos al modelo, es decir, periodos de actualización mayores generan mayor incertidumbre, como es de esperarse. Cabe recordar que este tipo de modelos es apropiado para realizar predicción hasta tres días hacia adelante. En la Sección 2.2.1, se hace mención a los horizontes de predicción.

Las variaciones que se observan también ocurren debido a que el histórico de datos no contiene datos pasados en esa línea de tiempo, es decir, para predecir un valor posible, por ejemplo, del día 2 de noviembre de 2018 a una hora específica, no existe un valor en el modelo del día 2 de noviembre de 2017 a esa misma hora ya que sólo se cuenta con una ventana de tiempo de seis meses. Como se mencionó, para tener una predicción con un único valor en la línea de tiempo, se ajustan los valores de forma que se obtengan los valores más probables tal como se muestra en la Figura **3-7**.

Otro fenómeno que se observa es que, para horas cercanas al medio día, los rangos de los valores posibles para esa hora son bastante amplios, esto ocurre por dos cosas principalmente, la primera es que en la línea de tiempo, los valores a una hora en específico varía en gran medida entre sus valores máximos y mínimos ya que estos dependen de las condiciones climáticas de cada día, y la segunda es que no se cuenta con datos históricos de ese mismo día que se predice, lo que ayuda a aumentar la incertidumbre.

Para ver un comportamiento estadístico de los datos, se realiza la predicción de un día con diferentes tiempos de actualización. Para cada uno de estos tiempos se realizaron mil (1000) simulaciones (Barros et al., 2015) y para ver el comportamiento de los datos. Esto se puede observar en las Figuras **3-12** a **3-14**. En éstas se tiene en el eje horizontal la cantidad de muestras tomadas por día. Ya que de los datos reales se tienen mediciones cada 15 minutos, en las 24 horas del día se tiene un total de 96 muestras. Por tanto, cada diagrama de caja en cada una de esas 96 posiciones, muestra las estadísticas de las 1000 predicciones para esa posición en la línea de tiempo del día.

Este tipo de análisis de datos permite encontrar información valiosa del modelo implementado. Para cada caja en las figuras en una posición en la línea de tiempo, se tiene que la marca central en rojo representa la mediana, las marcas superior e inferior indican los percentiles 75 y 25 respectivamente. Las líneas que se extienden verticalmente de las cajas, conocidos como bigotes, se extienden hasta los datos extremos que no son considerados como atípicos, y los valores que sí son atípicos están señalados con el símbolo $+$. Y como es de esperarse, estos valores atípicos aumentan su cantidad y magnitud a medida que se aumenta el tiempo de actualización.

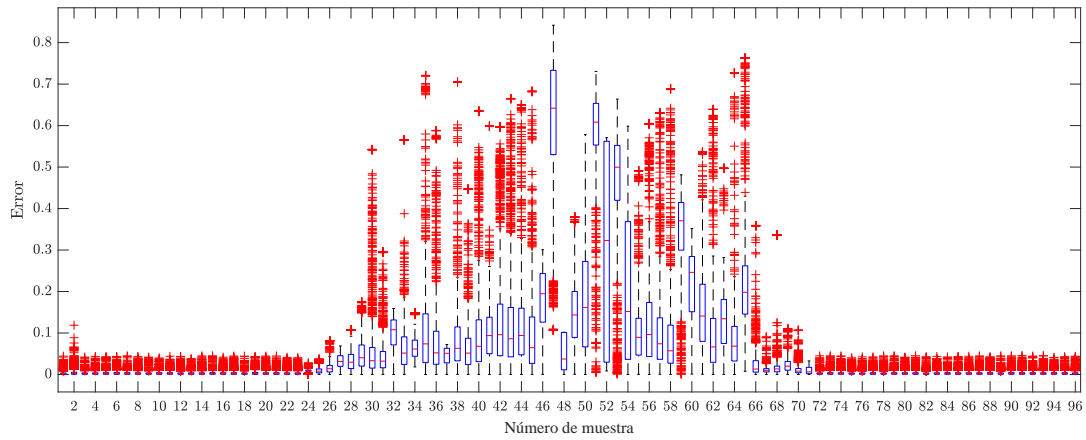


Figura 3-12.: Conjunto de valores de predicción para un tiempo de actualización de 2 horas.

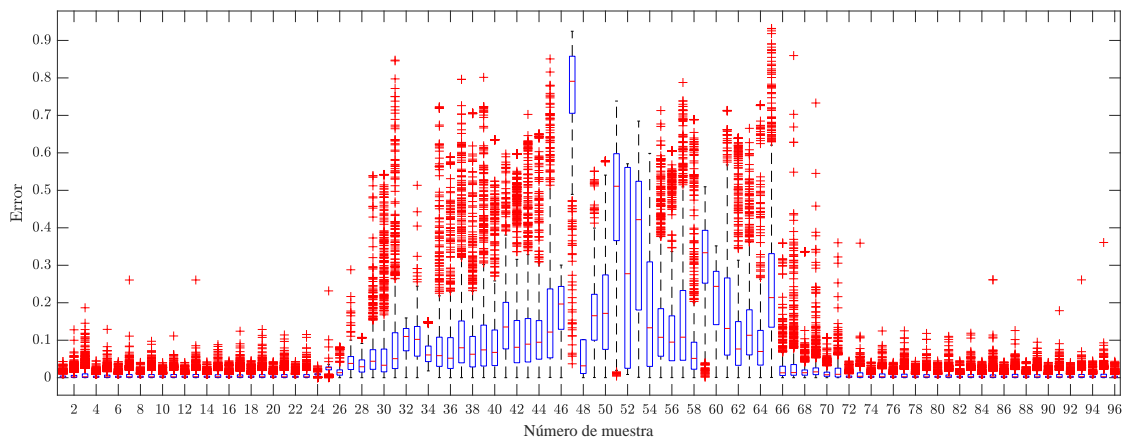


Figura 3-13.: Conjunto de valores de predicción para un tiempo de actualización de 4 horas.

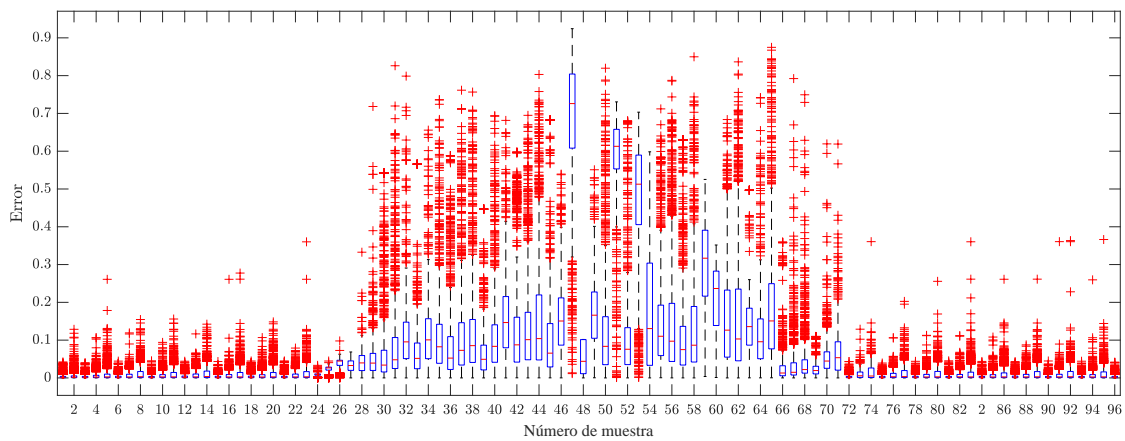


Figura 3-14.: Conjunto de valores de predicción para un tiempo de actualización de 6 horas.

Como un caso particular, en la Tabla **3-3** se muestran los datos de la mediana; y los valores máximo y mínimo considerados no atípicos; para las muestras 32 y 48 que representan en la línea de tiempo las 8:00 A.M. y las 12:00 P.M. respectivamente. Esto para los tres tiempos de actualización de las Figuras **3-12** a **3-14**, cuya predicción corresponde al día 1 de noviembre de 2018.

Tabla 3-3.: Estadísticas de la predicción para las 8:00 A.M. y las 12:00 P.M. del 1 de noviembre de 2018

# Muestra	Tiempo de actualización	Mediana	Máximo	Mínimo
32	2	0.10786	0.15912	0.00002
	4	0.11	0.15949	0.00022
	6	0.095406	0.7987	0
48	2	0.0373	0.10179	0.0001
	4	0.0317	0.10179	0.00008
	6	0.04393	0.10179	0.00003

Este tipo de análisis estadístico se hace necesario en cuanto a que, por ejemplo, permite observar el grado de variación que tiene la predicción conforme se hace más mayor el tiempo de actualización de los datos, de esta forma se pueden determinar tiempos aceptable de actualización, según se requiera.

4. Sistema de prueba - modelos dinámicos

Para el análisis de la regulación en frecuencia y tensión en una microrred (MG), temas que están ligados estrictamente a la estabilidad del sistema, se ha desarrollado un modelo completo de una MG que simula el comportamiento dinámico. Esto significa que se ha desarrollado para este fin el modelo dinámico de cada uno de los elementos que integran el sistema de prueba.

El modelo de la MG está compuesto por una celda de combustible de óxido sólido, SOFC por su sigla en inglés, una microturbina, un «flywheel», dos sistemas de paneles fotovoltaicos y un generador eólico, además de las cargas en el sistema. Las generaciones distribuidas DG se han conectado al sistema a través de inversores a excepción del sistema de generación eólica. Tanto los modelos de los elementos como de los inversores se ilustran en este capítulo.

El sistema tal como se propone implica tener un modelo que cuenta con microfuentes renovables, el control para la operación tanto en modo isla como en modo interconectado, y estos aplicados a un sistema dinámico. Esto se realizó para ver los efectos en cuanto a la regulación de frecuencia y tensión y la respuesta del control propuesto en diferentes escenarios.

4.1. Sistema de análisis

El modelo que se usó para realizar el análisis del comportamiento de la microrred bajo distintas condiciones y para ver la respuesta de las estrategias de control es el que se muestra en la Figura 4-1, este modelo es propuesto para su análisis en Hatzargyriou (2013). Los datos de las impedancia de las líneas, cargas y de las DGs para este modelo se muestran en las Tablas 4-1, 4-2 y 4-3 respectivamente.

Los valores en por unidad del sistema fueron calculados un una potencia base de 100 kVA y un voltaje base de 400 V .

El sistema contiene los elementos mencionados anteriormente y de cada elemento se ha diseñado su modelo dinámico en el software de simulación *Simulink* de MATLAB. En la siguiente sección se encuentra la descripción del modelo de cada uno de estos elementos.

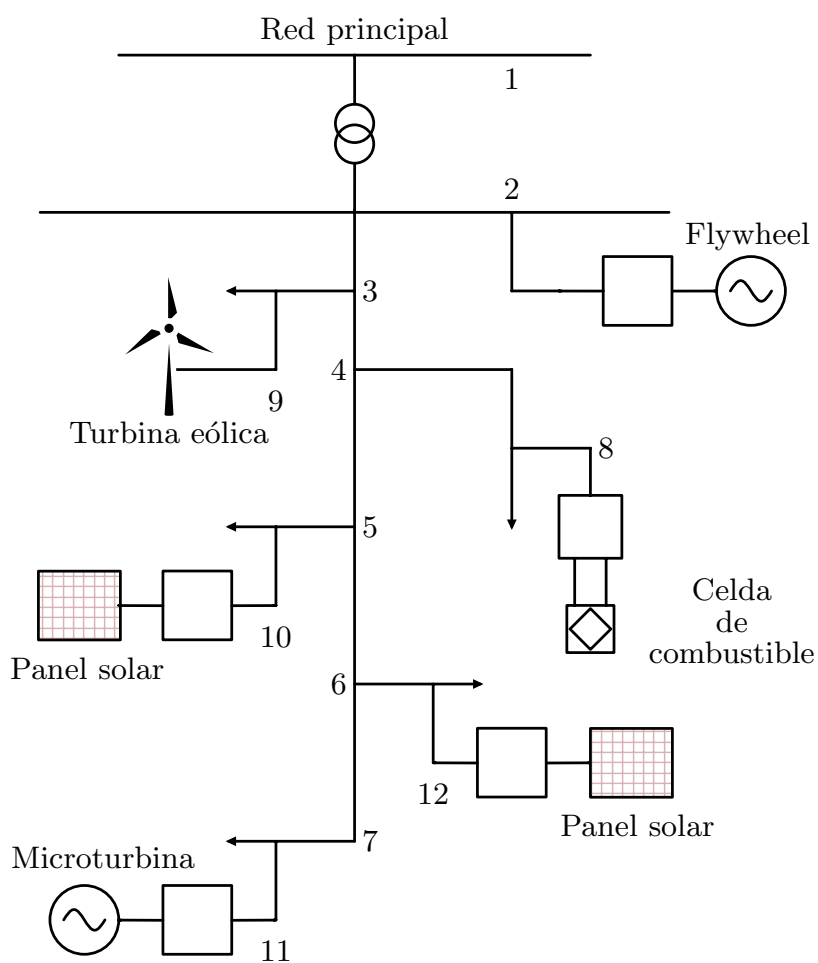


Figura 4-1.: Modelo simplificado de la microrred de estudio.

Tabla 4-1.: Impedancias de las líneas con una base de 100 *kVA* y 400 *V*.

Impedancias			
Desde	Hacia	R(pu)	X(pu)
0	1	0.0025	0.01
1	2	0.0001	0.0001
2	3	0.0125	0.00375
3	4	0.0125	0.00375
4	5	0.0125	0.00375
5	6	0.0125	0.00375
3	7	0.0218	0.00437

Tabla 4-2.: Valores de las cargas

Cargas		
Bus	P(pu)	Q(pu)
2	0.11	0.05
4	0.22	0.25
5	0.11	0.06
6	0.22	0.25
7	0.07	0.06

Tabla 4-3.: Valores de potencia nominal de las generaciones distribuidas

Generaciones distribuidas	
Elemento	P(pu)
Turbina eólica	0.17
Panel solar (bus 4)	0.11
Panel solar (bus 5)	0.03
Celda de combustible	0.34
Microturbina	0.34

4.2. Modelo de los elementos de la microrred

Para cada uno de los elementos que se ilustran en la Figura 4-1 se ha realizado el modelo dinámico en la forma en la que se ilustra en esta sección. Se ha hecho de esta forma teniendo en cuenta que, para desarrollar un control de voltaje eficiente en los momentos en los que la microrred cambia sus modos de operación de modo interconectado a modo isla, se deben considerar las características del sistema de MV y LV. Normalmente, cuando se trata de la red de MV los análisis tradicionales de flujo de potencia pueden bastar para ver el impacto de tener microfuentes de generación y de DGs. Sin embargo, para un sistema de LV (el cual contiene cargas de una sola fase y unidades de microgeneración que pueden causar desbalances), estos análisis tradicionales de flujo de potencia ya no son del todo aplicables, por lo que se requiere hacer un análisis sobre ese sistema de LV en modo trifásico para poder evaluar apropiadamente los impactos de las DGs en la red de LV (Hatziargyriou, 2013).

4.2.1. Modelo de los inversores

Para este modelo y el análisis realizado se utilizan dos estrategias de control como lo proponen Barsali et al. (2002).

- Inversor PQ: Este se utiliza para suministrar a la MG una potencia activa y reactiva dada de acuerdo al punto de ajuste (*Set-Point*) dado.
- Inversor de la fuente de voltaje (VSI o Vf): Éste está diseñado para alimentar la carga con determinados valores de frecuencia y voltaje.

El modelo de los tipos de inversores se muestra a continuación.

4.2.1.1. Inversor PQ

El inversor PQ controla la cantidad de potencia activa reactiva que inyecta la microfuelle a la MG, este modelo se utiliza para conectar la microturbina, la celda de combustible y el sistema de paneles solares. El modelo se muestra en la Figura 4-2.

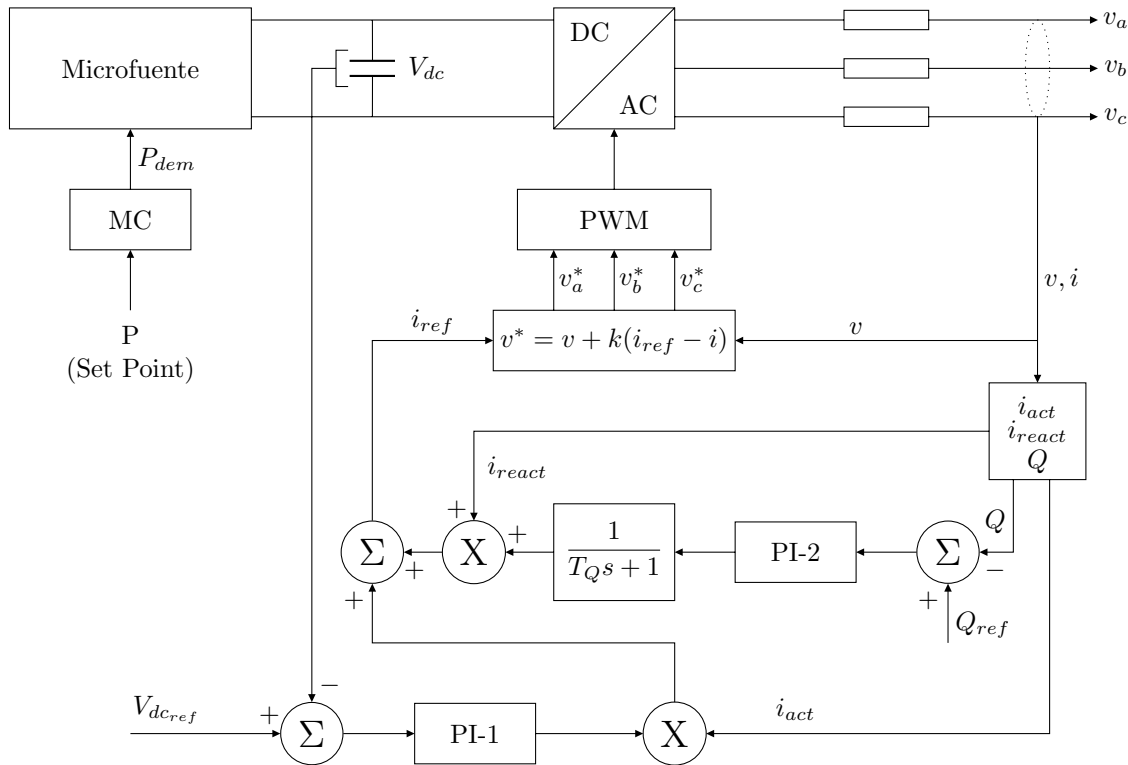


Figura 4-2.: Sistema de control del inversor PQ.

En la Figura 4-3 se ilustra el bloque de control implementado en *Simulink* el cual tiene como entradas la potencia activa y reactiva de las microfuentes y las salidas son los voltajes v_a , v_b y v_c .

4.2.1.2. Inversor de la fuente de voltaje (VSI)

Este tipo de esquema de control se usa para simular el comportamiento de una máquina síncrona, para controlar tanto la frecuencia como el voltaje en un sistema AC. El VSI actúa

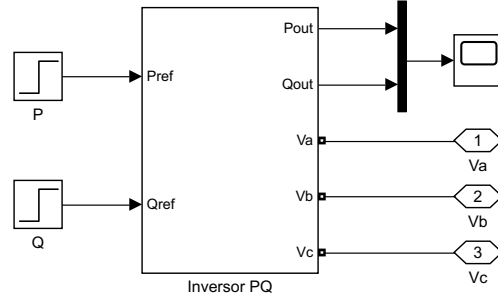


Figura 4-3.: Bloque del inversor PQ en *Simulink*.

como una fuente de voltaje con la magnitud y frecuencia de la salida controlada de voltaje a través de droops como sigue (Lopes et al., 2006).

$$\omega = \omega_0 - k_p \times P \quad (4-1)$$

$$V = V_0 - k_q \times Q \quad (4-2)$$

donde P y Q son las potencias activa y reactiva a la salida del inversor, k_p y k_q son las pendientes droop, ambas positivas, ω_0 y V_0 son los valores deseados de frecuencia angular y de voltaje los cuales corresponden a la frecuencia angular del inversor y el voltaje de terminal bajo condiciones de carga cero, respectivamente.

Cuando se desean potencias de salida P_1 y Q_1 , estas se pueden obtener de la salida del inversor ajustando los valores de frecuencia angular y de voltaje como sigue:

$$\omega_{01} = \omega_{grid} + k_p \times P_1 \quad (4-3)$$

$$V_{01} = V_{grid} + k_q \times Q_1 \quad (4-4)$$

El ejercicio consiste en tomar los datos de voltaje y de corriente del sistema y con estos calcular y desacoplar los valores de P y Q , con estos se regulan los valores de frecuencia y voltaje, de este modo se tienen los valores de voltaje trifásico.

Normalmente, se tienen varios VSI operando en una MG, en estos casos las variaciones de frecuencia implican cambios en el reparto de potencia. Para un sistema con n VSI se tiene que:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \quad (4-5)$$

donde ΔP_i es la variación de potencia en el i -ésimo VSI. La variación de frecuencia puede

ser calculada como en (Lopes et al., 2006):

$$\Delta\omega = \omega_{01} - k_{pi} \times P_i - [\omega_{01} - k_{pi} \times (P_i + \Delta P_i)] = k_{pi} \times \Delta P_i \quad (4-6)$$

En la Figura 4-4 se presenta un modelo trifásico de un VSI que contempla los conceptos descritos. La salida de voltaje del VSI y la corriente son medidas para hallar los niveles de potencia activa y reactiva. Contiene el bloque de desacople ya mencionado, proceso que se realiza a través de las funciones de transferencia que se muestran en la Figura.

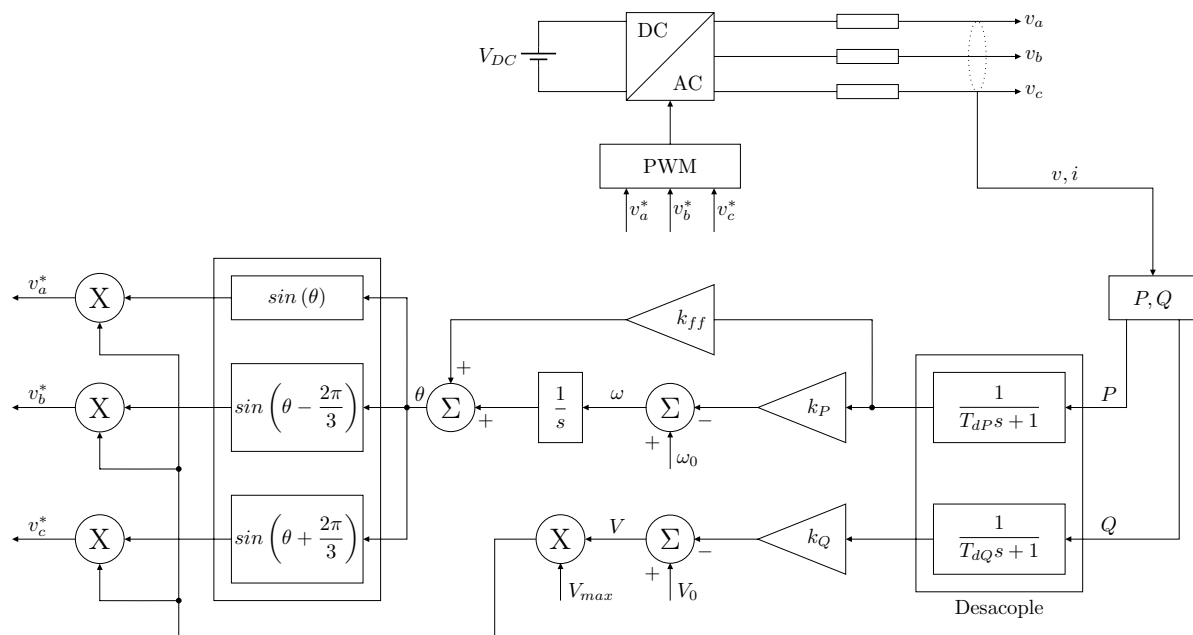


Figura 4-4.: Modelo de control del inversor VSI trifásico.

La potencia activa determina la frecuencia de la salida de voltaje y la salida de voltaje y, de forma similar, la potencia reactiva determina la magnitud de la salida de voltaje.

El bloque de control en *Simulink* se muestra en la Figura 4-5.

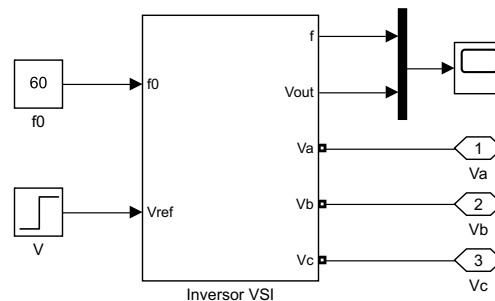


Figura 4-5.: Bloque del inversor VSI en *Simulink*.

4.2.2. Modelo de las microfuentes

El modelo presentado en la Figura 4-1 contempla la integración de una microturbina, una celda de combustible, sistemas PV, entre otros. A continuación, se presentan los modelos utilizados para éstas microfuentes.

4.2.2.1. Microturbina

El tipo de turbina utilizado para este caso es una turbina de eje simple (*single-shaft*), SSMT, por su sigla en inglés, que comprende el compresor y la turbina ubicados sobre el mismo eje de una máquina síncrona como lo menciona Zhu and Tomsovic (2002). Normalmente este tipo de microturbinas tiene una potencia de salida entre 25 y 500 kW que normalmente suelen utilizarse en pequeños sistemas de distribución. Aunque existen modelos de microturbinas con diferentes fuentes de combustible, la mayoría usa gas natural como fuente primaria.

Así que, como ya se mencionó, una SSMT comprende un compresor y una turbina ubicados sobre un mismo eje. Estos funcionan llevando al aire a través de la turbina haciendo que esta gira a una gran velocidad. La turbina de alta velocidad se conecta a un generador el cual produce energía eléctrica a una alta frecuencia. Razón por la cual, esta potencia generada es convertida inicialmente a DC y luego se utiliza un inversor para convertirla a una potencia AC a la frecuencia deseada (Zhu and Tomsovic, 2002).

El modelo de la SSMT acá presentado es el propuesto por Fethi et al. (2004), el cual tiene las siguientes consideraciones:

- El motor de la microturbina es similar a las turbinas de combustión de gas.
- La microturbina opera bajo condiciones normales de operación. No se considera la dinámica de encendido y de apagado ya que durante esos transitorios la microturbina no está conectada a la red.
- El recuperador no se incluye en el modelo ya que este se utiliza únicamente para intercambios de calor que mejoran la eficiencia. Además de que este tiene una respuesta en tiempo muy baja por lo que tiene un bajo impacto en la dinámica del sistema.
- Se omite el control de aceleración ya que no es importante bajo las condiciones normales de operación.
- La mayoría de las microturbinas no tiene gobernador por lo que el modelo del gobernador no es incluido.

Dicho esto, el modelo de la microturbina comprende principalmente de tres partes: el control de potencia activa; el motor SSMT, y el generador sincrónico de imán permanente PMSM,

por su sigla en inglés, conectado al inversor bidireccional AC-DC. El diagrama de bloques simplificado se ilustra en la Figura 4-6.

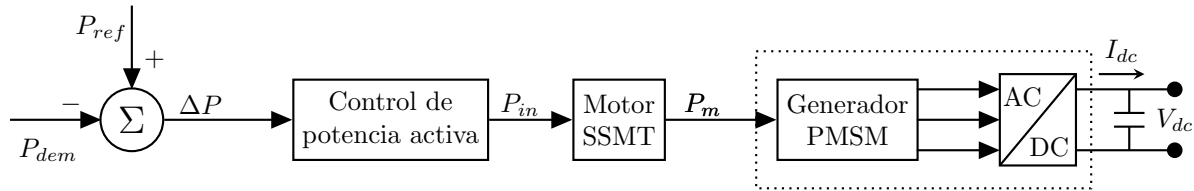


Figura 4-6.: Diagrama de bloques del modelo de la microturbina de eje simple.

Los detalles de los bloques se muestran en las siguientes subsecciones.

4.2.2.1.1. Control de potencia activa El control de la potencia activa de la microturbina comprende únicamente control PI (proporcional integral) como se ilustra en la Figura 4-7.

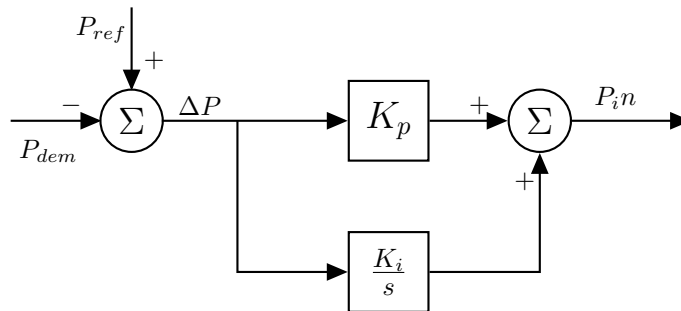


Figura 4-7.: Modelo del sistema de control de seguimiento de carga.

donde:

P_{dem} es potencia demandada;

P_{ref} es potencia de referencia;

P_{in} es potencia variable controlada que se aplica a la turbina;

k_p es la ganancia proporcional del controlador PI;

k_i es la ganancia integral del controlador PI.

4.2.2.1.2. Motor SSMT De forma similar a la combustión en una turbina de gas, el motor de la microturbina se compone de una sección de compresión de aire, un recuperador, una turbina y una cámara de combustión. El modelo de la turbina de gas que, podría decirse, es el más aceptado según Nagpal et al. (2001), es el que se muestra en la Figura 4-8.

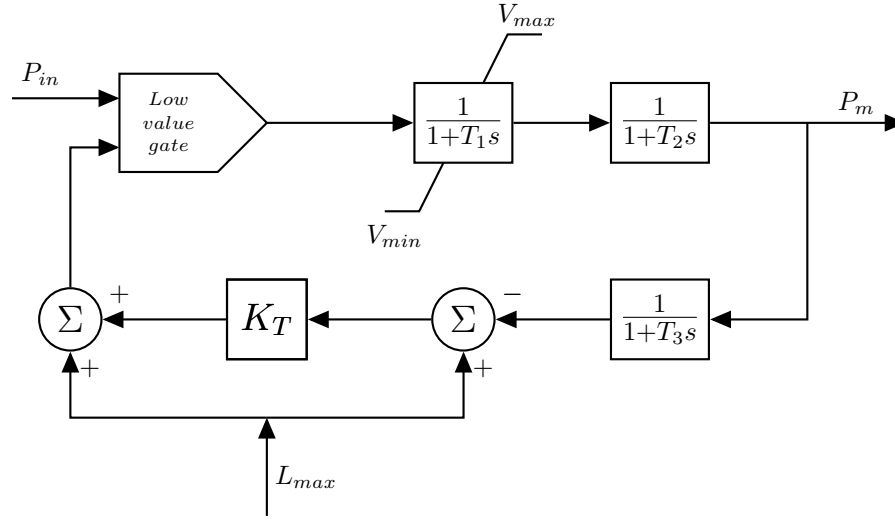


Figura 4-8.: Modelo del motor de la microturbina.

donde:

P_m es la potencia mecánica;

T_1 es la constante de tiempo de retraso del sistema de combustible 1;

T_2 es la constante de tiempo de retraso del sistema de combustible 2;

T_3 es la constante de límite de tiempo de carga;

L_{max} es el límite de carga;

V_{max} es la posición del valor máximo;

V_{min} es la posición del valor mínimo;

K_T es la ganancia de lazo de control de temperatura.

4.2.2.1.3. PMSM, regulación y control El modelo que se tomó para el generador eléctrico es un PMSM de dos polos con un rotor no saliente. La dinámica de esta máquina, está descrita por las ecuaciones que se muestran a continuación, las cuales están en el marco de referencia dq (Nagpal et al., 2001)

Ecuaciones eléctricas

$$v_d(t) = R_s i_d(t) - p\omega_r L_q i_q(t) + L_d \frac{di_d(t)}{dt} \quad (4-7)$$

$$v_q(t) = R_s i_q(t) + p\omega_r L_d i_d(t) + L_q \frac{di_q(t)}{dt} + p\omega_r \Phi_m \quad (4-8)$$

$$T_e = \frac{3}{2} p [\Phi_m i_q + (L_d - L_q) i_d i_q] \quad (4-9)$$

Ecuaciones mecánicas

$$T_e = J \frac{d\omega_r}{dt} + F\omega_r + T_m \quad (4-10)$$

$$\omega_r = J \frac{d\Theta_r}{dt} \quad (4-11)$$

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_r} \quad (4-12)$$

donde:

L_d, L_q son las inductancias de los ejes d y q en H ;

R_s es la resistencia del embobinado del estator en Ω ;

i_d, i_q son las corrientes de los ejes d y q en A ;

v_d, v_q son los voltajes de los ejes d y q en V ;

ω_r es la velocidad angular del rotor en rad/s ;

Φ_m es el flujo inducido por los imanes en los embobinados del estator en Wb ;

p es el número de pares de polos;

T_e es el torque electromagnético;

J es la inercia combinada del motor y la carga en $kg \cdot m^2$;

F Es la fricción viscosa del rotor y la carga combinados;

Θ_r es la posición angular del rotor;

T_m es el torque mecánico del eje.

El lado de la red del inversor regula el voltaje DC del bus mientras que del lado de la máquina controla la velocidad del PMSM y el factor de desplazamiento.

4.2.2.1.4. Control del inversor del lado de la máquina El inversor en el lado de la máquina en modo de generación opera como una fuente de potencia con corriente controlada (Nagpal et al., 2001). Este controla la velocidad del generador y la fase entre la corriente y el voltaje a la salida del PMSM. El diagrama de bloques se ilustra en la Figura 4-9.

El controlador PI-1 que suministra un componente de corriente de referencia $i_{q_{ref}}$ a un segundo controlador, PI-2, regula la velocidad de la microturbina. La componente de corriente $i_{d_{ref}}$ es precalculada y regulada por el controlador PI-3 para asegurar un factor de desplazamiento unitario. La velocidad de referencia de la turbina ω_{ref} , también es precalculada de tal manera que la turbina opera con una óptima eficiencia.

Un diagrama de bloques del modelo de la microturbina implementado en *Simulink* se muestra en la Figura 4-10.

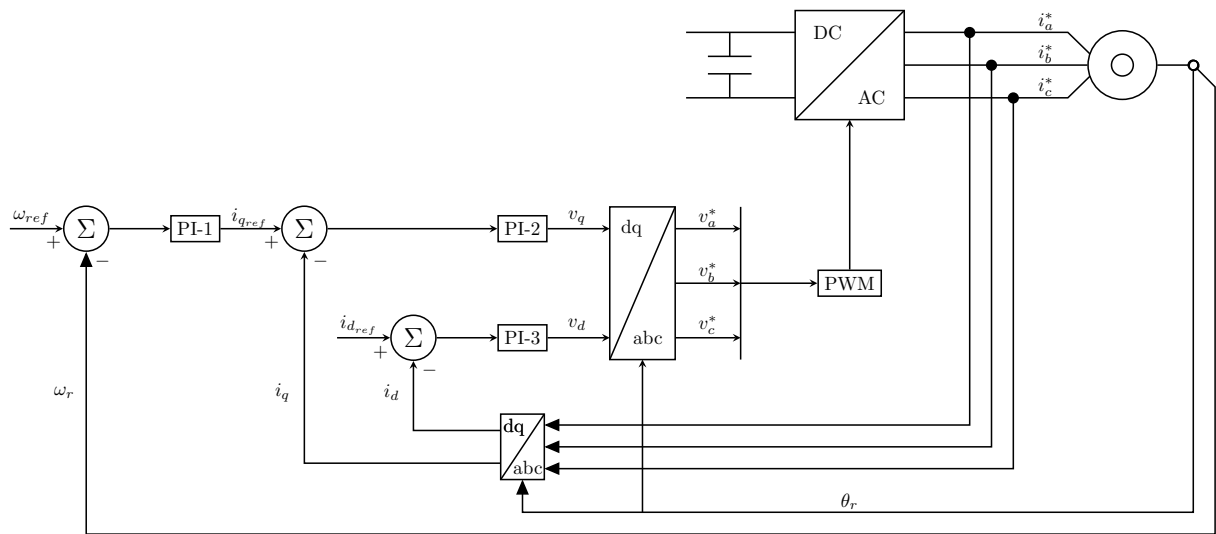


Figura 4-9.: Control del inversor del PMSM al lado de la máquina.

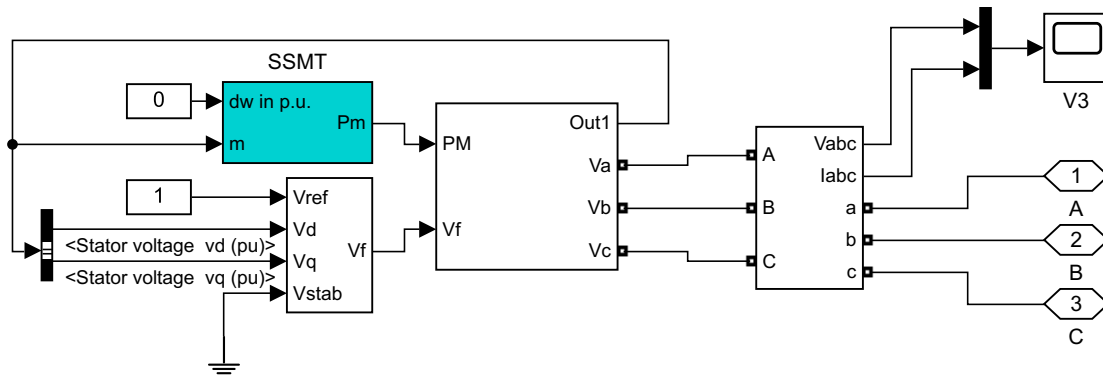


Figura 4-10.: Diagrama de la microturbina implementado en *Simulink*.

4.2.2.2. Celda de combustible de óxido sólido (SOFC)

Aunque existe un diverso número de tipos y de configuraciones de las celdas de combustible, todas ellas utilizan el mismo principio básico, estas consisten en un cátodo (electrodo positivo), un ánodo (electrodo negativo) y un medio conductor.

Una planta genérica de celdas de combustible involucra básicamente seis subsistemas. El arreglo de celdas de combustible, el procesador de combustible, los subsistemas de acondicionamiento de energía, la gestión del aire, la gestión del agua y la gestión térmica. El diseño de cada subsistema debe ser integrado con las características de la celda de combustible para poder lograr un sistema completo. Dada la dificultad que tiene el modelamiento completo, para el modelo dinámico se han considerado tres aspectos principales (Zhu and Tomsovic, 2002).

- Procesador de combustible: Este convierte el combustible, por ejemplo, gas, en un combustible rico en hidrógeno.
- Arreglo de celdas de combustible: El arreglo, también llamado «sección de potencia» realiza la oxidación del combustible y suministra potencia DC por medio de muchas celdas individuales combinadas en pilas.
- Acondicionador de potencia: Transforma la potencia DC a AC de acuerdo con las condiciones requeridas por la red.

El modelo dinámico descrito en Zhu and Tomsovic (2002) está realizado teniendo en cuenta los siguientes supuestos:

- Los gases son ideales.
- Los canales de transporte de los gases a lo largo de los electrodos tienen un volumen fijo y sus longitudes son pequeñas de tal forma que solo es necesario definir un único valor de presión.
- El escape de cada canal es a través de un solo orificio. La relación de presiones entre el exterior y el interior del canal es lo suficientemente grande para suponer el orificio obstruido.
- La temperatura es estable en todo momento.
- La única fuente de pérdidas de potencia es de carácter resistivo ya que las condiciones de trabajo de interés no están cerca de los extremos inferior y superior de la corriente.
- La ecuación de *Nernst* puede ser aplicada.

Bajo estas consideraciones la diferencia de potencial entre cátodo y ánodo se calcula a través de la ecuación de *Nernst*, como sigue:

$$V_{fc} = N_0 \left[E_0 + \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{p_{H_2} \sqrt{p_{O_2}}}{p_{H_2O}} \right) \right] - r I_{fc}^r \quad (4-13)$$

donde:

V_{fc} es el voltaje de salida del arreglo en V ;

N_0 es la cantidad de celdas de combustible conectadas en serie dentro del arreglo;

E_0 es el voltaje asociado con las reacciones de energía libre en V ;

r se utiliza para representar las pérdidas ohmicas en el arreglo en Ω ;

p_{H_2} , p_{H_2O} y p_{O_2} son las presiones de hidrógeno, agua y oxígeno, respectivamente en N/m^2 ;

R es la constante de gas universal, $8,31 J/(mol \cdot K)$;

T es la temperatura de operación de la SOFC en K ;

F es la constante de Faraday, 96487 C/mol ;

I_{fc}^r es la corriente del arreglo en A .

El modelo dinámico del arreglo SOFC se presenta en la Figura 4-11.

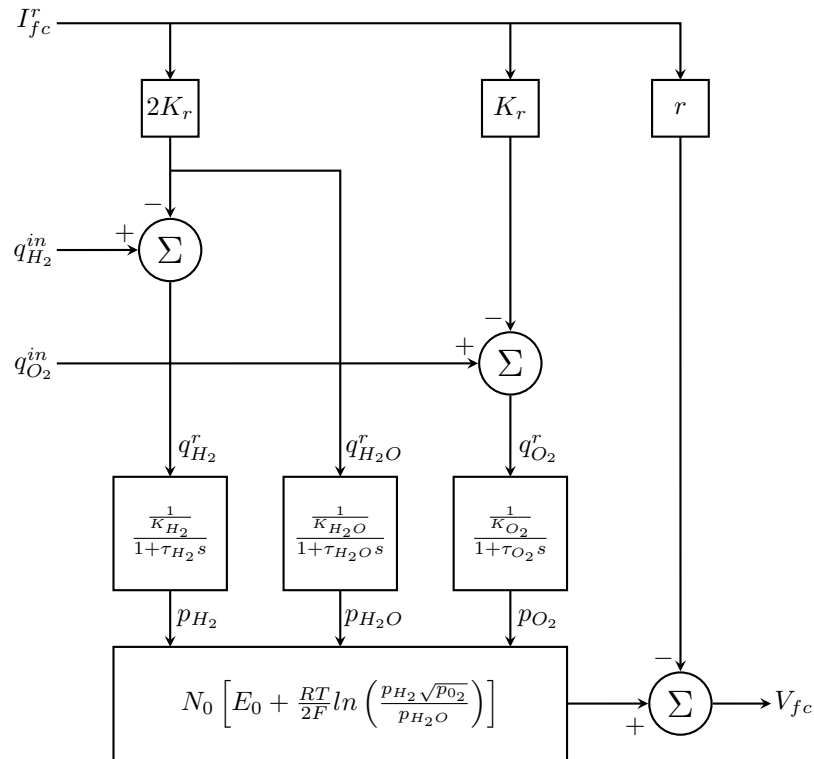


Figura 4-11.: Modelo dinámico del arreglo de SOFC.

de la Figura 4-11 se tiene que:

τ_{H_2} , τ_{H_2O} y τ_{O_2} son las constantes de retraso de tiempo, las cuales designan el tiempo de respuesta de los flujos de hidrógeno, agua y oxígeno, respectivamente, en s ;

K_{H_2} , K_{H_2O} y K_{O_2} son las constante molares para el hidrógeno, agua y oxígeno, respectivamente, en $kmol/(s \cdot atm)$;

$q_{H_2}^{in}$, $q_{O_2}^{in}$ son los flujos de entrada de hidrógeno y de oxígeno, respectivamente, en $kmol/s$;

$q_{H_2}^r$, $q_{H_2O}^r$ y $q_{O_2}^r$ son los flujos que reaccionan por hidrógeno, agua y oxígeno respectivamente, en $kmol/s$.

4.2.2.2.1. Cálculo de la corriente del arreglo El cálculo se presenta como lo desarrollan Padullés et al. (2000). El flujo de hidrógeno que reacciona está dado por:

$$q_{H_2}^r = \frac{N_0 I_{fc}^r}{2F} = 2K_r I_{fc}^r \quad (4-14)$$

donde $K_r = N_0/(4F)$ es una constante definida para procesos de modelado en $kmol/(s \cdot A)$. Los valores de los flujos que reaccionan para oxígeno y agua pueden ser obtenidos como:

$$q_{O_2}^r = \frac{q_{H_2}^r}{2} = K_r I_{fc}^r \quad (4-15)$$

$$q_{H_2O}^r = q_{H_2}^r = 2K_r I_{fc}^r \quad (4-16)$$

El uso de combustible, U_f , es definido como la razón entre el flujo de combustible que reacciona y el flujo de combustible inyectado al arreglo SOFC como:

$$U_f = \frac{q_{H_2}^r}{q_{H_2}^{in}} \quad (4-17)$$

Padullés et al. (2000), explican que el rango deseado de uso del combustible es de 0,8 a 0,9. Así, para una cierta entrada de flujo hidrógeno, la corriente demandada puede ser limitada dentro del rango:

$$\frac{0,8q_{H_2}^{in}}{2K_r} \leq I_{fc}^{in} \leq \frac{0,9q_{H_2}^{in}}{2K_r} \quad (4-18)$$

La respuesta eléctrica en tiempo generalmente es rápida. Esta respuesta dinámica es modelada a través de una función de transferencia de primer orden cuya constante de tiempo es $T_e = 0,8$ s. De modo que para una potencia demandada P_{dem} la corriente del arreglo puede ser obtenida como se observa en la Figura 4-12

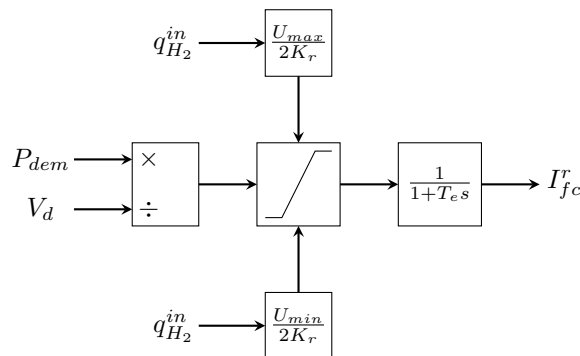


Figura 4-12.: Corriente del arreglo SOFC.

4.2.2.2.2. Cálculo de los flujos de entrada de hidrógeno y oxígeno La entrada de flujo de combustible puede ser controlada para mantener U_f en su valor óptimo como:

$$q_{H_2}^{in} = \frac{2K_r I_{fc}^r}{U_{opt}} \quad (4-19)$$

donde U_{opt} es valor óptimo de uso del combustible el cual normalmente es 0,85 (Zhu and Tomsovic, 2002).

La función de la respuesta dinámica se modela como una función de transferencia de primer orden cuya constante de tiempo es $T_f = 5$ s. EL procesador de combustible puede ser modelado como se muestra en la Figura 4-13

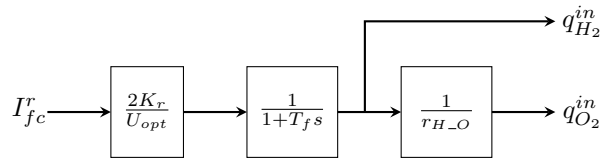


Figura 4-13.: Diagrama de bloques del procesador de combustible de la SOFC.

De aquí, como lo muestran Zhu and Tomsovic (2002), se tienen las siguientes relaciones

$$1 \leq r_{H_2O} \leq 2$$

$$q_{O_2}^{in} = r_{H_2O} \times q_{H_2}^{in}$$

La potencia activa en DC que produce la celda de combustible es:

$$P_{fc} = V_{fc} I_{fc}^r \quad (4-20)$$

Con el inversor, el sistema SOFC puede suministrar tanto potencia activa como reactiva.

Un modelo de uno de los bloques que comprenden el arreglo en *Simulink*, se presenta en la Figura 4-14.

4.2.2.3. Sistema fotovoltaico con rastreo del punto de potencia máxima

El modelo del sistema fotovoltaico fue presentado en la sección 3.2. En esta sección se hace un complemento donde se menciona la integración de este arreglo con el módulo de rastreo del punto de potencia máxima o MPPT por su sigla en inglés.

Como se mencionó, un sistema PV conectado a la red se compone principalmente de dos partes: por un lado, contiene un arreglo PV que contiene una determinada cantidad de módulos y, por otro lado, contiene un inversor que se encarga de transformar la potencia DC a un voltaje trifásico AC. Se utiliza un esquema de control llamado MPPT para asegurar que

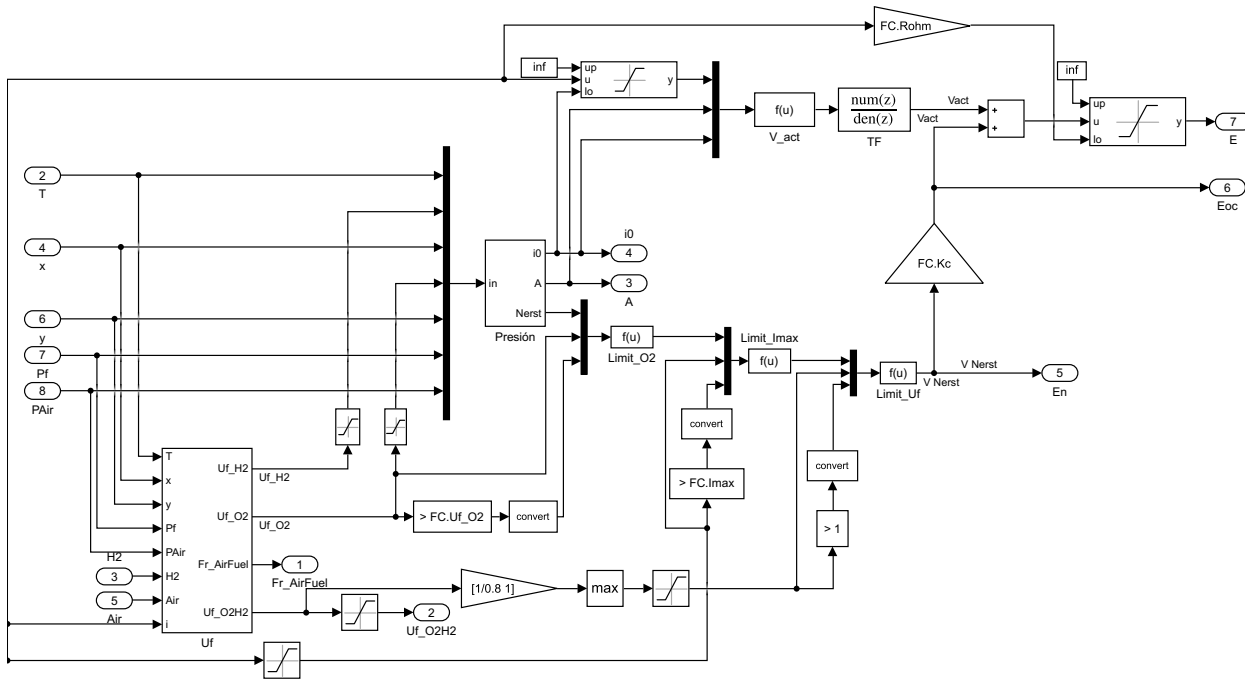


Figura 4-14.: Diagrama del bloque de cálculo de U_f del arreglo SOFC.

el arreglo genere a la máxima potencia para todos los valores de irradiancia y de temperatura. La configuración típica de se muestra en la Figura 4-15

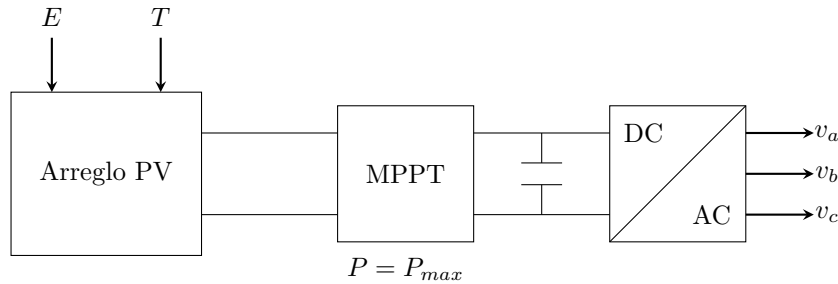


Figura 4-15.: Sistema PV conectado a la red.

Un diagrama de bloques del arreglo PV implementado en *Simulink* se presenta en la Figura 4-16

El modelo del MPPT en *Simulink* utilizado para el análisis del modelo de la MG se ilustra en la Figura 4-17

4.2.2.4. Sistema de microgeneración eólica

Para el modelo de generación eólica que se implementa en modelo de la microrred, se considera un sistema de microgeneración eólica que utiliza un generador de inducción jaula de

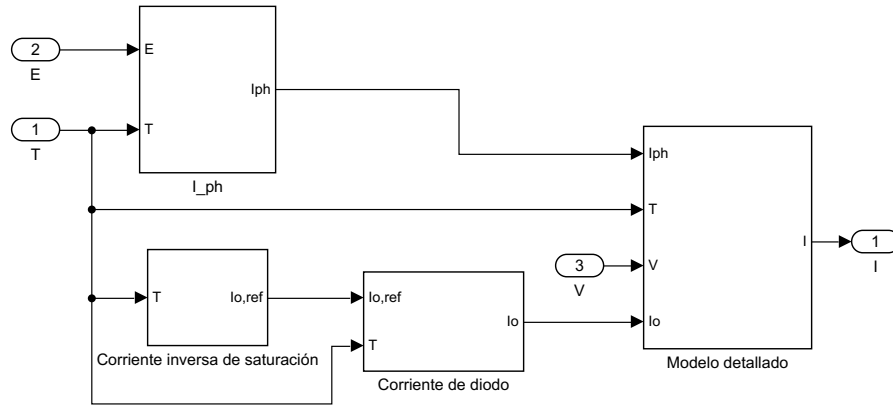


Figura 4-16.: Diagrama del arreglo PV en *Simulink*.

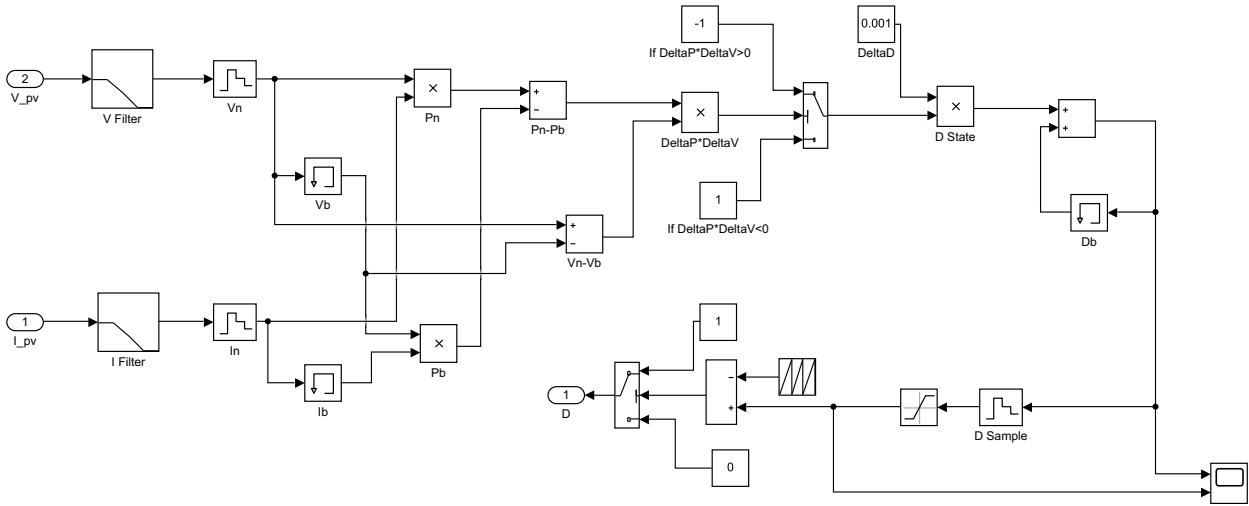


Figura 4-17.: MPPT para el arreglo PV en *Simulink*.

ardilla el cual comprende tanto el modelo del generador de inducción y el modelo de la turbina de viento, los cuales se presentan en las siguientes subsecciones. Modelos como lo presentan Kariniotakis et al. (2005).

4.2.2.4.1. La turbina eólica La potencia mecánica de la turbina eólica, que se puede obtener de la energía cinética del viento, basada en las curvas de coeficiente aerodinámico, viene dada por:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot A \cdot V^3 \tag{4-21}$$

donde:

P_m es la potencia mecánica en *Watt*;

$C_p(\lambda, \beta)$ son los coeficientes de comportamiento adimensionales;

λ es la relación entre la velocidad tangencial del extremo de un aspa de la turbina y la velocidad del viento;

ρ es la densidad del aire;

$A = \pi R^2$ es el área del rotor;

V es la velocidad del viento.

El torque mecánico puede ser obtenido como

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_r} \quad (4-22)$$

donde:

T_m es el torque mecánico en $N \cdot m$;

ω_r es la velocidad de rotación del aspa en rad/s .

4.2.2.4.2. El motor de inducción Para propósitos de simulación dinámica, comúnmente se representa el motor de inducción a través de un modelo de tercer orden. Las ecuaciones eléctricas del motor de inducción vienen dadas por:

$$\begin{aligned} v_{ds} &= -R_s i_{ds} + X' i_{qs} + e_d \\ v_{qs} &= -R_s i_{qs} - X' i_{ds} + e_q \end{aligned} \quad (4-23)$$

$$\begin{aligned} \frac{de_d}{dt} &= -\frac{1}{T_0} \left[e_d - (X - X') \times i_{qs} \right] + s \times 2\pi f_s \times e_q \\ \frac{de_q}{dt} &= -\frac{1}{T_0} \left[e_q + (X - X') \times i_{ds} \right] - s \times 2\pi f_s \times e_d \end{aligned} \quad (4-24)$$

donde:

v_{ds} y v_{qs} son los voltajes del rotor en por unidad;

e_d y e_q son las componentes de voltaje en por unidad detrás de la reactancia transitoria X' ;

i_{ds} y i_{qs} son los componentes de la corriente en por unidad;

X es la reactancia de circuito abierto en por unidad;

T_0 es la constante de tiempo transitoria del motor de inducción en circuito abierto en s ;

f_s es la frecuencia del sistema en Hz ;

s es el deslizamiento;

R_s es la resistencia del estator en por unidad.

T_0 viene dada por

$$T_0 = \frac{L_r + L_m}{2\pi f_{base} \cdot R_r} \quad (4-25)$$

donde R_r es la resistencia del rotor en por unidad. La reactancia transitoria, X' , así como la reactancia de circuito abierto, X , en por unidad, están definidas como:

$$X' = X_s + \frac{X_r \cdot X_m}{X_r + X_m} \quad (4-26)$$

$$X = X_s + X_m \quad (4-27)$$

Donde X_s y X_r representan las reactancias de fuga en por unidad para los devanados del estator y rotor, respectivamente, y X_m es la reactancia de magnetización en por unidad.

El deslizamiento s se calcula como sigue:

$$s = 1 - \frac{\omega_r}{\omega_s} \quad (4-28)$$

Donde ω_s es la frecuencia angular del estator en por unidad.

Para completar el modelo del motor de inducción, se deben combinar las ecuaciones que describen las componentes eléctricas de voltaje y corriente con la ecuación de oscilación del rotor, como

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{J} (T_m - T_e - D\omega_r) \quad (4-29)$$

Donde J es el momento de inercia, D es el amortiguamiento y T_e es el torque electromecánico en por unidad, el cual está dado por

$$T_e = e_d i_{ds} + e_q i_{qs} \quad (4-30)$$

Un modelo de la turbina eólica en *Simulink* se ilustra en la Figura 4-18.

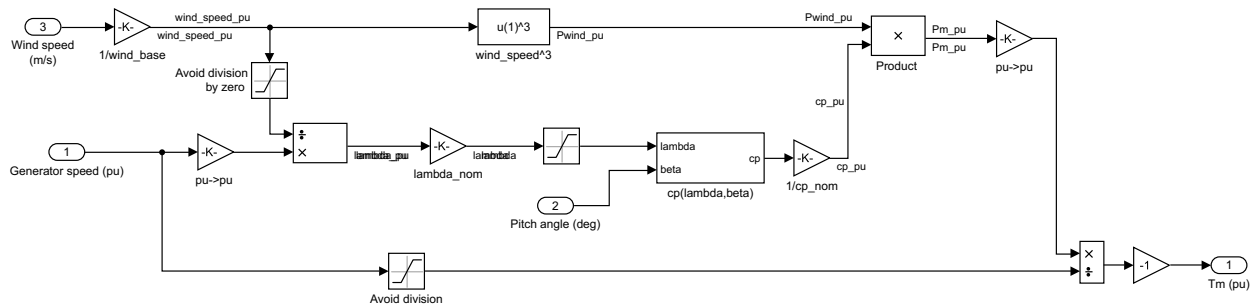


Figura 4-18.: Turbina eólica en *Simulink*.

4.2.2.5. Dispositivos de almacenamiento

Cuando una microrred está operando en modo aislado, el balance de potencia durante el periodo transitorio debe ser provisto por dispositivos de almacenamiento de energía. El

almacenamiento principal de la MG se suele instalar en el bus LV del transformador MV/LV, y en los buses de microfuentes DC algunas baterías (Lopes et al., 2006). Considerando el periodo de tiempo de análisis, los dispositivos de almacenamiento como los flywheels o las baterías son modelados como fuentes de voltaje constante DC que usan elementos de electrónica de potencia para ser acoplados con la red eléctrica (Inversores AC/DC/AC para inversores de flywheels y de baterías). Estos dispositivos actúan como fuentes controladas de voltaje con características de respuesta muy rápidas para enfrentar cambios repentinos en situaciones de seguimiento de carga (Lopes et al., 2006). A pesar de actuar como fuentes de voltaje, estos dispositivos tienen limitaciones físicas como por ejemplo la capacidad de almacenar energía. La potencia activa se inyecta en la MG utilizando un enfoque de control de desviación de frecuencia proporcional con una característica droop específica; la energía entregada a la red se evalúa como la integral en el tiempo de la potencia activa inyectada por el dispositivo de almacenamiento durante el tiempo de simulación considerado (Lopes et al., 2006).

Para mayor información de estos sistemas, Farahani (2012) ha desarrollado un trabajo completo sobre el modelamiento y análisis de los sistemas flywheel para la regulación del voltaje.

5. Regulación en frecuencia y voltaje

Este capítulo se observa el comportamiento de la frecuencia y el voltaje bajo diferentes escenarios de generación y de demanda en los casos en los cuales la microrred opera tanto en modo interconectado como en modo isla. Se finaliza haciendo un análisis de estos parámetros del sistema cuando las distancias físicas del modelo cambian.

Inicialmente se muestra el comportamiento de uno de los elementos para ejemplificar de forma más clara lo que se pretende ilustrar a lo largo de este capítulo.

Dado que la mayor atención se le ha dado a la generación fotovoltaica, se muestra el comportamiento dinámico de este sistema interconectado a una carga.

5.1. Sistema PV

Lo primero que hay que tener en cuenta para hacer cualquier tipo análisis en el tiempo, y del tipo de sistema que se está estudiando, o del fenómeno que se pretende observar, es saber cuál método de resolución se va a utilizar en el simulador. Dado que los análisis se están llevando a cabo utilizando el simulador *Simulink* de *Matlab*, en la Figura 5-1 se ilustra una descripción de los métodos de resolución de sistemas y de análisis de fenómenos de acuerdo con el periodo de tiempo que se pretende simular.

El sistema que se analiza como caso particular es el sistema fotovoltaico que comprende una potencia de salida de 10 kW . Debido a que los cambios en la irradiancia no son instantáneos y más bien tienen una transición lenta. Lo que se ha simulado es una entrada en los valores de irradiancia que van desde un valor constante de 1000 W/m^2 que se mantiene por $0,6\text{ s}$, luego baja hasta 250 W/m^2 en un tiempo de $0,5\text{ s}$ más, luego se mantiene ese valor por un tiempo de $0,1\text{ s}$ y finalmente vuelve a alcanzar el valor de 1000 W/m^2 al cabo de $1,6\text{ s}$. Para efectos de la simulación no es importante cuán rápido o lento se haga la variación de la irradiancia ya que el comportamiento es el mismo en cuanto a la relación entrada salida. En otras palabras, la generación, que depende directamente de la entrada, tiene una respuesta específica a diferentes valores por lo que, de nuevo, para efectos de simulación y de ver su comportamiento, no importa cuán rápido o lento sea el cambio.

Se observa el comportamiento de forma dinámica, se hacen variaciones rápidas en tiempo en cuanto a la entrada del sistema PV para ver la respuesta en el tiempo. De aquí se ven los efectos de las variables de entrada respecto a la salida. Tanto la potencia como el voltaje

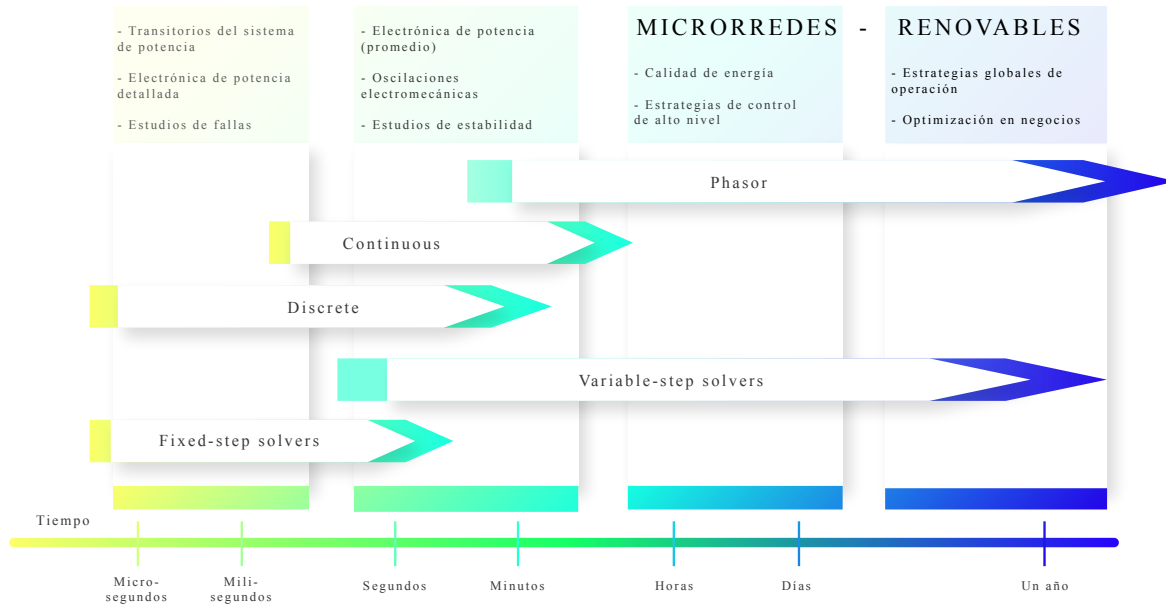


Figura 5-1.: Métodos de resolución de sistemas respecto al intervalo de tiempo en *Simulink*

tienen cambios notorios -esperados- respecto a las variaciones de la irradiancia. La frecuencia se mantiene en el valor deseado independientemente de estos cambios.

El sistema PV tiene dos variables de entrada, estas son la irradiancia y la temperatura ambiente. El comportamiento anteriormente descrito de estas entradas se ilustra en las Figuras 5-2 y 5-3.

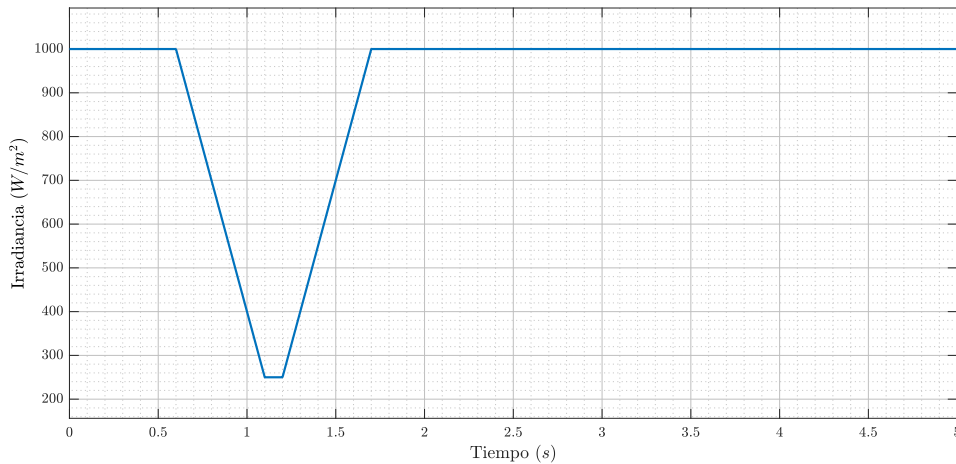


Figura 5-2.: Irradiancia de entrada al sistema PV.

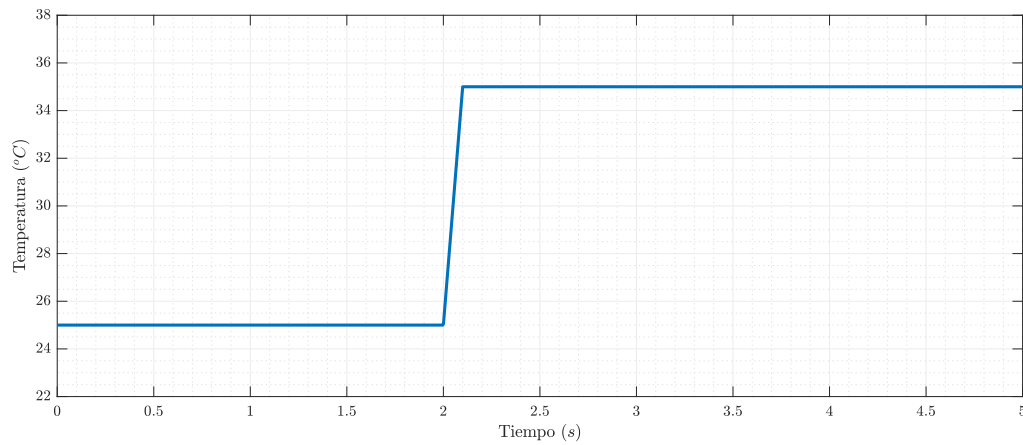


Figura 5-3.: Temperatura de entrada al sistema PV.

En el caso de la variación de temperatura se hizo un cambio muy fuerte respecto al tiempo en el que este ocurre. Esto se ha hecho a propósito para observar la respuesta del controlador en cuanto a mantener valores estables de salida.

La respuesta del sistema en frecuencia debe mantenerse en el valor deseado, para nuestro caso particular es de 60 Hz . Esta respuesta en frecuencia del sistema fotovoltaico implementado se ilustra en la Figura 5-4.

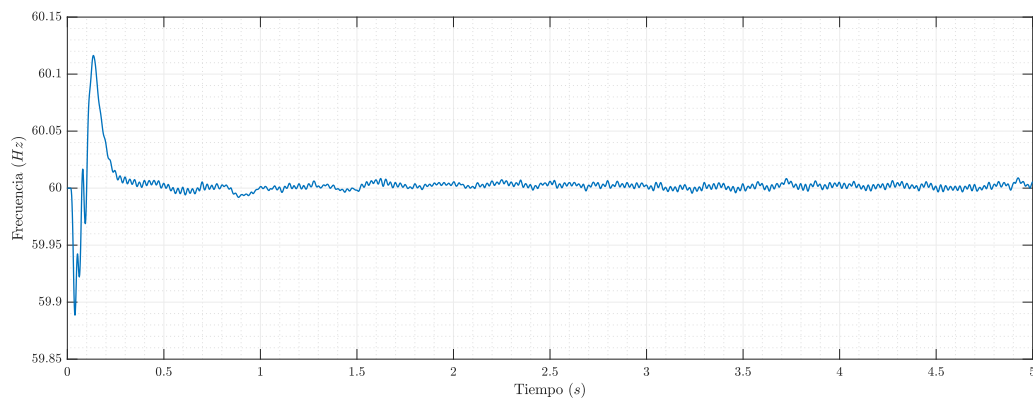


Figura 5-4.: Respuesta en frecuencia del modelo PV.

En la Figura 5-5, se observa la salida en potencia. Ahí se puede ver claramente el cambio en generación de potencia debido a la variación de la irradiancia y cómo esta potencia de salida se restablece al valor máximo de generación del arreglo PV.

Finalmente, en la Figura 5-6 se ve el voltaje de salida del arreglo PV. Dada su configuración, se espera un voltaje DC de salida de 400 V. Se puede observar cómo los cambios en las variables de entrada afectan la respuesta de voltaje de salida y cómo el sistema de control lleva a mantener ese voltaje al valor deseado.

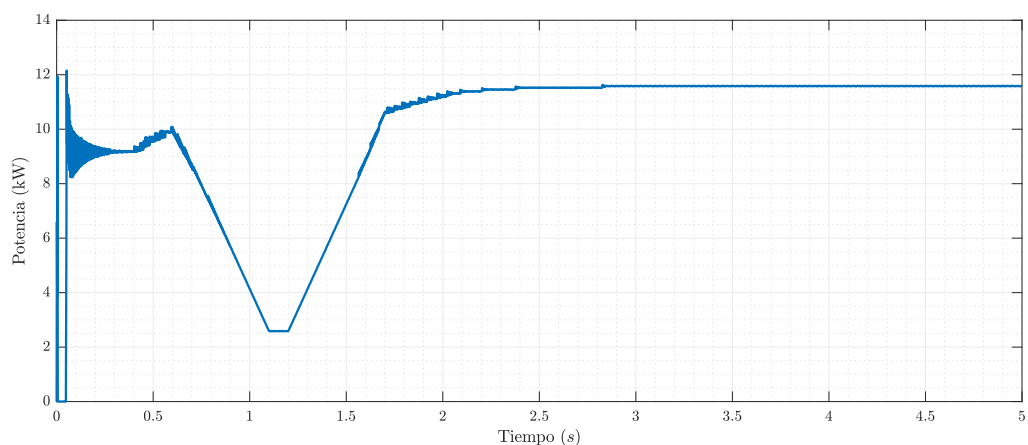


Figura 5-5.: Potencia de salida del modelo PV.

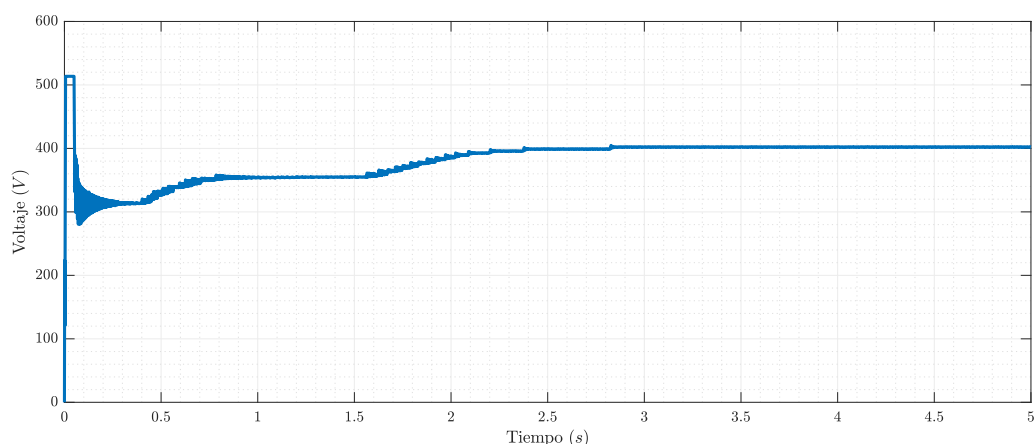


Figura 5-6.: Voltaje de salida del sistema PV.

El efecto que se observa en el transitorio de todas las gráficas depende del tiempo de muestreo al cual opera el algoritmo del MPPT y también del tiempo de muestreo del controlador PQ. Se pudo observar, y era de esperarse, que los tiempos de estos transitorios están estrictamente relacionados a la variación de estos tiempos de muestreo y de inicio. Para todas las gráficas que se muestran en este ejemplo particular, y para hacerlo notorio, el paso inicial del pulso que activa el algoritmo es de 0,05 s. Justo en ese valor de tiempo se puede observar cómo inicia a operar el sistema en sus variables de salida. Para un tiempo de inicio de 0 s, lo que se puede observar es que la respuesta del sistema es la misma pero desplazada ese tiempo hacia la izquierda. En otras palabras, la respuesta transitoria inicia a partir del tiempo de activación del algoritmo de MPPT y del controlador PQ, y de la coordinación en tiempo de estos algoritmos.

5.2. Escenarios de variabilidad

Como se ha mencionado, una microrred puede operar tanto en modo interconectado como en modo isla. Por esta razón, para estos dos modos de operación se simulan diferentes escenarios para ver las respuestas del sistema tanto en frecuencia como en voltaje. Esto con el fin de dar validez a las estrategias de control de estas dos variables, o, por el contrario, para identificar situaciones en las cuales se hace necesario buscar diferentes estrategias. El sistema que se simula es el mostrado en la Figura 4-1.

5.2.1. Modo interconectado

La primera parte del análisis se realiza en el caso en el que la MG opera en modo interconectado a la red principal y de ahí se plantean diferentes escenarios.

5.2.1.1. Sistema en condiciones normales de operación

En la Figura 5-7 se ilustran los valores de voltaje en por unidad de cada uno de los nodos del sistema de análisis.

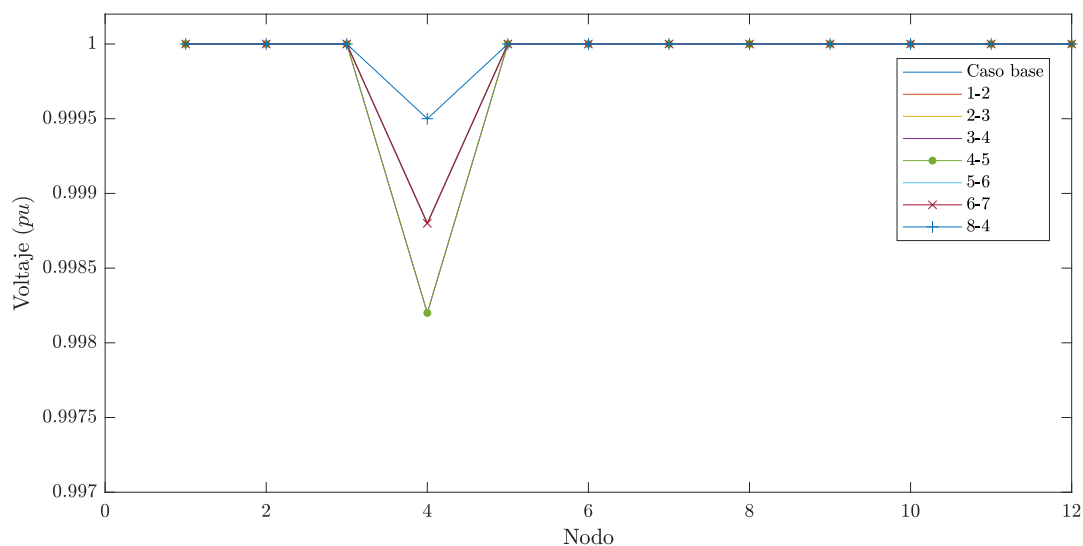


Figura 5-7.: Voltajes en los nodos del sistema en modo interconectado.

En la Figura 5-7 se encuentran los voltajes en por unidad de cada nodo en los casos en los que el sistema opera en condiciones normales y cuando ocurren fallas en las líneas que conectan cada par de nodos. Dado a que el sistema de prueba es un sistema trifásico, las fallas que se aplican al sistema son fallas línea a línea.

Se puede observar en este caso que el nodo más susceptible a fallas en el nodo 4. También es notorio que, a pesar de que hay una variación en el valor del voltaje, éste no cambia de manera significativa en el sentido que se encuentra muy cerca del valor nominal.

5.2.1.2. Sistema operando sin generación fotovoltaica

En este caso se han eliminado del sistema las fuentes de generación PV, esto simula el caso cuando no se tiene generación por parte de estas fuentes. Caso que ocurre en las horas de la noche. Los resultados se observan en la Figura 5-8

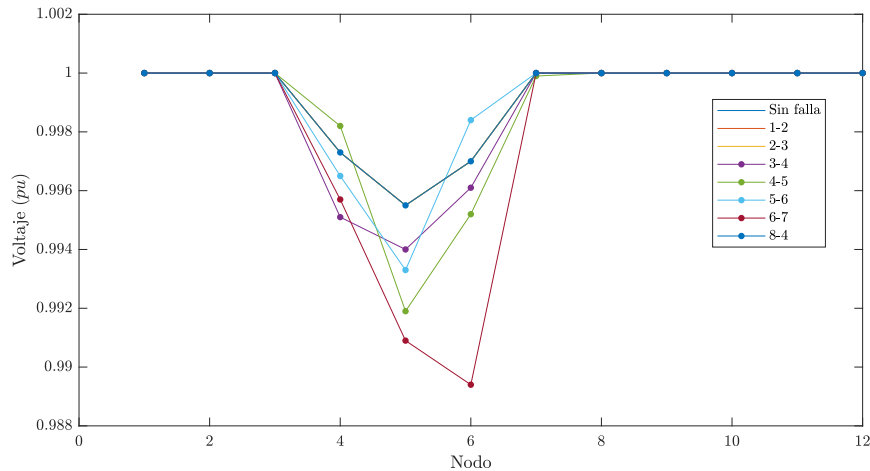


Figura 5-8.: Voltajes en los nodos del sistema en modo interconectado cuando no se tiene generación PV.

Al igual que en el caso anterior, están simulados los casos en los que el sistema se encuentra operando en condiciones normales pero esta vez sin las fuentes de generación PV, y cuando hay fallas en las líneas que conectan cada par de nodos. En este caso, la mayor variación de voltaje se reporta en el nodo 6 cuando ocurre una falla en la línea que une a ese nodo con el nodo 7. Es de notarse también, que la variación en el valor de voltaje es solo un poco mayor al 1% por lo que se mantiene dentro del rango deseado.

5.2.1.3. Sistema operando sin generación fotovoltaica ni eólica

En este caso, además de eliminar las fuentes de generación PV, se elimina también la generación eólica para observar la variación de tensión.

En la Figura 5-9 se pueden observar los valores de voltaje en cada nodo para el caso de estudio. De nuevo se observa que la mayor variación en el nivel de voltaje se encuentra en el nodo 6 cuando ocurre una falla en la línea que conecta a este nodo con el nodo 7 y que al igual que en el caso anterior, la variación es ligeramente mayor al 1%.

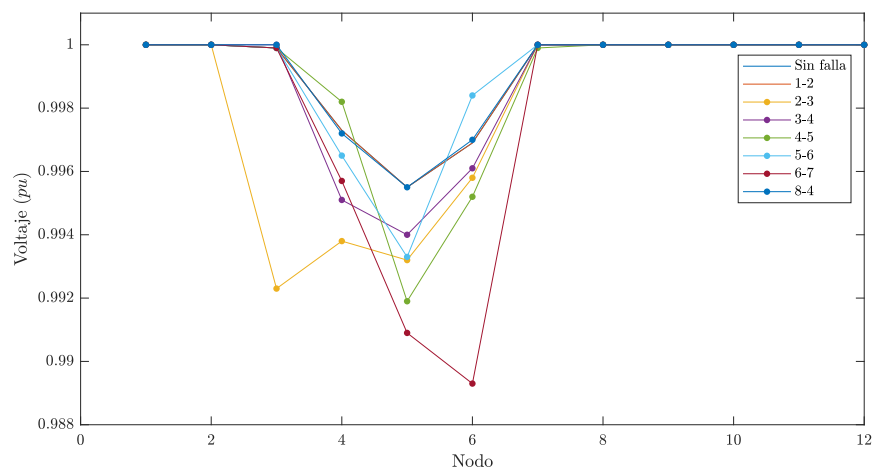


Figura 5-9.: Voltajes en los nodos del sistema en modo interconectado cuando no se tiene generación PV ni eólica.

5.2.2. Modo isla

Para este caso, el sistema de prueba se simula operando aislado de la red pública. De igual manera a la sección anterior, se simula el sistema en diferentes condiciones de generación.

5.2.2.1. Sistema en condiciones normales de operación

Se simula el sistema cuando está operando en modo isla y ocurren fallas en las líneas.

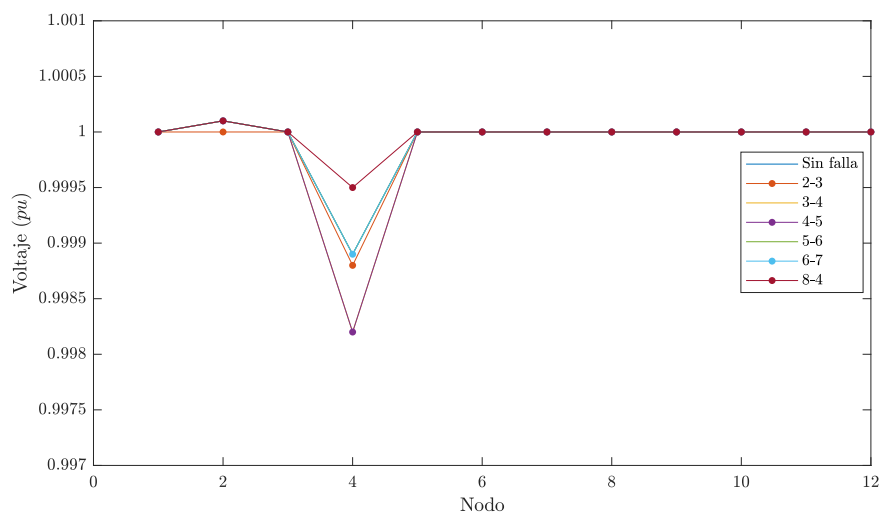


Figura 5-10.: Voltajes en los nodos del sistema en modo isla.

En la Figura 5-10 se pueden observar los valores de los voltajes en los nodos del sistema

cuando opera en modo normal y cuando ocurren fallas en sus líneas. Las variaciones más importantes, pueden notarse en el nodo 4 cuando ocurre una falla en la línea que une a este nodo con el nodo 5.

5.2.2.2. Sistema operando sin generación fotovoltaica

En este escenario se han eliminado las fuentes de generación PV y se observa la variación en los voltajes de los nodos.

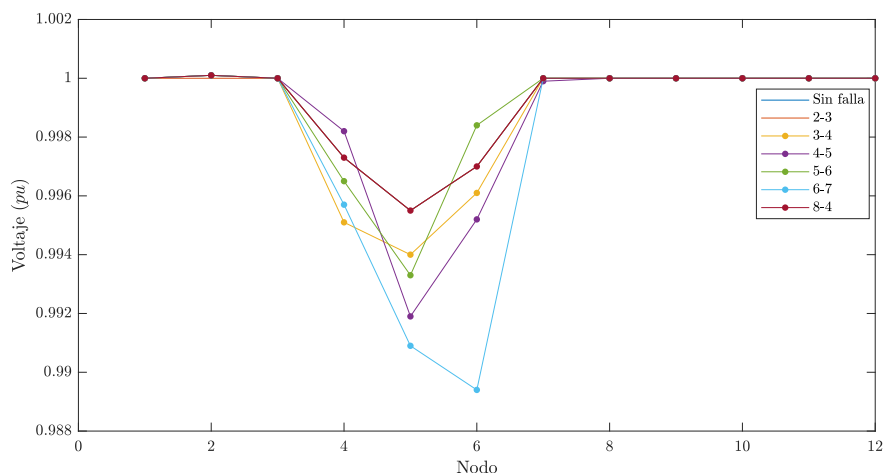


Figura 5-11.: Voltajes en los nodos del sistema en modo isla sin generación PV.

En la Figura 5-11 se ve la variación de los voltajes cuando hay fallas en las líneas del sistema y éste no cuenta con generación PV. En este caso el nodo que presenta la mayor variación es el nodo 6 cuando ocurre una falla en la línea que une este nodo con el nodo 7.

5.2.2.3. Sistema operando sin generación fotovoltaica ni eólica

Finalmente, se observa el sistema cuando está operando en modo isla y no se tienen fuentes de generación PV ni eólica.

En la Figura 5-12 se ven las variaciones en los valores de voltajes en los nodos del sistema cuando hay fallas en cada una de sus líneas. Se puede observar que la mayor variación se encuentra en el nodo 6 cuando ocurre una falla en la línea que conecta a este nodo con el nodo 7. En todos los casos se observa que las variaciones no son significativas. En este último caso, cuando no se cuenta con generación PV ni eólica y que además el sistema se encuentra operando en modo isla, es cuando más variación en los valores nominales de voltaje se puede observar, sin que esto esté por fuera del rango deseado.

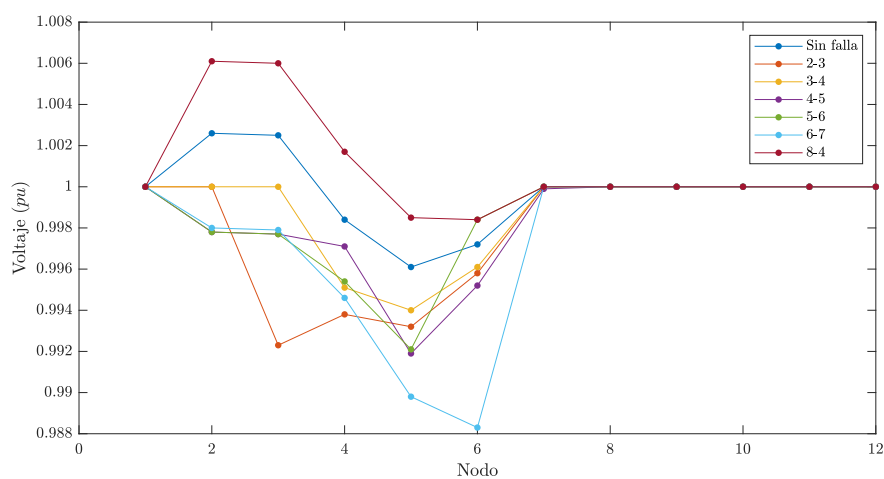


Figura 5-12.: Voltajes en los nodos del sistema en modo isla sin generación PV ni eólica.

5.2.2.4. Regulación en la frecuencia

Visto de los análisis anteriores, que el peor caso posible es cuando el sistema está operando en modo isla sin generación PV ni eólica, se simula el sistema para ver el comportamiento de la frecuencia en los nodos. Se toman mediciones en los nodos del 2 al 7. Los resultados se observan en la Figura 5-13.

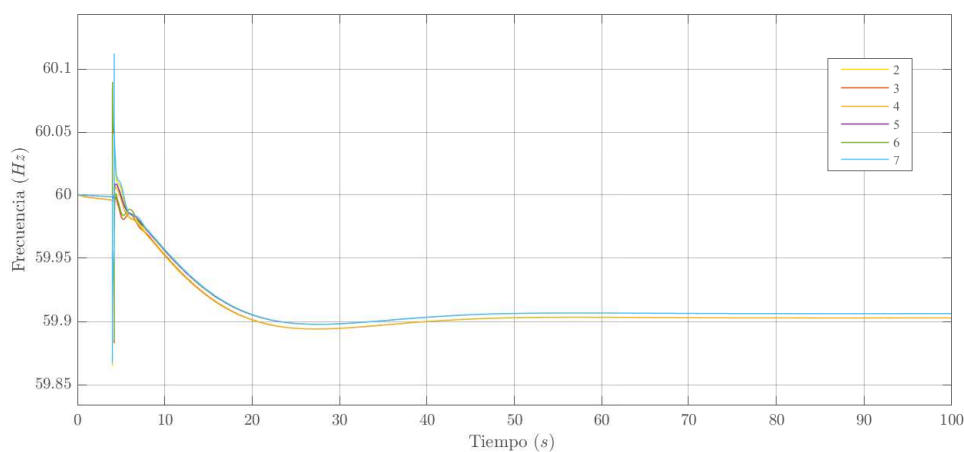


Figura 5-13.: Frecuencia del sistema ante falla en nodo 6.

En este caso se ha simulado una falla de línea a línea, en la línea que conecta al nodo 6 con el nodo 7. Como se pudo observar en el análisis anterior, es para esta falla donde más variación en el comportamiento del voltaje del sistema se puede apreciar. La falla es simulada a los 4 segundos y se simula un tiempo total de 100 segundos para ver el valor de estado estacionario que toma la frecuencia luego de ocurrir la falla. Como puede observarse, el valor

de estado estacionario de la frecuencia es aproximadamente 59,9. Si se mide esta variación en porcentaje se obtiene: $\frac{60 - 59,9}{60} \cdot 100\% = 0,166\%$, es decir que el cambio en el valor de la frecuencia es de 0,166% lo que implica que la variación se encuentra dentro del rango deseado.

Adicionalmente, si se observa la figura, el valor pico que alcanza la frecuencia en el transitorio también es bastante bajo lo que implica que la respuesta de los sistemas de control para regular la frecuencia operan conforme a lo deseado.

Cuando se simulan fallas en otros nodos, por ejemplo, el nodo 4, que en condiciones normales también es susceptible a fallas ya que presenta cambios notorios, el comportamiento de la frecuencia es como se ilustra en la Figura 5-14.

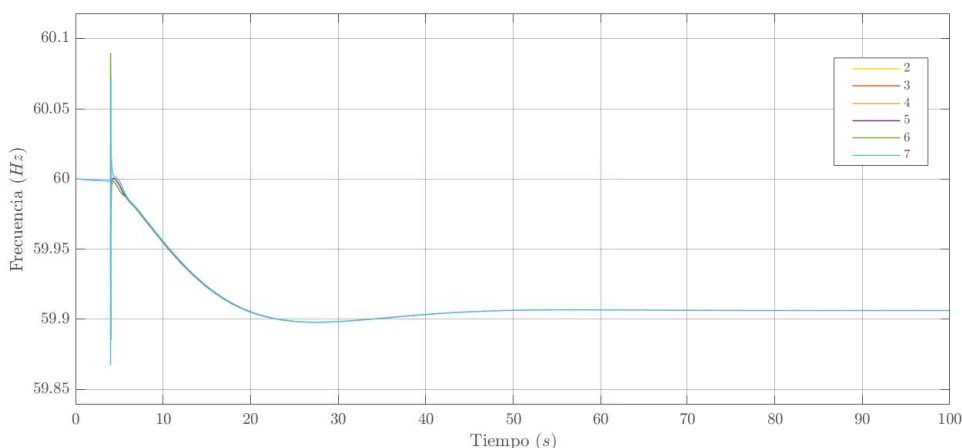


Figura 5-14.: Frecuencia del sistema ante falla en nodo 4.

En este caso el valor pico del transitorio es un poco menor que en el caso anterior y el valor del estado transitorio tiende a ser el mismo que en el caso anterior.

5.3. Variación en las distancias físicas de interconexión

Para verificar qué tanto puede afectar al sistema la variación de las distancias físicas, se muestra en la Figura 5-15 el valor de voltaje en los nodos en el caso en el que el sistema opera en modo aislado y no cuenta con generación PV ni eólica. En este caso la variación de las distancias de cada elemento ha sido de diez veces su valor inicial.

Como se puede ver, hay una variación muy importante en los valores del voltaje, en el peor caso la variación llega a ser del 12%, lo que es una cantidad que no es deseada.

En la Figura 5-16 las distancias físicas han sido variadas ocho veces, e igual que antes, se analiza el peor escenario, es decir, cuando el sistema está en modo isla y no se cuenta con generación PV ni eólica.

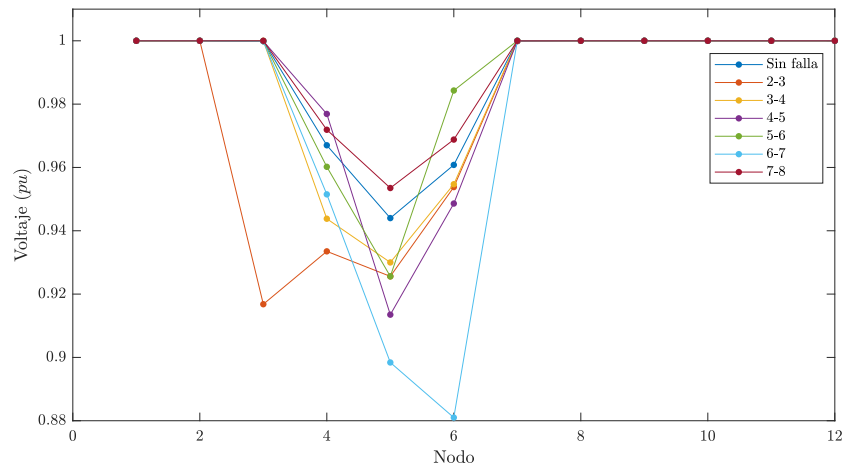


Figura 5-15.: Voltajes en los nodos del sistema en modo isla sin generación PV ni eólica.

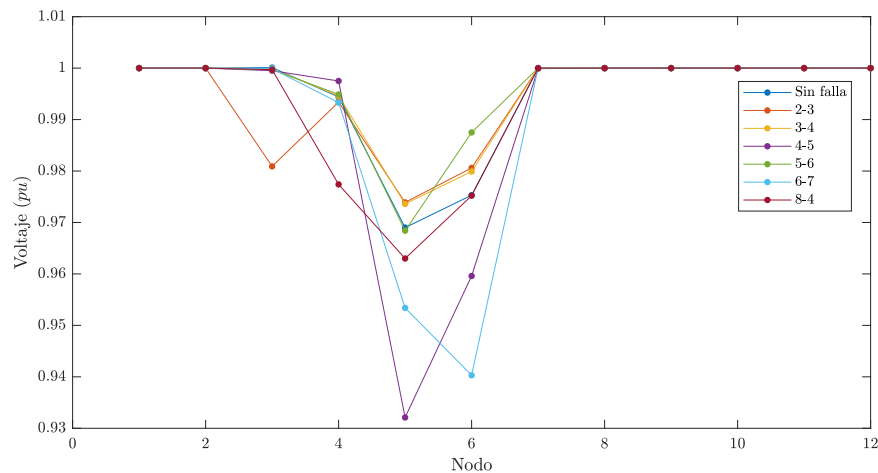


Figura 5-16.: Voltajes en los nodos del sistema en modo isla sin generación PV ni eólica.

Nótese que en este caso la variación es un tanto inferior al 7% y adicionalmente, el nodo más susceptible a fallas también cambia.

5.4. Análisis

Cabe notar que las variaciones en las distancias físicas representan cambios en la regulación de voltaje del sistema. No puede afirmarse que una cierta cantidad de veces la distancia inicial implica una variación proporcional ya que esa variación depende de las distancias iniciales propias de cada sistema y que una conclusión al respecto implica un análisis muy profundo de este parámetro en diferentes escenarios y con diferentes sistemas de prueba. Lo

que sí se puede afirmar, con base en los resultados, es que la variación de las distancias físicas afecta, no solo la regulación del voltaje, sino que también tiene una directa implicación en la importancia de los nodos del sistema. Ya que, como se puede observar en este caso, al haber fallas en las líneas del sistema, el nodo que más presenta variación en el voltaje, varía al variar las distancias físicas.

El sistema, diseñado como está, permite el análisis de muchos otros fenómenos típicos de las microrredes. Dada su naturaleza dinámica, pueden estudiarse fenómenos transitorios, distorsiones armónicas, entre otros. Debido al costo computacional que conlleva realizar cada simulación, es importante que se profundice en un fenómeno de forma que se le pueda sacar un gran provecho a los elementos presentados.

6. Criterios de diseño

Para concluir el presente trabajo de investigación, se muestran en este capítulo algunas recomendaciones, procedimientos, y otros aspectos concernientes al diseño de microrredes eléctricas especialmente aquellos que tienen en cuenta criterios de confiabilidad. En la última sección se presenta una propuesta de algoritmo para el dimensionamiento de las fuentes de generación distribuida teniendo en cuenta criterios de confiabilidad. Y tratándose de confiabilidad, como primer parte se muestran algunas definiciones concernientes a este tema, las cuales están contempladas en el Estándar IEEE 1366-2012 (IEEE Power and Energy Society, 2012) el cual es la Guía IEEE de índices de confiabilidad para sistemas eléctricos de distribución y, adicionalmente se complementa la información con definiciones del libro de Billinton and Allan (1996).

6.1. Definición de los índices de confiabilidad

Tratándose de confiabilidad en el ámbito de los sistemas de energía, la confiabilidad es algo que puede ser calculado, medido, evaluado, planeado y diseñado para una pieza o equipo. La confiabilidad tiene que ver con la capacidad de un sistema de cumplir con la función para la cual fue diseñado bajo condiciones de operación durante su vida útil.

Como es bien sabido, un sistema de potencia se compone de tres áreas de operación: Sistema de generación: Este se compone de las diferentes instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de diversas fuentes de energía. Sistema de transmisión: consiste principalmente en el sistema de transporte de grandes cantidades de energía hacia áreas específicas. Sistema de distribución: se encarga de suministrar la energía eléctrica en un área específica de forma individual a los consumidores ya sean industriales o residenciales. Desde el punto de vista de los consumidores, la confiabilidad significa tener un suministro de energía ininterrumpido desde el sistema de generación, transmisión o distribución.

Para una mayor comprensión del tema tratado en este capítulo, se presentan algunos conceptos relacionados al tema de confiabilidad.

6.1.1. Factores básicos

Para calcular los índices de confiabilidad se necesitan algunos factores, los cuales se muestran a continuación:

CI	Usuarios interrumpidos
CMI	Minutos de interrupción a los usuarios
CN	Número total de los distintos usuarios que han experimentado una interrupción sostenida durante el periodo de reporte
$CN_{(k \geq n)}$	Número total de usuarios que han experimentado n o más una interrupciones sostenidas durante el periodo de reporte
$CN_{(k \geq s)}$	Número total de usuarios que han experimentado S o más horas de duración de la interrupción
$CN_{(k \geq T)}$	Número total de usuarios que han experimentado T o más horas de duración de la interrupción
$CNT_{(k \geq n)}$	Número total de usuarios que han experimentado n o más una interrupciones sostenidas y eventos de interrupciones momentáneas durante el periodo de reporte
E	Evento
IM_i	Número de interrupciones momentáneas
IME	Número de eventos de interrupciones momentáneas
k	Número de interrupciones experimentadas por un usuario individual en el periodo de reporte
L_i	Carga conectada en kVA interrumpida por cada evento de interrupción
L_T	Carga total en kVA servida
N_i	Número de usuarios interrumpidos por cada interrupción sostenida en el periodo de reporte
N_{mi}	Número de usuarios interrumpidos por cada interrupción momentánea en el periodo de reporte
N_T	Número total de usuarios servidos en un área
r_i	Tiempo de restauración para cada evento de interrupción
T_{MED}	Umbral del evento principal del día

6.1.2. Índices de interrupciones sostenidas

A continuación se muestra una variedad de índices que expresan estadísticas de interrupción teniendo en cuenta los clientes del sistema.

SAIFI: Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema

El Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) indica la duración total de la interrupción para el usuario promedio durante un periodo de tiempo. Comúnmente se mide en horas o minutos. El índice indica con qué frecuencia un usuario promedio experimenta una interrupción sostenida. En otras palabras, es el número promedio de veces en que un usuario ha sido interrumpido durante un periodo de tiempo. El SAIFI se calcula entonces dividiendo el número total de interrupciones al usuario en un periodo de tiempo, entre el número total de usuarios servidos en ese mismo periodo de tiempo.

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Número total de usuarios interrumpidos}}{\text{Número total de usuarios servidos}} \quad (6-1)$$

Para calcular este índice se utiliza la ecuación 6-2

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{CI}{N_T} \quad (6-2)$$

SAIDI: Índice de duración de interrupción promedio del sistema

El Índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI) es el promedio de duración de la interrupción por usuario servido durante un periodo de tiempo. Es decir, Normalmente se mide en horas o minutos. Este índice se calcula dividiendo la suma de la duración de las interrupciones de todos los usuarios, entre el número total de usuarios servidos.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Tiempo total de interrupciones al usuario}}{\text{Número total de usuarios servidos}} \quad (6-3)$$

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} = \frac{CMI}{N_T} \quad (6-4)$$

CAIDI: Índice de duración de interrupción promedio del consumidor

El Índice de duración de interrupción promedio del consumidor (CAIDI) representa el tiempo promedio requerido para restaurar el servicio. Este se calcula dividiendo la suma de la duración de las interrupciones al usuario, entre el número total de usuarios interrumpidos en un periodo de tiempo.

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Tiempo total de interrupciones al usuario}}{\text{Número total de usuarios interrumpidos}} \quad (6-5)$$

$$CAIDI = \frac{CMI}{CI} \quad (6-6)$$

Nótese que este índice se puede calcular como

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (6-7)$$

CAIFI: Índice de frecuencia de interrupción promedio del consumidor

El Índice de frecuencia de interrupción promedio del consumidor (CAIFI) da la frecuencia promedio de interrupciones sostenidas para aquellos clientes que experimentan este tipo de interrupciones. El consumidor se cuenta una vez sin importar el número de veces que haya sido interrumpido.

$$CAIFI = \frac{\sum \text{Número total de interrupciones al usuario}}{\text{Número total de usuario interrumpidos diferentes}} \quad (6-8)$$

$$CAIFI = \frac{CI}{CN} \quad (6-9)$$

ASAI: Índice de disponibilidad promedio del servicio

El Índice de disponibilidad promedio del servicio (ASAI) representa la fracción de tiempo, en porcentaje, que un consumidor ha recibido potencia durante un periodo de tiempo. Si, por ejemplo, ese periodo de tiempo es un año, las horas demandadas por los clientes se determinan como el número de clientes servidos al final del año por 8760 h. Esto a veces se conoce como el Índice de confiabilidad (IOR por su sigla en inglés). También existe el valor complementario de este índice, conocido como el Índice de disponibilidad promedio del servicio. Esta es la relación entre el número total de horas de clientes que el servicio no estuvo disponible durante un año y el total de horas de clientes demandadas.

$$ASAI = \frac{\text{Horas de disponibilidad del servicio al usuario}}{\text{Horas de servicio demandadas por el usuario}} \quad (6-10)$$

$$ASAI = \frac{N_T \times (\text{Número de horas /año}) - \sum r_i N_i}{N_T \times (\text{Número de horas /año})} \quad (6-11)$$

Existen otros índices como CTAIDI, CELID, CEMI, etc., que el lector, si es de su interés, puede consultar en el Estándar IEEE 1366 de donde se consultaron los presentados en este documento.

6.2. Consideraciones del diseño

El dimensionamiento de un sistema de generación basado en energías renovables depende en gran medida de las variables meteorológicas como la temperatura ambiente, la irradiancia solar, la velocidad del viento, la humedad, etc. Esto lleva a entender que, para optimizar un sistema, cuya generación depende de fuentes de energías renovables, haya que tener como primer fuente de análisis estas variables. Adicionalmente los modelos de las fuentes de generación tienen relación directa al dimensionamiento de estos, lo que impacta en el desempeño del sistema y de manera directa a la confiabilidad.

De forma general, los métodos de optimización siempre tienen como consideración inicial el dimensionamiento del sistema (Falahati et al., 2019). Cuando se trata de fuentes de generación renovables, estos procesos de optimización también cuentan con los datos de las variables ambientales relacionadas a estas fuentes de generación.

Adicionalmente, se deben tener dos aspectos adicionales. Por un lado toda la normatividad relacionada a la implementación de cualquier fuente de generación de energía renovable y su dinámica en el mercado eléctrico. Y, por otro lado, se debe hacer un análisis económico ya que, por obvias razones, la relación costo-beneficio es base fundamental para la implementación de cualquier sistema de generación.

6.2.1. Fuente de energía de las generaciones distribuidas

Uno de los aspectos más relevantes a tener en cuenta al momento de planificar, diseñar e implementar una microrred es, que dependiendo de la fuente de energía de las generaciones distribuidas, existen lugares o más o menos indicados para su ubicación y para la elección de un tipo particular de generación. Obviamente, el interés por la instalación de estos sistemas está bajo la premisa de satisfacer las necesidades básicas del suministro de energía eléctrica en regiones a las cuales no llega este servicio. Hay regiones geográficas más o menos apropiadas para una fuente de generación en específico y por tal razón, el análisis de los potenciales de generación en una ubicación geográfica específica es fundamental.

Para mostrar un ejemplo de esto, en las Figuras 6-1 y 6-2 se muestran ejemplos del potencial eólico y solar de Colombia, respectivamente, los cuales fueron consultados en el IDEAM (2019), aunque, evidentemente, no es la única fuente de información sobre estas variables meteorológicas, ni necesariamente la más completa. Aún así, el IDEAM (2019) contiene una base de datos muy amplia del potencial de biomasa, el potencial hídrico, entre otros. Información que, como ya se mencionó, es base fundamental en el diseño de un sistema basado en energías renovables.

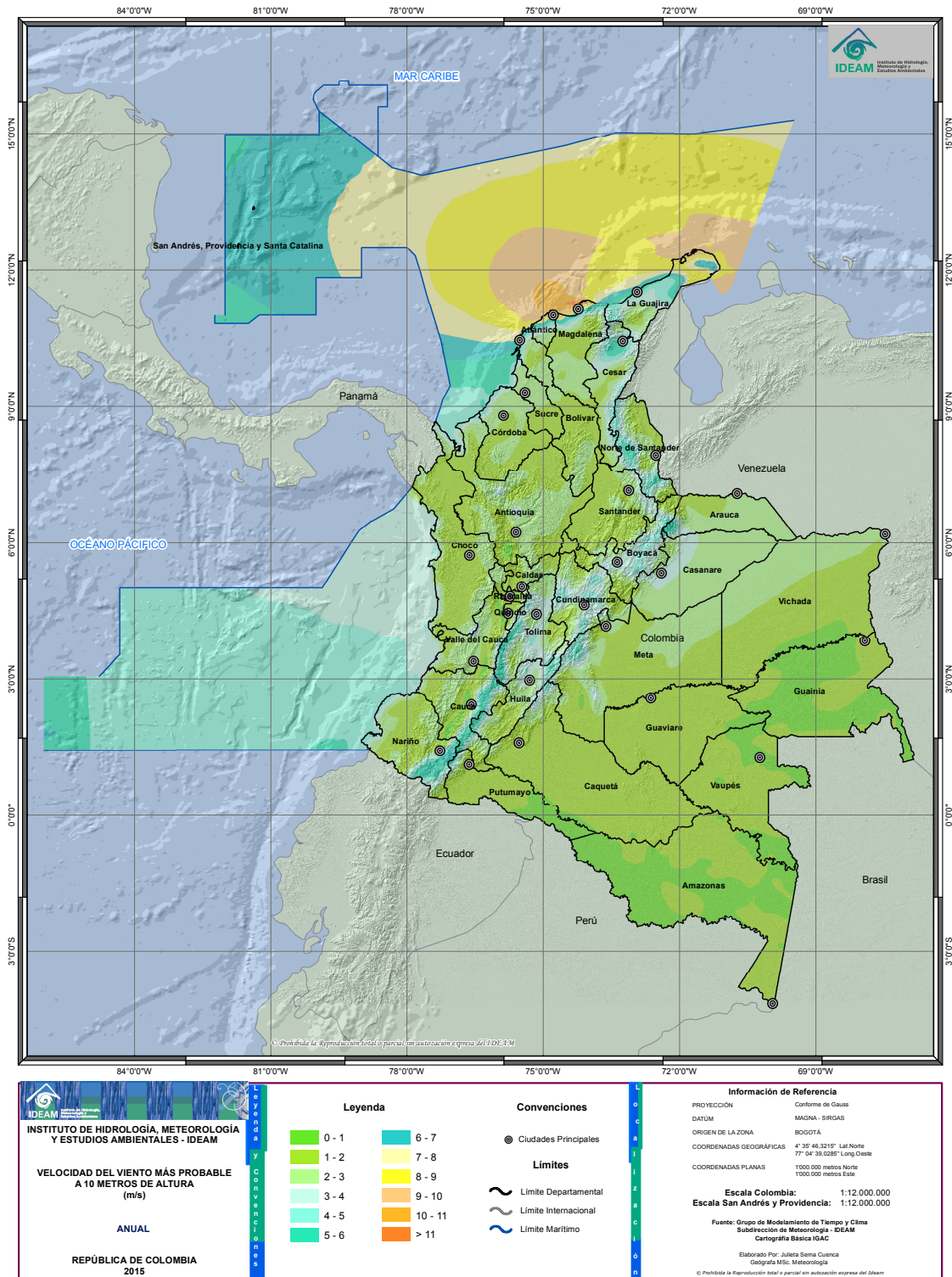


Figura 6-1.: Mapa de velocidad del viento promedio anual Colombia (IDEAM, 2019).

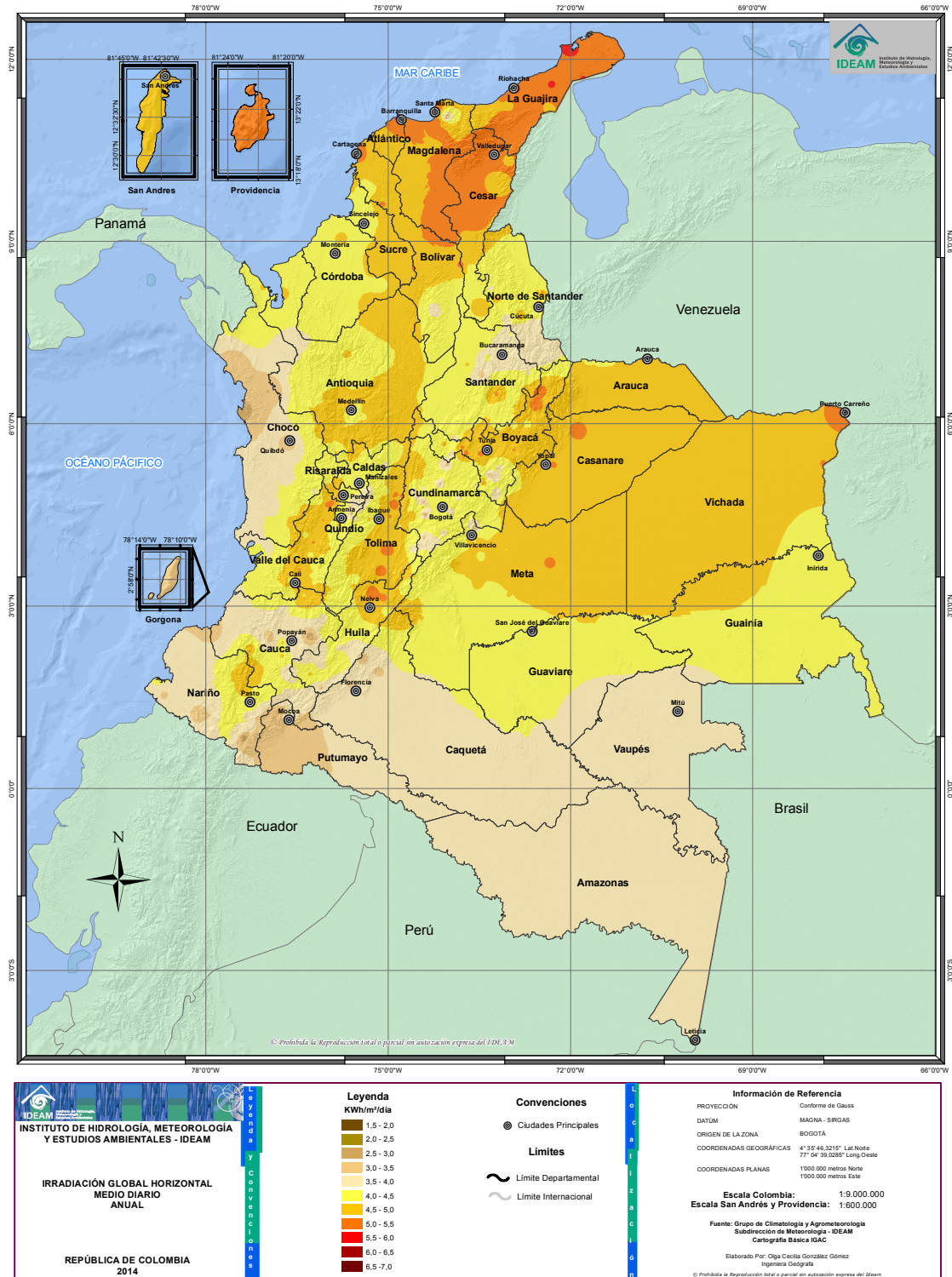


Figura 6-2.: Mapa del promedio de irradiancia anual Colombia (IDEAM, 2019).

6.2.2. Dimensionamiento

Otro aspecto a considerar a la hora de diseñar las microrredes para una población ya establecida, es el porcentaje de contribución de cada generador con relación a la demanda. Esto debe tenerse en cuenta si la mayoría de la generación depende de fuentes de energía eólica y/o solar. El tamaño de las otras fuentes de generación y de los elementos de almacenamiento dependen de la disponibilidad de las fuentes de generación basadas en recursos renovables.

Otro criterio a tener en cuenta es el cálculo de la disponibilidad de las fuentes de generación no convencionales. Hay que tener una buena estimación del porcentaje de participación en la atención de la demanda de las fuentes de generación basadas en energías renovables.

Ha de tenerse en cuenta que la confiabilidad es una variable fundamental en las microrredes, se debe garantizar un servicio ininterrumpido en sistemas como centros de salud y para aquellos sitios que trabajan con sistemas de refrigeración o empresas que no pueden interrumpir sus procesos de producción.

Una buena integración de estos conceptos al diseño permite que, bajo condiciones normales, la demanda de los usuarios sea atendida utilizando el máximo de producción de las fuentes basadas en energías renovables, y que en caso de falla de estos sistemas o de su falta en la fuente de energía, los sistemas de control permitan la continuidad del servicio soportándose en las otras fuentes de generación. Modelos de predicción como el presentado en este documento son una fuente útil para el tema del dimensionamiento. El aprovechamiento de estos recursos también puede hacerse teniendo en cuenta los datos que se encuentran en sistemas de información como la Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME, el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM, etc., donde se puede tomar una idea general de la disposición de estos recursos. Para hacerse una idea de esta información, y ya que el principal enfoque del documento ha sido dirigido principalmente hacia la energía solar, en el Anexo C se presentan datos del IDEAM de los promedios de irradiación global mensual en las principales ciudades del país.

6.2.3. Marco normativo

Un aspecto fundamental para poder implementar sistemas eléctricos de distribución, sin duda es la normatividad que rige estos procesos y que varía de país a país. En el caso particular de Colombia, en el Anexo A se muestra la normatividad que rige la energización en las zonas no interconectadas (ZNI). Y en el Anexo B se observa el marco institucional, referente también a las ZNI.

6.3. Diseño basado en confiabilidad

Dado a que un aspecto importante que determina la confiabilidad en un sistema de distribución es la cantidad de interrupciones que puede presentar un usuario en un periodo de tiempo, se presenta en esta sección un algoritmo que permite calcular el dimensionamiento óptimo de un arreglo de baterías, dado un arreglo PV específico. Para esto se introduce el concepto de «*Probabilidad de pérdida de carga*» (LOLP, por su sigla en inglés). El LOLP, en resumen, se puede definir como la razón entre el déficit total de energía $DE(t)$ y la demanda de carga total $P_{carga}(t)$ en un periodo de tiempo, este se expresa como sigue:

$$LOLP = \frac{\sum_t^T DE(t)}{\sum_t^T P_{carga}(t)\Delta t}$$

Este índice expresa la frecuencia con la cual el sistema no tiene la capacidad de satisfacer la demanda de carga. Cuando el LOLP es igual a uno (1), es decir, el 100 %, significa que la generación disponible puede satisfacer la totalidad de la demanda de energía en ese periodo específico sin ninguna interrupción. De modo contrario, si el LOLP es igual a cero (0), significa que la demanda no puede ser cubierta en ese intervalo de tiempo.

En los siguientes trabajos se puede observar como se realiza el cálculo de este índice en determinados sistemas (Singh and Fernandez, 2014; Falahati et al., 2019; Rashidaee et al., 2018; Luo et al., 2000).

6.3.1. Algoritmo

El algoritmo que se presenta en esta sección permite dimensionar el arreglo de baterías que se requiere para tener un LOLP deseado teniendo una cantidad específica de generación PV (Sidrach-de Cardona and López, 1998; Khatib et al., 2013).

En la primer parte del algoritmo se definen las variables de los componentes, tales como voltajes, eficiencia, temperatura ambiente, etc. En la segunda parte se calcula el valor de LOLP utilizando datos del sistema por cada hora, se calcula inicialmente las posibles configuraciones PV-batería y luego se calcula la salida PV basada en la demanda horaria. En esta parte se está revisando continuamente el estado de carga de la batería, SOC por su sigla en inglés, para tomar decisiones. Finalmente recopila todas las posibles configuraciones basadas en el valor deseado de LOLP.

Debido a que se requieren para el algoritmo los datos meteorológicos para el sistema PV, se utilizan para este, como datos de entrada, los valores de irradiancia con los cuales se realizó el modelo de predicción en el Capítulo 3. Adicionalmente, el algoritmo requiere el modelo del sistema PV el cual está detallado en el mismo capítulo.

El algoritmo se muestra en la Figura 6-3. Se han identificado en el con diferentes colores cada uno de los tres procesos que se mencionaron anteriormente.

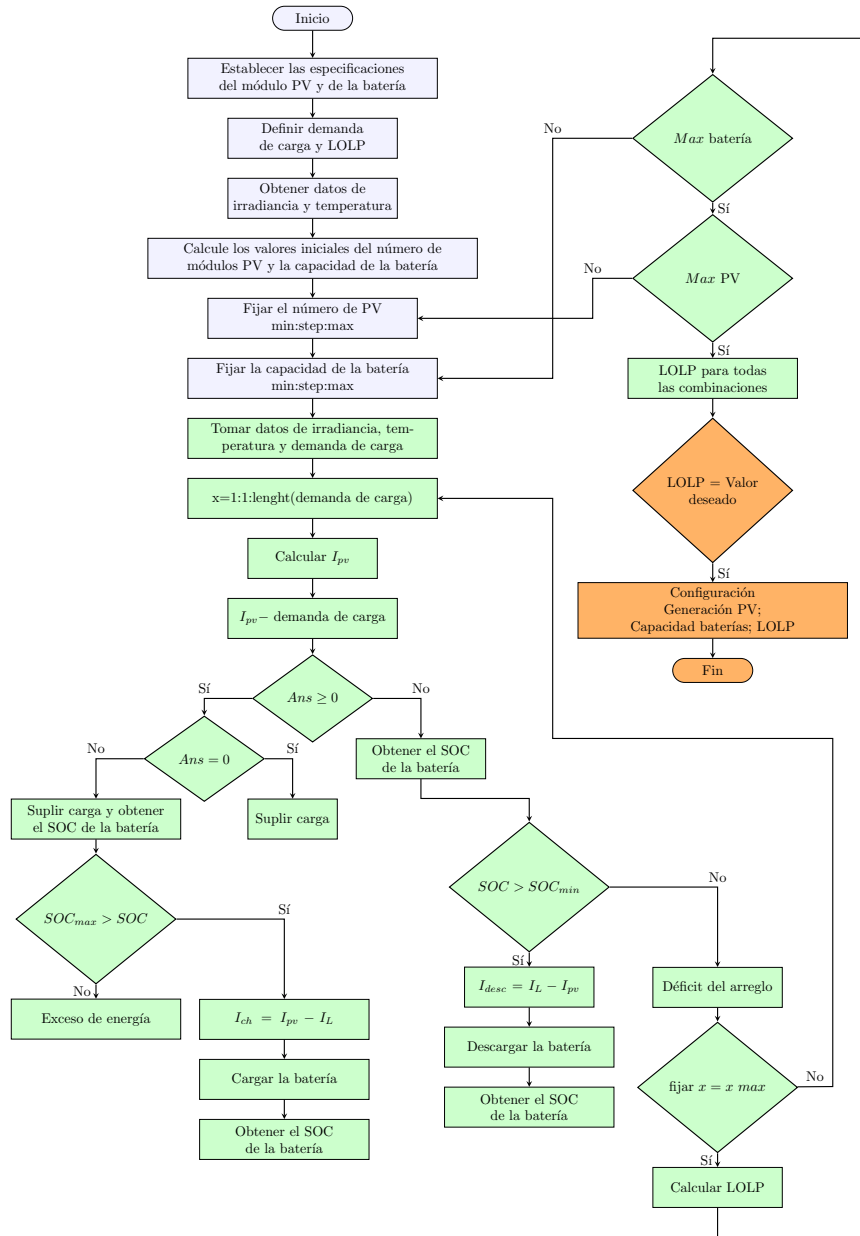


Figura 6-3.: Algoritmo de optimización para determinar arreglo de baterías a un valor deseado de LOLP (Sidrach-de Cardona and López, 1998).

El resultado final obtenido son todas las posibles configuraciones de paneles y baterías para un valor deseado de LOLP. Pero, para tener el valor óptimo hace falta realizar un análisis de costos típico para este tipo de sistemas.

Del trabajo realizado por Gómez (2011) se puede realizar para el caso un análisis económico que complementa el algoritmo mostrado y que, como se mencionó anteriormente, hace parte del proceso de optimización. El algoritmo que optimiza la configuración de paneles solares y baterías a un valor deseado de LOLP se implementa como se muestra en la Figura 6-4

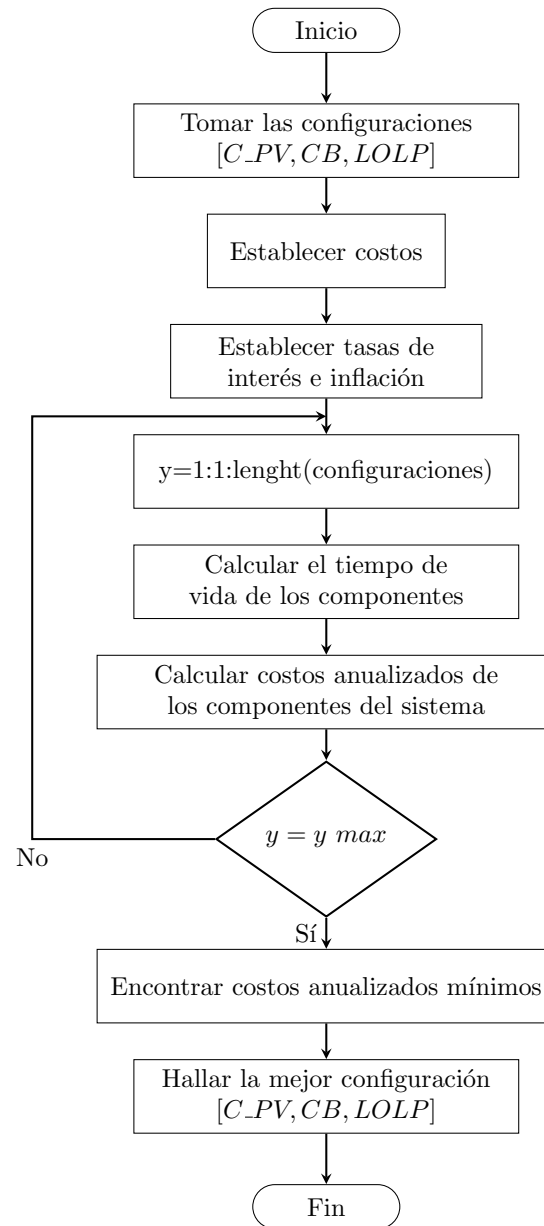


Figura 6-4.: Algoritmo de optimización para determinar arreglo de baterías a un valor deseado de LOLP.

6.3.2. Resultados

Los datos de entrada para el arreglo PV son los mismos utilizados en el Capítulo 3 para la formulación del algoritmo de predicción de la irradiancia.

En la Figura 6-5 se registran los resultados obtenidos para diferentes configuraciones a diferentes valores deseados de LOLP.

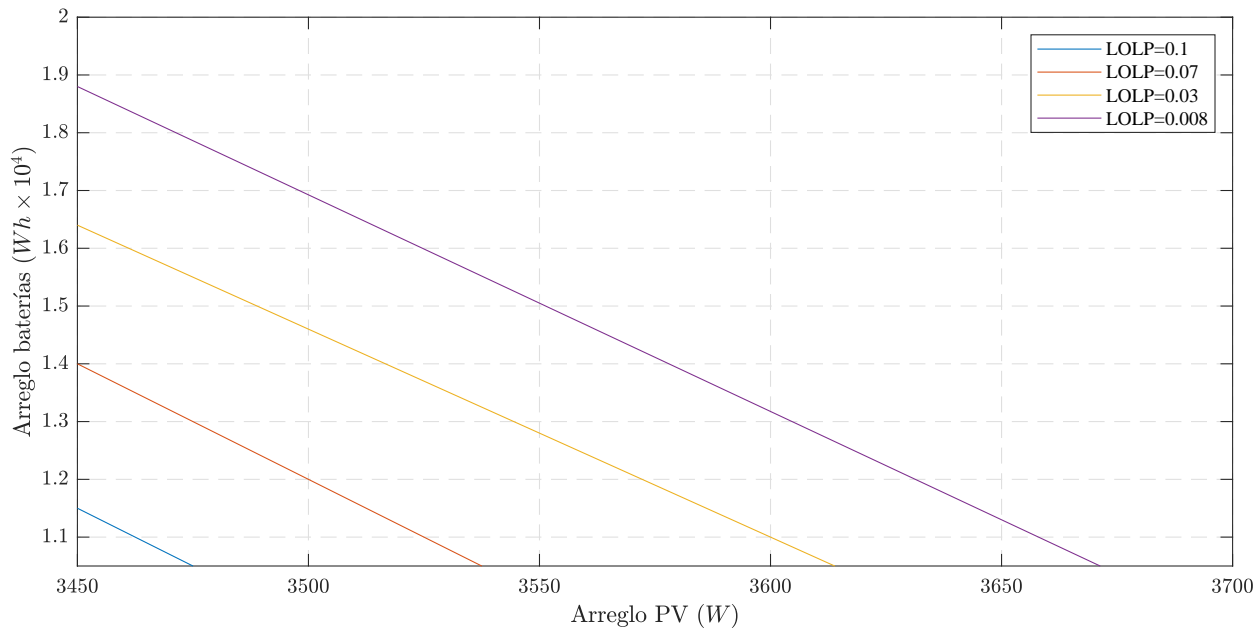


Figura 6-5.: Dimensión del arreglo de baterías a diferentes valores de arreglos PV y diferentes valores de LOLP.

Lo más importante de destacar de los resultados, y que se puede ver en la gráfica, es que para un valor dado de un arreglo PV, el tamaño de la batería debe aumentar a medida que se disminuye el valor del LOLP. Esto quiere decir que, si se quiere tener una menor probabilidad de pérdida de carga para el consumidor, se debe asegurar una mayor capacidad en el arreglo de baterías, lo que va en coherencia con la realidad. Se tiene la ventaja de saber, gracias el algoritmo y a los datos meteorológicos, qué tan grande debe ser el tamaño del arreglo para que se tenga un óptimo en la implementación.

Finalmente, al modificar el algoritmo mostrado en la Figura 6-3, para poder incorporar y dimensionar otras fuentes de generación al sistema se pueden establecer las dimensiones de las fuentes de generación para un LOLP, esto para tener en cuenta la continuidad del servicio al usuario y mantener así la calidad de energía. El algoritmo modificado integra además del sistema PV y las baterías, generación eólica y una DG adicional para cubrir el déficit en la demanda.

En la primera parte, se definen los parámetros del sistema, luego se calculan los valores de energía de las fuentes de generación para hacer el balance de energía y finalmente se obtienen los valores de salida que son las dimensiones de las fuentes de generación a un valor de LOLP deseado, el algoritmo se desarrolla como sigue:

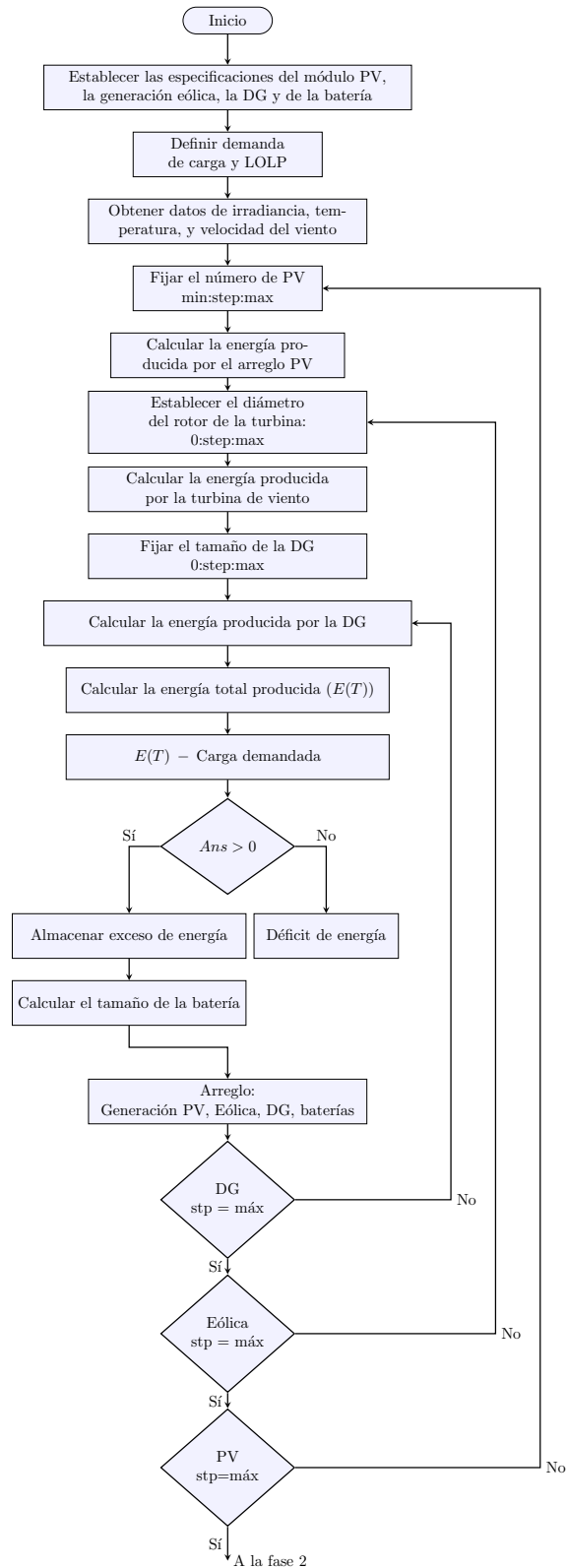


Figura 6-6.: Primera fase del algoritmo de diseño.

En la segunda parte se ordenan los valores obtenidos en un arreglo y se observa cómo cambian los valores de estos cuando varía el valor de LOLP, para así elegir los valores óptimos.

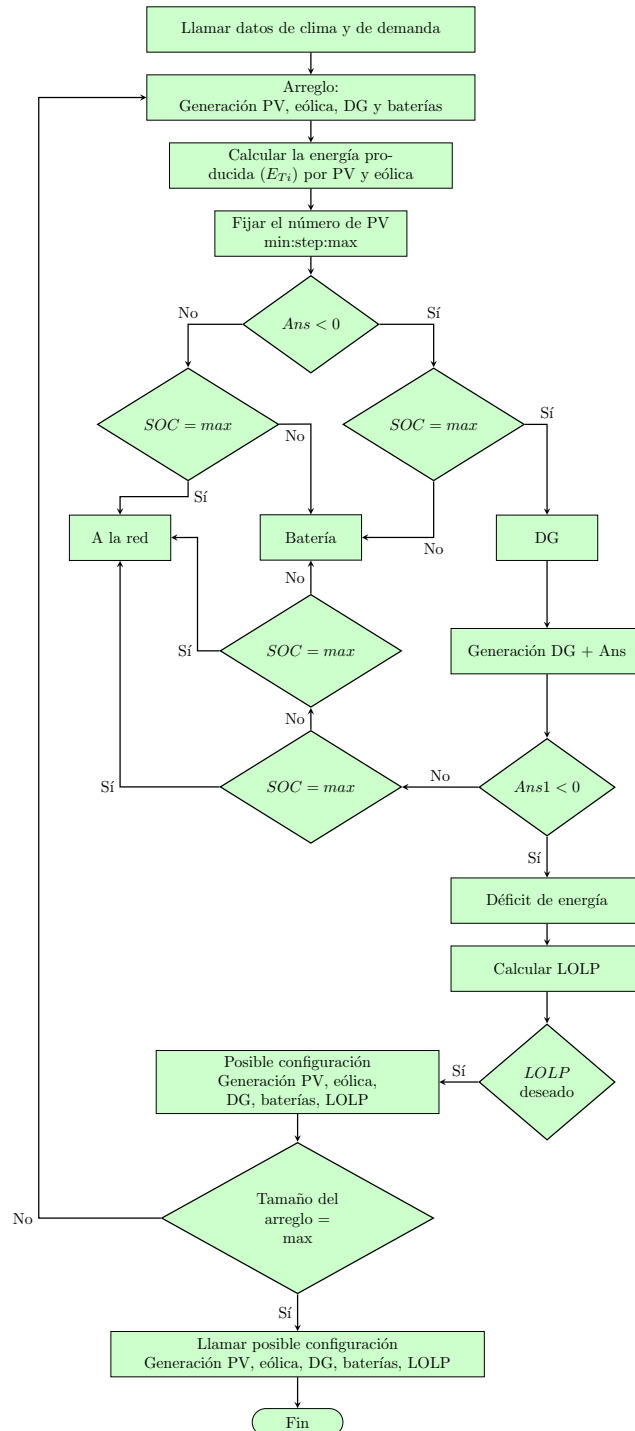


Figura 6-7.: Segunda fase del algoritmo de diseño.

Los resultados obtenidos se ilustran en la Figura 6-8. Ahí se muestran las dimensiones de las fuentes de generación en cada eje calculadas en por unidad.

Los datos de velocidad del viento para la validación del algoritmo fueron tomados y ajustados de UPME (2019).

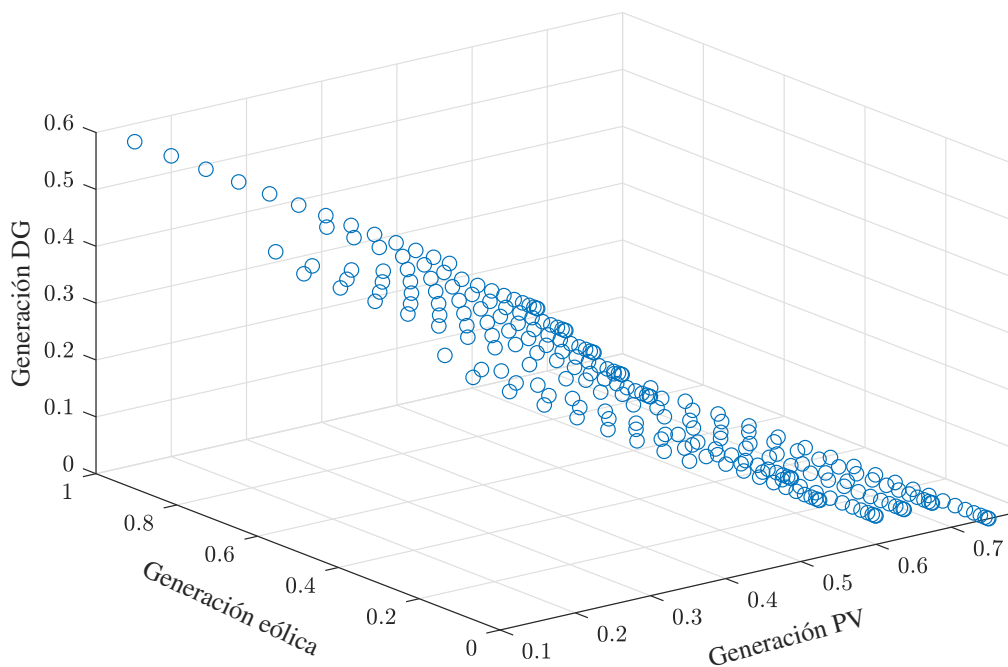


Figura 6-8.: Dimensión de las fuentes de generación en por unidad para un LOLP de 3%.

Lo que se puede observar en la Figura 6-8 son diferentes escenarios de generación para un valor específico de LOLP. Cada coordenada representa la cantidad de energía suministrada por una fuente. Cada una representa un escenario de generación diferente para un mismo valor de LOLP, que en este caso fue del 3%.

6.4. Análisis del diseño teniendo en cuenta la confiabilidad

Los algoritmos que se muestran en este capítulo están enfocados al diseño de las capacidades de las fuentes de generación que dependen de variables meteorológicas y que se integran con dispositivos de almacenamiento para tener condiciones óptimas de generación en el sistema debido a una restricción de un indicador de confiabilidad.

Junto con los resultados mostrados en el Capítulo 3, se plantea una solución al diseño de MG en cuanto a optimizar las unidades de generación. Dichos resultados pueden ser complementados con otros modelos de predicción, por ejemplo eólico y de demanda, para complementar los modelos propuestos en este documento y de ese modo obtener resultados más cercanos a un escenario real para un lugar geográfico en específico.

7. Conclusiones y trabajo futuro

El modelo de predicción presentado en el documento, junto con un análisis estadístico de los datos de predicción permiten establecer, los parámetros a controlar como el tiempo de actualización de los datos al modelo y el horizonte de predicción, a fin de que se pueda ajustar a requerimientos de diseño particulares en cuanto a la precisión.

Puede observarse que, para algunas horas del día, principalmente aquellas que están más cercanas al medio día, el rango de predicción es bastante amplio, los valores probables de irradiancia en esa hora tienen un alto rango de variación. Esto puede ser consecuencia de no tener un histórico de datos lo suficientemente amplio en su línea de tiempo a fin de contar con datos de años anteriores en la fecha y hora que se desea predecir.

Otra situación que puede causar esta variación es que, las variaciones del clima, principalmente a horas cercanas al medio día pueden ocasionar que hayan picos de irradiancia muy altos y, que por el contrario, haya días en los cuales, por lluvia, o nubosidad, estos valores de irradiancia sean considerablemente bajos. Ejemplo de esto es el resultado que se obtiene de la predicción que se analiza en la **3-3**, en la cual para las 12:00 P.M. se tiene un valor de predicción relativamente bajo para lo que podría ser esa hora del día en condiciones de cielo despejado.

En simulación, los esquemas de control integrados a las microfuentes del modelo de la micro-red, mantienen estables los valores de tensión y de frecuencia en los escenarios planteados en el Capítulo 5. Esto requiere de implementación y mediciones en un escenario real para su validación.

El alto costo computacional que conlleva el proceso de simulación de los modelos descritos y de los algoritmos bajo algunos escenarios, es una variable importante que se suele pasar por alto en este tipo de investigaciones y que puede comprometer de cierto modo los alcances que se puedan establecer de una manera inicial.

Como se puede observar del Capítulo 6, la predicción, vista desde las fuentes de generación de energía, es un elemento importante para el diseño de las microrredes en cuanto a que permite establecer criterios para definir las cantidades de generación, los tamaños de las plantas de producción de energía e incluso su ubicación para un máximo aprovechamiento de la fuente de energía.

Queda como trabajo futuro analizar del sistema de prueba presentado en el Capítulo 4 ba-

jo diferentes escenarios. En este tipo de sistemas se pueden integrar modelos de predicción eólica y de demanda para hacer ejercicios de despacho; también es posible realizar análisis transitorios bajo escenarios deseados; etc..

Adicionalmente, como trabajo futuro queda desarrollar un modelo de predicción de la demanda en el sentido en que se pueda integrar a un sistema de distribución como la MG que se muestra en este documento. De este modo, teniendo en modelo de la predicción de la demanda integrado a la MG, en conjunto con el modelo de predicción de la irradiancia que desarrolla en este documento, y sumado a un modelo de predicción de la generación eólica como el que propone Sánchez Rosas (2018) se tiene un modelo de MG que puede ajustarse a escenarios reales lo que permitiría resultados concluyentes con un grado de validez significativo del fenómeno que se pretenda estudiar.

A. Anexo: Marco normativo para las ZNI en Colombia

En la siguiente tabla se presentan las leyes y decretos referentes a la energización de las zonas no interconectadas (ZNI).

Tabla A-1.: Leyes y Decretos referentes a la energización en las ZNI (Gómez, 2011).

LEYES Y DECRETOS	NOMBRE O ASUNTO	DESCRIPCIÓN
Ley 1283 de 2009	Por la cual se modifican y adicionan el artículo 14 de la Ley 756 de 2002, que a su vez modifica el literal a) del artículo 15 y los artículos 30 y 45 de la Ley 141 de 1994.	Se determina la utilización por los municipios y departamentos de las participaciones de la regalías.
Decreto 1124 de 2008	Por el cual se reglamenta el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas – FAZNI.	Reglamenta la Ley 1099 del 2006. Faculta para asignar los recursos del FAZNI a los planes, programas y proyectos para la implementación de infraestructura requerida para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI. Establece la metodología de asignación de recursos del FANZI.
Ley 1099 de 2006	Por medio de la cual se proroga la vigencia del artículo 81 de la Ley 633 de 2000 y se dictan otras disposiciones.	Se establece una proroga de recaudo de recursos para el FANZI hasta 2014.

Tabla A-1 continua de la página anterior

LEYES Y DECRETOS	NOMBRE O ASUNTO	DESCRIPCIÓN
Ley 1118 de 2006	Por la cual se modifica la naturaleza jurídica de Ecopetrol S. A. y se dictan otras disposiciones.	Establece que ECOPETROL S.A. no estará obligada a asumir cargas fiscales diferentes a las derivadas del desarrollo de su objeto social. Lo anterior implica que no se incluirán subsidios en el precios de venta de los combustibles fósiles demandados por las ZNI.
Ley 1117 de 2006	Por la cual se expiden normas sobre normalización de redes eléctricas y de subsidios para estratos 1 y 2.	Establece que el MME definirá las condiciones y porcentajes bajo los cuales se otorgan los subsidios del sector eléctrico a los usuarios de las ZNI, teniendo en cuenta la capacidad de pago de los usuarios.
Decreto 257 de 2004	Por el cual se modifica la Estructura del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE.	Se establece que el IPSE es exclusivo para las ZNI y que procurará satisfacer las necesidades energéticas de dichas zonas. Se determina objeto y funciones del IPSE.
Ley 855 de 2003	Por la cual se definen las Zonas No Interconectadas.	Definición de las Zonas No Interconectadas.
Ley 756 de 2002	Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones.	Modifica la Ley 141 de 1994. Se definen criterios de distribución de recursos del Fondo Nacional de Regalías.
Decreto 2884 de 2001	Por el cual se reglamenta el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas -FAZNI-.	Se establece criterios de distribución de recursos del FANZI.
Ley 633 de 2000	Por la cual se expiden normas en materia tributaria, se dictan disposiciones sobre el tratamiento a los fondos obligatorios para la vivienda de interés social y se introducen normas para fortalecer las finanzas de la Rama Judicial.	Se crea el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI). Se establecen disposiciones sobre el recaudo de recursos y la destinación de los mismos.

Tabla A-1 continua de la página anterior

LEYES Y DECRETOS	NOMBRE O ASUNTO	DESCRIPCIÓN
Decreto 1140 de 1999	Por el cual se transforma el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, ICEL, en el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas.	Transformación del ICEL en IPSE.
Ley 141 de 1994	Por la cual se crean el Fondo Nacional de Regalías, la Comisión Nacional de Regalías, se regula el derecho del Estado a percibir regalías por la explotación de recursos naturales no renovables, se establecen las reglas para su liquidación y distribución y se dictan otras disposiciones.	Modificada por la Ley 756 de 2002 Creación del Fondo Nacional de Regalías (FNR).
Ley 143 de 1994	Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.	Ley Eléctrica. Reestructuración del sector Eléctrico.

Tabla A-2.: Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía referentes a la energización en las ZNI (Gómez, 2011).

RESOLUCIÓN MME	NOMBRE O ASUNTO	DESCRIPCIÓN
180660 de 2009	Por la cual se modifican las Resoluciones 182138 de diciembre 26 de 2007 y 180648 de mayo 7 de 2008 y se adiciona a la Resolución 181891 de noviembre 04 de 2008.	Se establece la formula de cálculo del subsidio máximo otorgado a usuarios residenciales de las ZNI. Se establece el monto de la energía (<i>kWh/mes</i>) que será sujeta de subsidio (a partir de enero de 2014, ningún consumo que supere el consumo de subsistencia).
181891 de 2008	Por la cual se adopta un Procedimiento transitorio para otorgar subsidios del Sector Eléctrico en las Zonas No Interconectadas.	Se establecen condiciones para otorgar subsidios a las ZNI.
180648 de 2008	Por la cual se adiciona la resolución 182138 de diciembre 26 de 2007, por la cual se expide el Procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas.	Modificada por la resolución 180660 del 2009. Se establece el desmonte de subsidios para los usuarios de las ZNI, por cuatro periodos de ajuste.
182138 de 2007	Por la cual se expide el Procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas.	Modificada por la resolución 180660 del 2009. Se determinan las condiciones para el cálculo de los subsidios y el consumo subsidiable.

Tabla A-2 continua de la página anterior

RESOLUCIÓN MME	NOMBRE O ASUNTO	DESCRIPCIÓN
180961 de 2004	Por la cual se fijan las fórmulas para el cálculo y asignación de los subsidios destinados a los usuarios pertenecientes a los estratos socioeconómicos 1, 2 y 3 ubicados, en las Zonas No Interconectadas y se delegan unas funciones al Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE.	<p>Establece la potencia requerida por usuario y las horas de prestación de servicio diferenciando rangos, de acuerdo con el número de usuarios en cada localidad.</p> <p>Establece los porcentajes de subsidio que se otorga a los usuarios diferenciando rangos, de acuerdo con el número de usuarios en cada localidad.</p>

Tabla A-3.: Resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas referentes a la energización en las ZNI (Gómez, 2011).

RESOLUCIÓN CREG	NOMBRE O ASUNTO	DESCRIPCIÓN
074 de 2009	Por la cual se modifican las Resoluciones CREG 091 de 2007 y 161 de 2008	Modifica la fórmula tarifaria para las áreas de servicio exclusivo.
057 de 2009	Por la cual se actualizan los costos de inversión de las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas contenidos en la Resolución CREG 091 de 2007.	Actualiza la Resolución CREG 091 de 2007. Se actualiza los costos de inversión utilizados para remunerar las actividades de generación y distribución de energía eléctrica, a partir de generadores diesel, hídrico y sistemas fotovoltaicos.
161 de 2008	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende expedir la CREG por la cual se modifica la Resolución CREG-091 de 2007.	Modifica la Resolución 091 del 2007. Modifica en lo relacionado con Procesos Competitivos. Se establece la formula tarifaria para las áreas de servicio exclusivo.
091 de 2007	Por la cual se establecen las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas.	Modificada por la Resolución 161 de 2008. Se definen las áreas de servicio exclusivo con sus respectivas reglas de conformación. Se definen la formulas tarifarias generales aplicables a áreas de servicio exclusivo. Se determina la componente de remuneración de costos de inversión y mantenimiento, para tecnologías de generación diesel, PCHs y sistemas fotovoltaico. Se definen formulas para la remuneración de actividades de generación (para generadores diesel, hidroeléctricas y sistemas fotovoltaicos).

Tabla A-3 continua de la página anterior

RESOLUCIÓN CREG	NOMBRE O ASUNTO	DESCRIPCIÓN
017 de 1998	Por la cual se amplía el ámbito de aplicación de la Resolución CREG-077 del 11 de abril de 1997, se adicionan pautas para el cálculo del costo de prestación del servicio y se aclara la aplicación de los costos máximos establecidos en la Resolución CREG-082 de 1997.	Aclara el ámbito de aplicación de los costos máximos de prestación de servicio fijados en la Resolución 082. Aclara el ámbito de aplicación de la Resolución 077 de 1997 y adiciona al Anexo 1 de la misma.
082 de 1997	Por la cual se aprueban los costos unitarios máximos de prestación del servicio de electricidad para establecer las tarifas aplicables a los usuarios finales en las Zonas No Interconectadas (ZNI) del territorio nacional.	Derogada por la Resolución 091 de 2007. Aclarada por la Resolución 017 de 1998. Se fijan los costos máximos de prestación de servicio para cada uno de los departamentos que conforman las ZNI.
077 de 1997	Por la cual se aprueba la fórmula general que permite determinar el costo de prestación del servicio y la fórmula tarifaria para establecer las tarifas aplicables a los usuarios del servicio de electricidad en las Zonas No Interconectadas (ZNI) del territorio nacional.	Ampliada por la Resolución 017 de 1998. Se establece la fórmula general de costos de prestación de servicio. Se establece la estructura y fórmulas tarifarias.
114 de 1996	Por la cual se establece la metodología para el cálculo del costo de prestación del servicio de energía eléctrica y se definen las fórmulas tarifarias para las Zonas No Interconectadas (ZNI) del territorio nacional.	Derogada por la resolución 007 de 1997. Establece la metodología para el cálculo del costo de prestación del servicio, la fórmula tarifaria, y el cargo o tarifa máxima de conexión.

Tabla A-4.: Leyes, Decretos y Resoluciones referentes al fomento de energías renovables (Gómez, 2011).

LEYES, DECRETOS Y RESOLUCIONES	NOMBRE O ASUNTO	DESCRIPCIÓN
Resolución CREG 038 de 2018	Por la cual se regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas	Define las condiciones mínimas para los contratos de conexión. Presenta estándares para la integración de la autogeneración a la red de distribución. Contiene las obligaciones de autogeneradores y distribuidores en ZNI relativas a la actividad de autogeneración
Resolución CREG 030 de 2018	Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional	Contiene las condiciones para la integración de los generadores distribuidos y autogeneración de pequeña escala al SIN.
Resolución CREG 015 de 2018	Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional	Adopta la metodología, fórmulas tarifarias y otras disposiciones para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN.
Decreto 570 de 2018	Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones.	Adiciona una sección al Capítulo 8 del Título III del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015

Tabla A-4 continua de la página anterior

LEYES, DECRETOS Y RESOLUCIONES	NOMBRE O ASUNTO	DESCRIPCIÓN
Resolución CREG 201 de 2017	Por la cual se modifica la Resolución CREG 243 de 2016, que define la metodología para determinar la energía firme para el Cargo por Confiabilidad, ENFICC, de plantas solares fotovoltaicas.	Modifica la Resolución CREG 243 de 2016.
Resolución CREG 167 de 2017	Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas	Modifica el artículo 41 de la Resolución CREG 071 de 2006. Deroga las Resoluciones CREG 148 de 2011 y CREG 061 de 2015.
Decreto 1543 de 2017	Por el cual se reglamenta el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía, FENOGE	Se crea el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía para financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía.
Resolución Ministerio de Ambiente 2000 de 2017	Por la cual se establece la forma y requisitos para presentar ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA, las solicitudes de acreditación para obtener la exclusión del impuesto sobre las ventas de que tratan los artículos 424 numeral 7 y 428 literal f) del Estatuto Tributario y se dictan otras disposiciones.	Procedimiento ante ANLA para exclusión de IVA

Tabla A-4 continua de la página anterior

LEYES, DECRETOS Y RESOLUCIONES	NOMBRE O ASUNTO	DESCRIPCIÓN
Resolución UPME 585 de 2017	Por la cual se establece el procedimiento para conceptuar sobre los proyectos de eficiencia energética/gestión eficiente de la energía que se presenten para acceder al beneficio tributario de que trata el literal d) del artículo 1.3.1.14.7 del decreto 1625 de 2016; con sus respectivas modificaciones	Procedimiento ante UPME Exclusión de IVA
Resolución Ministerio de Ambiente 1988 de 2017. PAI 2017 – PROURE	Por la cual se adoptan las metas ambientales y se establecen otras disposiciones	Programas para Exclusión IVA
Decreto 348 de 2017	Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala.	Se adiciona una sección 4A al Capítulo 2 del Título 3 de la Parte 2 del Libro 2 del decreto 1073 de 2015.

Tabla A-4 continua de la página anterior

LEYES, DECRETOS Y RESOLUCIONES	NOMBRE O ASUNTO	DESCRIPCIÓN
Resolución Ministerio de Ambiente 1283 de 8 agosto de 2016	Por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables - FNCER y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios de que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014 y se adoptan otras determinaciones	Se establecen procedimientos y requisitos para la expedición de la Certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de FNCER.
Resolución Ministerio de Ambiente 1312 de 11 agosto de 2016	Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental – EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental y se toman otras determinaciones.	Se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA), para los proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental
Decreto 1623 de 2015	Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas.	Modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015.

Tabla A-4 continua de la página anterior

LEYES, DECRETOS Y RESOLUCIONES	NOMBRE O ASUNTO	DESCRIPCIÓN
Resolución CREG 024 de 2015	Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).	Presenta las Condiciones de conexión y medida al SIN para el autogenerador a gran escala. Contiene las Condiciones para el acceso al respaldo de la red Contiene las Condiciones para los autogeneradores a gran escala que entregan excedentes.
Resolución UPME 0281 de 2015	Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala.	Se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala.
Decreto 2143 de 2015	Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014.	Adiciona un nuevo capítulo al Título III de la Parte 2 del Libro 2 del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector de Minas y Energía.
Decreto 2469 de 2014	Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración.	Define los parámetros para ser considerado autogenerador.
Decreto 2492 de 2014	Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda.	Presenta los Lineamientos tendientes a promover la gestión eficiente de la energía.
LEY 1715 DE 2014	Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.	Contiene las disposiciones para la generación de electricidad con FNCER y la gestión eficiente de la energía.

Tabla A-4 continua de la página anterior

LEYES, DECRETOS Y RESOLUCIONES	NOMBRE O ASUNTO	DESCRIPCIÓN
Resolución MME 180919 de 2010	Por la cual se adopta el Plan de Acción Indicativo 2010-2015 para desarrollar el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE, se definen sus objetivos, subprogramas y se adoptan otras disposiciones al respecto.	Se definen los objetivos, subprogramas y metas del Plan de Acción.
Decreto 3683 de 2003	Por el cual se reglamenta la Ley 697 de 2001 y se crea una Comisión Intersectorial.	Se crea la Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de Energía (CIURE), con el propósito de articular las instituciones relacionadas con las políticas de URE para facilitar la ejecución de dichas políticas. La CIURE debe realizar funciones asesoría, consultoría y apoyo de al MME en actividades relacionadas a la políticas URE.
Ley 788 de 2002	Por la cual se expiden normas en materia tributaria y penal del orden nacional y territorial; y se dictan otras disposiciones.	Establece incentivos tributarios a determinados proyectos, actividades o bienes, que generen o estén destinados a generar reducciones certificadas. Exención de renta por venta de energía eléctrica generada a partir de biomasa, viento y residuos agrícolas. Exención del IVA a la importación de equipos y maquinaria destinados a generar reducciones certificadas.

Tabla A-4 continua de la página anterior

LEYES, DECRETOS Y RESOLUCIONES	NOMBRE O ASUNTO	DESCRIPCIÓN
Ley 697 de 2001	Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones.	<p>Le asigna al Uso Racional y Eficiente de Energía (URE) un carácter de interés general y de conveniencia nacional.</p> <p>Promueve la utilización de energías alternativas.</p> <p>Crea el Programa Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales (PROURE) estableciendo como entidad responsable de éste al MME.</p> <p>Establece que el MME formulará los lineamientos de las políticas para el fomento y la promoción de las fuentes no convencionales de energía, con prelación en las zonas no interconectadas.</p>
Ley 629 de 2000	Por medio de la cual se aprueba el «Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático», hecho en Kyoto el 11 de diciembre de 1997.	Se aprueba el Protocolo de Kyoto.
Ley 142 de 1994	Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.	Se crea la División de Ahorro, Conservación y Uso Eficiente de la Energía, como dependencia del INEA.
Ley 164 de 1994	Por medio de la cual se aprueba la «Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático», hecha en Nueva York el 9 de mayo de 1992.	Se aprueba la Convención Marco de Naciones Unidas.

B. Anexo: Marco institucional

Adicional a las leyes que rigen los aspectos relacionados a las energías renovables y las ZNI, existen varias instituciones que regulan la implementación y definen la normatividad. Estas se muestran en la Tabla **B-1**

Tabla B-1.: Instituciones involucradas (Gómez, 2011).

ENTIDAD	NOMBRE O ASUNTO	DESCRIPCIÓN
Ministerio de Minas y Energía (MME)	Promover, organizar y asegurar el desarrollo y seguimiento de los programas de uso racional y eficiente de la energía. Determinar subsidios.	Ley 697 de 2001: se nombra al MME como entidad responsable de PROURE. Ley 1117 de 2006: se establece que el MME definirá las condiciones y porcentajes bajo los cuales se otorgan los subsidios del sector eléctrico a los usuarios de las ZNI.
Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	Planeación energética de todos los recursos, incluyendo los renovables. Financiación de proyectos de energización e la ZNI a partir de fuentes renovables	Decreto 2119 de 1992: se transforma la Comisión Nacional de Energía (CNE) en la UPME. Ley 143 de 1994: determinó la organización de la UPME como Unidad Administrativa Especial; asigna funciones a la UMPE.
Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	Regular el servicio de energía eléctrica. Definir formulas tarifarias y fijar costos de prestación del servicio.	Decreto 2119 de 1992: se transforma la CRE (Comisión de Regulación Energética) en la CREG y se fortalece.
Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE)	Identificar, fomentar y desarrollar soluciones energéticas viables financieramente y sostenibles a largo plazo.	Decreto 1140 de 1999: se transforma el ICEL en IPSE, exclusivo para las ZNI. Decreto 257 de 2004.

Tabla B-1 continua de la página anterior

ENTIDAD	NOMBRE O ASUNTO	DESCRIPCIÓN
Comisión Intersectorial CIURE	Incentivar el uso racional y eficiente de la energía y fuentes no convencionales de energía	Decreto 3683 de 2003: se crea la Comisión Intersectorial. Decreto 2688 de 2008: modifica.
Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI)	Financiar planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las ZNI.	Ley 633 de 2000: creación. Decreto 2884 de 2001: reglamenta. Ley 1099 de 2006: prorroga Decreto 1124 de 2008: metodología de asignación de recursos.
Fondo Nacional de Regalías (FNR)	Financiación de proyectos de energización en las ZNI.	Ley 141 de 1994: creación Ley 756 de 2002: criterios de distribución.

C. Anexo: Promedios de irradiación solar

Tabla C-1.: Promedios mensuales de irradiación global media recibida en superficie para las principales ciudades del país (Wh/m^2) (IDEAM, 2019).

Estación	Municipio	Departamento	Latitud	Longitud	Elevación (m.s.n.m.)	Entidad	Valor promedio (Wh/m ² por día)												Promedio Anual	Años de información	Fecha inicio	Fecha final
							Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic				
Apto. Olaya Herrera	Medellín	Antioquía	6,22	-75,58	1490	IDEAM (conv.)	4382,6	4409,5	4295,7	4165,2	4050,5	4321,6	4668,1	4605,7	4595,1	4419	3958,3	4149,4	4335,1	10	ene-85	jun-97
Apto. Santiago Pérez	Arauca	Arauca	7,07	-70,73	128	IDEAM (conv.)	5156,3	4484,1	4617,1	4371,2	4292,6	4204	4299,1	4416,1	4895,9	4702,5	4786,5	5212,4	4619,8	4	ene-86	ene-92
Las Flores	Barranquilla	Atlántico	11,04	-74,82	2	IDEAM (aut.)	6383,8	6369,2	6804,4	6072,2	5971,7	5968,9	6266,6	5594,7	5573,7	5286,9	5399,2	5722,7	5951,2	6	nov-09	dic-14
Apto. Rafael Nuñez	Cartagena	Bolívar	10,43	-75,5	2	IDEAM (conv.)	5987,7	6412,9	6378,8	6012,8	4951,4	4988,7	5644,2	5213,1	5291,3	5014,5	4988,2	5746,8	5552,5	7	feb-90	dic-00
UPTC	Tunja	Boyacá	5,55	-73,35	2690	IDEAM (conv.)	5688,1	5184,2	4695,9	4678,5	4282,1	4092,7	4299,9	4515,6	4926,2	4625,1	4350,7	4550,3	4657,4	6	ene-95	dic-01
E.M.A.S.	Manizales	Caldas	5,09	-75,51	2207	IDEAM (aut.)	3943,7	3849,3	3695,8	3657,8	3461,1	3546	4074,1	3983,2	4117,1	3720,8	3490,2	3667	3767,2	10	may-05	dic-14
Macagual - Florencia	Florencia	Caqueta	1,5	-75,66	257	IDEAM (aut.)	4083,3	3937,4	3349,6	3485,3	3084,8	3204,2	3137,7	3577,7	3770	3909,8	3951,1	3918,7	3617,5	10	jul-05	dic-14
Apto. Yopal	Yopal	Casanare	5,32	-72,38	330	IDEAM (aut.)	5760,7	5339,7	4701,4	4569,8	4296	4240,9	4186	4453,6	4974,8	4885,2	5091,8	5521	4835,1	5	nov-09	dic-14
Fedearroz	Valledupar	Cesar	10,46	-73,25	184	IDEAM (aut.)	5420,1	5685,3	5317,3	5441,3	5253,8	5388,7	5517,8	5375,4	4996,8	4865,5	4950,3	5152,7	5280,4	10	sep-05	dic-14
Montería	Montería	Córdoba	8,81	-75,85	17	FEDEARROZ	4345,6	4389,8	4371,3	4173,9	3873,2	4337,5	4770,2	4429,5	4292,2	3923,6	4018,9	4039,2	4247,1	4	oct-11	abr-14
Apto. Eldorado	Bogotá	Cundinamarca	4,71	-74,15	2541	IDEAM (conv.)	4681,9	4312,7	4322,2	3716,7	3506	3658,9	3917,3	4168,2	3947,8	3961	4017,7	4241,4	4037,7	23	mar-81	dic-04
Inirida	Puerto Inirida	Guainía	4,02	-67,67	90	IDEAM (SUTRON)	4500,1	4327,1	3939,4	4140,2	3634,7	3628,7	3542,4	3891,2	4257,1	4117,2	4079,2	4202,1	4021,6	4	feb-97	sep-02
Apto. Benito Salas	Neiva	Huila	2,93	-75,28	439	IDEAM (conv.)	4836	4700,4	4590,5	4628,9	4552,2	4550,1	4509,7	4656,6	4785,1	4782,3	4607,8	4618	4651,5	14	mar-90	ago-03
Apto. Almirante Padilla	Riohacha	La Guajira	11,52	-72,92	4	IDEAM (conv.)	5202,8	5556	5761	5898,3	5618	5975,8	6237,6	6045,2	5832,8	5247,8	4977,5	4916,6	5605,8	17	sep-91	mar-14
Univ. Tecnológica de Magdalena	Santa Marta	Magdalena	11,22	-74,19	7	IDEAM (aut.)	5539,4	5904,8	5855,5	5756,4	5698	5402,9	5370,9	5201,1	5325,3	4721,4	4787,3	5301,5	5405,4	7	ago-07	dic-14
Apto. Vanguardia	Villavicencio	Meta	4,15	-73,62	423	IDEAM (conv.)	4784,9	4514,5	4337,1	4565,8	4699,2	4650,1	4542,9	4993,2	5307,6	5286,1	4747,4	4580	4750,7	14	ene-90	dic-14
Botana	Pasto	Nariño	1,16	-77,28	2820	IDEAM (aut.)	3749,1	3499,2	3497,4	3668,8	3685,8	3715,9	3897,4	4006,3	4124,7	3888,8	3765,2	3415	3742,8	10	may-05	abr-03
Apto. Camilo Daza	Cúcuta	Norte de Santander	7,92	-72,5	250	IDEAM (conv.)	4277,9	4116,4	4177,9	4104,3	4539,4	4498,7	4632,6	4747,4	4932,2	4757,2	4374,1	4167,3	4443,8	12	sep-89	nov-13
Armenia	Armenia	Quindío	4,53	-75,69	1458	IDEAM (aut.)	3918,2	3837,4	3918,7	3857,4	3691,3	3866,7	4265,8	4175,5	4333,9	3893,8	3879,2	3567,8	3933,8	10	dic-05	nov-96
Apto. Matecaña	Pereira	Risaralda	4,8	-75,73	1342	IDEAM (conv.)	4279,4	4406,3	4283,9	4099,7	3805,1	3940,5	4243,6	4362	4273,2	4338,6	4183,3	4315,4	4210,9	7	oct-90	oct-13
Apto. Sesquicentenario	San Andrés	San Andrés y Providencia	12,58	-81,7	1	IDEAM (conv.)	4422,2	5166,1	5733,2	5957,6	5025,4	4705,8	4914,2	4868,8	4753,2	4430,9	3747,8	4094,5	4818,3	3	ene-01	dic-14
Unisucre (Puerta Roja)	Sincelejo	Sucre	9,2	-75,39	221	IDEAM (aut.)	4843,9	4986,3	4733,4	4420,1	3860	4411,8	4600,9	4354,3	4233,7	3929,5	3733,4	4309,1	4368	10	may-05	dic-99
Apto. Perales	Ibagué	Tolima	4,42	-75,13	928	IDEAM (conv.)	4615,6	4578,8	4621,2	4651,4	4627,9	4717,9	4896,1	4986,2	4846,8	4679,7	4404,6	4332,7	4663,2	9	nov-89	dic-14
Univalle	Cali	Valle del Cauca	3,38	-76,53	992	IDEAM (aut.)	4385,4	4360,8	4373	4303,9	4138,2	4299,1	4628,5	4643,8	4631,4	4256,1	3998,5	3971,9	4332,6	9	nov-06	dic-14

Bibliografía

- Barros, R. C., De-Carvalho, A., and Freitas, A. (2015). *Automatic Design of Decision-Tree Induction Algorithms*.
- Barsali, S., Ceraolo, M., Pelacchi, P., and Poli, D. (2002). Control techniques of dispersed generators to improve the continuity of electricity supply. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, 2:789–794.
- Billinton, R. and Allan, R. N. (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems*.
- Boland, J. (2008). *Time series modelling of solar radiation*.
- Bosch, J. L., López, G., and Batlles, F. J. (2008). Daily solar irradiation estimation over a mountainous area using artificial neural networks. *Renewable Energy*, 33(7):1622–1628.
- Chowdhury, A. A. and Koval, D. O. (2009). *Power Distribution System Reliability*.
- Chowdhury, S., Chowdhury, S. P., and Crossley, P. (2009). *Microgrids and active distribution networks*.
- Dave, M. K. (2017). Modeling of PV arrays based on datasheet. *1st IEEE International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems, ICPEICES 2016*.
- Denholm, P. and Margolis, R. M. (2007). Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in electric power systems utilizing energy storage and other enabling technologies. *Energy Policy*, 35(9):4424–4433.
- Eslami, A. and Ghanbari, T. (2019). New mathematical model from system standpoint to analyse and mitigate PV leakage current of large PV strings/arrays. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 13(4):543–552.
- ESMAP and SOLARGIS (2019). Atlas interactivo - IDEAM. Recuperado de: <https://globalsolaratlas.info/download/colombia>.
- Falahati, B., Shahverdi, M., Fajri, P., and Kargarian, A. (2019). Loss of Load Probability of Power Systems Considering the High PHEV Penetration Rates. *2018 IEEE Conference on Technologies for Sustainability, SusTech 2018*.

- Farahani, K. M. (2012). *Modeling and Analysis of a Flywheel Energy Storage System for Voltage Regulation*. PhD thesis.
- Fethi, O., Dessaint, L. A., and Al-Haddad, K. (2004). Modeling and simulation of the electric part of a grid connected micro turbine. *2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2:2212–2219.
- GE Energy Report (2010). Western Wind and Solar Integration Study. *New York*, (May):536.
- Gómez, N. (2011). Energización de las zonas no interconectadas a partir de las energías renovables solar y eólica. Master's thesis.
- González Castro, N. Y., Cusgüen Gómez, C. A., Mojica Nava, E. A., and Pavas Martínez, F. A. (2017). Estrategias de control de calidad de energía en microrredes rurales. *Revista UIS Ingenierías*, 16(2):93–104.
- Hatziargyriou, N. (2013). *Microgrids: Architectures and Control*. Wiley.
- IDEAM (2019). Atlas interactivo - IDEAM. Recuperado de: <http://atlas.ideam.gov.co/>.
- IEEE Power and Energy Society (2012). IEEE 1366-2012: Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. *IEEE Power Engineering Society 1999 Winter Meeting*, 2012(May):1–43.
- Inman, R. H., Pedro, H. T., and Coimbra, C. F. (2013). Solar forecasting methods for renewable energy integration. *Progress in Energy and Combustion Science*, 39(6):535–576.
- Kariniotakis, G. N., Soultanis, N. L., Tsouchnikas, A. I., Papathanasiou, S. A., and Hatziargyriou, N. D. (2005). Dynamic modeling of MicroGrids. *2005 International Conference on Future Power Systems*, 2005.
- Khatib, T., Mohamed, A., and Sopian, K. (2013). A review of photovoltaic systems size optimization techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22:454–465.
- Kopp, G. and Lean, J. L. (2011). A new, lower value of total solar irradiance: Evidence and climate significance. *Geophysical Research Letters*, 38(1).
- Kostylev, V. and Pavlovski, A. (2011). Solar power forecasting performance - towards industry standards. *1st International Workshop on the Integration of Solar Power into Power Systems, Aarhus, Denmark*, pages 1–8.
- Kumar, S., Sahu, H. S., and Nayak, S. K. (2019). Estimation of MPP of a Double Diode Model PV Module from Explicit I-V Characteristic. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 66(9):7032–7042.

- Lasseter, R. H. (2007). Microgrids and distributed generation. *Journal of Energy Engineering*.
- Lauret, P., David, M., Fock, E., Bastide, A., and Riviere, C. (2006). Bayesian and sensitivity analysis approaches to modeling the direct solar irradiance. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, 128(3):394–405.
- Lauret, P., Voyant, C., Soubdhan, T., David, M., and Poggi, P. (2015). A benchmarking of machine learning techniques for solar radiation forecasting in an insular context. *Solar Energy*, 112:446–457.
- Lopes, J. A., Moreira, C. L., and Madureira, A. G. (2006). Defining control strategies for microgrids islanded operation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2):916–924.
- Luo, X., Singh, C., and Zhao, Q. (2000). Loss-of-load probability calculation using Learning Vector Quantization. *PowerCon 2000 - 2000 International Conference on Power System Technology, Proceedings*, 3:1707–1712.
- Mirzapour, O. (2017). Photovoltaic parameter estimation using heuristic optimization. pages 792–797.
- Nagpal, M., Moshref, A., Morison, G. K., and Kundur, P. (2001). Experience with testing and modeling of gas turbines. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, 2(WINTER MEETING):652–656.
- Oka, N., Baba, T., Takahashi, Y., Fujiwara, K., Ishihara, Y., Ko, E., Nishikawa, S., and Kato, H. (2017). Reverse current simulation in PV array composed of different modules for interchangeability evaluation of thin film PV modules. *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2017*, pages 1–5.
- Oliver, A., Rodríguez, E., and Mazorra-Aguiar, L. (2018). *Wind Field and Solar Radiation Characterization and Forecasting*.
- Padullés, J., Ault, G. W., and McDonald, J. R. (2000). Integrated SOFC plant dynamic model for power systems simulation. *Journal of Power Sources*, 86(1):495–500.
- Palma-Behnke, R., Jimenez-Estevez, G. A., Saez, D., Montedonico, M., Mendoza-Araya, P., Hernandez, R., and Poblete, C. M. (2019). Lowering Electricity Access Barriers by Means of Participative Processes Applied to Microgrid Solutions: The Chilean Case. *Proceedings of the IEEE*, 107(9):1857–1871.
- Pavlovic, T. (2020). *The Sun and Photovoltaic Technologies*.

- Rashidaee, S. A., Amraee, T., and Fotuhi-Firuzabad, M. (2018). A linear model for dynamic generation expansion planning considering loss of load probability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6):6924–6934.
- Schiffer, J., Zonetti, D., Ortega, R., Stanković, A. M., Sezi, T., and Raisch, J. (2016). A survey on modeling of microgrids—From fundamental physics to phasors and voltage sources. *Automatica*, 74:135–150.
- Shalukho, A. V., Lipuzhin, I. A., and Voroshilov, A. A. (2019). Power quality in microgrids with distributed generation. *Proceedings - 2019 International Ural Conference on Electrical Power Engineering, UralCon 2019*, pages 54–58.
- Sidrach-de Cardona, M. and López, L. M. (1998). A simple model for sizing stand alone photovoltaic systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 55(3):199–214.
- Singh, S. S. and Fernandez, E. (2014). Method for evaluating battery size based on loss of load probability concept for a remote PV system. *Proceedings of 6th IEEE Power India International Conference, PIICON 2014*.
- Sánchez Rosas, Y. S. (2018). Predicción probabilística de corto plazo en generación eólica. Tesis de maestría, Universidad Nacional de Colombia.
- Tamrakar, V., Gupta, S. C., and Sawle, Y. (2016). Study of characteristics of single and double diode electrical equivalent circuit models of solar PV module. *International Conference on Energy Systems and Applications, ICESA 2015*, pages 312–317.
- UPME (2019). Upme. Recuperado de: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/default.aspx>.
- Urquhart, B., Chow, C. W., Lave, M., and Kleissl, J. (2011). Intra-hour forecasting with a total sky imager at the UC san Diego solar energy testbed. *40th ASES National Solar Conference 2011, SOLAR 2011*, 1:248–256.
- Zhu, Y. and Tomsovic, K. (2002). Development of models for analyzing the load-following performance of microturbines and fuel cells. *Electric Power Systems Research*, 62(1):1–11.