



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



TESIS DOCTORAL

“DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE UN SISTEMA HÍBRIDO RENOVABLE CON GESTIÓN DE LA DEMANDA Y APLICACIONES EN PENÍNSULA Y MODO ISLA”

AUTOR:

Francisco Javier Gómez González

DIRECTOR: *Dr. Ángel Pérez-Navarro Gómez*

CODIRECTOR: *Dr. Iván Valencia Salazar*

Valencia, noviembre 2020

RESUMEN

Esta tesis tiene como objetivo el desarrollo de una metodología para la optimización de sistemas híbridos renovables que incluya mecanismos de gestión de la demanda y permita su operación tanto en modo isla, como en modo península, para su posterior validación experimental en aplicaciones dirigidas a granjas acuícolas ubicadas en la región costera central del estado de Veracruz, México.

Para la consecución del objetivo, en primera instancia se elaboraron modelos de los componentes del sistema híbrido y se definió una estrategia de despacho para el sistema híbrido, los cuales fueron simulados en MATLAB y en la herramienta de ordenador HOMER. En estos modelos se incluyeron datos de los recursos renovables presentes en el sitio de estudio, la demanda eléctrica, así como también los costes de los componentes y los correspondientes a la operación, mantenimiento y combustible relacionados con la operación del sistema. Para la optimización del sistema híbrido, fueron considerados como indicadores económicos el Coste Total Anual (CTA), el Coste Neto Presente (NPC) y el Coste de Energía (COE); mientras que las emisiones de CO₂, emisiones evitadas de CO₂ y la Fracción Renovable (FR), fueron los indicadores medioambientales seleccionados para el caso de estudio.

Posteriormente, se definieron algunos arreglos básicos y escenarios de gestión de la demanda aplicables a la operación del sistema híbrido, que permitiera evaluar los resultados de optimización y así determinar la configuración óptima, tanto en modo isla como en modo península.

Finalmente, se aplicó la metodología a una granja acuícola modelo donde se consiguió definir el mejor escenario de gestión de la demanda y las posibles configuraciones de los componentes del sistema híbrido para su operación en modo isla y en modo península. Un análisis de sensibilidad desarrollado en HOMER sirvió de apoyo para evaluar el impacto de las variaciones en la demanda eléctrica de la granja y de la velocidad promedio del viento en la viabilidad técnica, económica y medioambiental del sistema híbrido óptimo.

RESUM

Aquesta tesi té com a objectiu el desenvolupament d'una metodologia per a l'optimització de sistemes híbrids renovables que incloga mecanismes de gestió de la demanda i permeta la seua operació tant en manera illa, com en manera península, per a la seua posterior validació experimental en aplicacions dirigides a granges aquícoles situades a la regió costanera central de l'estat de Veracruz, Mèxic.

Per a la consecució de l'objectiu, en primera instància es van elaborar models dels components del sistema híbrid i es va definir una estratègia de despatx per al sistema híbrid, els quals van ser simulats en *MATLAB i en l'eina d'ordenador HOMER. En aquests models es van incloure dades dels recursos renovables presents en el lloc d'estudi, la demanda energètica, així com també els costos dels components i els corresponents a l'operació, manteniment i combustible relacionats amb l'operació del sistema. Per a l'optimització del sistema híbrid, van ser considerats com a indicadors econòmics el Cost Total Anual (CTA), el Cost Net Present (NPC) i el Cost d'Energia (COE); mentre que les emissions de CO₂, emissions evitades de CO₂ i la Fracció Renovable (FR), van ser els indicadors mediambientals seleccionats per al cas d'estudi.

Posteriorment, es van definir alguns arranjaments bàsics i escenaris de gestió de la demanda aplicables a l'operació del sistema híbrid, que permetera avaluar els resultats d'optimització i així determinar la configuració òptima, tant en manera illa com en manera península.

Finalment, es va aplicar la metodologia a una granja aquícola model on es va aconseguir definir el millor escenari de gestió de la demanda i les possibles configuracions dels components del sistema híbrid per a la seua operació en manera illa i en manera península. Una anàlisi de sensibilitat desenvolupat en HOMER va servir de suport per a avaluar l'impacte de les variacions en la demanda energètica de la granja i de la velocitat faig una mitjana de del vent en la viabilitat tècnica, econòmica i mediambiental del sistema híbrid òptim.

ABSTRACT

This thesis aims to develop a methodology for the optimization of renewable hybrid systems that includes demand management mechanisms and allows its operation both in island mode, as in peninsula mode, for later experimental validation in applications aimed at aquaculture farms located in the central coastal region of the state of Veracruz, Mexico.

To achieve the objective, in the first instance models of the hybrid system components were developed and a dispatch strategy for the hybrid system was defined, which were simulated in MATLAB and in the HOMER computer tool. These models included data on the renewable resources present at the study site, the electricity demand, as well as the costs of the components and those corresponding to the operation, maintenance and fuel related to the operation of the system. For the optimization of the hybrid system, the Total Annual Cost (TAC), the Net Present Cost (NPC) and the Cost of Energy (COE) were considered as economic indicators; while CO₂ emissions, avoided CO₂ emissions and the Renewable Fraction (RF), were the environmental indicators selected for the case study.

Subsequently, some basic arrangements and demand management scenarios applicable to the operation of the hybrid system were defined, which allowed to evaluate the optimization results and thus determine the optimal configuration, both in island mode and in peninsula mode.

Finally, the methodology was applied to a model aquafarm where it was possible to define the best demand management scenario and the possible configurations of the components of the hybrid system for operation in island mode and in peninsula mode. A sensitivity analysis developed at HOMER served as a support to assess the impact of variations in the farm's electrical demand and the average wind speed on the technical, economic and environmental viability of the optimal hybrid system.

ÍNDICE

RESUMEN.....	ii
RESUM.....	iii
ABSTRACT.....	iv
ÍNDICE DE FIGURAS.....	vii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xii
CAPÍTULO 1.- INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.- Antecedentes.....	1
1.2.- Objetivo.....	3
1.3.- Estructura de la tesis.....	3
1.4.- Referencias.....	4
CAPÍTULO 2.- FUNDAMENTO TEÓRICO.....	5
2.1.- Introducción.....	5
2.2.- Generación distribuida (GD) y microrredes.....	16
2.3.- Sistemas Híbridos de Energía Renovable (HRES).....	23
2.3.1.- Tecnologías de almacenamiento en HRES.....	25
2.3.2.- Configuraciones de HRES.....	33
2.3.3.- Modelado de HRES.....	38
2.3.4.- Criterios y metodologías para la optimización de HRES.....	43
2.4.- Herramientas para el modelado y optimización de HRES.....	47
2.5.- Gestión de la Demanda y su inclusión en HRES.....	49
2.6.- Referencias.....	53
CAPÍTULO 3.- DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE HRES CON GESTIÓN DE LA DEMANDA.....	64
3.1.- Objetivos y elementos a considerar en la metodología.....	64
3.2.- Estructura de la metodología.....	64
3.2.1.- Módulo 1: Recursos renovables disponibles.....	65
3.2.1.1.- Recurso solar.....	66
3.2.1.2.- Recurso eólico.....	83
3.2.1.3.- Otros recursos renovables.....	95
3.2.1.4.- Estimación de recursos renovables.....	96
3.2.2.- Módulo 2: Demanda previsible.....	96
3.2.2.1.- Perfil de demanda residencial.....	96
3.2.2.2.- Perfil de demanda comercial.....	97

3.2.2.3.- Perfil de demanda industrial.	99
3.2.3.- Módulo 3: Selección del Sistema Híbrido Renovable.	100
3.2.4.- Módulo 4: Gestión de la demanda.	102
3.2.4.1.- Modelado de componentes.....	104
3.2.4.2.- Estrategia de despacho para modo isla.	107
3.2.4.3.- Estrategia de despacho para modo península.....	110
3.2.4.4.- Estrategia de gestión de la demanda.	111
3.2.5.- Módulo 5: Optimización del sistema.	114
3.3.- Referencias.....	121
CAPÍTULO 4.- APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AL DISEÑO DE UN HRES PARA GRANJA ACUÍCOLA.	128
4.1.- Descripción de la granja acuícola modelo.	128
4.2.- Aplicación de la metodología a la granja acuícola modelo.....	130
4.2.1.- Estimación del recurso renovable disponible.....	130
4.2.2.- Caracterización de la demanda.	133
4.2.3.- Selección del Sistema Híbrido Renovable.	134
4.2.4.- Gestión de la demanda para el HRES.	136
4.2.4.1.- Escenario 1	138
4.2.4.2.- Escenario 2.....	138
4.2.4.3.- Escenario 3.....	139
4.2.4.4.- Escenario 4.....	140
4.2.4.5.- Escenario 5.....	140
4.2.5.- Optimización del HRES.....	141
4.2.5.1.- Modo isla.	142
4.2.5.2.- Modo península.....	165
4.3.- Análisis de viabilidad: tecnológica, económica y medioambiental.	177
4.4.- Referencias.....	185
CONCLUSIONES	187

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.- Comportamiento mundial en el consumo de energía eléctrica (EIA, 2018).....	5
Figura 2.2.- Tendencia mundial en la generación de energía eléctrica por tipo de fuente (U.S. Energy Information Administration, 2017).....	6
Figura 2.3.- Estimación optimista para la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas (ABB group, 2015).	8
Figura 2.4.- Tendencia mundial en la capacidad instalada de generación eólica (GWEC, 2016).....	9
Figura 2.5.- Consumo energético en México durante 2015, por fuente de generación (U.S Energy Information Administration, 2016).	12
Figura 2.6.- Generación de electricidad en México durante 2015, por fuente de generación (TWh) (U.S Energy Information Administration, 2016)	12
Figura 2.7.- Proyección de la participación de energías renovables para el suministro eléctrico, en México (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2015)	13
Figura 2.8.- Generación centralizada versus generación distribuida (Guerrero, 2011).....	17
Figura 2.9.- Estructura y tecnologías de la GD (El-Khattam & Salama, 2004).	18
Figura 2.10.- Esquema de una microrred (CIRCUTOR, 2019).	20
Figura 2.11.- Esquema de una microrred híbrida (Liu, Wang, & Loh, 2011).....	21
Figura 2.12.- Mercado de las microrredes en el mundo (ABB, 2015)	23
Figura 2.13.- Arquitectura de un Sistema Híbrido de Energía Renovable (Fathima & Palanisamy, 2015).	24
Figura 2.14.- Evolución de la densidad de energía en tecnologías de baterías (Tan et al., 2013)....	27
Figura 2.15.- Estructura típica de un sistema de volante de inercia (Tan et al., 2013).	27
Figura 2.16.- Revisión de las distintas tecnologías de almacenamiento (Cho, Jeong, & Kim, 2015)	30
Figura 2.17.- Evolución en la aplicación de las tecnologías de almacenamiento (Byrne, 2016)	31
Figura 2.18.- Curva de madurez tecnológica para las distintas tecnologías de almacenamiento (Nguyen et al., 2017).....	31
Figura 2.19.- Posibilidades para el aprovechamiento del exceso de energía (Ismail et al., 2015) ...	32
Figura 2.20.- Configuración general de un sistema híbrido (O. H. Mohammed et al., 2013).....	33
Figura 2.21.- Configuración de un sistema híbrido acoplado en corriente directa (Nehrir et al., 2011).	34
Figura 2.22.- Configuración de un sistema híbrido para frecuencia de red (Nehrir et al., 2011)....	34
Figura 2.23.- Configuración de un sistema híbrido para alta frecuencia (Nehrir et al., 2011).....	35
Figura 2.24.- Configuración de un sistema acoplado híbrido (Nehrir et al., 2011).....	35
Figura 2.25.- Sistema híbrido eólico-fotovoltaico sin sistema de almacenamiento y con conexión a la red (Caballero et al., 2013).	36
Figura 2.26.- Sistema híbrido FV-eólico-hidro-celdas de combustible-baterías (Dufo-López et al., 2007).	37
Figura 2.27.- Sistema híbrido FV-celda de combustible (Rashtchi et al., 2012).....	37
Figura 2.28.- (i) Característica V-I de un módulo fotovoltaico, (ii) Característica P-V de un módulo fotovoltaico (Nema et al., 2009).....	38
Figura 2.29.- (i) Coeficiente de potencia vs razón de velocidad de punta, (ii) Potencia de salida vs velocidad del rotor para tres velocidades de viento distintas (Nema et al., 2009).	40
Figura 2.30.- Modelo básico de una batería (Coppez et al., 2010).....	40
Figura 2.31.- Modelo de Thévenin para una batería (Coppez et al., 2010).....	40

Figura 2.32.- Modelo no lineal de la batería (Coppez et al., 2010).....	41
Figura 2.33.- Modelo no lineal mejorado de la batería (Coppez et al., 2010).....	41
Figura 2.34.- Efectos de cada grupo de gestión de la demanda (Muñoz Maldonado, 2012).	51
Figura 3.1.- Estructura de la metodología propuesta.....	65
Figura 3.2.- Localización del estado de Veracruz dentro de la República Mexicana (TravelbyMexico, 2001).....	66
Figura 3.3.- Variaciones anuales de la “constante solar” (Sørensen, 2011).....	66
Figura 3.4.- Relación Tierra-sol vista desde el espacio (Plante, 2014)	67
Figura 3.5.- Líneas de latitud (Plante, 2014).....	68
Figura 3.6.- Posiciones típicas de altitud y azimuth (Plante, 2014).....	69
Figura 3.7.- Relación entre irradiancia e insolación (Rekioua & Matagne, 2012).....	69
Figura 3.8.- Efecto del ángulo de incidencia en el aprovechamiento de la energía solar (Plante, 2014)	70
Figura 3.9.- Efecto del ángulo de inclinación en la energía aprovechada (Plante, 2014)	71
Figura 3.10.- Niveles de radiación solar total en la región costera del Golfo de México (Villica, Gutiérrez-Trashorras, Pablo Paredes-Sánchez, & Xiberta-Bernat, 2015).....	72
Figura 3.11.- Representación de un sistema FV básico (Sampaio & González, 2017).....	72
Figura 3.12.- Clasificación de los sistemas FV y sus aplicaciones (Perpiñán Lamigueiro, 2012)...	73
Figura 3.13.- Célula unitaria de silicio (Tyagi, Rahim, Rahim, & Selvaraj, 2013).....	75
Figura 3.14.- Esquema de la tecnología de emisor envolvente (El Chaar et al., 2011).....	75
Figura 3.15.- Variaciones de salida en tecnologías de silicio amorfo de unión múltiple (El Chaar et al., 2011).....	77
Figura 3.16.- Sección transversal correspondiente a una célula CIGS (El Chaar et al., 2011)	78
Figura 3.17.- Capas de una célula solar GaAs (Tyagi et al., 2013).....	79
Figura 3.18.- Sección transversal de una célula (El Chaar et al., 2011).....	79
Figura 3.19.- Célula solar orgánica (Tyagi et al., 2013)	80
Figura 3.20.- Esquema de la tecnología HC (Tyagi et al., 2013).....	81
Figura 3.21.- Clasificación de tecnologías fotovoltaicas (Tyagi et al., 2013).....	82
Figura 3.22.- Tendencia en los costes de paneles FV (Tyagi et al., 2013).....	82
Figura 3.23.- Patrones globales de circulación de vientos (Pinilla, 1997)	83
Figura 3.24.- Representación de una fracción de aire moviéndose a través de una turbina eólica (Sathyajith, 2007).....	84
Figura 3.25.- Ejemplos de rosa de vientos (Sathyajith, 2007).....	85
Figura 3.26.- Ejemplo de curva de distribución de frecuencias de velocidades (Cucó, 2010).....	85
Figura 3.27.- Zonas de mayor potencial eólico en México (Cancino-Solórzano et al., 2011).....	87
Figura 3.28.- Localización de las estaciones meteorológicas y anemométricas (Cancino-Solórzano & Xiberta-Bernat, 2009)	87
Figura 3.29.- Velocidades anuales promedio en estaciones meteorológicas del estado de Veracruz (Cancino-Solórzano & Xiberta-Bernat, 2009)	88
Figura 3.30.- Componentes de un sistema de generación eólica típico (Kumar et al., 2015)	88
Figura 3.31.- Esquema para un sistema de generación eólica híbrido (Kumar et al., 2015).....	89
Figura 3.32.- Turbinas eólicas de eje horizontal y vertical (Islam et al., 2013).....	90
Figura 3.33.- Evolución histórica de las turbinas eólicas (Islam et al., 2013).....	92
Figura 3.34.- Evolución en dimensiones de turbinas eólicas (Kaldellis & Zafirakis, 2011).....	92

Figura 3.35.- Rango de aplicaciones de turbinas eólicas de pequeña escala (Kaldellis & Zafirakis, 2011)	93
Figura 3.36.- Impacto de las causas de mortandad en aves (Kaldellis & Zafirakis, 2011)	94
Figura 3.37.- Potencial estimado de generación con biomasa en México (Pérez-Denicia et al., 2017)	95
Figura 3.38.- Potencial estimado de generación hidráulica en México (Pérez-Denicia et al., 2017).....	95
Figura 3.39.- Perfil de demanda de una vivienda unifamiliar (Fall et al., 2007)	97
Figura 3.40.- Perfil de demanda residencial y esquema del modelo utilizado (Pflugradt & Muntwyler, 2017).....	98
Figura 3.41.- Perfiles de demanda promedio para días entre semana (Alshareef & Morsi, 2017) ..	98
Figura 3.42.- Variaciones de los valores pico y horas pico en diferentes zonas climáticas	99
Figura 3.43.- Perfiles de demanda térmica y eléctrica en una industria petroquímica (Ashok & Banerjee, 2003)	100
Figura 3.44.- Integración del generador diésel en una microrred (Microgrid Knowledge, 2018) .	102
Figura 3.45.- Perfil de demanda neta (carga y renovables) proyectado para California, USA, en 2020 (Wang et al., 2017).....	103
Figura 3.46.- Curva característica para el aerogenerador (WINDSPOT, 2006).....	104
Figura 3.47.- Coeficientes para la función de la característica velocidad-potencia	105
Figura 3.48.- Gráfica de la característica velocidad-potencia, usando MATLAB	106
Figura 3.49.- Diagrama de flujo del algoritmo para la estrategia de despacho del HRES.	108
Figura 3.50.- Algoritmo para la estrategia de despacho en modo isla.	110
Figura 3.51.- Algoritmo para la estrategia de despacho en modo interconectado.....	111
Figura 3.52.- Porcentajes de consumo energético en a) hoteles, b) oficinas, c) escuelas y d) hospitales (UP-RES, 2011).	112
Figura 3.53.- Técnicas básicas de gestión de la demanda (Gelazanskas & Gamage, 2014).	113
Figura 3.54.- Procedimiento para la aplicación de la técnica de gestión de la demanda.	114
Figura 3.55.- Restricciones comunes utilizadas para la optimización de HRES (Mahesh & Sandhu, 2017).	115
Figura 3.56.- Algoritmo para la optimización manual del HRES en modo isla.....	118
Figura 3.57.- Algoritmo para la optimización manual del HRES en modo interconectado.....	119
Figura 3.58.- Metodología propuesta para la optimización del HRES.....	120
Figura 3.59.- Esquema del proceso de optimización utilizado por HOMER (Bahramara et al., 2016).	121
Figura 4.1.- Ubicación del municipio de Alvarado en el interior del estado de Veracruz, México (INEGI, 2015)	128
Figura 4.2.- Localización geográfica de la granja acuícola modelo.....	129
Figura 4.3.- Vista de una zona de la granja acuícola modelo.....	129
Figura 4.4.- Utilización de la plataforma POWER para la estimación de los recursos renovables.	130
Figura 4.5.- Insolación anual incidente sobre la región bajo estudio.	131
Figura 4.6.- Histograma de distribución de insolación diaria en la zona bajo estudio.	131
Figura 4.7.- Potencial eólico anual disponible en la región bajo estudio.	132
Figura 4.8.- Curva de distribución de velocidades para la zona bajo estudio.	132
Figura 4.9.- Imagen del analizador/registrador utilizado para determinar el perfil de demanda. ..	133
Figura 4.10.- Perfil de demanda de la granja acuícola modelo.	134
Figura 4.11.- Arquitectura propuesta para el HRES.	134

Figura 4.12.- Efecto de desconexión en cámara de conservación.....	137
Figura 4.13.- Efecto de desconexión en cámara de congelación.....	138
Figura 4.14.- Curva de demanda con gestión y sin gestión de la demanda (Escenario 1).	138
Figura 4.15.- Curva de demanda con gestión y sin gestión de la demanda (Escenario 2).	139
Figura 4.16.- Curva de demanda con gestión y sin gestión de la demanda (Escenario 3).	140
Figura 4.17.- Curva de demanda con gestión y sin gestión de la demanda (Escenario 4).	140
Figura 4.18.- Curva de demanda con gestión y sin gestión de la demanda (Escenario 5).	141
Figura 4.19.- Comportamiento del CTA para los arreglos básicos del HRES, sin gestión de la demanda.	144
Figura 4.20.- Comportamiento del COE para las configuraciones básicas del HRES sin gestión de la demanda.	145
Figura 4.21.- Comportamiento de las emisiones anuales de CO ₂ para los arreglos básicos del HRES, sin gestión de la demanda.	147
Figura 4.22.- Comportamiento de la fracción renovable para las configuraciones básicas del HRES, sin gestión de la demanda.....	148
Figura 4.23.- Modelo HOMER para el HRES propuesto.....	149
Figura 4.24.- Optimización del HRES sin gestión de la demanda, utilizando HOMER.....	150
Figura 4.25.- Comportamiento de la fracción renovable para las configuraciones básicas del HRES (escenario 1).	152
Figura 4.26.- Optimización del HRES para el escenario 1, utilizando HOMER.	153
Figura 4.27.- Comportamiento de la fracción renovable para las configuraciones básicas del HRES (escenario 2).	155
Figura 4.28.- Optimización del HRES para el escenario 2, utilizando HOMER.	155
Figura 4.29.- Comportamiento de la fracción renovable para las configuraciones básicas del HRES (escenario 3).	157
Figura 4.30.- Optimización del HRES para el escenario 3, utilizando HOMER.	157
Figura 4.31.- Comportamiento de la fracción renovable para las configuraciones básicas del HRES (escenario 4).	159
Figura 4.32.- Optimización del HRES para el escenario 4, utilizando HOMER.	159
Figura 4.33.- Comportamiento de la fracción renovable para las configuraciones básicas del HRES (escenario 5).	161
Figura 4.34.- Optimización del HRES para el escenario 5, utilizando HOMER.	161
Figura 4.35.- Modelo HOMER para la optimización del HRES sin GD, en modo península.	167
Figura 4.36.- Optimización del HRES sin GD, en modo península, utilizando HOMER.	167
Figura 4.37.- Optimización del HRES en modo península (escenario 1), utilizando HOMER.	169
Figura 4.38.- Optimización del HRES en modo península (escenario 2), utilizando HOMER.	170
Figura 4.39.- Optimización del HRES en modo península (escenario 3), utilizando HOMER.	172
Figura 4.40.- Optimización del HRES en modo península (escenario 4), utilizando HOMER.	173
Figura 4.41.- Optimización del HRES en modo península (escenario 5), utilizando HOMER.	175
Figura 4.42.- Análisis de sensibilidad para NPC, modo isla.	180
Figura 4.43.- Análisis de sensibilidad para NPC, modo península.	181
Figura 4.44.- Análisis de sensibilidad para COE, modo isla.	181
Figura 4.45.- Análisis de sensibilidad para COE, modo península.	182
Figura 4.46.- Análisis de sensibilidad para emisiones anuales de CO ₂ , modo isla.	183
Figura 4.47.- Análisis de sensibilidad para emisiones anuales de CO ₂ , modo península.....	183

Figura 4.48.- Análisis de sensibilidad para la fracción renovable, modo isla.	184
Figura 4.49.- Análisis de sensibilidad para la fracción renovable, modo isla.	185

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1.- Número de personas sin acceso a la electricidad y el de aquellas que cocinan basándose en el uso tradicional de biomasa, 2009 (millones) (Kaygusuz, 2012).....	1
Tabla 1.2.- Número de personas sin acceso a la electricidad por región (millones) (Kaygusuz, 2012).	2
Tabla 2.1.- Participación de las fuentes de generación de electricidad en México (2015)	12
Tabla 2.2.- Tecnologías de generación y almacenamiento en sistemas híbridos (Nehir et al., 2011).	25
Tabla 2.3.- Tecnologías de almacenamiento y algunas de sus características (Hemmati & Saboori, 2016)	30
Tabla 2.4.- Técnicas de optimización con sus respectivos elementos a optimizar (Binayak; Bhandari, Lee, Cho, & Ahn, 2015)	46
Tabla 3.1.- Características de las turbinas eólicas (Islam et al., 2013).....	91
Tabla 3.2.- Clasificación de zonas climáticas (Alshareef & Morsi, 2017).....	98
Tabla 3.3.- Posibles configuraciones de HRES para las granjas acuícolas en Veracruz.....	101
Tabla 3.4.- Relación velocidad-potencia para el aerogenerador (WINDSPOT, 2006)	105
Tabla 3.5.- Clasificación de cargas controlables (Shen et al., 2015).....	112
Tabla 3.6.- Prioridad de cargas eléctricas (Rueda, 2017).....	113
Tabla 4.1.- Relación de cargas principales de la granja acuícola.	133
Tabla 4.2.- Características del HRES propuesto.	135
Tabla 4.3.- Relación de características técnicas y económicas de componentes del HRES propuesto.	135
Tabla 4.4.- Relación de características utilizadas en TRNSys.	137
Tabla 4.5.- Rutina de desconexión de equipos para el escenario 3	139
Tabla 4.6.- Relación de escenarios con GD considerados en el estudio.	141
Tabla 4.7.- Opciones utilizadas para los componentes del HRES.	142
Tabla 4.8.- Optimización del HRES sin gestión de la demanda.	142
Tabla 4.9.- Configuraciones básicas de aerogeneradores y capacidad fotovoltaica utilizadas.	143
Tabla 4.10.- Determinación del HRES óptimo sin gestión de la demanda, basado en el CTA.	144
Tabla 4.11.- Determinación del HRES óptimo sin gestión de la demanda, basado en el COE.	146
Tabla 4.12.- Determinación del HRES óptimo sin gestión de la demanda, basado en las emisiones anuales de CO ₂	147
Tabla 4.13.- Relación de emisiones para el HRES óptimo, sin gestión de la demanda, utilizando HOMER.	150
Tabla 4.14.- Emisiones de CO ₂ para las combinaciones de HRES, sin gestión de la demanda, utilizando HOMER.	151
Tabla 4.15.- Optimización del HRES para el escenario 1.	151
Tabla 4.16.- Emisiones de CO ₂ para las combinaciones de HRES (escenario 1), utilizando HOMER.	153
Tabla 4.17.- Optimización del HRES para el escenario 2.	153
Tabla 4.18.- Emisiones de CO ₂ para las combinaciones de HRES (escenario 2), utilizando HOMER.	155
Tabla 4.19.- Optimización del HRES para el escenario 3.	156
Tabla 4.20.- Emisiones de CO ₂ para las combinaciones de HRES (escenario 3), utilizando HOMER.	157

Tabla 4.21.- Optimización del HRES para el escenario 4.....	158
Tabla 4.22.- Emisiones de CO ₂ para las combinaciones de HRES (escenario 4), utilizando HOMER.	159
Tabla 4.23.- Optimización del HRES para el escenario 5.....	160
Tabla 4.24.- Emisiones de CO ₂ para las combinaciones de HRES (escenario 5), utilizando HOMER.	162
Tabla 4.25.- Comparación de los indicadores económicos obtenidos en la optimización manual.	162
Tabla 4.26.- Comparación de los indicadores medioambientales obtenidos en la optimización manual.	162
Tabla 4.27.- Comparación de los indicadores económicos obtenidos con HOMER.	163
Tabla 4.28.- Comparación de los indicadores medioambientales obtenidos con HOMER.	163
Tabla 4.29.- Posibles configuraciones para el HRES óptimo con GD, en modo isla.....	164
Tabla 4.30.- Indicadores económicos para la optimización manual del HRES en modo península, sin GD.	165
Tabla 4.31.- Indicadores medioambientales para la optimización manual del HRES en modo península, sin GD.	166
Tabla 4.32.- Indicadores medioambientales para el HRES sin GD, en modo península, con HOMER.	167
Tabla 4.33.- Indicadores económicos para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 1).	168
Tabla 4.34.- Indicadores medioambientales para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 1).	168
Tabla 4.35.- Indicadores medioambientales para el HRES en modo península (escenario 1), con HOMER.	169
Tabla 4.36.- Indicadores económicos para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 2).	169
Tabla 4.37.- Indicadores medioambientales para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 2).	170
Tabla 4.38.- Indicadores medioambientales para el HRES en modo península (escenario 2), con HOMER.	170
Tabla 4.39.- Indicadores económicos para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 3).	171
Tabla 4.40.- Indicadores medioambientales para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 3).	171
Tabla 4.41.- Indicadores medioambientales para el HRES en modo península (escenario 3), con HOMER.	172
Tabla 4.42.- Indicadores económicos para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 4).	172
Tabla 4.43.- Indicadores medioambientales para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 4).	173
Tabla 4.44.- Indicadores medioambientales para el HRES en modo península (escenario 4), con HOMER.	173
Tabla 4.45.- Indicadores económicos para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 5).	174
Tabla 4.46.- Indicadores medioambientales para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 5).	174

Tabla 4.47.- Indicadores medioambientales para el HRES en modo península (escenario 5), obtenidos con HOMER.	175
Tabla 4.48.- Indicadores económicos obtenidos con la optimización manual, para modo península.	175
Tabla 4.49.- Indicadores medioambientales obtenidos en la optimización manual, para modo península.	176
Tabla 4.50.- Indicadores económicos obtenidos con HOMER, para modo península.	176
Tabla 4.51.- Comparación de los indicadores medioambientales obtenidos con HOMER, para modo península.	176
Tabla 4.52.- Posibles configuraciones para el HRES óptimo con GD, en modo península.	177
Tabla 4.53.- Configuraciones propuestas para el HRES óptimo en modo isla y modo península.	179

CAPÍTULO 1.- INTRODUCCIÓN.

1.1.- Antecedentes.

El excesivo consumo de combustibles fósiles en el presente ha traído como consecuencia una elevada emisión de gases de efecto invernadero (GEI) hacia la atmósfera. Los GEI han sido a su vez, causantes de un aumento incesante en la temperatura global de la Tierra y de los efectos del cambio climático mundial (Ramanathan & Feng, 2009). Fuertes inundaciones, huracanes poderosos y sequías sin precedentes, han dejado una estela de afectaciones y pérdidas económicas, principalmente en las regiones más vulnerables a los impactos de estos fenómenos.

Por otra parte, los avances tecnológicos en distintas disciplinas maravillan a la sociedad actual, haciendo la vida más sencilla y confortable. Sin embargo y a pesar de estos desarrollos, es contradictorio que aún existan zonas geográficas donde la población carece, entre otras cosas, de servicios básicos como la electricidad, encaminándola a vivir en pobreza energética y golpeando su calidad de vida. Se estima que 1400 millones de personas no cuentan con acceso a la electricidad y 2700 millones se basan en el uso tradicional de biomasa para cocinar (Tabla 1.1), mientras proyecciones a futuro sugieren que el problema persistirá y más de 1300 millones de personas aún carecerán de electricidad en 2020, de las cuales el 87% de ellas viven en zonas rurales (Tabla 1.2) (Kaygusuz, 2012).

Tabla 1.1. -Número de personas sin acceso a la electricidad y el de aquellas que cocinan basándose en el uso tradicional de biomasa, 2009 (millones) (Kaygusuz, 2012).

	Número de personas sin acceso a la electricidad	Número de personas que se basan en uso tradicional de biomasa para cocinar
África	587	657
África Sub-sahariana	585	653
Asia en desarrollo	799	1 937
China	8	423
India	404	855
Resto de Asia	387	659
Latinoamérica	31	85
Países en desarrollo^a	1 438	2 679
Mundial^b	1 441	2 679

a. Incluye países del medio oriente.

b. Incluye OECD y economías en transición.

Las dificultades técnicas y económicas que representa llevar el suministro eléctrico a zonas aisladas, han dado como resultados la investigación de estrategias para el desarrollo de sistemas de generación aislados basados en las energías renovables disponibles en las regiones de aplicación (Zetterman & Kvist, 2016). Estos sistemas, una vez instalados, podrían estar diseñados para su posible conexión a la red eléctrica, siempre y cuando ésta se encuentre disponible.

Tabla 1.2.- Número de personas sin acceso a la electricidad por región (millones) (Kaygusuz, 2012).

	2009			2020
	Rural	Urbano	Total	Total
África	466	121	587	644
África Sub-sahariana	465	120	585	640
Asia en desarrollo	716	82	799	650
China	8	0	8	2
India	380	23	404	342
Resto de Asia	328	59	387	307
Latinoamérica	27	4	31	16
Países en desarrollo^a	1 229	210	1 438	1 350
Mundial^b	1 232	210	1 441	1 352

a. Incluye países del medio oriente.

b. Incluye OECD y economías en transición.

Ante estos escenarios, los sistemas híbridos renovables (HRES, por sus siglas en inglés) representan una solución importante no sólo para contribuir a reducir la emisión de GEI a la atmósfera (Akella, Saini, & Sharma, 2009), sino también para satisfacer las necesidades energéticas de la población que vive en zonas aisladas y reducir los costes por consumo de energía eléctrica en aplicaciones que cuenten con interconexión a la red de suministro.

La investigación de los HRES ha llevado al desarrollo de pequeños sistemas de microgeneración, conocidos como microrredes o *microgrids*, los cuales integran dos o más fuentes de energía renovable (por ejemplo: solar fotovoltaica, eólica y biomasa), alguna fuente de energía convencional (como un generador diésel) y un sistema de almacenamiento (normalmente, un banco de baterías), para satisfacer la demanda eléctrica de una carga específica de forma eficiente y confiable. Estos sistemas pueden trabajar conectados a las redes eléctricas o aisladas de ellas (Fathima & Palanisamy, 2015).

Cabe señalar que el diseño de un HRES no es sencillo, ya que debido a la intermitencia inherente de las fuentes de energía renovable se debe buscar una estrategia adecuada para su gestión y optimización, lo que permitirá encontrar una solución que satisfaga confiablemente las necesidades energéticas de la carga, aproveche eficientemente el recurso renovable disponible y dimensione adecuadamente los componentes del sistema, al menor coste posible (Dawoud, Lin, & Okba, 2018).

La motivación para el desarrollo de esta tesis radica en la relevancia que representa la acuicultura como actividad económica en estados costeros de México, entre ellos el de Veracruz, ya que ha permitido incrementar la oferta alimentaria del país, convirtiéndose en una oportunidad de desarrollo para las regiones donde se practica y siendo generadora de empleos e ingresos. Sin embargo, la operación de las granjas acuícolas implica altos costes por concepto de consumo de electricidad, lo que impacta en su economía.

Ya que los costes por consumo de electricidad en una granja acuícola típica son elevados, se desea aprovechar el potencial de los recursos renovables disponibles en la región donde se localice la granja, mediante el diseño de un sistema de generación híbrido que integre una técnica de gestión de la demanda para su aplicación en modo isla y en modo península, que resulte óptimo tanto técnica como económicamente para contribuir a reducir los costes por consumo energético y las emisiones de GEI relacionados a la generación de energía eléctrica convencional, basada en combustibles fósiles.

Es así como la metodología de optimización desarrollada en esta tesis puede aplicarse a distintos casos de estudio e integrar otras tecnologías de generación, basándose en indicadores económicos, medioambientales, con o sin la inclusión de estrategias de gestión de la demanda.

1.2.- Objetivo.

Desarrollar una metodología para la optimización de sistemas híbridos renovables que incluya aspectos de gestión de la demanda y la posibilidad de operar tanto en modo aislado como en península, para su aplicación y validez experimental en granjas acuícolas de la región costera del estado de Veracruz, México.

Para el alcance del objetivo, se desarrollarán las siguientes tareas específicas:

- ✓ Documentar el estado actual de las energías renovables en México y en el mundo.
- ✓ Documentar el estado del arte de los sistemas de microgeneración híbridos renovables, que contemplen en su diseño la gestión de la demanda.
- ✓ Documentar y analizar las herramientas y metodologías disponibles para la optimización y gestión de la demanda de sistemas de microgeneración con energías renovables.
- ✓ Proponer una metodología para la optimización del sistema híbrido renovable bajo estudio, considerando la gestión de su demanda y la opción de trabajar en modo isla o conectado a la red.
- ✓ Implementar la metodología propuesta en el diseño de sistemas híbridos renovables aplicados a granjas acuícolas de la región costera central del estado de Veracruz, México.
- ✓ Analizar los resultados obtenidos y extraer conclusiones sobre la validez de la metodología desarrollada.

1.3.- Estructura de la tesis.

El contenido de la presente tesis se encuentra organizado de la siguiente manera:

En el capítulo 1 se hace una breve descripción de los antecedentes y los aspectos que motivaron el desarrollo de la investigación, así como del objetivo de esta.

En el capítulo 2 se encontrarán algunos aspectos del estado del arte de conceptos como lo son la generación distribuida y las microrredes. También se introducen los sistemas híbridos renovables, sus posibles arquitecturas y metodologías para su modelado, simulación y optimización. El estado actual de la gestión de la demanda y su inclusión en los sistemas híbridos renovables también es abordado.

En el capítulo 3 se presenta el desarrollo de una metodología para la optimización de un sistema híbrido renovable, que incluya la gestión de la demanda y pueda operar tanto en modo isla, como interconectado a la red eléctrica.

En el capítulo 4 se muestran los resultados de la aplicación de la metodología propuesta para el diseño de un sistema híbrido renovable dirigido a una granja acuícola, localizada en la región costera central del estado de Veracruz, México. Se lleva a cabo un análisis de viabilidad técnica, económica y medio ambiental.

Finalmente, se exponen las conclusiones extraídas sobre la validez de la aplicación de la metodología desarrollada para el caso de estudio propuesto.

1.4.- Referencias.

- Akella, A. K., Saini, R. P., & Sharma, M. P. (2009). Social, economical and environmental impacts of renewable energy systems. *Renewable Energy*, 34(2), 390–396. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.05.002>
- Dawoud, S. M., Lin, X., & Okba, M. I. (2018). Hybrid renewable microgrid optimization techniques: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(May 2017), 2039–2052. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.007>
- Fathima, A. H., & Palanisamy, K. (2015). Optimization in microgrids with hybrid energy systems - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, 431–446. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.059>
- Kaygusuz, K. (2012). Energy for sustainable development: A case of developing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(2), 1116–1126. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.11.013>
- Ramanathan, V., & Feng, Y. (2009). Air pollution, greenhouse gases and climate change: Global and regional perspectives. *Atmospheric Environment*, 43(1), 37–50. <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2008.09.063>
- Zetterman, J., & Kvist, A. (2016). *Hybrid renewable energy systems for remote locations*. Lund University.

CAPÍTULO 2.- FUNDAMENTO TEÓRICO.

2.1.- Introducción.

El aumento incesante de la población mundial ha originado un incremento sustancial en la demanda de energía eléctrica en los sectores residencial, comercial, industrial y de transporte. Datos de la EIA (*Energy Information Administration*) así lo demuestran en la figura 2.1, donde se aprecia el comportamiento mundial en el consumo de energía eléctrica en el periodo comprendido entre 1949 y 2017, en cuatrillones de BTUs (*British Thermal Units*).

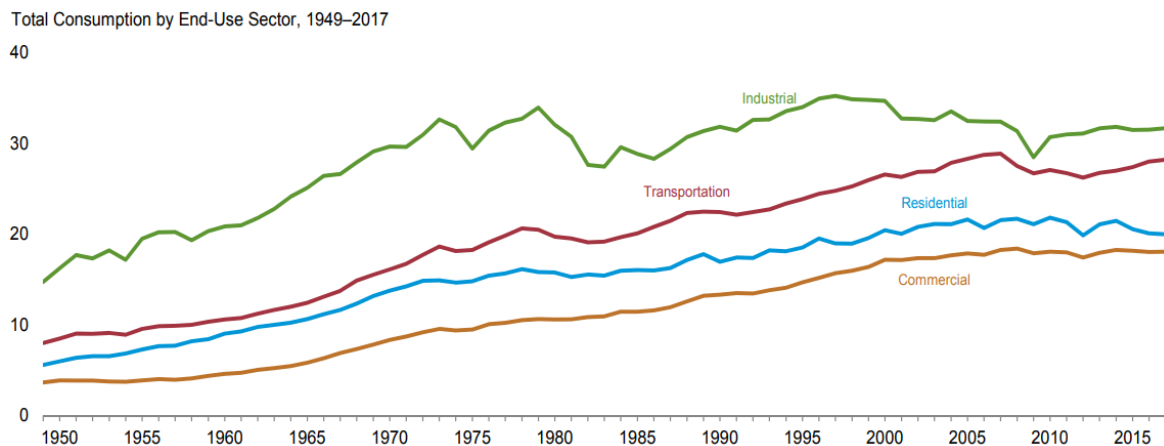


Figura 2.1.- Comportamiento mundial en el consumo de energía eléctrica (EIA, 2018).

Estadísticas mundiales indican que en los siguientes años veremos un incremento significativo en el consumo energético, lo que lleva a la búsqueda de fuentes extra de energía que deberían ser de naturaleza eco-amigable (como las energías renovables). Aunque la penetración de energías renovables en electricidad se espera tenga un espectacular crecimiento en los años venideros, su participación sigue siendo baja en comparación con otras energías no renovables como el petróleo, el gas y el carbón (O. H. Mohammed, Amirat, Benbouzid, & Tang, 2013).

Las energías renovables suministran entre el 20 y 25% del total de la energía demandada en el mundo. Poniendo en práctica las políticas adecuadas para fomentar su aplicación y reducir el uso de carbón, se podría conseguir una contribución aproximada del 30% a la generación de energía eléctrica mundial para el año 2030, como se aprecia en la figura 2.2.

Asimismo, grandes esfuerzos se han hecho para desarrollar tecnologías de energías renovables acompañadas de sistemas de almacenamiento y promover su entrada al mercado de la industria eléctrica. Estas tecnologías pueden ser operadas como fuentes aisladas, como parte de sistemas híbridos, o como generación distribuida conectada a una microrred o a la red de distribución. Estas fuentes incluyen sistemas fotovoltaicos, sistemas de energía eólica, celdas de combustible, microturbinas y otras fuentes renovables distintas, así como sistemas de almacenamiento (Ismail, Moghavvemi, Mahlia, Muttaqi, & Moghavvemi, 2015).

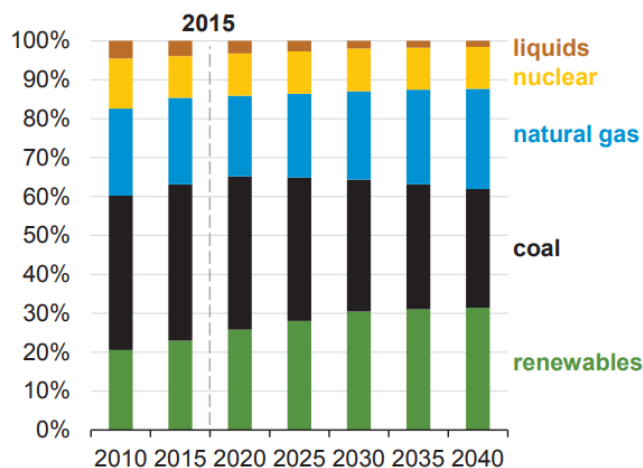


Figura 2.2.- Tendencia mundial en la generación de energía eléctrica por tipo de fuente (U.S. Energy Information Administration, 2017).

El uso de sistemas de energía renovable podría sustituir o al menos, reducir la dependencia de combustible fósiles. Son las soluciones más efectivas para proveer energía a las áreas rurales localizadas lejos de la red de energía eléctrica.

Las fuentes de energía renovable son abundantes, no contaminantes y dependientes de su localización. Recientemente, la utilización de recursos renovables ha llegado a ser más atractiva, rentable y significativa. Sin embargo, ya que las fuentes renovables son variables e intermitentes, se presenta la necesidad de un sistema de almacenamiento y/o respaldo para asegurar la continuidad en el suministro a la carga.

Dada la variedad de energías renovables que puede ser estudiada, en esta tesis se abordarán, para fines de una posible aplicación en la investigación propuesta, la energía solar fotovoltaica, la energía eólica y la biomasa.

Desde un punto de vista histórico, (Guillén, 2012) señala que el motivo de la construcción de las celdas fotovoltaicas fueron los satélites artificiales. La idea era construir un generador eléctrico para alimentar los equipos de tomas de datos que llevaban a bordo, que presentara ventajas respecto a otros generadores como los termoeléctricos o las pilas de combustible. De hecho, las ventajas encontradas en este tipo de generadores fueron: peso reducido, larga vida, ocupación de espacio mínimo y nivel de insolación alto y continuo por estar fuera de la atmósfera terrestre; aunque sus costos eran elevados. Para aplicaciones terrestres, el factor económico era muy importante si se deseaba tener una aplicación más generalizada y por tanto, desde esos años (1972-1973), se inició una carrera cuya meta era la simplificación y el descubrimiento de nuevas tecnologías, procesos e investigación de nuevos materiales, que condujeran a abaratar las células solares y demás componentes del generador fotovoltaico. Dichos esfuerzos han rendido frutos y hoy en día los precios han bajado notablemente y existen muchas más aplicaciones de las células solares, como las siguientes:

- **Electrificación rural y de viviendas aisladas.** Existen muchas zonas rurales y viviendas aisladas donde llevar la energía eléctrica por medio de la red general sería

demasiado costoso y, por tanto, no cuentan con este servicio. En este caso, la instalación de un generador fotovoltaico es ampliamente rentable.

- **Comunicaciones.** Los generadores fotovoltaicos son una excelente solución cuando hay necesidad de transmitir cualquier tipo de señal o información desde un lugar aislado, por ejemplo, emisores de señales de TV, plataformas de telemetría, enlaces por radio o estaciones meteorológicas.
- **Ayudas a la navegación.** Aquí la aplicación puede ser relativa a la navegación misma o a sus señalizaciones, como alimentar eléctricamente faros, boyas, balizas, plataformas y embarcaciones.
- **Transporte terrestre.** Iluminación de cruces de carreteras peligrosos y túneles largos. Alimentación de radioteléfonos de emergencia o puestos de socorro alejados de líneas eléctricas. Señalizaciones de pasos a desnivel o cambios de vías en los ferrocarriles.
- **Agricultura y ganadería.** Mediante generadores fotovoltaicos puede obtenerse la energía eléctrica necesaria para granjas donde resulta conveniente su aislamiento de las zonas urbanas por cuestiones de higiene. Sin embargo, la aplicación más importante y de futuro es en el bombeo de agua para riego y alimentación de ganado que usualmente se encuentra en zonas no pobladas. Otras aplicaciones puede ser la vigilancia forestal para prevenir incendios.
- **Aplicaciones industriales.** Una de las principales aplicaciones en este campo es la obtención de metales como el cobre, aluminio y plata por electrólisis y la fabricación de acumuladores electroquímicos.
- **Difusión de la cultura.** Difusión de información en la televisión escolar para zonas aisladas, a través de medios audiovisuales alimentados eléctricamente con generadores fotovoltaicos.
- Otras aplicaciones como estanques solares, potabilización de agua, secado solar, acondicionamiento térmico de albercas y refrigeración solar.

Cabe mencionar que actualmente se trabaja también con generadores mixtos o híbridos, es decir, se adapta el generador fotovoltaico con otros generadores ya existentes como los eólicos o generadores diésel. Actualmente se han construido algunas centrales fotovoltaicas que proporcionan energía eléctrica considerable y pueden ser rentables en ciertos casos, comparadas con las centrales tradicionales como las termoeléctricas o hidráulicas.

La energía solar se está expandiendo más allá de sus mercados tradicionales, como Alemania, Japón y Estados Unidos, a regiones como Chile, norte de África y Tailandia. En realidad, la energía solar está presente en todo el mundo. A medida que bajan los costes, surgen muchos sitios, sobre todo en países en desarrollo que tradicionalmente han padecido tarifas eléctricas elevadas y suministro poco fiable. En estos lugares, la energía solar se ha hecho de repente muy atractiva y competitiva, ya que fomenta el desarrollo rural, especialmente en países obligados a importar combustibles fósiles pagados con costosas divisas extranjeras (ABB group, 2015). Una estimación optimista para la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas se muestra en la figura 2.3.

Respecto a la energía eólica, su aprovechamiento se basa en la aplicación de aerogeneradores, los cuales se pueden clasificar de la siguiente manera (Guillén, 2012):

- **Aerogeneradores aislados.** Máquinas pequeñas que se utilizan para alimentar cargas alejadas de las redes eléctricas convencionales. Normalmente se combinan con bancos de baterías para almacenar la electricidad producida y así suministrar energía en cualquier momento. Con frecuencia este tipo de aerogeneradores se pueden combinar con generadores diésel para proveer respaldo de energía y se pueden combinar también con sistemas fotovoltaicos, miniturbinas hidráulicas y otros, creando los denominados *sistemas híbridos*.
- **Aerogeneradores en centrales.** Máquinas de tamaño considerable que por lo general se conectan a la red eléctrica convencional para contribuir a la demanda de esta y satisfacer la demanda de electricidad, ya sea total o parcialmente. Los grupos de estas máquinas constituyen las centrales eolieléctricas, también llamadas granjas eólicas. Actualmente en el mercado se ofrecen con capacidades que van de 200 a 2 000 kW.

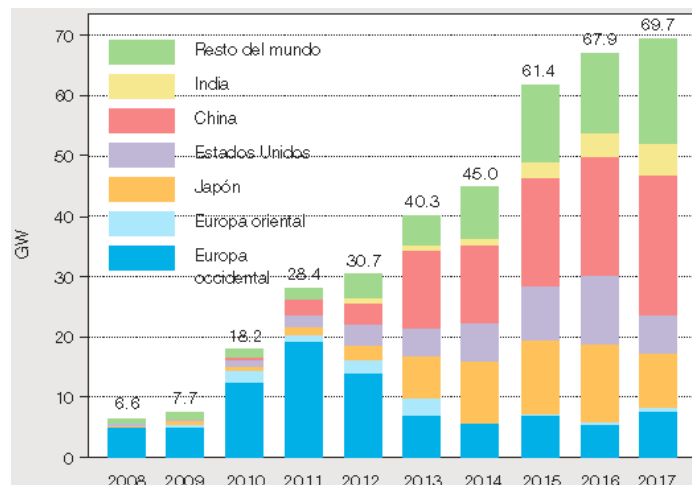


Figura 2.3.- Estimación optimista para la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas (ABB group, 2015).

Si bien los parques eólicos alejados de las costas (*offshore*) tienen la ventaja de disponer de vientos más permanentes y de velocidades mayores que los situados en tierra (*onshore*), presentan el inconveniente de una construcción y manutención más onerosa. Por esta razón, son preferibles los que operan en terrenos cerca de la costa. Sin embargo, cuando la disponibilidad de terrenos es escasa y las condiciones de vientos son desfavorables, se hace necesario instalar aerogeneradores como los dispuestos en el mar de Dinamarca, cuyo crecimiento ha sido importante y están a la vanguardia en tecnología. En 2009, prácticamente un cuarto del consumo de energía eléctrica de aquel país era proveído por la energía eólica.

Dinamarca, junto con Alemania, Portugal, España, Italia, Francia y Reino Unido son los que disponen del mayor número de aerogeneradores en Europa. En el mundo, China es el país con la mayor capacidad instalada de generación eólica, seguido de Estados Unidos,

Alemania y España. En Latinoamérica el líder es Brasil, seguido de México (Espejo & García, 2012)(Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico, 2018).

De acuerdo con el GWEC (*Global Wind Energy Council*), la tendencia mundial en la capacidad instalada de generación eólica va en aumento, como se muestra en la figura 2.4.

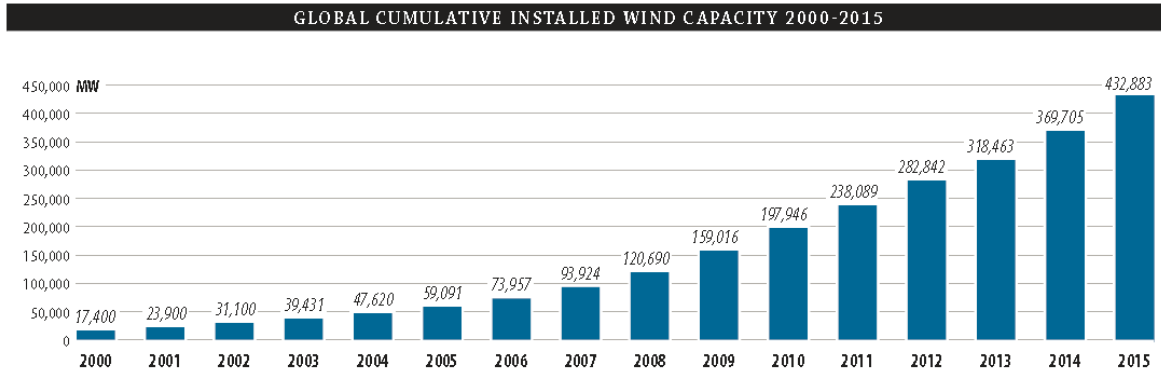


Figura 2.4.- Tendencia mundial en la capacidad instalada de generación eólica (GWEC, 2016)

En lo que se refiere a biomasa, es posible evaluar su aprovechamiento como fuente de energía de acuerdo con ciertos parámetros y características presentadas en (Vega & Ramírez, 2014) y que se mencionan a continuación:

1. **Tipo.** Sus diferentes estados físicos determinan la factibilidad técnica y económica de los procesos de conversión energética que pueden aplicarse a cada tipo particular.
2. **Composición química y física.** Determina el tipo de combustible o subproducto energético que se puede generar.
3. **Contenido de humedad.** Es la relación de la masa de agua contenida por kilogramo de materia seca. Para la mayoría de los procesos de conversión energética se requiere un contenido de humedad menor al 30%.
4. **Porcentaje de ceniza.** Indica la cantidad de materia sólida no combustible por kilogramo de material.
5. **Poder calorífico.** Parámetro que determina la energía disponible en la biomasa. Está relacionado con el contenido de humedad. Si el porcentaje de humedad es elevado, disminuye la eficiencia de la combustión.
6. **Densidad aparente.** Peso por unidad de volumen de material en su estado físico, bajo condiciones dadas. Una alta densidad aparente favorece la relación de energía por unidad de volumen, requiriendo equipos de menor tamaño.

En (Guillén, 2012), por otra parte, se afirma que el aprovechamiento como energético de la biomasa puede ser mediante la combustión directa, como tradicionalmente se ha hecho en diversas regiones del mundo con la leña y el bagazo de caña o llevando a cabo la conversión de biomasa en diferentes hidrocarburos a través de diferentes tipos de procesos.

La combustión directa es el proceso por el cual se aprovecha el poder calorífico de la biomasa. La pirólisis, además del carbón, puede producir líquidos como el alquitrán, un

combustible con alto poder calorífico de 9 000 o 10 000 calorías por litro y también origina la producción de monóxido de carbono, gas que puede emplearse como combustible.

Existen procesos biológicos tradicionales, la producción de alcohol a partir de productos celulosos. Por ejemplo, en muchos sitios se produce alcohol mediante la fermentación de caña de azúcar. Cuando la caña de azúcar está disponible para otros fines, alimentarios entre ellos, se puede pensar en residuos, en celulosa, tratarlos con ácido clorhídrico, con alta temperatura, gasificarlos, llegar a la glucosa, fermentarlos y producir alcohol.

El proceso de fermentación anaeróbica puede emplearse en muchos casos, por ejemplo, con residuos de animales y producir fertilizantes o un abono orgánico. Más que un fertilizante es un acondicionador de suelos y en muchos casos se han realizado experimentos para emplearlo como complemento alimenticio. Además, se puede obtener un combustible conocido como biogás (metano).

Una amplia variedad de residuos puede aprovecharse, como por ejemplo los agrícolas, excretas de animales; algas, que se generan en grandes cantidades en las costas; el lirio acuático que es una plaga en las presas del mundo y la basura que se genera diariamente.

Para la producción específica de biogás, se utilizan equipos técnicamente conocidos como biodigestores. La red mexicana de bioenergía hace mención a tres modelos distintos de biodigestores, de acuerdo con el tipo de alimentación (REMBIO, n.d.):

- **Continuos.** Son cargados y vaciados frecuentemente. Se vacían automáticamente cuando el material cargado ha sido digerido y posteriormente es rellenado con nuevo material. Son adecuados para hogares rurales, donde se necesita disponibilidad de materia prima y una rutina diaria para recargarlos. La producción de gas es constante y mayor que en los biodigestores discontinuos. Actualmente, casi todas las plantas de biogás industriales operan de modo continuo.
- **Semicontinuos.** Son utilizados para operar dos materias primas con diferentes tipos de digestión; por ejemplo, estiércol y paja. La paja se digiere lentamente y es alimentada en el digestor pocas veces al año, como es el caso de un biodigestor discontinuo; mientras que el estiércol es agregado y removido frecuentemente, como en el caso del biodigestor continuo.
- **Discontinuos.** Se llenan y vacían por completo después de un tiempo de retención fija, calculado en función del tipo de materia prima y su capacidad de producción de gas (cuando el material cargado ya no genera biogás, entonces se rellena nuevamente). Se usa cuando la disponibilidad de materia orgánica es limitada o intermitente. La desventaja respecto al tipo de biodigestor continuo es que la producción de gas no es constante, sino intermitente.

El gas generado se utiliza para la producción de electricidad por medio de motores de combustión interna o con turbinas de gas.

Otra alternativa para el aprovechamiento de la biomasa es la gasificación, definida en (Pérez, Borge, & Agudelo, 2010) como un proceso termoquímico en el que se transforma un combustible sólido en uno gaseoso. El proceso está conformado por varios fenómenos complejos que van desde los mecanismos de transferencia de masa y energía en un sistema reactivo heterogéneo, derivando las etapas de secado y devolatilización del combustible, para dar paso a la oxidación de los volátiles y el carbón, con el consecuente cambio del diámetro de las partículas y las pérdidas de presión en el lecho.

En (Pérez et al., 2010) se señala también que la gasificación es uno de los procesos que aporta mayor valor añadido a la generación energética mediante biomasa, al permitir la obtención de un gas que puede ser utilizado tanto para la generación de energía térmica como eléctrica, incluyendo la combinación de ambos procesos (mediante sistemas de cogeneración).

En análisis recientes como el mostrado en (Huacuz Villamar, 2015), se hace mención a estadísticas reportadas por el Consejo Mundial de Energía, donde señala que en 2013 la biomasa suministraba globalmente unos 50 Exajoules (EJ), equivalentes al 10% del consumo anual de energía primaria en el mundo. El potencial de biomasa para 2050 se estima en 1 500 EJ por año, aunque escenarios que toman en cuenta aspectos de sustentabilidad (factores ambientales, disponibilidad de agua y otros) indican un potencial menor, de entre 200 y 500 EJ. La demanda mundial de energía primaria para el año 2050 se espera se ubique en el rango de 600 EJ a 1 000 EJ, por lo que la biomasa podría contribuir entre 25% y 30% de la demanda futura de energía.

En el caso particular de México, estadísticas correspondientes a 2015 señalan que el consumo de energía fue primordialmente de origen fósil, principalmente petróleo (46%) y gas natural (40%). El gas natural está reemplazando cada vez más al petróleo en la generación de energía eléctrica. Los aumentos proyectados en el consumo de gas natural están dando como resultado planes para muchos gasoductos nuevos para importar gas natural de los Estados Unidos. Todos los demás tipos de combustible contribuyen en cantidades relativamente pequeñas a la combinación energética general de México, aunque el país ha establecido metas para aumentar la capacidad de generación de energía renovable (U.S Energy Information Administration, 2016). Estos datos se presentan esquemáticamente en la figura 2.5.

En cuanto a generación de electricidad en México por fuente de generación, la misma referencia destaca que de acuerdo a la Secretaría de Energía (SENER), en 2015 se contaba con una capacidad de generación instalada de 68 GW y se generaron un estimado de 310 TWh de energía eléctrica, lo que representó un incremento de 21% respecto a la década anterior (U.S Energy Information Administration, 2016). Como se puede observar en la figura 2.6 y en la tabla 2.1, las centrales que utilizan combustibles fósiles proporcionaron el 80% de la generación eléctrica en México. De las energías renovables, la hidráulica es la más utilizada, seguida por la eólica y otras como la solar y la geotérmica.

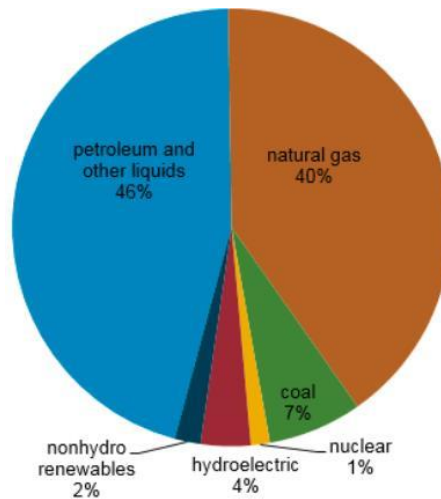


Figura 2.5.- Consumo energético en México durante 2015, por fuente de generación (U.S Energy Information Administration, 2016).

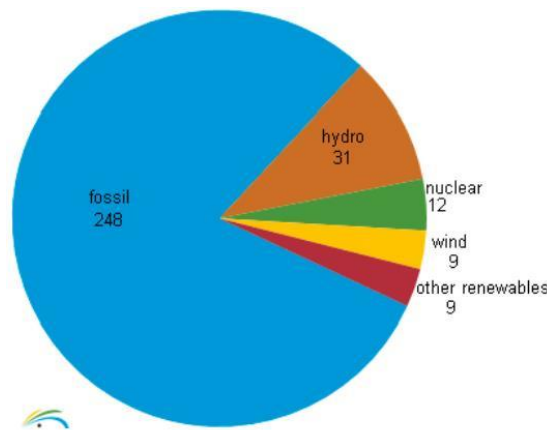


Figura 2.6.- Generación de electricidad en México durante 2015, por fuente de generación (TWh) (U.S Energy Information Administration, 2016)

Tabla 2.1.- Participación de las fuentes de generación de electricidad en México (2015)

Combustibles fósiles	80,26%
Hidráulica	10,03%
Nuclear	3,83%
Eólica	2,93%
Otras renovables	2,93%

México dispone de un potencial renovable indiscutible, con un amplio porfolio de recursos (eólico, solar, geotérmico, biomasa e hídrico) además de la cogeneración eficiente. En la actualidad ya existe en el país potencial renovable competitivo, como lo demuestran los precios pagados en la licitación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) por los parques eólicos de Oaxaca, la capacidad geotérmica instalada o la producción de biogás a partir de rellenos sanitarios en Nuevo León. México es por tanto una opción viable, rentable y atractiva para la industria renovable mundial, que mira con mayor interés a este país (PwC, WWF, IMERE, & CWF, 2013).

El potencial de energía eólica se concentra en cinco zonas diferentes, principalmente en el estado de Oaxaca. La energía solar tiene un gran potencial debido a la ubicación ideal de México en el denominado Cinturón Solar. Su capacidad instalada de energía geotérmica (958 MW) lo hace ocupar el cuarto lugar a nivel mundial en el uso de esta energía. Por su parte, su alto potencial en energía de biomasa (2 635 a 3 771 PJ/año) fue tema del mayor número de publicaciones de investigación en el país durante un periodo de 30 años (1982-2012) (Alemán-Nava et al., 2014).

En un estudio reciente elaborado por la IRENA (*International Renewable Energy Agency*) y la SENER se afirma que el aumento en la aplicación de las energías renovables puede impulsar la diversificación en el suministro energético de México, reduciendo potencialmente la demanda de carbón en un 62 %, el gas natural en un 21% y el petróleo en un 6% en 2030, en comparación con las políticas actuales. México podrá generar hasta el 46% de su electricidad, o 280 teravatios-hora (TWh), de fuentes renovables cada año. Esto requeriría el despliegue de 30 gigavatios (GW) de energía eólica y 20 GW de generación de energía solar fotovoltaica (PV), lo que podría representar un 26% combinado de la generación de energía total en 2030. La energía hidroeléctrica pequeña y grande podría contribuir alrededor del 12% (26 GW), energía geotérmica 5% (4,3 GW) y biomasa 2,5% (4 GW) (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2015). Esta proyección puede apreciarse gráficamente en la figura 2.7.

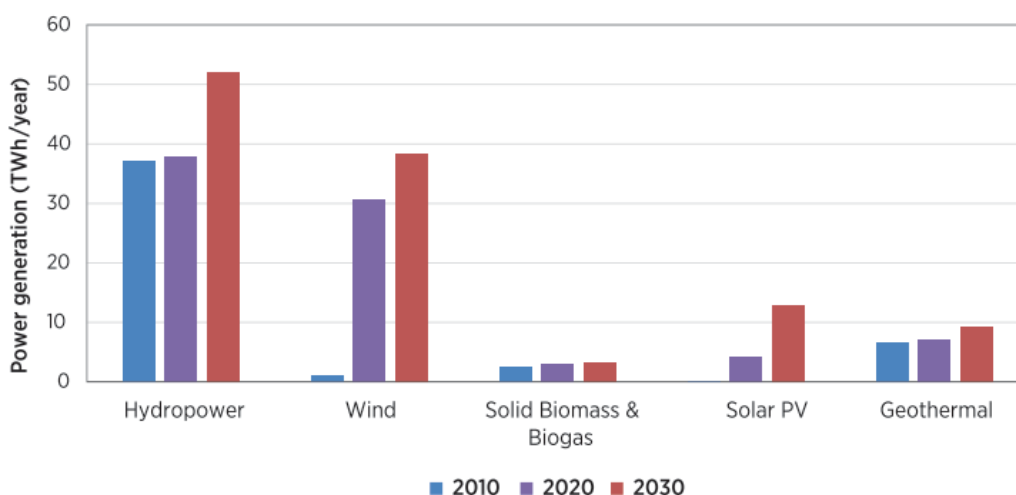


Figura 2.7.- Proyección de la participación de energías renovables para el suministro eléctrico, en México (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2015)

Es precisamente la SENER, como responsable del gobierno mexicano, la encargada de poner en marcha una política energética a largo plazo fundamentada en la Reforma Energética, que prevea el desarrollo de las energías renovables. Para ello, en la Prospectiva de Energías Renovables 2015-2029 (SENER, 2015), la SENER estableció como objetivo analizar la penetración de las energías renovables en México como parte de la transición energética y de esta manera informar sobre el estado de desarrollo del sector de las energías renovables, su trayectoria futura y contribución al cumplimiento de metas del país sobre capacidad y generación de energías renovables y limpias.

La Reforma Energética en México, en relación a las energías renovables, destaca los siguientes beneficios (SENER, 2015):

1. Crea los Certificados de Energías Limpias (del Razo, 2016), que permitirán que las energías renovables y otras tecnologías limpias, como la cogeneración eficiente, compitan entre sí para cumplir las metas al menor coste.
2. Elimina barreras que inhiben el crecimiento de las energías renovables, estableciendo un operador imparcial que determine los requerimientos de expansión e interconexión de la red nacional de transmisión del sistema eléctrico.
3. Facilita la comercialización de energías renovables mediante la creación de un mercado eléctrico.
4. Crea mecanismos para la interconexión sin demoras ni sobrecostos de la generación distribuida.
5. Establece mecanismos que permitan financiar nuevos proyectos de energías renovables.
6. Crea un marco normativo para consultas y evaluaciones de impacto social.

Respecto al marco legal, los instrumentos jurídicos que impacta favorablemente a las energías renovables, son los siguientes (SENER, 2015):

- La Ley de Transición Energética (LTE) (Presidencia de la República, 2015), aprobada el 11 de diciembre de 2015, abroga la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE) y la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), unificando sus objetivos y disposiciones y homologando criterios y definiciones con otras leyes de la Reforma Energética, particularmente con la Ley de la Industria Eléctrica (LIE).
- La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2014b) .
- La Ley de Energía Geotérmica (LEG) (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2014a).
- La Ley General de Cambio Climático (LGCC) (Cámara de Diputados, 2012).
- El Reglamento Interior de la Secretaría de Energía (Presidencia de la República, 2014).
- La Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos (Secretaría de Energía, 2008).
- La Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (Cámara de Diputados, 2014).

También existen instrumentos que promueven la utilización de energías renovables en la generación de electricidad, para el calentamiento de agua y para su uso como biocombustible en el sector del transporte (SENER, 2015). Se clasifican en instrumentos de planeación, económicos y de promoción, investigación y desarrollo e innovación para las energías renovables.

Los instrumentos de planeación incluyen:

- La Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 (ENE) (Secretaría de Energía, 2015b).
- La Estrategia Nacional de Transición Energética y Aprovechamiento Sustentable de la Energía (ENTEASE) (Secretaría de Energía, 2015c).
- La Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios (Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, 2017).
- El Programa Sectorial de Energía 2013-2018 (PROSENER) (Secretaría de Energía, 2014d).
- El Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables 2014-2018 (PEAER) (Secretaría de Energía, 2014b).
- El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029 (PRODESEN) (Secretaría de Energía, 2018c).
- El Programa Estratégico de Formación de Recursos Humanos en Materia Energética (PEFRHME) (Secretaría de Energía, 2014c).
- La Comisión Intersecretarial de Bioenergéticos (CIB) (Secretaría de Energía, 2012).

Dentro de los instrumentos económicos se encuentran:

- Los Certificados de Energías Limpias (CEL) (Comisión Reguladora de Energía, 2017).
- Subasta de Largo Plazo para Potencia, Energía y CEL (SolarNews, 2018).
- Cuenta de Utilidad por Inversión en Energías Renovables (Amézquita, 2018).
- Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTEASE) (Secretaría de Energía, 2018a).
- Fondo de Sustentabilidad Energética (Secretaría de Energía, 2014a).
- Fondo de Servicio Universal Eléctrico (Secretaría de Energía, 2017b).
- El Cálculo de Externalidades (Quiroz Juárez et al., 2011).
- Unidad de Contenido Nacional y Fomento de las Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético (Secretaría de Economía, 2015).

Finalmente, los instrumentos de Promoción, Investigación, Desarrollo e Innovación para las Energías Renovables se consideran los siguientes:

- Centros Mexicanos de Innovación en Energía (CEMIEs) (Secretaría de Energía, 2015a).
- Inventario Nacional de Energías Limpias (Secretaría de Energía, 2018b).
- Atlas Nacional con Alto Potencial de Energías Limpias (Secretaría de Energía, 2017a).
- Ventanilla de Proyectos de Energías Renovables (VER) (Secretaría de Energía, 2015d).

Como se aprecia, no es un secreto que México es uno de los países con uno de los mayores potenciales de energías renovables en el mundo y que cuenta con un marco legal

que promoverá el incremento del uso de energías renovables para el adecuado aprovechamiento de tales potenciales.

2.2.- Generación distribuida (GD) y microrredes.

De acuerdo con (Paul & Quintero, 2008) la generación distribuida (GD) representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Menciona que, aunque pudiera considerarse un concepto nuevo, éste se concibió desde los inicios mismos de la generación eléctrica, ya que la industria eléctrica se basó en la generación en el sitio de consumo y posteriormente, por el crecimiento de la población y de la demanda de bienes y servicios, evolucionó al esquema de generación centralizada.

Asimismo y ante la ausencia de una descripción clara, se proporcionan las siguientes definiciones de distintos autores para la GD (Orga A., 2009):

- Generación en pequeña escala instalada cerca del lugar de consumo.
- Producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico.
- Es la generación conectada directamente a las redes de distribución.
- Es la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas.
- Es la producción de electricidad a través de instalaciones de potencia reducida, comúnmente por debajo de 1 000 kW.
- Son sistemas de generación eléctrica o de almacenamiento, que están situados dentro o cerca de los centros de carga.
- Es la producción de electricidad por generadores colocados, o bien en el sistema eléctrico de la empresa, en el sitio del cliente, o en lugares aislados fuera del alcance de la red de distribución.
- Es la generación de energía eléctrica a pequeña escala cercana a la carga, mediante el empleo de tecnologías eficientes, destacando la cogeneración, con la cual se maximiza el uso de los combustibles utilizados.

Es importante señalar que la GD ha venido introduciendo la aplicación de tecnologías de energías renovables; por mencionar algunas, módulos fotovoltaicos, aerogeneradores, microturbinas, turbinas de gas, motores de biocombustible y celdas de combustible. Integra también un sistema de almacenamiento como bancos de baterías, supercondensadores, volantes de inercia, bobinas superconductoras o almacenamiento de hidrógeno.

De lo descrito anteriormente, puede decirse que un conjunto de paneles solares instalados en una casa, es generación distribuida; un generador de emergencia situado detrás de un pequeño establecimiento comercial, es generación distribuida; un hospital usando una turbina de gas para electricidad y reciclando el calor desperdiciado para lavar sábanas o proporcionar duchas calientes, es generación distribuida (Energy, 2007).

Como ventajas de la generación distribuida respecto a la generación centralizada, en (Guerrero, 2011) se mencionan las siguientes:

- Redundancia.
- Modularidad.
- Tolerancia a fallos.
- Eficiencia.
- Fiabilidad.
- Fácil mantenimiento.
- Tamaño reducido.
- Bajo coste de diseño.

Una representación esquemática donde se puede apreciar la diferencia entre la generación centralizada y la generación distribuida se muestra en la figura 2.8.

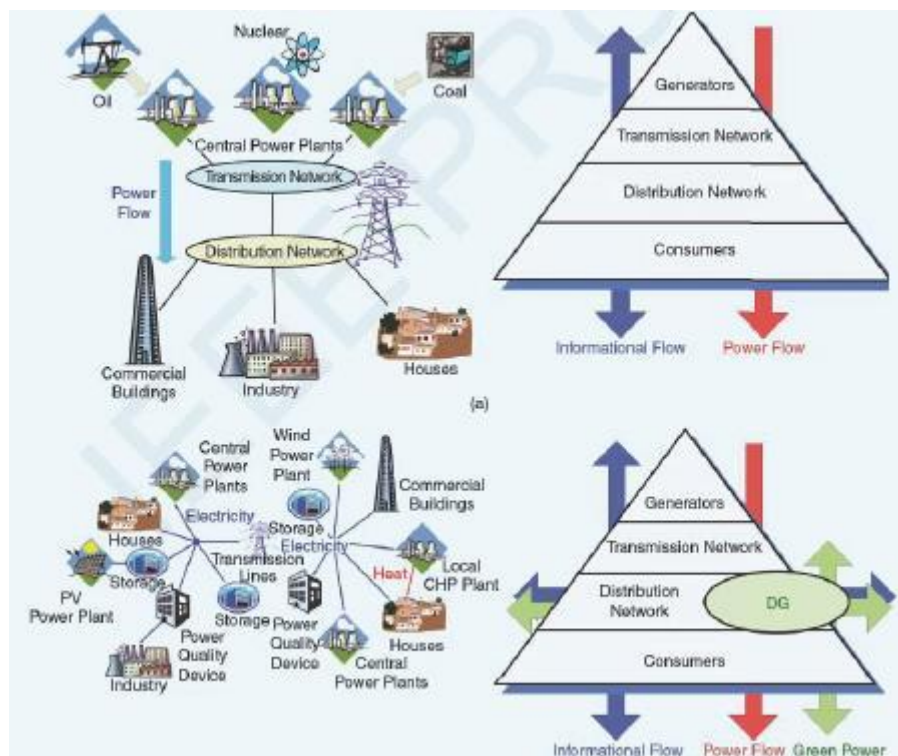


Figura 2.8.- Generación centralizada versus generación distribuida (Guerrero, 2011).

Por otra parte, en (El-Khattam & Salama, 2004) se hace un análisis de la GD que incluye la estructura y las tecnologías utilizadas, como se muestra en la figura 2.9. Se señalan los términos utilizados en distintas regiones del mundo para definir la GD, como son generación dispersa, generación embebida y generación descentralizada. Igualmente se describen algunos beneficios de la GD, desde el punto de vista económico y desde el punto de vista operacional.

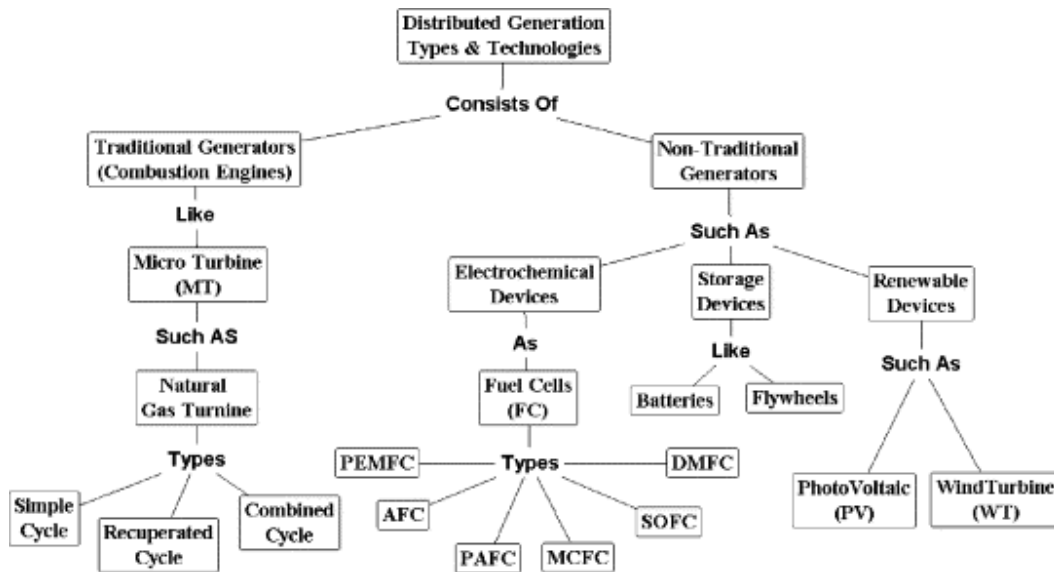


Figura 2.9.- Estructura y tecnologías de la GD (El-Khattam & Salama, 2004).

Desde el aspecto económico:

- Pueden proveerse los incrementos de carga local requeridos instalando GD en ciertos sitios, donde se puede reducir o evitar la necesidad de construir nuevas líneas de transmisión y distribución (T&D); actualizar los sistemas de potencia existentes y reducir la capacidad de las redes de T&D durante la fase de planeación.
- Puede instalarse fácilmente en cualquier lugar como módulos, lo que representa ventajas, como:
 - a) Instalación en muy corto tiempo en cualquier ubicación. Cada módulo puede operarse inmediatamente y por separado después de su instalación, independientemente de la integración de otros módulos y no se ve afectado por un fallo en la operación de otros.
 - b) La capacidad total puede incrementarse o reducirse, agregando o removiendo módulos.
- No está restringida por la centralización de la potencia ya que puede ser ubicada en cualquier lugar. Por consiguiente, esta flexibilidad tiene un gran efecto en los precios de la energía. Sin embargo, tecnologías de GD renovables tales como hidráulica, eólica y solar, requieren ciertas condiciones geográficas.
- GDs se dimensionan bien para instalarse en incrementos graduales para proveer la demanda exacta de carga requerida por el consumidor.
- GDs remotas que incluyen la cogeneración de calor y energía eléctrica combinados (CHP-*Combined Heat and Power*) (EPA, 2018), pueden resultar económicas. GDs con CHP pueden usar el calor residual para calefacción, enfriamiento o simplemente mejorar su eficiencia al producir más energía, lo que no es posible en la generación centralizada aislada.
- GDs pueden reducir el coste total de la energía suministrando potencia a la red, lo que lleva a la reducción de la demanda requerida.

- Debido a la liberalización, la GD será de gran importancia en la generación local de potencia, especialmente si una tarifa de precios de margen por ubicación (*LMP-Location Margin Pricing*) (Frame, 2001) es aplicada por operadores independientes del sistema (*ISO's-Independent System Operators*) (Vogelsang, 2001) y organizaciones de transmisión regional (*RTO's-Regional Transmission Organizations*) (Merrill, 2000). El precio de margen por ubicación (LMP) puede servir como indicador para decidir dónde debería instalarse la GD.
- La GD incrementa los tiempos de vida del equipamiento y provee ahorros de combustible.
- Instalando GD se reducen los planes de construcción de plantas en desarrollo. Por consiguiente, el sistema puede monitorear y seguir las fluctuaciones del mercado y/o el crecimiento del pico de demanda de carga.
- De acuerdo con las diferentes tecnologías de GD, los tipos de recursos energéticos y combustibles utilizados son variados. Por lo tanto, no existe la necesidad de ciertos tipos de combustible respecto a otros.

Desde el punto de vista operacional:

- GD puede reducir las pérdidas de potencia de la red de distribución.
- GD puede auxiliar en los programas de control de carga, suavizando los picos de carga.
- Pueden contribuir a mejorar la fiabilidad y continuidad del sistema, ya que existen varios puntos de generación y no sólo un gran punto de generación centralizado.
- GD puede ser usada en modo de espera en sitio, para proveer electricidad en caso de emergencia y cortes de energía.
- GD mantiene la estabilidad en el sistema.
- La capacidad de la GD varía desde micro hasta las de gran tamaño, por lo que pueden instalarse en redes de distribución de mediano/bajo voltaje, lo que proporciona flexibilidad para el dimensionado y emplazamiento dentro de la red de distribución.
- Con consideración al ambiente y la sociedad, la GD renovable reduce o elimina las emisiones contaminantes.

En el caso específico de México, desde 2013 el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE) ha apoyado 1 057 proyectos de GD por un monto de más de 227 millones de pesos mexicanos, sumando un total de 6,89 MW de capacidad instalada acumulada. Estos proyectos, además de traer beneficios económicos a los usuarios de energía eléctrica, ayudan a incrementar la competitividad y contribuyen a la disminución de emisiones contaminantes al medio ambiente (Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE), n.d.).

Ahora, la aplicación inmediata de la GD ha llevado al concepto de microrred (*microgrid*). *General Microgrids* (General Microgrids, 2018) define una microrred como un sistema de energía discreto que consiste de fuentes distribuidas de energía (incluyendo control de la demanda, almacenamiento y generación) y cargas capaces de operar en paralelo

con, o independientemente de la red de energía principal. Su propósito primario es asegurar energía local, fiable y asequible para comunidades rurales y urbanas, mientras proveen también soluciones para los consumidores comerciales, industriales y de gobierno.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos (Lantero, 2014) define una microrred como una red de energía local con capacidad de control, lo que significa que puede ser desconectada de la red principal y operar de manera autónoma. Una posible arquitectura de una microrred se muestra en la figura 2.10.

Por otra parte, (Hayden, 2013) define una microrred como un grupo de cargas interconectadas y fuentes de energía distribuidas dentro de límites eléctricos claramente definidos que actúan como una unidad controlable simple con respecto a la red. Una microrred se puede conectar y desconectar de la red para permitirle operar tanto en modo de conexión a la red (península), como en modo isla.

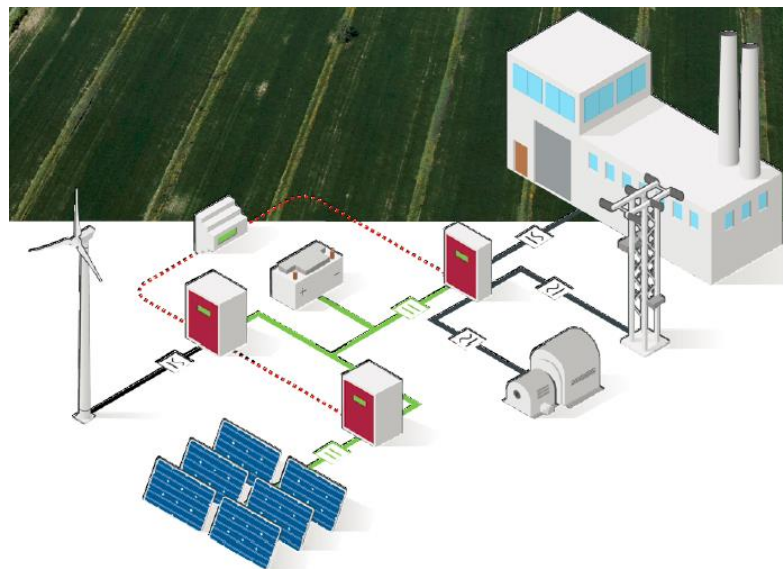


Figura 2.10.- Esquema de una microrred (CIRCUTOR, 2019).

Las microrredes combinan diferentes fuentes de energía de la mejor manera posible para atender a las cargas locales con la habilidad de operar ya sea conectadas o desconectadas de la red. Pueden considerarse como un subsistema controlable que genera energía a partir de los Recursos de Energía Distribuida (RED), los cuales son generalmente de naturaleza renovable. Las microrredes fueron inicialmente desarrolladas por el CERTS (*Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*) (Fathima & Palanisamy, 2015).

Las microrredes pueden clasificarse de acuerdo a (K. Cheung, 2015), por su capacidad, como: residenciales (monofásicas, menos de 10 kW), comerciales pequeñas (de 10 a 50 kW, típicamente trifásicas) y comerciales (mayores de 50 kW y hasta 10 MW, trifásicas).

Basándose en el usuario final, el mercado de las microrredes, que cambia y madura rápidamente, se divide en cinco categorías que son (Schnitzer et al., 2014)(Magadum & Kumbar, 2012):

1. Sistemas remotos
2. Comercial/Industrial
3. Comunidad/Servicios
4. Institucional/Campus
5. Militar

Por su parte, (T. Kaur, 2016) clasifica las microrredes en términos de su frecuencia de operación, de la siguiente manera:

- A. **Microrredes de corriente alterna (CA).** Se utilizan fuentes distribuidas, dispositivos de almacenamiento y cargas conectadas a la red de CA con o sin convertidor de potencia. Generaciones propias de CA, como generadores diésel, microturbinas y aerogeneradores pueden ser directamente conectadas a la red de CA, sin la necesidad de un convertidor. Para fuentes de generación propias de corriente continua (CC) como el caso de un sistema fotovoltaico (FV), normalmente se emplean convertidores CC/CA. En estas microrredes, las cargas de CA son conectadas directamente mientras que para el caso de las cargas de CC, se requiere de la aplicación de rectificadores.
- B. **Microrredes de CC.** A diferencia de las microrredes de CA que presentan complejidad en los aspectos de control y sincronización, las microrredes de CC reducen el número de convertidores dentro del sistema y la complejidad en el control, pues, de hecho, la sincronización de los generadores distribuidos no es necesaria.
- C. **Microrredes híbridas.** Consisten en redes de CA y CC conectadas juntas mediante convertidores bidireccionales. Un sistema híbrido puede reducir el número de conversiones CA-CC-CA y CC-CA-CC en microrredes individuales de CA y CC, pero la eficiencia total depende del tipo y cantidad de fuentes y cargas conectadas. En este caso, las cargas de CA y de CC se conectan al bus correspondiente. Un esquema de una microrred híbrida se muestra en la figura 2.11.

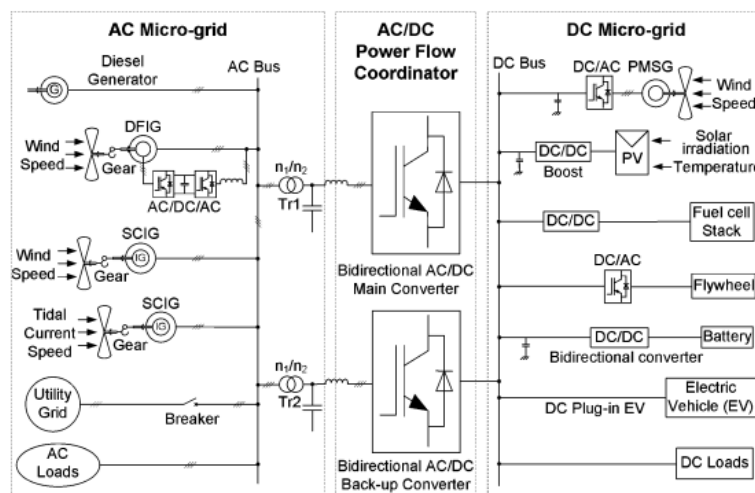


Figura 2.11.- Esquema de una microrred híbrida (Liu, Wang, & Loh, 2011)

Respecto a las ventajas de las microrredes, en (Hayden, 2013) se mencionan las siguientes:

- Proporciona calidad de potencia, fiabilidad y seguridad para los usuarios finales y operadores de la red.
- Mejora la integración de fuentes distribuidas de energías renovables.
- Coste competitivo.
- Permite la integración de la tecnología conocida como *smart grid* (red inteligente), concepto que cambia el paradigma de las redes eléctricas. La característica más importante de esta tecnología, es la posibilidad de controlar (con diferentes propósitos) las distintas fuentes y cargas conectadas a la red, con el objetivo de mejorar la eficiencia global en la explotación de las fuentes principales y la calidad en el suministro de la energía (Barsali, Ceraolo, Giglioli, & Poli, 2015).
- Calidad de potencia controlada localmente.
- Minimiza la presencia de carbón y las emisiones de GEI, maximizando la generación de energía local limpia.
- Aumenta la participación del cliente (usuario final).

Adicionalmente en (CIRCUTOR, 2019) se mencionan, entre otras:

- Soporte a las redes de baja calidad.
- Aseguran el suministro eléctrico a los consumos prioritarios.
- Control de costes a largo plazo del suministro eléctrico.
- Fácil incremento de la potencia generada.
- Óptimas para naves industriales, edificios y granjas entre otras aplicaciones.

Una encuesta llevada a cabo en un estudio realizado por *Zpryme Research and Consulting* y patrocinado por el IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), señala que la mayoría de 460 encuestados consideran que las microrredes serán una tecnología importante para incrementar el despliegue de las llamadas redes inteligentes o *Smart Grids* y para cubrir las demandas locales de electricidad, mejorar la confiabilidad de la red y asegurar el control local de la fuente de electricidad (Hayden, 2013).

Por otra parte, en (ABB, 2015) se predice un rápido crecimiento de las microrredes en los próximos cinco años que redefinirá este segmento del mercado, como se muestra en la figura 2.12. Se estima que la capacidad de las microrredes a nivel mundial para el segundo cuarto del año 2015 era de poco más de 12 030 MW.

Como en toda nueva tecnología el precio inicial de las microrredes puede ser elevado, pero mientras se construyan en escala y el coste de las tecnologías renovables siga bajando, llegarán a ser cada vez más rentables y eficientes. Los beneficios financieros de las microrredes pueden ser económicos directamente, impactando tanto en el capital como en los costos de operación del sistema de potencia o menos directamente, como beneficios ambientales y de servicio (Kahrobaee, Asgarpoor, & Kahrobaee, 2014)(Mariam, Basu, & Conlon, 2016).

Algunas instalaciones piloto bajo el concepto de microrred se han llevado a cabo en Kythnos, Grecia, Mannheim, Alemania y Parque Bronsberger, Holanda (Sánchez, Uruchurtu, Farías, Vidrio, & Nieva, 2011). Y aunque se espera que la aplicación de las microrredes vaya en aumento, aún existen algunas barreras por vencer como el coste de las tecnologías involucradas y la participación de los consumidores, a través de beneficios que sean palpables para ellos.

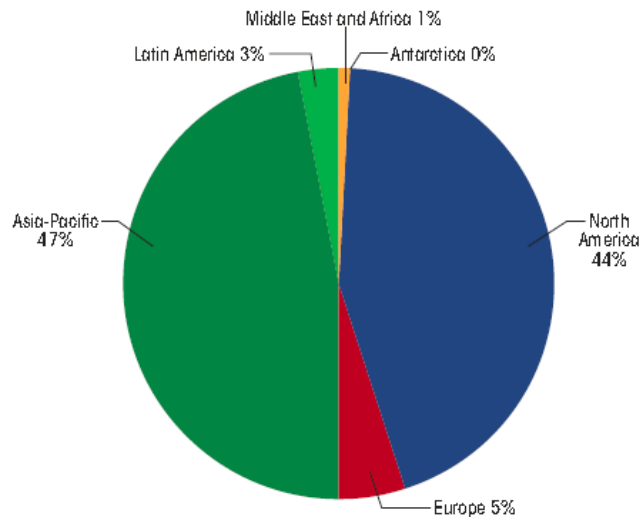


Figura 2.12.- Mercado de las microrredes en el mundo (ABB, 2015)

Siete casos de estudio de aplicación de microrredes en zonas rurales de India, Malasia y Haití, se analizan en (Schnitzer et al., 2014).

En México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), proveedor del servicio de electricidad, lanzó en 2012 el Programa “Bandera Blanca” con el objetivo de aplicar energías renovables para proveer de electricidad a las comunidades indígenas de Guásimas del Metate y Tierra Blanca del Picacho, localizadas en la zona montañosa cercana a Tepic, en el estado mexicano de Nayarit. Las microrredes consisten de un sistema fotovoltaico, un banco de transformadores de 0,22/13,8 kV y una red de distribución radial de 13,8 kV (Ortiz et al., 2013).

Un estudio más amplio sobre topologías y estrategias de control para las microrredes, se encuentran en (Unamuno & Barrena, 2015a)(Unamuno & Barrena, 2015b).

2.3.- Sistemas Híbridos de Energía Renovable (HRES).

La integración de las tecnologías de GD en microrredes ha permitido cambiar la concepción inicial de las redes de suministro eléctrico, apoyada en grandes plantas de generación con centros de consumo alejados. La aplicación de pequeñas unidades modulares de generación basadas en energías renovables y sistemas de almacenamiento servirá para contribuir no sólo a reducir la dependencia de los combustibles fósiles y las emisiones de GEI, sino también contrarrestar la intermitencia inherente de las fuentes de generación renovables.

De acuerdo con (Fathima & Palanisamy, 2015), nuestro planeta aloja suficientes recursos de generación para cubrir su creciente demanda de electricidad. Sin embargo, la energía generada por algunas de estas fuentes es intermitente o no de la calidad requerida debido a su naturaleza estocástica. Por lo tanto, una transición completa de la generación basada en combustibles fósiles a una sociedad de generación renovable necesitará una combinación no única de estas energías alternativas. Por lo tanto, las fuentes de energía alternativa como la hidráulica, geotérmica, biomasa, eólica, solar, hidrógeno, nuclear y los combustibles fósiles, requieren trabajar juntos en diferentes combinaciones como una unidad simple para abastecer un área de demanda común. El término Sistema Híbrido de Energía Renovable (*Hybrid Renewable Energy System*) describe un sistema que integra diferentes generadores distribuidos para alimentar la demanda de los usuarios. Un sistema híbrido puede ser una combinación de fuentes convencionales (por ejemplo, generadores diésel) y/o fuentes renovables (como paneles fotovoltaicos y aerogeneradores) y diferentes tecnologías de almacenamiento, como se muestra en la figura 2.13.

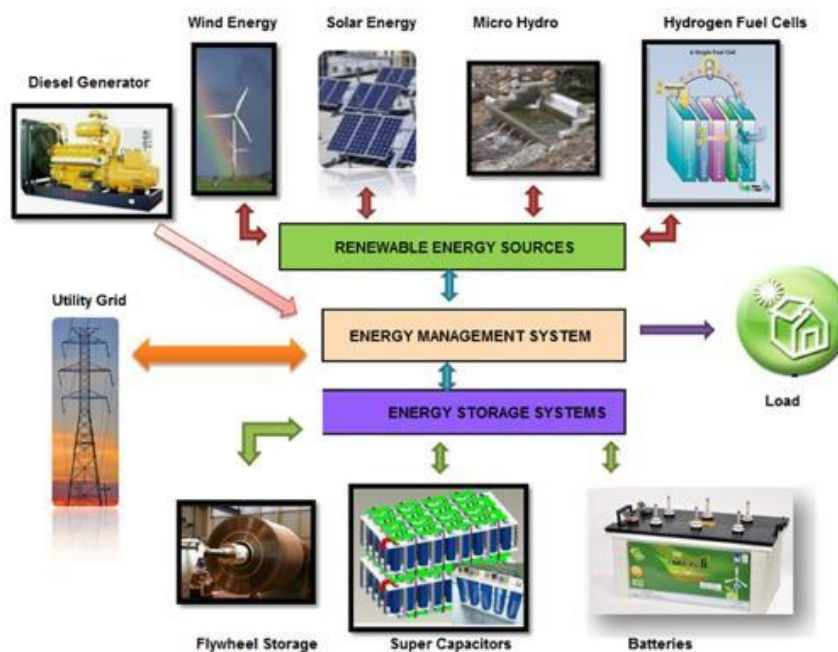


Figura 2.13.- Arquitectura de un Sistema Híbrido de Energía Renovable (Fathima & Palanisamy, 2015).

La naturaleza intermitente de los recursos renovables se asocia con problemas de fiabilidad, calidad de la fuente de generación y fluctuaciones impredecibles en la potencia de salida; y ya que la generación eléctrica de las fuentes renovables no está sujeta a la demanda, se genera un desbalance en el sistema. Para solucionar este problema se puede considerar en el diseño del sistema híbrido la aplicación de alguna clase de tecnología de almacenamiento, como baterías, supercondensadores o aire comprimido, entre otras (del Real, Arce, & Bordons, 2009).

Es así como, para contrarrestar los efectos de la naturaleza estocástica de los recursos renovables, conseguir el máximo aprovechamiento de estos y aumentar la fiabilidad de un sistema híbrido, el diseño adecuado de sus componentes se hace fundamental.

En principio, la implementación de un sistema de energía híbrido renovable (HRES, por sus siglas en inglés), requiere de la recolección de datos por un largo periodo, generalmente de un año, de los recursos energéticos renovables disponibles en la región de estudio (Binayak Bhandari et al., 2014). Los datos pueden contemplar información sobre la irradiación solar, la velocidad del viento y otros, como pueden ser la altura, la temperatura o el potencial de biomasa de la zona donde se desee instalar el sistema.

En general y de acuerdo con (Deshmukh & Deshmukh, 2008), las variaciones de la energía solar y la eólica no coinciden con los tiempos de distribución de la demanda. Esta independencia puede resultar en un sobre-dimensionamiento del sistema que lo puede hacer costoso. Sin embargo, aunque el coste inicial de un sistema de energía solar o eólico puede resultar más caro que el de un generador de motor diésel de capacidad comparable, sus costos de mantenimiento son menores.

Debido a la naturaleza intermitente de muchos recursos de energía renovable (ER), como el viento, la energía solar y la biomasa, las combinaciones híbridas de dos o más de estas tecnologías de generación, acompañadas de almacenamiento y/o generación de energía con tecnologías de energía alternativa (EA), como celdas de combustible y microturbinas, puede mejorar el rendimiento del sistema. Por ejemplo, los recursos de energía solar y energía eólica en un área determinada son de alguna manera, complementarios en una base diaria o estacional (Nehrir et al., 2011).

En general los sistemas híbridos convierten todos los recursos en una forma concreta de energía (típicamente eléctrica) y/o almacenan la energía en otra forma (química, aire comprimido, térmica, volante de inercia mecánico, entre otras) y la salida acumulada es utilizada para una variedad de cargas. La hibridación podría resultar en el incremento de la fiabilidad; sin embargo, la selección de la tecnología adecuada y el dimensionamiento de la unidad de generación son esenciales en el diseño de dichos sistemas para mejorar el rendimiento operacional (Nehrir et al., 2011). Una relación de tecnologías de generación y de almacenamiento aplicadas a HRES se muestra en la tabla 2.2.

Tabla 2.2.- Tecnologías de generación y almacenamiento en sistemas híbridos (Nehrir et al., 2011).

<i>Tecnología ER/EA</i>	<i>Tipo de almacenamiento</i>
Biomasa	Batería
Geotérmica	Aire comprimido
Hidro/microhidro	Volante de inercia
Mareas/olas oceánicas	Hidrógeno
Solar FV/térmica	Hidro bombeo
Eólica	Superconducción electromagnética
Celda de combustible	Supercondensador
Microturbina	Térmico

2.3.1.- Tecnologías de almacenamiento en HRES.

Le energía para la generación de electricidad mediante el uso de combustibles fósiles, se puede considerar una forma de energía concentrada y estable, ya que el combustible puede almacenarse para su acceso inmediato cuando se hace necesario. Las fuentes de energía

renovable como la geotérmica y la hidráulica también se consideran formas estables de energía fácilmente accesibles. Las fuentes intermitentes de energía renovable como la eólica, la solar, así como la de las mareas/olas son incapaces de ser almacenadas. Este tipo de fuentes son una forma inmediata de energía que debe convertirse en otra para su almacenamiento. En la transición hacia una mayor generación de electricidad renovable es relevante que se hagan uso de tecnologías de almacenamiento adecuadas, permitiendo la captura inmediata de la energía de los recursos y mantenerla hasta que sea requerida (Evans, Strezov, & Evans, 2012).

Una amplia variedad de sistemas de almacenamiento de energía está disponible. Normalmente, es posible clasificarlos basándose en el modo de conversión de energía. Por lo tanto, pueden dividirse de la siguiente manera (Amirante, Cassone, Distaso, & Tamburrano, 2017):

- Sistemas mecánicos (aire comprimido, bombeo hidroeléctrico, volantes de inercia).
- Sistemas eléctricos (supercondensadores y superconducción magnética).
- Sistemas electroquímicos (baterías ión-litio y baterías de flujo).
- Almacenamiento de hidrógeno.

En cuanto a los sistemas de almacenamiento de energía aplicados a HRES y de acuerdo con (Tan, Li, & Wang, 2013), se pueden mencionar los siguientes:

- a) **Baterías.** Almacenan energía electroquímica y están disponibles en distintos tamaños y capacidades que van desde menos de 100 W a varios MW. La eficiencia de almacenamiento se encuentra en el rango de 60 a 80%, dependiendo del ciclo de operación y de la clase de electroquímica presente en el interior. Los tipos principales de baterías adecuadas para sistemas híbridos son las de plomo-ácido, níquel-hierro, níquel-cadmio (NiCd), níquel-metal hidruro (NiMh) e ión-litio

Referente a estas tecnologías, en (Nair & Garimella, 2010) se hace una evaluación de ellas utilizando herramientas computacionales, llegando a la conclusión que las baterías NiMh llegaron a ser las más competitivas desde el punto de vista técnico-económico.

Una tecnología reciente es la correspondiente a las baterías de sulfuro de sodio (NaS), las cuales presentan una densidad de energía cuatro veces mayor que la batería de plomo-ácido, mucho menor coste, así como una alta capacidad de ciclos de carga con tiempos muy cortos de respuesta. En la figura 2.14 se muestra la evolución de las distintas tecnologías, en términos de densidad de energía.

Entre las desventajas de estas tecnologías, para el caso de las baterías de sulfuro de sodio pueden mencionarse su alto coste y elevada auto-descarga por día. Respecto a las baterías de níquel-cadmio y níquel-metal hidruro, éstas son más caras que las baterías de plomo-ácido, con limitaciones en el potencial de reducción de costes a largo plazo, debido

al coste del material. Además, las baterías de níquel-cadmio contienen componentes tóxicos (cadmio) haciéndolas ambientalmente dañinas (Evans et al., 2012).

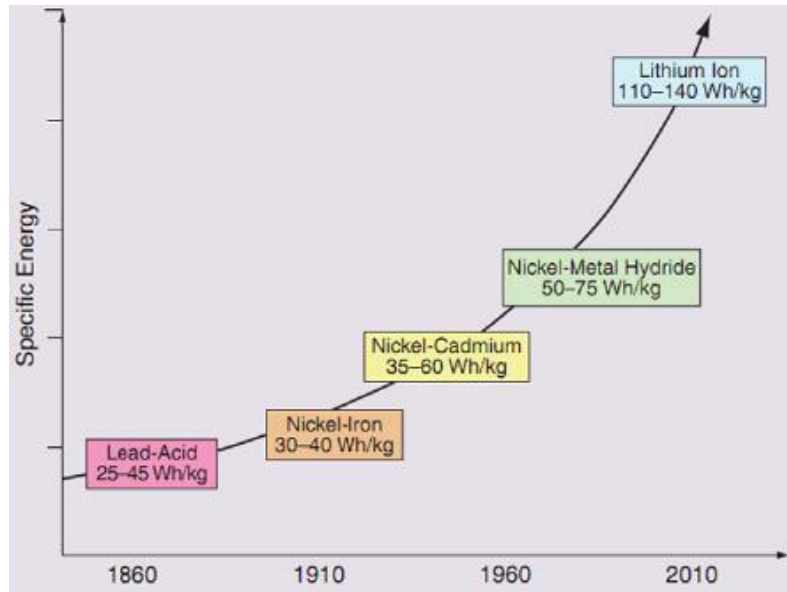


Figura 2.14.- Evolución de la densidad de energía en tecnologías de baterías (Tan et al., 2013).

- b) **Volantes de inercia.** Almacenan energía eléctrica en forma de energía cinética rotacional. Hacen uso de energía eléctrica para girar un rotor preferiblemente a muy alta velocidad para obtener energía en lapsos cortos (10-30 s). Son ecológicamente amigables con el medio ambiente y pueden ser utilizados en casi un número ilimitado de ciclos de carga. Entre sus desventajas se pueden mencionar su gran tamaño y baja densidad de potencia. Un esquema se puede apreciar en la figura 2.15.

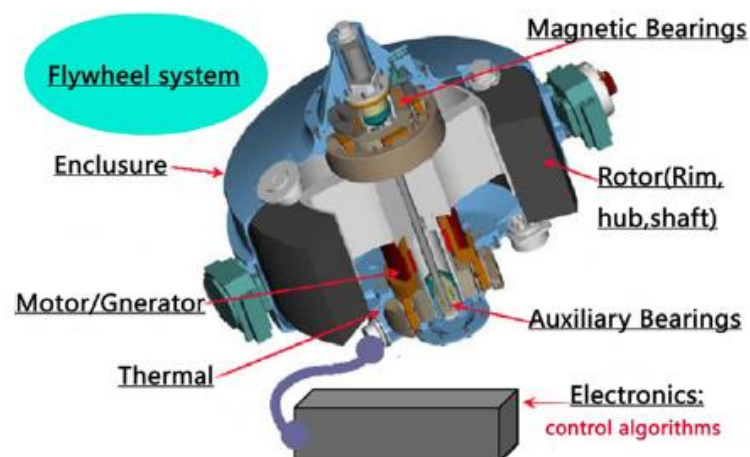


Figura 2.15.- Estructura típica de un sistema de volante de inercia (Tan et al., 2013).

- c) **Supercondensador.** También conocido como ultracondensador o condensador de doble capa eléctrica (EDLC). Almacena energía en los dos capacitores en serie de la capa eléctrica doble (EDL). Al no existir un proceso químico, la energía eléctrica puede almacenarse directamente y por lo tanto el tiempo de respuesta es muy corto. La capacitancia y la densidad de energía de este dispositivo son miles de veces mayor

que aquellas de los condensadores electrolíticos. Comparado con la batería de plomo-ácido, un supercondensador tiene menor densidad de energía, pero un número mayor de ciclos de decenas de miles de veces, siendo más poderoso que las baterías en capacidad de carga y descarga. Sus capacidades van de 5 F a 2 700F, a 2,5 VCD por celda. Una celda simple almacena de 3 a 4 Wh/kg.

Adicionalmente, en (Beaudin, Zareipour, Schellenberg, & Rosehart, 2014) se mencionan también:

- d) **Superconductores magnéticos.** Una unidad de esta naturaleza es un dispositivo que almacena energía en el campo magnético generado por el flujo de corriente continua a través de una bobina superconductor. Se trata de una tecnología relativamente nueva, aunque se estima que debe existir cerca de 100 MW instalados en el mundo. Esta tecnología puede generar electricidad a partir de fuertes campos magnéticos, por pocos segundos y es extremadamente costosa (\$1 000-\$10 000/kW) debido a la necesidad de criogenia para mantener la superconductividad.
- e) **Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo.** Esta tecnología almacena energía potencial mediante diferencias de altura en niveles de agua, diferenciándose de la potencia hidráulica tradicional porque tiene la capacidad de bombear agua desde la reserva inferior a la reserva superior. Es la forma más común de almacenamiento de energía, representando aproximadamente el 3% de la capacidad de potencia mundial total instalada y el 97% de la capacidad de almacenamiento total. Su eficiencia es relativamente alta (65-85%), elevada capacidad de potencia (típicamente 100-1000 MW), amplios periodos de almacenamiento (de una y hasta por más de 24 horas) y tiempo de vida largo (30-60 años) a un coste de ciclo bajo (\$0,1-1,4/kWh/ciclo).
- f) **Aire comprimido.** Un sistema de almacenamiento de aire comprimido utiliza un sitio subterráneo (por ejemplo, una caverna o una mina abandonada) y almacena gas a aproximadamente 4-8 MPa. Esta tecnología y la de bombeo son las únicas tecnologías de almacenamiento actualmente adecuadas para aplicaciones de potencias a gran escala y elevado nivel de almacenamiento. El aire comprimido es un método viable para mitigar la variabilidad del viento para propósitos de manejo de energía y niveles de viento. La planta McIntosh, con generación de 134 MW y 110 MW de capacidad de compresión, puede cambiar de generación total a compresión completa en menos de 5 minutos, y volver a generación total en menos de 15 minutos.
- g) **Almacenamiento basado en hidrógeno.** Esta técnica difiere de la idea tradicional del almacenamiento de energía ya que emplea procesos separados para la producción de hidrógeno, almacenamiento y uso. Para la generación del hidrógeno, un electrolizador se encarga de producir hidrógeno y oxígeno a partir de agua, introduciendo una corriente eléctrica (electrólisis). Una celda de combustible convierte el hidrógeno y el oxígeno de vuelta en agua y libera energía eléctrica. Norsk Hydro y Enercon instalaron la primera y más grande planta Eólica-Hidrógeno en Utsira, Noruega, en 2004, operando como un sistema de potencia aislado con 90% de disponibilidad. Está acoplada a una turbina eólica de 600 kW con un electrolizador

de 48 kW y una celda de combustible de 10 kW. El hidrógeno se almacena en un tanque de 12 m³, el cual es suficiente para alimentar 10 casas de 2 a 3 días sin viento. La estabilidad de la red y el respaldo son proporcionados por un volante de inercia y un banco de baterías.

Sin embargo, en (Bernal-Agustín & Dufo-López, 2009) se destaca que a pesar de que esta tecnología ha mejorado la eficiencia de las celdas de combustible, de los electrolizadores y reducido sus costes, éstos aún son elevados y si se le agrega su baja eficiencia energética (25-35%), comparada con el de las baterías (aproximadamente 80%), hacen de este sistema de almacenamiento económicamente impráctico.

Ya que la generación de energía eléctrica en los HRES proviene principalmente de fuentes de energías renovables y su generación no dependerá de la demanda de la carga, se pueden utilizar algunas de las tecnologías mencionadas para almacenar la energía excedente generada.

En (Coppez, Chowdhury, & Chowdhury, 2010) se explora la importancia y la necesidad de las baterías dentro de sistemas de energía renovable aislados (por ser la opción más popular y tecnológicamente una opción madura), específicamente en los sistemas de generación híbridos fotovoltaicos-eólicos. Menciona también algunos criterios para la selección óptima de un sistema de almacenamiento:

- **Fiabilidad:** la habilidad del sistema para atender la carga en todo momento.
- **Eficiencia:** la habilidad de usar los componentes de una manera tal que se minimicen las pérdidas.
- **Coste:** el coste de la vida útil del sistema incluye la inversión inicial más los costes de operación durante la esperanza de vida del sistema.
- **Madurez técnica:** disponibilidad comercial y confiabilidad probada de la tecnología utilizada.
- **Esperanza de vida:** la longitud de tiempo en el que el sistema será capaz de operar.
- **Impacto ambiental:** el impacto de cada componente y, por lo tanto, del sistema completo en el área circundante a él.

Como aplicaciones de los sistemas de almacenamiento en HRES, se encontró en (Neves, Silva, & Connors, 2014) que para el caso de microcomunidades, en un estudio realizado en sistemas híbridos renovables en 28 islas alrededor del mundo, de los 18 que emplean alguna clase de sistema de almacenamiento, predomina el uso de baterías (7 casos), seguidas por las celdas de combustible (4 casos).

En la tabla 2.3 se presentan algunas tecnologías de elementos de almacenamiento y sus características. Por otra parte, en la figura 2.16 se muestra una revisión de las distintas tecnologías de almacenamiento.

Como conclusión, en (Ismail et al., 2015) los autores resaltan que el agregar un sistema de almacenamiento y/o una fuente de respaldo a las fuentes renovables es una de las

medidas usadas para garantizar la continuidad de entrega de energía a las cargas, mejorando así la fiabilidad de los HRES. Otras ventajas, presentadas en (Aneke & Wang, 2016) destacan la mejora en la estabilidad de red, el incremento de la penetración de las fuentes de energía renovables, el aumento en la eficiencia de los sistemas de energía, la conservación de los recursos de energía fósil y la reducción del impacto ambiental de la generación de energía.

Tabla 2.3.- Tecnologías de almacenamiento y algunas de sus características (Hemmati & Saboori, 2016)

Tecnología	Tiempo de descarga típico	Años de vida útil	Ciclos de vida útil	Eficiencia (%)	Autodescarga por día (%)
Hidrobombeo	1-24 h	>50	>15 000	70-80	Muy baja
Aire comprimido	1-24 h	>25	>10 000	41-75	Baja
Batería plomo-ácido	s-h	3-15	250-1 500	75-90	0,1-0,3
Batería níquel-cadmio	s-h	5-20	1 500-3 000	60-80	0,2-0,6
Batería sulfuro de sodio	s-h	10-15	2 500-4 500	70-85	10-20
Batería ión-litio	min-h	5-10	600-1 200	65-75	0,1-0,3
VRB (<i>Vanadium Redox flow Battery</i>)	s-10 h	5-20	>10 000	60-75	Baja
ZBB (<i>Zinc-Bromide flow Battery</i>)	s-10 h	5-10	1 000-3 650	65-75	Baja
Celda de combustible	s-24 h	10-30	103-104	34-44	0
Volante de inercia	s-h	15-20	104-107	80-90	100
Superconducción magnética	ms-8 s	-	-	75-80	10-15
Supercondensador	ms-1 h	4-12	>5*10 ⁵	85-98	20-40

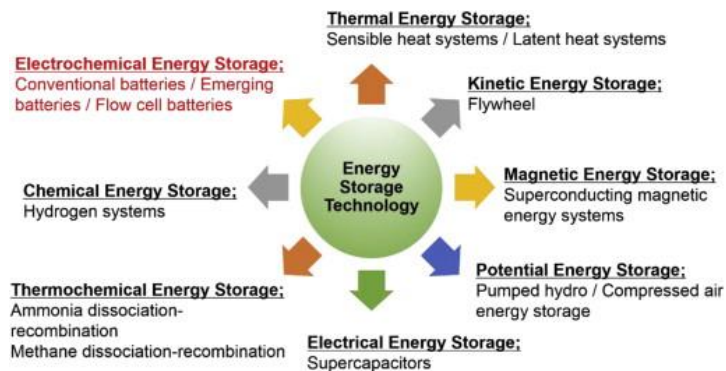


Figura 2.16.- Revisión de las distintas tecnologías de almacenamiento (Cho, Jeong, & Kim, 2015)

Para su aplicación en el diseño de HRES, normalmente se prefieren las tecnologías de almacenamiento de energía electroquímica, correspondientes al grupo de las baterías. Con la penetración de las energías renovables en los sistemas de generación eléctrica, un sistema de almacenamiento de energía eléctrica es vital para contrarrestar las fluctuaciones, indisponibilidad y aleatoriedad de las fuentes de energías renovables, como la solar o la eólica, debido a su dependencia en el clima (Cho et al., 2015). Es un hecho que los sistemas de almacenamiento en sus distintas tecnologías han venido incrementando su aplicación en las redes eléctricas mundiales, como se aprecia en la figura 2.17.

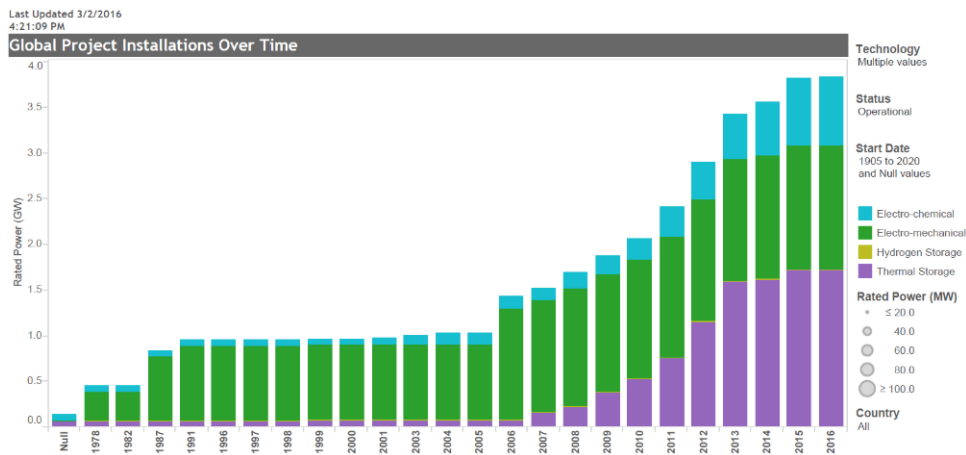


Figura 2.17.- Evolución en la aplicación de las tecnologías de almacenamiento (Byrne, 2016)

Respecto a la madurez de las tecnologías de almacenamiento, en (Nguyen, Martin, Malmquist, & Silva, 2017) se muestra una curva de madurez tecnológica para sistemas de energía de pequeña escala, apreciada en la figura 2.18. El nivel de disposición tecnológica (TRL) y el nivel de madurez de mercado, son combinados para obtener la curva.

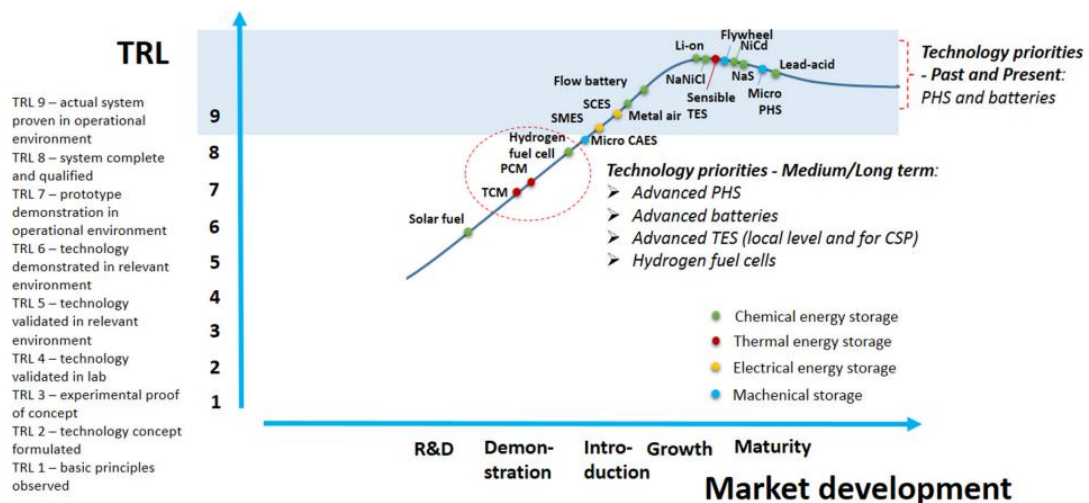


Figura 2.18.- Curva de madurez tecnológica para las distintas tecnologías de almacenamiento (Nguyen et al., 2017)

De la figura 2.18 puede explicarse por qué las baterías son una de las tecnologías de almacenamiento más utilizadas. En particular, la batería de plomo-ácido desde su desarrollo de la batería original por Gastón Planté en 1859, ha sido adaptada para su uso en distintas

aplicaciones, desde el arranque de motores en vehículos eléctricos hasta sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en sistemas de energía renovable (Cho et al., 2015).

La batería de plomo-ácido es la batería recargable más antigua en aplicaciones residenciales y comerciales, y a pesar de la aparición de nuevas tecnologías más eficientes y de mayor densidad de energía, el uso común de estas baterías se debe principalmente a su bajo costo, fiabilidad, nivel de madurez, vida útil prolongada y respuesta rápida (Aneke & Wang, 2016).

Por ello, para su integración en HRES y cubrir la demanda cuando las fuentes de energía renovable no cuentan con energía suficiente, usualmente las baterías de plomo-ácido de ciclo profundo son utilizadas para el almacenamiento de energía (Maleki & Pourfayaz, 2015).

Finalmente, la operación de los HRES puede originar la producción de energía excedente, energía generada pero que no es consumida por las cargas en los sistemas trabajando en modo isla. La utilización efectiva de este exceso de energía tiene el potencial de reducir el coste de la producción de energía (Cost of Energy), lo que puede representar ahorros en los consumos energéticos para distintas aplicaciones.

Un diagrama a bloques de un HRES que incluye varios medios para utilizar el exceso de energía se muestra en la figura 2.19.

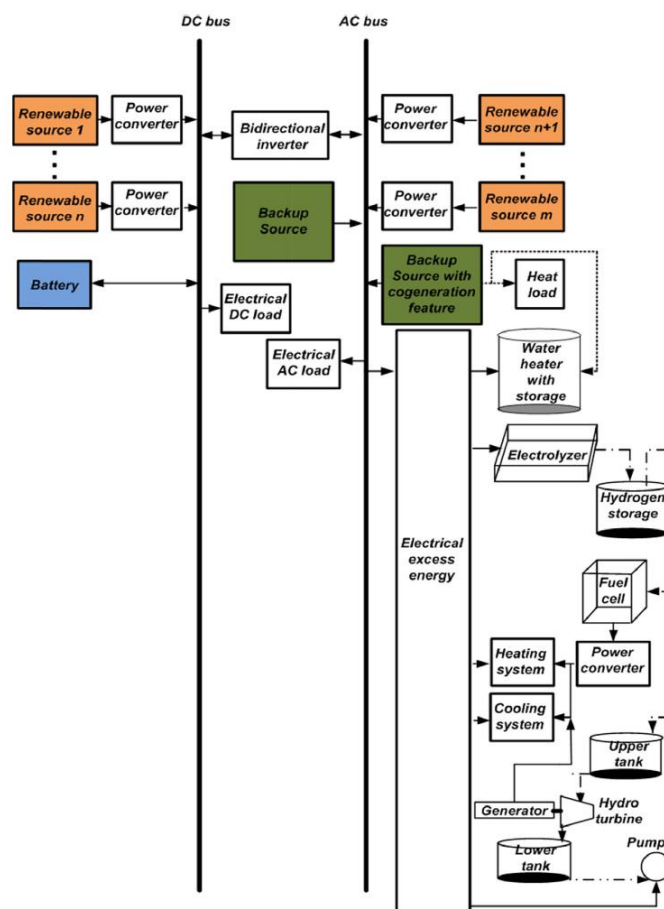


Figura 2.19.- Posibilidades para el aprovechamiento del exceso de energía (Ismail et al., 2015)

2.3.2.- Configuraciones de HRES.

Existen actualmente diferentes configuraciones para un HRES, en las que se pueden integrar tanto fuentes de energías renovables como convencionales, un sistema de almacenamiento y con la opción de trabajar en modo isla o interconectado con la red de distribución. De acuerdo con (O. H. Mohammed et al., 2013) algunas configuraciones pueden ser a) diésel, turbina eólica, baterías, b) diésel, turbina eólica, fotovoltaica, baterías, c) generación hidráulica, turbina eólica, fotovoltaica, baterías, d) turbina eólica, turbina marina, fotovoltaica, baterías, e) turbina eólica, fotovoltaica, multialmacenamiento de energía y f) otras configuraciones que utilizan la clásica turbina de gas y celdas de combustible. Una arquitectura general para los sistemas híbridos y que puede dar lugar a una variedad de posibles configuraciones, de acuerdo con su aplicación, se muestra en la figura 2.20.

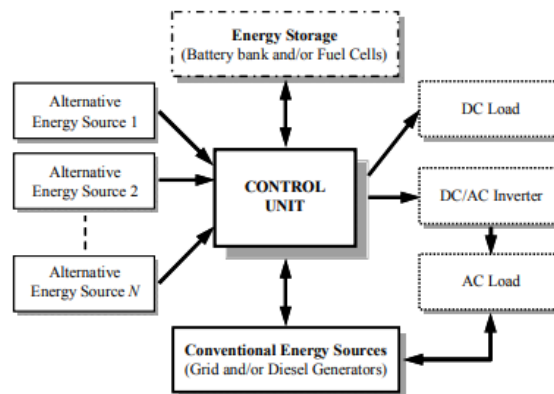


Figura 2.20.- Configuración general de un sistema híbrido (O. H. Mohammed et al., 2013).

En (Nehrir et al., 2011) se exponen, desde otra perspectiva, las diferentes configuraciones de un sistema híbrido renovable, mencionando tres categorías:

- a) **Sistemas acoplados en corriente continua (CC-Coupled Systems).** Como se aprecia en la figura 2.21, las diferentes fuentes de corriente alterna (CA) son conectadas a un bus a través de una interface de circuitos electrónicos de potencia. Las fuentes de corriente continua (CC) pueden conectarse directamente al bus de CC, si es conveniente o a través de convertidores de CC-CC, para obtener el voltaje de CC apropiado para las cargas. El sistema puede suministrar potencia a las cargas de CA (50 o 60 Hz), o ser conectado a la red eléctrica a través de un inversor controlado para permitir flujo de potencia bidireccional. El sistema de acoplamiento de CC es simple y no requiere de sincronización para integrar las diferentes fuentes de energía, pero tiene sus propias desventajas. En principio si el inversor está fuera de servicio, entonces el sistema completo no será capaz de suministrar potencia de CA. Para evitar esta situación, es posible conectar varios inversores con menor rango de potencia en paralelo, en cuyo caso la sincronización del voltaje de salida de los diferentes inversores, o la sincronización con la red, si el sistema está conectado a la red, será necesaria. Un esquema de control adecuado para la compartición de potencia es también necesario para conseguir una distribución de carga adecuada entre los diferentes inversores.

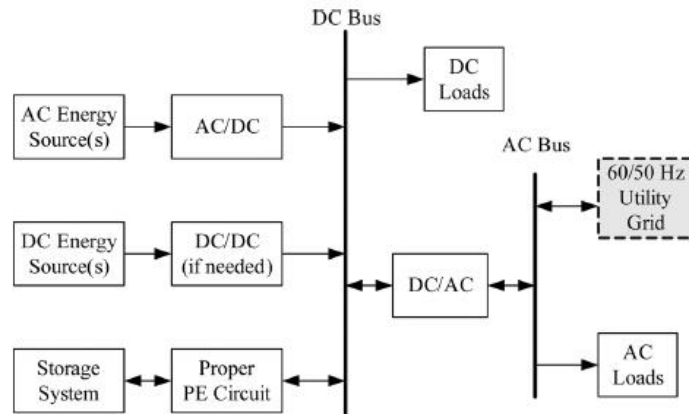


Figura 2.21.- Configuración de un sistema híbrido acoplado en corriente directa (Nehrir et al., 2011).

b) **Sistemas acoplados en corriente alterna (CA-Coupled Systems).** El acoplamiento de corriente alterna puede dividirse en dos categorías: Sistemas acoplados para frecuencia de red (*PFAC*) y sistemas acoplados de alta frecuencia (*HFAC*). En los primeros, las diferentes fuentes de energía están integradas a través de su propia interfaz de circuitos electrónicos de potencia para el bus de CA. Inductores de acoplamiento pueden también ser requeridos entre los circuitos electrónicos de potencia y el bus de CA para conseguir el manejo de flujo de potencia deseado. En el caso de los segundos, las diferentes fuentes de energía están acopladas a un bus de alta frecuencia, al cual las cargas se encuentran conectadas. Esta configuración ha sido utilizada sobre todo en aplicaciones con cargas *HFAC* (por ejemplo, 400 Hz), como en aviones, embarcaciones, submarinos y en estaciones espaciales. En ambos casos, la potencia de CC puede obtenerse por medio de una rectificación CA/CC. La configuración de alta frecuencia puede incluir también un bus de frecuencia de red y la red eléctrica (a través de un convertidor CA/CA o CC/CA), al cual las cargas típicas de CA pueden ser conectadas. En las figuras 2.22 y 2.23 se esquematizan las configuraciones de frecuencia de red y de alta frecuencia, respectivamente.

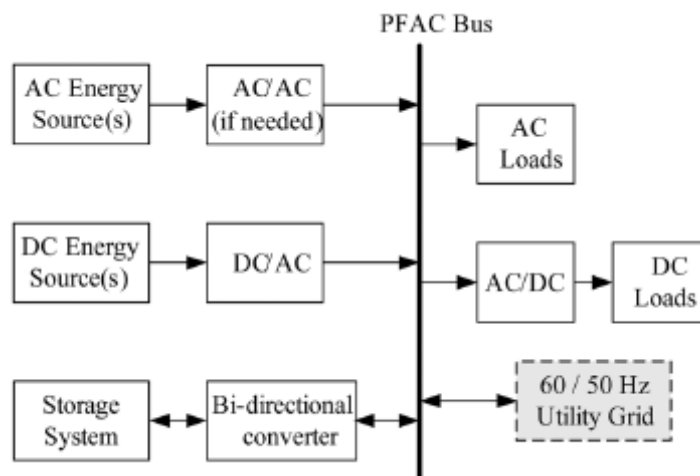


Figura 2.22.- Configuración de un sistema híbrido para frecuencia de red (Nehrir et al., 2011).

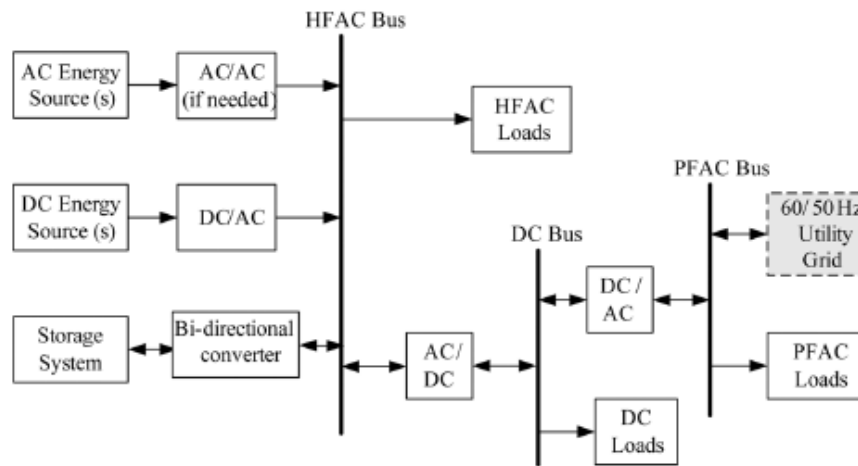


Figura 2.23.- Configuración de un sistema híbrido para alta frecuencia (Nehrir et al., 2011).

- c) **Sistemas acoplados híbridos (*Hybrid Coupled Systems*)**. En lugar de conectar todas las fuentes de generación distribuida (GD) a un solo bus de CA o de CC, como se discutió antes, las diferentes fuentes GD pueden conectarse al bus de CC y/o al bus de CA del sistema híbrido. En esta configuración, algunas fuentes de energía pueden ser integradas directamente sin circuitos de interfaz extras. Como resultado el sistema puede tener una mayor eficiencia energética y menor coste. Sin embargo, el manejo y control de energía podría ser más complicado que los esquemas anteriores. Un bosquejo de esta clase de configuración se observa en la figura 2.24.

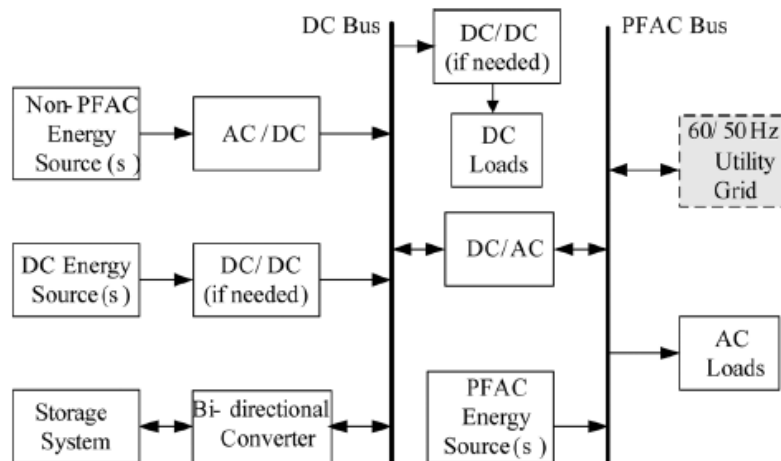


Figura 2.24.- Configuración de un sistema acoplado híbrido (Nehrir et al., 2011).

Los diferentes esquemas de acoplamiento encuentran sus propias aplicaciones. Si las fuentes de mayor generación en un sistema híbrido generan potencia de CC y existen también sustanciales cantidades de cargas de CC, entonces un sistema acoplado de CC puede ser una buena elección. Por otra parte, si las principales fuentes de potencia generan CA (con razonable calidad de potencia para la red y las cargas conectadas), entonces un sistema acoplado de CA es una buena opción. Si la mayoría de las fuentes de potencia de un sistema híbrido generan una mezcla de potencia de CA y CC, entonces un esquema de integración acoplado híbrido puede ser considerado. Es importante mencionar que los circuitos

electrónicos de potencia que sirven como interfaz en figuras 2.22, 2.23 y 2.24, pueden construirse como bloques modulares, lo que da a los sistemas más escalabilidad y flexibilidad.

De manera genérica, puede decirse que las configuraciones básicas de un HRES son dos, las que trabajan aisladas de la red (modo isla) y las que se encuentran conectadas a la red. Los sistemas que trabajan en modo isla se ha comprobado que son económicamente viables para su aplicación en zonas remotas.

En cuanto al tipo de fuente renovable que puede utilizarse, en modo isla se señala que las configuraciones más comunes son la fotovoltaica-eólica-baterías y la fotovoltaica-diésel-baterías. La selección del sistema híbrido renovable más conveniente dependerá, entre otros factores, del clima imperante en la zona. Por ejemplo, un sistema híbrido fotovoltaico (fotovoltaico-diésel-baterías) es ideal en sitios de climas calurosos (Bernal-Agustín & Dufo-López, 2009), los cuales normalmente presentan cielos despejados.

Referente a las posibles aplicaciones de algunas configuraciones de HRES, (Caballero, Sauma, & Yanine, 2013) presenta una aplicación de un sistema interconectado a la red con paneles fotovoltaicos y pequeñas turbinas eólicas, para comunidades rurales. La configuración se puede observar en la figura 2.25. Notar que esta configuración no considera elementos de almacenamiento. En este caso, cuando la energía de generación excede la de la energía de la demanda, el sobrante es inyectado a la red, representando una ganancia adicional. La fiabilidad de la red viene asegurada por la conexión a red que suministra la energía necesaria cuando la renovable no es suficiente para cubrir la demanda.

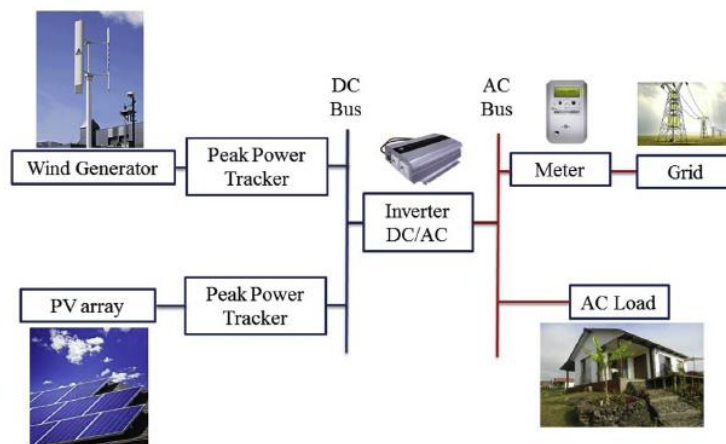


Figura 2.25.- Sistema híbrido eólico-fotovoltaico sin sistema de almacenamiento y con conexión a la red (Caballero et al., 2013).

En (Dufo-López, Bernal-Agustín, & Contreras, 2007) se presenta una configuración más compleja, que consiste en un sistema híbrido que incluye paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas, baterías, regulador de carga, turbina hidráulica, un generador de AC (diésel, pero puede utilizarse cualquier otro), cargador de baterías (convertidor AC/DC), un inversor (convertidor DC/AC), celda de combustible, tanque de hidrógeno y electrolizador, como se detalla en la figura 2.26.

En cuanto a configuraciones de aplicaciones específicas como en micro comunidades (islas o poblaciones de menos de 100 000 habitantes), en (Neves et al., 2014) se presenta un estudio donde concluye que para el caso de islas bajo estudio, la configuración más popular es la diésel/eólica/fotovoltaica. Por otra parte, para las poblaciones remotas, la configuración más popular es la fotovoltaica/diésel/baterías.

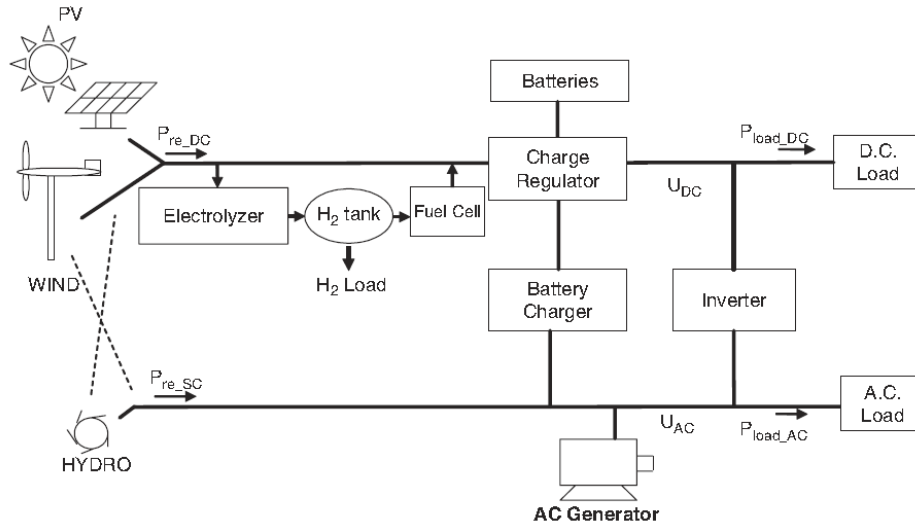


Figura 2.26.- Sistema híbrido FV-eólico-hidro-celdas de combustible-baterías (Dufo-López et al., 2007).

Se hace hincapié que el contar con la información detallada de la demanda, la estimación de los recursos renovables locales y la idoneidad del sistema de almacenamiento, son aspectos críticos para el diseño del sistema y su exitosa y confiable aplicación.

El sistema de almacenamiento de un HRES no siempre será necesario, ya que esto dependerá de la disponibilidad del recurso renovable y de la demanda de la carga. Algunos sistemas híbridos renovables podrán cubrir con la demanda de la aplicación, si ésta es pequeña y la disponibilidad del recurso es elevada, como en el caso de las llamadas micro comunidades.

Una configuración de un proyecto piloto desarrollado en Brasil se detalla en (Silva, De Oliveira, & Severino, 2011), donde se presenta una configuración de un sistema híbrido con energía fotovoltaica, electrolizadores, celdas de combustible y baterías, se muestra en la figura 2.27. Una configuración similar, puede encontrarse en (Rashtchi, Rohani, & Kord, 2012).

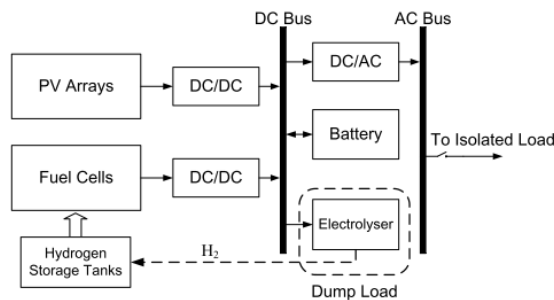


Figura 2.27.- Sistema híbrido FV-celda de combustible (Rashtchi et al., 2012).

2.3.3.- Modelado de HRES.

En la literatura existen distintos trabajos donde se pueden encontrar los modelos para distintos componentes de un HRES. En (Nema, Nema, & Rangnekar, 2009) se presentan los modelos matemáticos para un sistema fotovoltaico y para un sistema de generación eólica.

El circuito equivalente ideal de una celda solar consiste en una fuente de corriente en paralelo con un diodo. Las terminales de salida del circuito son conectadas a la carga. Idealmente la corriente para la celda está dada por:

$$I_{pv} = I_{ph} - I(e^{qV_{pv}/kT} - 1) \quad (2.1)$$

Donde I_{ph} es la fotocorriente (A), I la corriente de saturación inversa del diodo (A), q la carga del electrón = 1.6×10^{-19} C, k la constante de Boltzman = 1.38×10^{-23} J/K y T la temperatura de la celda ($^{\circ}$ K).

La potencia de salida de una celda solar está dada por:

$$P_{PV} = V_{PV}I_{PV} \quad (2.2)$$

Donde I_{pv} es la corriente de salida de la celda (A), V_{pv} es el voltaje de operación de la celda (V) y P_{pv} es la potencia de salida de la celda (W).

La característica potencia-voltaje (P - V) de un módulo fotovoltaico operando en una irradiancia estándar de 1000 W/m^2 y temperatura de 25°C se muestra en la figura 2.28.

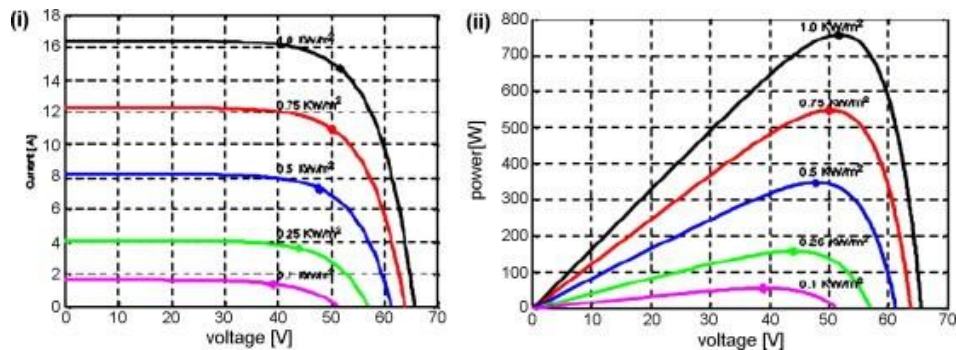


Figura 2.28.- (i) Característica V-I de un módulo fotovoltaico, (ii) Característica P-V de un módulo fotovoltaico (Nema et al., 2009)

Como la energía de entrada al sistema fotovoltaico es radiación solar, la radiación solar total sobre una superficie inclinada se estima como:

$$I_T = I_b R_b + I_d R_d + (I_d + I_b) R_r \quad (2.3)$$

Donde I_b e I_d son la radiación solar normal directa y la radiación difusa; R_b , R_d y R_r son los factores de inclinación para las partes directa, difusa y reflejada de la radiación solar.

La radiación solar total estimada depende por tanto de la posición del sol en el cielo, la cual varía mes con mes. La potencia horaria de salida del sistema fotovoltaico con un área

A_{pv} (m^2) en un día promedio del j th mes, cuando una radiación solar total de I_T (kWh/m^2) incide sobre la superficie fotovoltaica, está dada por:

$$P_{sj} = I_T \eta A_{PV} \quad (2.4)$$

Donde η es la eficiencia del sistema fotovoltaico y está dada por:

$$\eta = \eta_m \eta_{pc} P_f \quad (2.5)$$

Donde la eficiencia modular η_m está dada por:

$$\eta_m = \eta_r [1 - \beta(T_c - T_r)] \quad (2.6)$$

Donde η_r es la eficiencia de referencia del módulo, η_{pc} es la eficiencia de acondicionamiento de potencia, P_f es el factor de empaquetamiento, β es la eficiencia del coeficiente de temperatura del arreglo, T_r es la temperatura de referencia para la eficiencia de la celda y T_c es la temperatura promedio mensual de la celda.

Para el caso del modelo matemático del sistema de conversión de energía eólica, debe considerarse la dinámica de la turbina y el modelado del generador.

En (Nema et al., 2009) se expresa que la salida de potencia mecánica capturada del viento por la turbina, puede formularse como:

$$P_t = \frac{-(C_p \lambda \rho A V^3)}{2} \quad (2.7)$$

Y el torque desarrollado por la turbina se puede expresar como:

$$T_t = \frac{P_t}{\omega_m} \quad (2.8)$$

Donde P_t es la potencia de salida, T_t es el torque desarrollado por la turbina, C_p es el coeficiente de potencia, λ es la razón de velocidad de punta, ρ es la densidad del aire en kg/m^3 , A es el área frontal de la turbina y V la velocidad del viento.

A su vez, λ está determinada por:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (2.9)$$

Donde ω es la velocidad del rotor de la turbina en rad/s, R es el radio de la pala de la turbina en m y v la velocidad del viento en m/s, respectivamente. Las curvas de potencia del viento se muestran en la figura 2.29.

En cuanto al sistema de almacenamiento más común, las baterías, en (Coppez et al., 2010) se resalta que para integrarlas dentro de los modelos de sistemas de energía renovable, el sistema y el almacenamiento de energía deben simularse para probar su impacto y optimizar el dimensionamiento del sistema en términos de costo y eficiencia. Existen actualmente muchos métodos para modelar baterías, enfocándose algunos en las baterías de plomo-ácido, por ser las que comúnmente se encuentran en las aplicaciones.

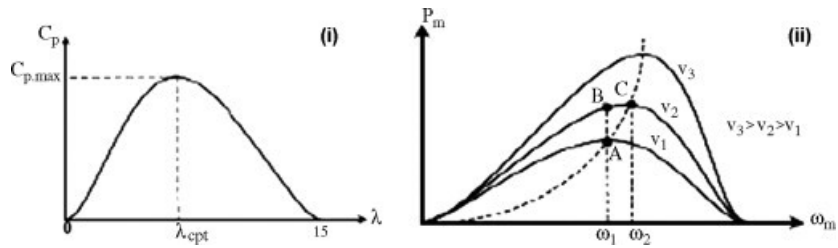


Figura 2.29.- (i) Coeficiente de potencia vs razón de velocidad de punta, (ii) Potencia de salida vs velocidad del rotor para tres velocidades de viento distintas (Nema et al., 2009).

El modelo básico de una batería se muestra en la figura 2.30, donde se representa por un voltaje de circuito abierto ideal y una resistencia. Este modelo es muy simple y no toma en cuenta la resistencia interna de la batería o el estado de carga, siendo ambos cruciales para el exacto modelado dinámico del sistema. El modelo puede actualizarse cambiando la resistencia fija por una resistencia variable la cual será dependiente del estado de carga.

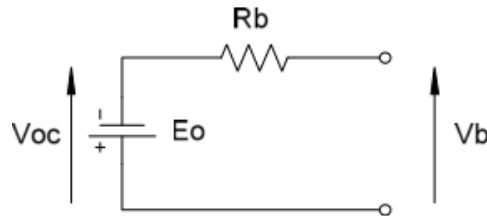


Figura 2.30.- Modelo básico de una batería (Coppez et al., 2010).

El modelo de Thévenin de la batería, como se muestra en la figura 2.31, usa una fuente de voltaje ideal, la resistencia interna de la batería en serie con la fuente de voltaje ideal y dos ramas en paralelo conectadas en serie al resto del circuito para determinar el voltaje de la batería. La primera rama en paralelo contiene un resistor el cual representa la resistencia de sobrevoltaje de la batería y la segunda rama en paralelo contiene un capacitor el cual representa la capacitancia entre el electrolito y los electrodos. Ninguno de estos parámetros es dinámico y, por lo tanto, este modelo está también limitado en su exactitud dinámica y no toma en cuenta el estado de carga de la batería.

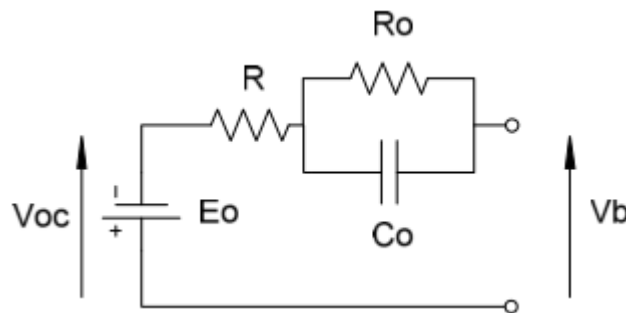


Figura 2.31.- Modelo de Thévenin para una batería (Coppez et al., 2010).

Para mejorar el modelo de Thévenin de la batería, se introduce el modelo dinámico no lineal, mostrado en la figura 2.32. Este modelo usa un capacitor C_b para representar la carga de la batería y un resistor en paralelo R_p para representar su autodescarga. Dos ramas en paralelo son conectadas al circuito, cada una contiene un resistor, R_{id} y R_{ic} ,

respectivamente, y un diodo, cada uno orientado en dirección opuesta. Esto es para habilitar el uso de diferentes valores de resistencia para modelar el comportamiento de carga y descarga de la resistencia interna de la batería.

Además, tres ramas en paralelo están conectadas al circuito. Similar al modelo de Thévenin de la batería, la primera rama contiene un capacitor, C_o , el cual representa la carga estática entre el electrolito y los electrodos. La segunda y tercera ramas contienen resistores, R_{do} y R_{co} respectivamente, y un diodo, cada uno orientado en dirección opuesta. Los resistores R_{do} y R_{co} representan las resistencias de sobrevoltaje y de bajo-voltaje, respectivamente, durante la carga y la descarga.

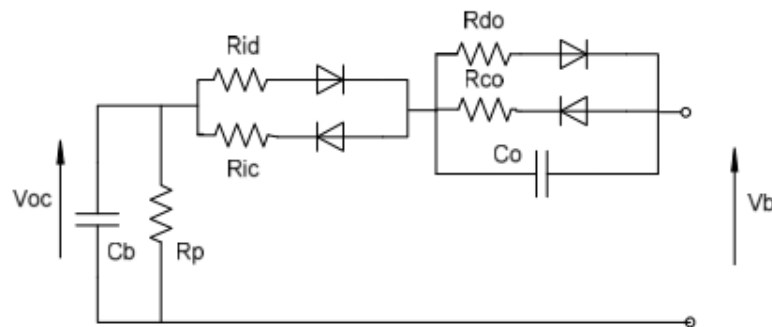


Figura 2.32.- Modelo no lineal de la batería (Coppez et al., 2010).

Este modelo representa el estado de carga de la batería, así como la resistencia interna; por lo tanto, proporciona una mayor exactitud de modelado. Como todos estos componentes cambian con el estado de carga de la batería, es complicado derivar ecuaciones para cada parámetro y las pruebas deben llevarse a cabo en la batería para validar el modelo. Este modelo puede utilizarse para modelar sistemas dinámicamente, lo que posibilita evaluar el valor del voltaje de la batería en cada punto. Esto permite al sistema ser optimizado en términos de su tamaño para asegurar que la carga siempre será abastecida por la fuente de potencia.

Una mejora en este modelo consiste en modelar la fuerza electromotriz (FEM) de la batería como una fuente de voltaje, E_o , dependiente del estado de carga de la batería. La auto descarga es aún representada por el resistor en paralelo, R_p , mostrado a través de la fuente de voltaje en la figura 2.33.

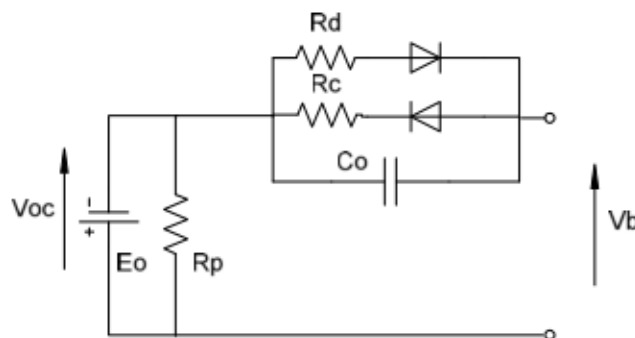


Figura 2.33.- Modelo no lineal mejorado de la batería (Coppez et al., 2010).

Tres ramas en paralelo son conectadas al circuito, con la primera rama conteniendo el capacitor, C_o , representando la carga estática entre el electrolito y los electrodos. La segunda y tercera ramas contienen resistores y diodos; R_a representa la resistencia de la batería cuando se está descargando, y R_c representa la resistencia de la batería cuando se está cargando. Los diodos controlan la dirección del flujo de corriente.

Todos estos parámetros pueden ser determinados probando las curvas con aquellas proporcionadas por los fabricantes de baterías. Una prueba de carga será necesaria para determinar la resistencia de carga. Esto sugiere una sencilla pero exacta forma de modelar el circuito de la batería.

Dentro de la configuración de un HRES, es común encontrar en muchas aplicaciones como fuente de respaldo, un generador diésel, el cual se encargará de satisfacer las necesidades energéticas de la carga, cuando las fuentes de generación renovables o el banco de baterías no cuenten con capacidad suficiente.

En (Deshmukh & Deshmukh, 2008) se hace alusión a la selección del generador diésel, la cual dependerá del tipo y naturaleza de la carga. Para determinar la capacidad del generador a instalarse se mencionan dos casos que pueden ser considerados:

1. Si el generador está directamente conectado a la carga, entonces la capacidad del generador debe ser al menos igual a la carga máxima, y
2. Si el generador es usado como cargador de baterías, entonces la corriente producida por el generador debería no ser mayor que $C_{Ah}/5A$, donde C_{Ah} es la capacidad en Ah de la batería.

La eficiencia total del generador diésel ($\eta_{totalGD}$) está dada por:

$$\eta_{totalGD} = \eta_{bt}\eta_{generador} \quad (2.10)$$

Donde η_{bt} es la eficiencia térmica del generador diésel y se define como la relación entre la potencia térmica disponible en el combustible y la potencia que el motor entrega al cigüeñal. Esto dependerá principalmente de la manera en la cual la energía es convertida ya que la eficiencia es normalizada con el poder calorífico del combustible (Guider, 2008). La expresión para determinarla es la siguiente:

$$\eta_{bt} = \frac{BHP}{Q_{HV}m_f} = \frac{BTU/hr}{(BTU/lb_m)(lb_m/hr)} \quad (2.11)$$

Donde BHP son los caballos de potencia de frenado (*Brake Horse Power*), Q_{HV} es el poder calorífico del combustible y m_f es la tasa de flujo de masa del combustible.

Es destacable mencionar que ya que un generador diésel es una combinación de dos componentes principales (el motor y el alternador), su eficiencia es expresada como una combinación de las eficiencias de los dos subcomponentes. Típicamente, la eficiencia combinada está entre 30-55%, mientras que la eficiencia individual del motor diésel y el alternador oscila entre 35-60% y 85-95%, respectivamente (ICF International, 2014).

Normalmente, los generadores son modelados en el control de sistemas de potencia híbridos, con la finalidad de conseguir la autonomía deseada. Se ha observado que si el generador opera a 70-90% de su capacidad total, resulta económico. En ausencia de picos de demanda, los generadores diésel son normalmente utilizados para satisfacer los requerimientos de la carga y para cargar baterías (Deshmukh & Deshmukh, 2008).

2.3.4.- Criterios y metodologías para la optimización de HRES.

Cuando se habla de optimización de HRES, normalmente se hace referencia a buscar una solución que consista en una combinación óptima de fuentes de generación y elementos de almacenamiento y/o respaldo que satisfaga las necesidades energéticas de una carga específica, al menor coste posible. No hay que olvidar que el HRES puede operar en modo isla o interconectado con la red eléctrica.

De acuerdo con (Y. S. Mohammed, Mustafa, & Bashir, 2014), dos de las tareas clave en el diseño e implementación de HRES son el dimensionado y la configuración del sistema. El dimensionamiento y la optimización del sistema híbrido son criterios mutuamente exclusivos para reducir los costos involucrados y asegurar que las necesidades de la carga en cuanto a energía estarán totalmente cubiertas.

En (Negi & Mathew, 2014) se sugiere que para encontrar la combinación óptima de un sistema híbrido y satisfacer la demanda de carga, se pueden aplicar dos clases de análisis:

1. **Análisis de fiabilidad de potencia.** El sistema de energía híbrido debe satisfacer a la carga en el modo más económico y rentable. Existen varios métodos para calcular la confiabilidad del sistema híbrido: Probabilidad de pérdida en el suministro de energía (*Loss of Power Supply Probability-LPSP*), probabilidad de pérdida de carga (*Loss Of Load Probability-LOLP*), nivel de rendimiento del sistema (*System Performance Level-SPL*) y pérdida de horas de carga (*Lost Of Load Hours-LOLH*). LPSP es la probabilidad de que ocurra un suministro insuficiente de energía cuando el sistema híbrido es incapaz de satisfacer la demanda de carga. La LOLP es una medida de la probabilidad de que la demanda del sistema exceda la capacidad de suministro de energía del sistema en un periodo determinado. El SPL es definido como la probabilidad de que la carga no pueda ser satisfecha.
2. **Análisis de coste del sistema.** Hay varios criterios económicos para el análisis del coste del sistema, tales como el coste presente neto, el coste nivelizado de energía y coste de ciclo de vida. El coste presente neto es definido como el valor total que incluye el coste inicial de todos los componentes del sistema, el coste de cualquier reemplazo de componente que puede ocurrir dentro de la vida útil del proyecto y el coste de mantenimiento. El coste nivelizado de energía es definido como la relación entre el coste anualizado total del sistema y la electricidad anual entregada por el sistema. El coste de ciclo de vida consiste de dos componentes, el coste de capital inicial y el coste de operación y mantenimiento; el coste de capital inicial incluye los costes de adquisición e instalación de los componentes del sistema (Perera, Attalage, Perera, & Dassanayake, 2013).

Además, (Negi & Mathew, 2014) resalta también la importancia en el dimensionado de los sistemas híbridos renovables, que consiste en el método para el cálculo del tamaño de los componentes del sistema minimizando su coste y conservando su fiabilidad.

El sobredimensionado de los componentes del sistema aumentará el coste del sistema, mientras que el subdimensionado puede llevar a fallos de la fuente de generación o insuficiencia de la energía entregada a la carga. La optimización en el dimensionado puede llevarse a cabo mediante las siguientes opciones:

- Herramientas de software.
- Aproximación probabilística.
- Método de construcción gráfica.
- Técnica iterativa.
- Método de inteligencia artificial.

La estructura de un problema de optimización en sistemas eléctricos que incluyen unidades de energía renovable se encuentra generalmente en una forma restringida de optimización. Estos problemas pueden clasificarse como programación del sistema con recursos renovables, operación del mercado bajo la incertidumbre basada en energías renovables, sistemas de gestión energética para hogares, estrategias de respuesta a la demanda para unidades de energía renovable residenciales, dimensionado y emplazamiento de sistemas de generación distribuida basados en renovables dentro del sistema de distribución, dimensionado de las unidades de energía renovable en modo aislado o conectado a la red, diseño óptimo y operación de turbinas eólicas, distribución óptima de una granja eólica, operación óptima de sistemas alimentados por celdas de combustible, encontrar el punto de seguimiento de máxima potencia de sistemas fotovoltaicos y otros (Eren, Küçükdemiral, & Üstoglu, 2017).

Algunos de los algoritmos de optimización aplicados a HRES son los siguientes (Fathima & Palanisamy, 2015)(Peng, Maleki, Rosen, & Azarikhah, 2018) (Eren, Küçükdemiral, & Üstoglu, 2017):

- Algoritmo de evolución diferencial (*Differential Evolution Algorithm*).
- Algoritmos genéticos (*Genetic Algorithm-GA*).
- Algoritmo genético difuso-adaptativo (*Fuzzy-Adaptative Genetic Algorithm*).
- Optimización por enjambre de partículas (*Particle Swarm Optimization-PSO*).
- Recocido simulado (*Simulated Annealing-SA*).
- Algoritmo de la colonia de hormigas (*Ant Colony Algorithm*).
- Algoritmo de las abejas (*Bees Algorithm*).
- Algoritmo de búsqueda gravitacional (*Gravitational Search Algorithm*).
- Algoritmo de competición imperialista (*Imperialist Competition Algorithm*).
- Búsqueda tabú (*Tabu Search*).
- Algoritmo de la luciérnaga (*Firefly Algorithm*).
- Sistema inmunitario artificial (*Artificial Immune System*).

- Teoría de juegos (*Game Theory*).

Una metodología propuesta por (Caballero et al., 2013) optimiza el diseño de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico que opera sin elemento de almacenamiento, como una batería, debido a restricciones ambientales y regulaciones municipales. El HRES está conectado a la red eléctrica y suministra potencia a un grupo de 15 casas de Easter Island, Chile. El modelo requiere como datos de entrada: la insolación solar, la velocidad del viento, la demanda de potencia y la potencia de la red por cada hora de un año en el sitio de estudio.

Para este caso, los promedios mensuales de insolación solar fueron obtenidos del sitio web de la NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) y luego introducidos a la herramienta HOMER (HOMER Energy, 2018) para convertirlos a datos por hora.

Para la velocidad del viento, los datos para cada hora fueron estimados de los datos recabados en tres periodos horarios del día por un dispositivo localizado a 10 m de altura, por la Dirección Meteorológica de Chile, de 2006 a 2010, en el aeropuerto de Mataverí.

Para la optimización del modelo, se utilizó una aproximación polinomial de tercer grado para ajustar el perfil de cada mes y así generar los datos faltantes. A su vez, para cada mes, los parámetros de una distribución de probabilidad de Weibull fueron calculados y posteriormente, utilizados para construir una matriz de información de la que se obtuvieron los perfiles promedio diarios de cada mes para generar así la entrada necesaria para la velocidad del viento para cada hora, durante un año (8760 horas).

La demanda de energía eléctrica fue estimada de la información proporcionada por las autoridades locales para el consumo mensual de la zona residencial, ajustando a un perfil de consumo diario por cada mes. HOMER se utilizó para convertir los datos en los valores por hora requeridos.

Finalmente, la energía de la red disponible para consumo fue modelada a través de una distribución normal de probabilidad, ya que esta información no se encontraba disponible.

En (Víctor, I, Emmanuel, Roberto, & M, 2013) se presenta una metodología para el diseño y optimización de un sistema de generación híbrido renovable eólico/solar con almacenamiento de hidrógeno, utilizando la técnica PSO.

En este estudio se introducen como datos de entrada los costes iniciales, los de operación, los de mantenimiento, así como la eficiencia y el tiempo de vida para cada componente del sistema.

Se consideran también como entradas el recurso solar y el recurso eólico, en este caso de la ciudad de Zacatecas, México y por supuesto, datos de la demanda eléctrica del sitio donde se aplicará el sistema híbrido. Estos datos fueron proporcionados por cada hora, en un periodo de 24 horas.

Se tomaron en consideración dos restricciones; una, referida a la confiabilidad, que tiene que ver con la probabilidad existente de que tanto el sistema de generación como el de almacenamiento (pila de combustible, para este caso) dejen sin suministro de energía a la carga, por un periodo determinado. La otra, se refiere a la energía almacenada en el tanque de hidrógeno, la cual no debe ser cero al final de un periodo de 24 horas de funcionamiento.

También considera el modelo que, en caso de una sobreproducción de energía, es decir, que la energía generada por el sistema híbrido sea mayor al de la demanda, la energía excedente se envía al electrolizador para almacenarla como hidrógeno. En caso de sobredemanda, es decir, que la energía demandada supere a la generada por el sistema, entonces la energía faltante será suministrada por la celda de combustible.

En (Bernal-Agustín & Dufo-López, 2009) se hace una recopilación de 18 metodologías para el diseño, simulación y optimización de sistemas híbridos aislados, aunque hace referencia a que en algunos casos, los sistemas serán sustancialmente mejorados, en la medida en que se apliquen los métodos de optimización correspondientes.

En (Binayak; Bhandari et al., 2015) se presenta una relación, mostrada en la tabla 2.4, de algunas técnicas de optimización y los elementos a optimizar en cada una de ellas.

Tabla 2.4.- Técnicas de optimización con sus respectivos elementos a optimizar (Binayak; Bhandari, Lee, Cho, & Ahn, 2015)

Técnica	Elementos optimizados
Construcción gráfica	Arreglo FV-baterías
Aproximación probabilística	Rendimiento del sistema híbrido
Aproximación determinística	Sistema FV aislado con banco de baterías
Aproximación iterativa	
Hill climbing	
Programación dinámica	Sistema híbrido solar-eólico
Programación lineal	
Multiobjetivo	
Inteligencia Artificial	
Algoritmos Genéticos	
PSO	Sistema híbrido solar-eólico con banco de baterías
Lógica Difusa	
Red Neuronal Artificial	
Modelo Híbrido	
Basado en software	Distintas configuraciones de sistemas híbridos
HOMER	

En otro estudio, mostrado en (Mohammadi, 2013), se hace un análisis de diferentes artículos dirigidos a la optimización de HRES tanto aislados, como interconectados a la red. Para el caso de los sistemas aislados, las técnicas utilizadas fueron la técnica PSO, la herramienta HOMER, el algoritmo de recocimiento simulado, el algoritmo de las abejas, algoritmos genéticos y el algoritmo SPEA (*Strength Pareto Evolutionary Algorithm*). Para los sistemas interconectados, se consideraron la técnica MADS (*Mesh Adaptive Direct Search*), la técnica MHBMO (*Modified Honey Bee Mating Optimization*), la técnica PSO y algoritmos genéticos.

Finalmente, en (Dufo-López et al., 2007) se recalca la dificultad de diseñar un sistema híbrido renovable. El problema del diseño matemático (dimensionamiento y control) involucra un significativo número de variables. Ésta es la razón por la cual las técnicas de control clásico no permiten obtener los resultados deseados y tiene que recurrirse a técnicas más sofisticadas como las técnicas heurísticas, basadas en algoritmos genéticos, los cuales demandan bajos requerimientos computacionales, permitiendo obtener buenas soluciones en un tiempo razonable.

En este caso y dada la complejidad del sistema, se utilizan dos modelos de algoritmos genéticos, uno para encontrar las posibles configuraciones de los componentes (es decir, la potencia y características de cada elemento), mientras que el segundo busca la mejor estrategia para cada una de las configuraciones encontradas por el primero. Ambos algoritmos trabajan para encontrar la configuración óptima de los componentes y la mejor estrategia de control.

Ante el escenario de una amplia gama de metodologías y técnicas para llevar a cabo la optimización de un HRES, quedará a criterio del diseñador del sistema el decidir la metodología que más se acerque a las necesidades de la aplicación.

2.4.- Herramientas para el modelado y optimización de HRES.

En la literatura se describe la aplicación de distintas herramientas que son aplicables al modelado y optimización de sistemas híbridos renovables. La importancia de tales herramientas se basa en utilizar los resultados obtenidos para encontrar un sistema óptimo, es decir, el dimensionado adecuado de sus componentes para cubrir con los requerimientos de la carga y adicionalmente, efectuar análisis de carácter técnico, económico y ambiental de los sistemas modelados.

Entre las herramientas más populares, se puede mencionar a HOMER (Rohani & Nour, 2014). Otra, aunque sin aplicación directa para la optimización de HRES pero utilizada por algunos autores para la obtención de datos meteorológicos, como insolación y velocidad del viento en el sitio del proyecto, es RETScreen (Lee, Lee, Baek, Kwon, & Lee, 2012). También se encontraron algunos estudios donde se manejó iHOGA (Fulzele & Daigavane, 2018).

Una investigación más que se presenta en (Neves et al., 2014), llevó a cabo un análisis estadístico de las herramientas utilizadas en la metodología de optimización de distintos HRES, tanto aislados como conectados a la red y localizados en 28 micro comunidades alrededor del mundo. Se encontró que la herramienta predilecta fue HOMER, aunque en algunos casos se utilizaron otras como RenewIslands, H2RES, TRNSYS, Simulink e incluso, encuestas locales. Algunas de estas herramientas se discuten a continuación.

- **RETScreen.** Es un software de gestión de energías limpias para el análisis de viabilidad de proyectos de eficiencia energética, energías renovables y cogeneración, así como para el análisis del rendimiento energético operativo (Government of Canada, 2018). RETScreen Expert permite a los profesionales y directivos

identificar, evaluar y optimizar de forma rápida la viabilidad técnica y financiera de proyectos potenciales de energías limpias. Esta plataforma de software experta inteligente de toma de decisiones, permite también medir y verificar fácilmente el rendimiento real de las instalaciones y facilita la detección de oportunidades adicionales de producción y ahorro de la energía (Government of Canada, 2019).

- **HOMER.** Diseñado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos (*NREL*), es un modelo de computación que simplifica la tarea de diseñar microrredes renovables híbridas, ya sean aisladas o conectadas de la red. Los algoritmos de análisis de sensibilidad y optimización de HOMER, permiten evaluar la factibilidad técnica y económica de un gran número de opciones tecnológicas y responde a variaciones en los costos de la tecnología y de la disponibilidad del recurso energético (Lambert, Gilman, & Lilienthal, 2006).
- **TRNSYS.** Es un software basado en gráficos extremadamente flexible, usado para simular el comportamiento de sistemas transitorios. Mientras la vasta mayoría de las simulaciones se enfocan en evaluar el rendimiento de sistemas de energía eléctricos y térmicos, TRNSYS puede bien ser usado también para modelar otros sistemas dinámicos como el flujo de tráfico o procesos biológicos (Thermal Energy System Specialists, 2018).
- **iHOGA (*improved Hybrid Optimization by Genetic Algorithms*).** Es un programa desarrollado en C++ para optimización de Sistemas Híbridos de Energías Renovables para la generación de energía eléctrica (DC y/o AC) y/o Hidrógeno. El programa puede simular y optimizar sistemas de cualquier tamaño (desde sistemas con consumos del orden de pocos Wh diarios, hasta sistemas con consumos de muchos MWh e incluso GWh diarios). También puede simular y optimizar sistemas conectados a la red, con o sin consumo propio, pudiendo definirse distintos casos de Balance Neto (*Net Metering*) (Dufo López, 2018)
- **HYBRID2.** Es un software fácil de usar y muy flexible, útil para la predicción a largo plazo del rendimiento de sistemas de potencia híbridos. Permite a los sectores de la industria, gobierno y otras agencias no gubernamentales interesadas en la electrificación de áreas rurales, pero que pueden tener conocimiento limitado de los sistemas de potencia híbridos, evaluar alternativas para los generadores basados en petróleo. Hybrid2 está suficientemente detallado también para ser usado por diseñadores experimentados de sistemas híbridos como una herramienta para llevar a cabo un diseño preliminar (University of Massachusetts, 2014).
- **Simulink.** Es un entorno de diagramas de bloque para la simulación multidominio y el diseño basado en modelos. Admite el diseño y la simulación a nivel de sistema, la generación automática de código y la prueba y verificación continuas de los sistemas embebidos. Ofrece un editor gráfico, bibliotecas de bloques personalizables y solucionadores para modelar y simular sistemas dinámicos. Se integra con

MATLAB, lo que permite incorporar algoritmos de MATLAB en los modelos y exportar los resultados a MATLAB para llevar a cabo más análisis (MathWorks, 2018).

Adicionalmente, MATLAB cuenta también con un Toolbox de Optimización, que proporciona algoritmos para la resolución de problemas de optimización, tales como programación lineal, programación cuadrática, mínimos cuadrados no lineales y resolución de ecuaciones no lineales. Contiene rutinas que ponen en práctica los métodos más ampliamente utilizados para realizar minimización y maximización (Pérez L., 2002).

- **GAMS (*General Algebraic Modeling System*)**. Es un software de modelado que puede simular un amplio rango de problemas de optimización lineal y no lineal (Mahesh & Sandhu, 2017).

Como se puede notar, existe una amplia gama de herramientas para el modelado y optimización de HRES. La herramienta más adecuada para cada tarea recaerá en la metodología utilizada por cada diseñador y lo que se desee analizar.

En (Peñalvo, Valencia, Carbini, & Pérez-Navarro, 2013) se destaca el uso de HOMER o Hybrid2 para optimizar la cobertura de las necesidades de energía demandadas por las cargas en sistemas de generación distribuida y facilitar así su operación. Sin embargo, menciona que ni HOMER o Hybrid2 toman en consideración la flexibilidad de la demanda en el sistema y, por lo tanto, no se analizan sus beneficios. Por ello, en aquel estudio se seleccionó una metodología basada en TRNSYS, para analizar diferentes escenarios de un caso particular.

2.5.- Gestión de la Demanda y su inclusión en HRES.

El concepto de gestión de la demanda puede resultar ambiguo, ya que supone que está relacionado con el país y contexto en el cual se utilice, como se señala en (Fenercom, 2007). Por ello, se enlistan algunas posibles definiciones:

- **Demand Side Management (DSM)**. Término utilizado para las iniciativas de gestión de la demanda eléctrica (GDE) relacionadas con el ahorro energético. De acuerdo con (Logenthiran, Srinivasan, & Shun, 2012), representa una de las funciones importantes en una red inteligente que permite a los consumidores tomar decisiones informadas respecto a sus consumos de energía y auxilia a los proveedores a reducir la demanda punta y reconstruir el perfil de carga. Lo anterior permite incrementar la sustentabilidad de la red inteligente, así como reducir los costos operacionales y los niveles de emisiones de carbono. Muchas de las estrategias existentes de DSM utilizan técnicas y algoritmos específicas para cada sistema.
- **Demand Response (DR) o Demand Side Response (DSR)**. Término relacionado con la respuesta activa del consumidor a señales externas, que hacen referencia a niveles de demanda agregada, por ejemplo, a incentivos de precio. Este término es manejado en (Montuori, Alcázar-Ortega, Álvarez-Bel, & Domijan, 2014), mientras

que en (Wu & Tang, 2019) clasifica a DR en dos categorías básicas, DR basada en precios (PBDR) y DR basada en incentivos (IBDR). PBDR ofrece tarifas de electricidad variables en tiempo, mientras que IBDR ofrece tarifas de descuento o pago de incentivos a los participantes. Lo que se persigue es la reducción de las puntas de demanda de los participantes o la desconexión de la carga cuando se presenta una contingencia. IBDR a su vez, se divide en dos subgrupos: control directo y control indirecto. Los métodos de control directo permiten a la red modificar la carga de los participantes de modo directo, incluyendo el control directo de cargas y de interrupción de cargas. Los métodos de control indirecto por su parte esperan reducir las puntas de demanda a través de atractivos incentivos.

- **Demand Side Bidding (DSB).** Es uno de los programas de gestión de la demanda el cual pretende reducir la demanda considerándola como una fuente de generación y ofertarla en el mercado energético mayorista, permitiendo así al consumidor responder a los precios del mercado y reducir la demanda (Park, Lee, Kim, Kim, & Lee, 2009).
- **Demand Side Integration (DSI).** Definición propuesta por el grupo WG C6.09 del CIGRE (Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas) para agrupar todos los conceptos incluidos dentro de la GDE. En (Mocci, Natale, Pilo, & Ruggeri, 2015) se expone que, con la intención de aprovechar los sistemas de distribución de bajo voltaje existentes, DSI es esencial para ofrecer servicios que incrementen la seguridad y la calidad del suministro, mejorar la eficiencia energética y reducir los costes de energía.

Un término que va más enfocado hacia un concepto más avanzado, como es el de las redes inteligentes (*Smart Grids*), definido en (Lujano Rojas, Bernal Agustín, & Dufo López, 2012), es el concepto de *Adaptación de la Demanda*, como el cambio en el modelo de consumo de la electricidad, por parte de los consumidores, para reducir la demanda en horas en las que los precios de la electricidad son altos, o cuando la fiabilidad del sistema está en peligro. Los cambios en el modelo de consumo pueden conseguirse a través de cambios en la electricidad o a través de incentivos. Así, la *Adaptación de la Demanda* modificando el modelo de consumo, puede reducir la incertidumbre y los problemas relacionados con las diferencias entre los costos de generación y el precio de venta de la energía eléctrica, y también puede mejorar la eficiencia y la fiabilidad de la infraestructura disponible, además de reducir los precios de la energía.

De acuerdo con (Muñoz Maldonado, 2012), las medidas de gestión de la demanda se clasifican en cuatro grandes grupos en función del tipo de impacto que tienen sobre la curva de la demanda: reducción del consumo, desplazamiento del consumo de las horas punta a las valle, llenado de horas valle y reducción del consumo en las horas punta. La figura 2.34 muestra el efecto de cada uno de los grupos mencionados.

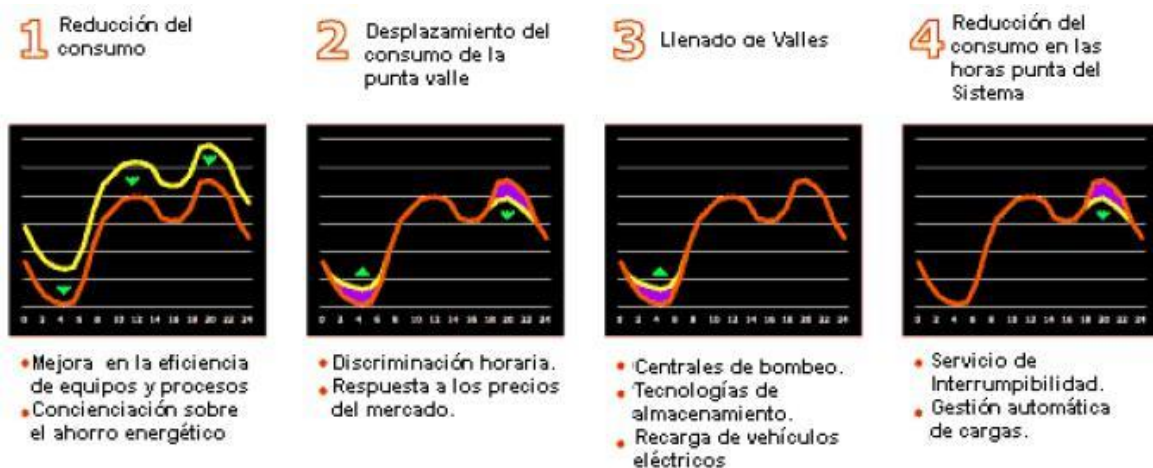


Figura 2.34.- Efectos de cada grupo de gestión de la demanda (Muñoz Maldonado, 2012).

En cuanto a la inclusión de la gestión de la demanda en HRES, en (Muñoz Maldonado, 2012) se define como la planificación e implementación de distintas medidas destinadas a influir en el modo de consumir energía para que se modifique el perfil del consumo diario. Estas medidas contribuyen a la reducción de las emisiones de CO₂, a la mejor integración de las energías renovables en el sistema eléctrico y a una mejor eficiencia energética del sistema en su conjunto.

En (Muñoz, Valencia, Acevedo, & Álvarez, 2011) se hace énfasis en que un correcto equilibrio entre generación y demanda permitirá conseguir que los recursos en la microrred se aprovechen de manera eficiente. Para esto, es necesario que los generadores operen en su punto óptimo de carga, las puntas de demanda se lleven a coincidir con las ofertas de energía renovable intermitente, que el mix se seleccione y gestione de manera adecuada, que se obtenga una demanda más plana, permitiendo así la optimización de la red, tanto desde el punto de vista técnico como el económico.

Como bien se anota en (Ismail et al., 2015), para sistemas con más de una fuente de energía usada para alimentar una carga, se hace necesario un criterio para manejar el flujo de energía entre dichas fuentes. La estrategia de gestión debería definir prioridades para el despacho de la energía entre las diferentes fuentes.

Por su parte, (Lujano Rojas et al., 2012) agrega que la gestión de sistemas para la generación de electricidad puede realizarse mediante la gestión de la generación, de la demanda o mediante ambas simultáneamente. Estas estrategias pueden aplicarse tanto a sistemas que estén conectados a la red eléctrica, como a los que se encuentren aislados de la misma. Destaca la importancia de la simulación y el dimensionado óptimo de sistemas aislados y conectados a la red eléctrica basados en fuentes renovables, así como del desarrollo de estrategias de gestión de la demanda que sugieran al usuario la forma óptima en la que sus cargas podrían ser utilizadas.

Cuando se desea diseñar un sistema híbrido renovable que cuente con un sistema de gestión de la demanda, un buen punto de partida es contar con la curva de la demanda eléctrica del usuario. Dicha curva de la demanda permitirá conocer el comportamiento de

uso de la energía eléctrica que tiene el usuario o de la aplicación donde se desea implementar el sistema. La curva dependerá de varios factores como son, las condiciones meteorológicas, la estación del año, la cultura y la condición socioeconómica, por mencionar algunas.

Una vez conseguida la curva de demanda, el determinar la ocurrencia de los picos de demanda y los tiempos en los que suceden, será de utilidad.

Un sistema de gestión de la demanda deberá ser capaz de reducir la diferencia entre la demanda de pico y la demanda de valle, es decir, deberá dar lugar a una curva de carga más plana.

Además, la integración de HRES y de la respuesta a la demanda requiere el desarrollo de herramientas adecuadas para evaluar el impacto producido desde un punto de vista técnico, económico y ambiental (Montuori et al., 2014).

Varias investigaciones se han llevado a cabo para analizar la introducción de un mecanismo de gestión de la demanda en distintas configuraciones de HRES. En (Ismail et al., 2015) se propone maximizar la utilización de la energía generada por las fuentes renovables (por ejemplo, paneles FV) y la energía almacenada en un banco de baterías. En caso de imposibilidad de estas fuentes para cubrir la demanda de carga, una o más fuentes no renovables (por ejemplo, una microturbina o un generador diésel) o una fuente renovable en modo de espera, pero programada (como biomasa), pueden ser utilizadas para contrarrestar la diferencia demanda-generación en sistemas híbridos aislados. Para el caso donde la energía generada exceda los requerimientos de carga y de la batería, y no fuera capaz de almacenarse más, el exceso de energía puede desecharse o utilizarse para servicios secundarios (u otro propósito) para mantener un balance en el sistema.

En (Caamaño-Martín, E., 2009) se presenta un sistema de gestión de la demanda doméstica capaz de desplazar la curva de carga en función de las necesidades del usuario, la disponibilidad de generación local y señales procedentes de la red eléctrica, con el objetivo de contribuir a una participación activa de los usuarios domésticos en el sistema eléctrico que redunde en beneficios de carácter económico, energético y medioambiental.

En (Castillo et al., 2009) se expone un sistema de control distribuido para la gestión de la demanda. Una parte del sistema se encarga de realizar las planificaciones de acuerdo a las necesidades del usuario y otra parte del sistema de control recibe las distintas planificaciones de los subsistemas y ejecuta la óptima en términos energéticos.

En (Muñoz et al., 2011) se destaca como uno de los objetivos esenciales de las microrredes es el proveer una calidad de servicio heterogénea a las distintas cargas, ya que en algunas aplicaciones podrían tener asignada una prioridad más alta o más baja. Plantea una categorización de las cargas en críticas, reducibles y reprogramables y sobre estas últimas hace una aplicación de un control dinámico de la demanda (*DDC*) que se basa en tomar la frecuencia de la red como referencia para llevar a cabo su gestión.

Por su parte, (Peñalvo et al., 2013) aplica una estrategia de flexibilidad de la demanda en el segmento de aire acondicionado de un hotel, para analizar sus efectos y revelar que la

demanda puede contribuir significativamente al incremento de la eficiencia de las unidades de generación, minimizar la inversión asociada a la capacidad de potencia instalada y mejorar la sustentabilidad del sistema.

Otro interesante estudio se encuentra en (Montuori et al., 2014), donde los autores usaron un modelo en HOMER que fue adaptado con el objetivo de considerar también la participación del lado de la demanda y así integrar la variación de los recursos renovables por medio de la modificación del patrón usual de consumo de electricidad de los usuarios conectados a una microrred aislada de la red. Para la simulación, tres programas actualmente activos en Estados Unidos de aplicación residencial y pequeños usuarios se consideraron:

1. **“Plan de demanda con oferta de descuento de verano”**. Ofrecido por el *Southern California Edison*. A los participantes se les hace una oferta para reducir su carga desde las 12:00 hasta las 8:00 pm entre semana. Los pagos son del orden de los \$0,50 por kWh de reducción de consumo real.
2. **“Programa voluntario de respuesta a la carga”**. Este uno de los programas más populares ofrecidos por *Commonwealth Edison* en Illinois. En promedio, los participantes reciben \$0,25 por kWh reducido, dependiendo del mercado de energía horario.
3. **“Programa Cool Currents”**. Este programa es ofrecido por la *Detroit Edison Energy Company* en Michigan y está basado en un pago directo a los clientes de \$0,02 por interrupción. La potencia media interrumpible es de aproximadamente 0,85 kW por unidad, y la duración de las interrupciones es de 15 minutos, que significan un pago promedio de \$0,10 por kWh.

En todos los casos, el precio pagado a los consumidores en los diferentes programas de respuesta a la demanda es menor que el costo de producir energía adicional para satisfacer el consumo total de la carga.

2.6.- Referencias.

- ABB. (2015). MICROGRIDS Go Mainstream. *Transmission & Distribution World*, (November). Retrieved from <http://new.abb.com/microgrids>
- ABB group. (2015). Energía solar. *ABB Review*, 2, 76. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Alemán-Nava, G. S., Casiano-Flores, V. H., Cárdenas-Chávez, D. L., Díaz-Chavez, R., Scarlat, N., Mahlknecht, J., ... Parra, R. (2014). Renewable energy research progress in Mexico: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 140–153. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.004>
- Amézquita, D. (2018). *Beneficios fiscales y empresariales de las Energías Renovables*. Retrieved from <https://amdf.org.mx/wp-content/uploads/2018/03/Beneficios-fiscales-y-empresariales-de-las-Energías-Renovables.pdf>
- Amirante, R., Cassone, E., Distaso, E., & Tamburrano, P. (2017). Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies. *Energy Conversion and Management*, 132, 372–387.

<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.11.046>

- Aneke, M., & Wang, M. (2016). Energy storage technologies and real life applications. A state of the art review. *Applied Energy*, *179*, 350–377.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.097>
- Barsali, S., Ceraolo, M., Giglioli, R., & Poli, D. (2015). Storage applications for Smartgrids. *Electric Power Systems Research*, *120*, 109–117.
<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.07.029>
- Beaudin, M., Zareipour, H., Schellenberg, A., & Rosehart, W. (2014). Energy Storage for Mitigating the Variability of Renewable Electricity Sources. *Energy Storage for Smart Grids: Planning and Operation for Renewable and Variable Energy Resources (VERs)*, *14*(4), 1–33. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-410491-4.00001-4>
- Bernal-Agustín, J. L., & Dufo-López, R. (2009). Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *13*(8), 2111–2118. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.01.010>
- Bhandari, Binayak, Lee, K.-T., Cho, Y.-M., & Ahn, S.-H. (2015). Optimization of Hybrid Renewable Energy Power system: A review. *International Journal of Precision Engineering and Manufacturing-Green Technology*, *2*(1), 99–112.
<https://doi.org/10.1007/s40684-015-0013-z>
- Bhandari, Binayak, Lee, K. T., Lee, C. S., Song, C. K., Maskey, R. K., & Ahn, S. H. (2014). A novel off-grid hybrid power system comprised of solar photovoltaic, wind, and hydro energy sources. *Applied Energy*, *133*, 236–242.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.033>
- Byrne, R. (2016). *Energy Storage Overview*. Retrieved from https://www.sandia.gov/ess-ssl/docs/swpuc/Byrne_Energy_storage_101_SAND2016-4387.pdf
- Caamaño-Martín, E., et al. (2009). Optimizing Pv Use Through Active Demand Side Management. *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, (September), 3149–3155. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Caballero, F., Sauma, E., & Yanine, F. (2013). Business optimal design of a grid-connected hybrid PV (photovoltaic)-wind energy system without energy storage for an Easter Island's block. *Energy*, *61*, 248–261.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.08.030>
- Cámara de Diputados. (2012). *LEY GENERAL DE CAMBIO CLIMÁTICO*. Ciudad de México. Retrieved from http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGCC_130718.pdf
- Cámara de Diputados. (2014). *LEY DE LOS ÓRGANOS REGULADORES COORDINADOS EN MATERIA ENERGÉTICA*. Ciudad de México. Retrieved from http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LORCME_110814.pdf
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2014a). *LEY DE ENERGÍA GEOTÉRMICA*. Ciudad de México. Retrieved from http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LEG_110814.pdf
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2014b). *LEY DE LA INDUSTRIA*

- ELÉCTRICA*. Ciudad de México. Retrieved from http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_110814.pdf
- Castillo, M., Gutiérrez, A., Monasterio-Huelin, F., Masa, D., Caamaño, E., Jiménez-Leube, J., & Porro, J. (2009). Sistema de Control Distribuido para la Gestión de la Demanda en el Sector Residencial. In *ResearchGate* (p. 6).
- Cho, J., Jeong, S., & Kim, Y. (2015). Commercial and research battery technologies for electrical energy storage applications. *Progress in Energy and Combustion Science*, 48, 84–101. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2015.01.002>
- CIRCUTOR. (2019). *Microrredes y autogeneración con energías renovables*. Retrieved from <http://pdf.directindustry.es/pdf/circutor/microrredes-autogeneracion-energias-renovables/11644-242215.html>
- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. (2017). Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios 2016. Retrieved October 7, 2018, from <https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/estrategia-de-transicion-para-promover-el-uso-de-tecnologias-y-combustibles-mas-limpios-2016?state=published>
- Comisión Reguladora de Energía. (2017). *Certificados de Energías Limpias CEL*. Retrieved from www.cre.gob.mx@CRE_Mexico
- Coppez, G., Chowdhury, S., & Chowdhury, S. P. (2010). The Importance of Energy Storage in Renewable Power Generation : A Review. *45th International of Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010*, 1–5.
- del Razo, C. (2016). a Snapshot of the Mexican Clean Energy Obligations System. *Mexican Law Review*, 9(1), 81–90. <https://doi.org/10.1016/j.mexlaw.2016.09.004>
- del Real, A. J., Arce, A., & Bordons, C. (2009). Optimization strategy for element sizing in hybrid power systems. *Journal of Power Sources*, 193(1), 315–321. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2008.11.141>
- Deshmukh, M. K., & Deshmukh, S. S. (2008). Modeling of hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(1), 235–249. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2006.07.011>
- Dufo-López, R., Bernal-Agustín, J. L., & Contreras, J. (2007). Optimization of control strategies for stand-alone renewable energy systems with hydrogen storage. *Renewable Energy*, 32(7), 1102–1126. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2006.04.013>
- Dufo López, R. (2018). *iHOGA Versión 2.4 Manual del Usuario*. Retrieved from <https://ihoga.unizar.es>
- EIA. (2018). *Energy Consumption by Sector*. Retrieved from https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/sec2_2.pdf
- El-Khattam, W., & Salama, M. M. A. (2004). Distributed generation technologies, definitions and benefits. *Electric Power Systems Research*, 71(2), 119–128. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2004.01.006>
- Energy, U. S. D. of. (2007). The Potential Benefits of Distributed Generation and Rate -

- Related Issues That May Impede Their Expansion. *Energy Policy*, (February), 1–188. Retrieved from <http://www.ferc.gov/legal/fed-sta/exp-study.pdf>
- Eren, Y., Küçükdemiral, I., & Üstoglu, İ. (2017). Introduction to Optimization. In O. Erdinc (Ed.), *Optimization in Renewable Energy Systems* (pp. 27–74). Butterworth-Heinemann.
- Espejo, C., & García, R. (2012). La energía eólica en la producción de electricidad en España. *Revista de Geografía Norte Grande*, 115–136. Retrieved from https://www.usfx.bo/nueva/vicerrectorado/citas/TECNOLOGICAS_20/Electricidad/80.pdf
- Evans, A., Strezov, V., & Evans, T. J. (2012, August). Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.048>
- Fathima, A. H., & Palanisamy, K. (2015). Optimization in microgrids with hybrid energy systems - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, 431–446. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.059>
- Fenercom. (2007). Guía Básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica. *Fundación de La Energía de La Comunidad de Madrid - España*. Energy Management Agency, 66. Retrieved from www.fenercom.com
- Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE). (n.d.). FIDE +PV Energy Yucatán. Retrieved October 2, 2018, from <http://maspv-yucatan.com/es/fide/>
- Frame, J. (2001). Locational Marginal Pricing. *Power Engineering Society Winter Meeting, (C)*, 377–382. Retrieved from <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=917066>
- Fulzele, J. B., & Daigavane, M. B. (2018). Design and Optimization of Hybrid PV-Wind Renewable Energy System. *Materials Today: Proceedings*, 5(1), 810–818. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2017.11.151>
- General Microgrids. (2018). Microgrids: the self-healing solution. Retrieved October 2, 2018, from <https://www.generalmicrogrids.com/about-microgrids>
- Government of Canada. (2018). RETScreen | Natural Resources Canada. Retrieved October 3, 2017, from <https://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465>
- Government of Canada. (2019). RETScreen | Natural Resources Canada. Retrieved October 29, 2019, from <https://www.nrcan.gc.ca/energy/retscreen/7465>
- Guerrero, J. M. (2011). APEC 2011 Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids.
- Guider, T. P. (2008). *Characterization of Engine Performance with Biodiesel Fuels*. Lehigh University.
- GWEC. (2016). Global Wind Report 2015 | Gwec. *Wind Energy Technology*, 75. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Hayden, E. (2013). Introduction To Microgrids. *SECURICON Report*, 1–13.

<https://doi.org/10.1109/PES.2007.385969>

- Hemmati, R., & Saboori, H. (2016, November 1). Emergence of hybrid energy storage systems in renewable energy and transport applications – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.029>
- HOMER Energy. (2018). HOMER - Hybrid Renewable and Distributed Generation System Design Software. Retrieved March 25, 2018, from <https://www.homerenergy.com/>
- Huacuz Villamar, J. M. (2015). Boletín IIE, 2015 La biomasa en la transición energética de México. *Boletín IIE*.
- ICF International. (2014). *Diesel Generators : Improving Efficiency and Emission Performance in India. Interim Report*. Retrieved from <http://shaktifoundation.in/wp-content/uploads/2014/02/Shakti-Diesel-Generators-FINAL1.pdf>
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2015). Renewable Energy Prospects: Mexico. *REmap 2030*, (May), 106. Retrieved from http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REmap_Mexico_report_2015.pdf
- Ismail, M. S., Moghavvemi, M., Mahlia, T. M. I., Muttaqi, K. M., & Moghavvemi, S. (2015). Effective utilization of excess energy in standalone hybrid renewable energy systems for improving comfort ability and reducing cost of energy: A review and analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 726–734. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.051>
- K. Cheung. (2015). DOE Perspective on Microgrids. Retrieved from [https://www.apec-conf.org/Portals/0/Plenary Presentations/Speaker 4 Kerry Cheung PRES.pdf](https://www.apec-conf.org/Portals/0/Plenary%20Presentations/Speaker%204%20Kerry%20Cheung%20PRES.pdf)
- Kahrobaee, S., Asgarpour, S., & Kahrobaee, M. (2014). Optimum renewable generation capacities in a microgrid using generation adequacy study. *2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/TDC.2014.6863402>
- Lambert, T., Gilman, P., & Lilienthal, P. (2006). *MICROPOWER SYSTEM MODELING WITH HOMER*. Retrieved from <http://www.pspb.org/e21/media/HOMERModelingInformation.pdf>
- Lantero, A. (2014). How Microgrids Work. Retrieved September 5, 2017, from <https://www.energy.gov/articles/how-microgrids-work>
- Lee, K. H., Lee, D. W., Baek, N. C., Kwon, H. M., & Lee, C. J. (2012). Preliminary determination of optimal size for renewable energy resources in buildings using RETScreen. *Energy*, 47(1), 83–96. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.08.040>
- Liu, X., Wang, P., & Loh, P. C. (2011). A hybrid AC/DC microgrid and its coordination control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2(2), 278–286. <https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2116162>
- Logenthiran, T., Srinivasan, D., & Shun, T. Z. (2012). Demand side management in smart grid using heuristic optimization. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(3), 1244–1252. <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2195686>

- Lujano Rojas, J. M., Bernal Agustín, J. L., & Dufo López, R. (2012). *Análisis y gestión óptima de la demanda en sistemas eléctricos conectados a la red y en sistemas aislados basados en fuentes renovables*. Universidad de Zaragoza, Prensas de la Universidad. Retrieved from <http://www.tdx.cat/handle/10803/107601>
- Magadum, R., & Kumbar, S. (2012). On Recent Advances in Electrical Engineering A Review of Recent Developments in Micro Grid. *International Refereed Journal of Engineering and Science*, 6–9. Retrieved from <http://www.irjes.com/Conference/Raee/B0609.pdf>
- Mahesh, A., & Sandhu, K. S. (2017). Hybrid wind/photovoltaic energy system developments: Critical review and findings. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1135–1147. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.008>
- Maleki, A., & Pourfayaz, F. (2015). Optimal sizing of autonomous hybrid photovoltaic/wind/battery power system with LPSP technology by using evolutionary algorithms. *Solar Energy*, 115, 471–483. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.03.004>
- Mariam, L., Basu, M., & Conlon, M. F. (2016). Microgrid: Architecture, policy and future trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64, 477–489. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.037>
- MathWorks. (2018). Simulink - Simulación y diseño basado en modelos - MATLAB & Simulink. Retrieved October 4, 2018, from <https://es.mathworks.com/products/simulink.html>
- Merrill, H. M. (2000). *Regional Transmission Organizations: FERC Order 2000*. Retrieved from <http://merrillenergy.com/RegionalTransmissionOrganizations.pdf>
- Mocci, S., Natale, N., Pilo, F., & Ruggeri, S. (2015). Demand side integration in LV smart grids with multi-agent control system. *Electric Power Systems Research*, 125, 23–33. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.03.021>
- Mohammadi, M. (2013). Review of Simulation and Optimization of Autonomous and Grid-Connected Hybrid Renewable Energy Systems as Micro-grids. *ISESCO JOURNAL of Science and Technology*, 9(16), 60–67.
- Mohammed, O. H., Amirat, Y., Benbouzid, M., & Tang, T. (2013). Hybrid Generation Systems Planning Expansion Forecast : A Critical State of the Art Review. In *Proceedings of the 39th Annual Conference of the IEEE Industrial and Electronics Society*, 1668–1673. <https://doi.org/10.1109/IECON.2013.6699383>
- Mohammed, Y. S., Mustafa, M. W., & Bashir, N. (2014). Hybrid renewable energy systems for off-grid electric power: Review of substantial issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 35, 527–539. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.022>
- Montuori, L., Alcázar-Ortega, M., Álvarez-Bel, C., & Domijan, A. (2014). Integration of renewable energy in microgrids coordinated with demand response resources: Economic evaluation of a biomass gasification plant by Homer Simulator. *Applied Energy*, 132, 15–22. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.06.075>
- Muñoz Maldonado, Y. A. (2012). *Optimización de recursos energéticos en zonas aisladas mediante estrategias de suministro y consumo*. Riunet. Universitat Politècnica de

- València, Valencia (Spain). <https://doi.org/10.4995/Thesis/10251/16010>
- Muñoz, Y. A., Valencia, I., Acevedo, C. Y., & Álvarez, C. (2011). Optimización de una microrred mediante estrategias de suministro y consumo, (48). Retrieved from https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as_sdt=0%2C5&q=Optimizaci3n+de+una+m+icrorred+mediante+estrategias+de+suministro+y+consumo&btnG=
- Nair, N. K. C., & Garimella, N. (2010). Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration. *Energy and Buildings*, 42(11), 2124–2130. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2010.07.002>
- Negi, S., & Mathew, L. (2014). Hybrid Renewable Energy System: A Review. *International Journal of Electronic and Electrical Engineering*, 7(5), 535–542. <https://doi.org/ISSN 0974-2174>
- Nehrir, M. H., Wang, C., Strunz, K., Aki, H., Ramakumar, R., Bing, J., ... Salameh, Z. (2011). A review of hybrid renewable/alternative energy systems for electric power generation: Configurations, control, and applications. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2(4), 392–403. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2011.2157540>
- Nema, P., Nema, R. K., & Rangnekar, S. (2009). A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(8), 2096–2103. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.10.006>
- Neves, D., Silva, C. A., & Connors, S. (2014). Design and implementation of hybrid renewable energy systems on micro-communities: A review on case studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31, 935–946. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.047>
- Nguyen, T.-T., Martin, V., Malmquist, A., & Silva, C. A. S. (2017). A review on technology maturity of small scale energy storage technologies. *Renewable Energy Environmental Sustainability*, 36, 1–8. <https://doi.org/10.1051/rees/2017039>
- Orga A., G. J. (2009). *Análisis de la Generación Distribuida y su Tratamiento Regulatorio en el Perú*. Universidad Nacional del Centro del Perú. Retrieved from <http://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/UNCP/3556/OrgaAraujo.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Ortiz, C. E., Francisco, J., Rada, Á., Hernández, E., Lozada, J., & Carbajal, A. (2013). Protection , Control , Automation , and Integration for Off-Grid Solar-Powered Microgrids in Mexico, (October), 1–11.
- Park, J. B., Lee, J. W., Kim, H. H., Kim, W., & Lee, K. Y. (2009). Locational marginal price with demand-side bidding in a competitive electricity market. In *IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)* (Vol. 42, pp. 104–106). IFAC Secretariat. <https://doi.org/10.3182/20090705-4-SF-2005.00020>
- Paul, J., & Quintero, V. (2008). GENERACIÓN DISTRIBUIDA: Democratización de la energía eléctrica. *Criterio Libre*, 105–112. Retrieved from <http://www.unilibre.edu.co/CriterioLibre/images/revistas/8/CriterioLibre8art07.pdf>
- Peñalvo, E., Valencia, I., Carbini, D., & Pérez-Navarro, A. (2013). Optimization of Renewable Sources in a Hybrid Systems Operation. *Electrical Engineering Electronic*

- Journal EEEJ, Valencia, 1*. Retrieved from <http://www.aedie.org/eeej/webrevista/articulos/num2/184-penalvo.pdf>
- Peng, W., Maleki, A., Rosen, M. A., & Azarikhah, P. (2018). Optimization of a hybrid system for solar-wind-based water desalination by reverse osmosis: Comparison of approaches. *Desalination, 442*(March), 16–31. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2018.03.021>
- Perera, A. T. D., Attalage, R. A., Perera, K. K. C. K., & Dassanayake, V. P. C. (2013). Designing standalone hybrid energy systems minimizing initial investment, life cycle cost and pollutant emission. *Energy, 54*, 220–230. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.03.028>
- Pérez, J., Borge, D., & Agudelo, J. (2010). Proceso de gasificación de biomasa: una revisión de estudios teórico -experimentales. *Revista Facultad de Ingeniería, (52)*, 95–107. <https://doi.org/ISSN 0120-6230>
- Pérez L., C. (2002). *Matlab y sus Aplicaciones en las Ciencias y en la Ingeniería*. Madrid: Pearson Education. Retrieved from <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:No+Title#0>
- Presidencia de la República. (2014). *Reglamento Interior de la Secretaría de Energía*. Ciudad de México. Retrieved from <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regla/n349.pdf>
- Presidencia de la República. (2015). *Ley de Transición Energética*. Retrieved from http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/abro/lase/LASE_abro_24dic15.pdf
- PwC, WWF, IMERE, & CWF. (2013). Plan integral para el desarrollo de las energías renovables en México 2013-2018. Retrieved from http://awsassets.panda.org/downloads/130222_plan_integral_para_desarrollo_de_energias_renovables.pdf
- Quiroz Juárez, C., Sara, E., Suárez, R., Gómez González, A., Yónathan, H., Hernandez, P., ... Miranda, A. (2011). *Externalidades en la generación de energía eléctrica en México*. Retrieved from <http://goodrichriquelme.com/wp-content/uploads/2011/05/Externalidades-en-la-generacion-de-energia.pdf>
- Rashtchi, V., Rohani, A., & Kord, H. (2012). Optimum Design and Analysis of a Hybrid Energy System Using Chaos Optimization Algorithm. *International Conference on Advances in Computer and Electrical Engineering (ICACEE'2012)*, 25–30.
- REMBIO. (n.d.). Biogás | Red Mexicana de Bioenergía. Retrieved August 2, 2016, from <http://rembio.org.mx/areas-tematicas/biogas/>
- Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico. (2018). Brasil, líder de energía eólica en Latinoamérica. Retrieved October 5, 2018, from <https://www.evwind.com/2018/02/15/brasil-se-consolida-como-pais-con-mayor-capacidad-de-energia-eolica-en-latinoamerica/>
- Rohani, G., & Nour, M. (2014). Techno-economical analysis of stand-alone hybrid renewable power system for Ras Musherib in United Arab Emirates. *Energy, 64*, 828–841. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.065>

- Schnitzer, D., Lounsbury, D. S., Carvalho, J. P., Desmukh, R., Apt, J., & Kammen, D. M. (2014). *Microgrids for Rural Electrification : A critical review of best practices based on seven case studies* Microgrids for Rural Electrification : A critical review of best practices.
- Secretaría de Economía. (2015). *Industria y Comercio / Energía*. Retrieved October 7, 2018, from <https://www.gob.mx/se/acciones-y-programas/industria-y-comercio-energia>
- Secretaría de Energía. (2008). *Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos*. DOF. Retrieved from http://dof.gob.mx/nota_to_doc.php?codnota=5029329
- Secretaría de Energía. (2012). *Comisión Intersecretarial para el Desarrollo de los Bioenergéticos*. Retrieved October 7, 2018, from <http://www.ordenjuridico.gob.mx/listDependencia.php?idEst=388&poder=ejecutivo&liberado=no>
- Secretaría de Energía. (2014a). *Fondo de Sustentabilidad Energética*. Retrieved October 7, 2018, from <http://sustentabilidad.energia.gob.mx/>
- Secretaría de Energía. (2014b). *Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables 2014-2018*. Retrieved October 7, 2018, from <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-especial-para-el-aprovechamiento-de-las-energias-renovables-2014-2018-10375>
- Secretaría de Energía. (2014c). *Programa Estratégico de Formación de Recursos Humanos en Materia Energética (PEFRHME)*. Retrieved October 7, 2018, from <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-estrategico-de-formacion-de-recursos-humanos-en-materia-energetica-pefrhme-7732>
- Secretaría de Energía. (2014d). *Programa Sectorial de Energía 2013 – 2018*. Retrieved October 7, 2018, from <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-sectorial-de-energia-2013-2018>
- Secretaría de Energía. (2015a). *Centros Mexicanos de Innovación en Energía*. Retrieved October 7, 2018, from <https://www.gob.mx/sener/articulos/centros-mexicanos-de-innovacion-en-energia>
- Secretaría de Energía. (2015b). *Estrategia Nacional de Energía*. Retrieved October 7, 2018, from <https://www.gob.mx/sener/documentos/estrategia-nacional-de-energia>
- Secretaría de Energía. (2015c). *Estrategia Nacional de Transición Energética y Aprovechamiento Sustentable de la Energía*. Retrieved October 7, 2018, from <https://www.gob.mx/sener/documentos/estrategia-nacional-de-transicion-energetica-y-aprovechamiento-sustentable-de-la-energia>
- Secretaría de Energía. (2015d). *Ventanilla de Proyectos de Energías Renovables*. Retrieved October 7, 2018, from <https://www.gob.mx/sener/articulos/ventanilla-de-proyectos-de-energias-renovables>
- Secretaría de Energía. (2017a). *Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias*. Retrieved October 7, 2018, from <https://www.gob.mx/sener/articulos/atlas-nacional-de-zonas-con-alto-potencial-de-energias-limpias?idiom=es>

- Secretaría de Energía. (2017b). El Fondo de Servicio Universal Eléctrico. Retrieved October 7, 2018, from <https://www.gob.mx/sener/articulos/el-fondo-de-servicio-universal-electrico-permitira-ampliar-la-electrificacion-de-comunidades-rurales-y-zonas-urbanas-marginadas?idiom=es>
- Secretaría de Energía. (2018a). Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. Retrieved October 7, 2018, from <https://www.gob.mx/sener/articulos/el-fondo-para-la-transicion-energetica-y-el-aprovechamiento-sustentable-de-la-energia-es-un-instrumento-de-politica-publica-de-la-secretaria>
- Secretaría de Energía. (2018b). Inventario Nacional de Energías Limpias. Retrieved October 7, 2018, from <https://www.gob.mx/sener/articulos/inventario-nacional-de-energias-limpias?idiom=es>
- Secretaría de Energía. (2018c). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. Retrieved October 7, 2018, from <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>
- SENER. (2015). Prospectiva de Energías Renovables 2015 - 2029. Retrieved from http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44324/Prospectiva_Energ_as_Renovables_2015_-_2029_VF_22.12.15.pdf
- Silva, S. B., De Oliveira, M. A. G., & Severino, M. M. (2011). Sizing and optimization of hybrid photovoltaic, fuel cell and battery system. *IEEE Latin America Transactions*, 9(1), 83–88. <https://doi.org/10.1109/TLA.2011.5876425>
- SolarNews. (2018). La CRE y el CENACE publican la convocatoria de la Cuarta Subasta Eléctrica de Largo Plazo. Retrieved October 7, 2018, from <https://www.solarnews.es/america/2018/03/23/la-cre-y-el-cenace-publican-la-convocatoria-de-la-cuarta-subasta-electrica-de-largo-plazo/>
- T. Kaur, S. K. (2016). A Review of Microgrid Concept. *IJARSET*, 3(2), 1513–1520.
- Tan, X., Li, Q., & Wang, H. (2013). Advances and trends of energy storage technology in Microgrid. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 44(1), 179–191. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.07.015>
- Thermal Energy System Specialists. (2018). Welcome | TRNSYS : Transient System Simulation Tool. Retrieved October 3, 2017, from <http://www.trnsys.com/>
- U.S. Energy Information Administration. (2017). International Energy Outlook 2017. *International Energy Outlook, IEO2017*(2017), 143. [https://doi.org/www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://doi.org/www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2016).pdf)
- U.S Energy Information Administration. (2016). Country Analysis Brief: México, 1–20. Retrieved from https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Mexico/mexico.pdf
- Unamuno, E., & Barrena, J. A. (2015a). Hybrid ac/dc microgrids - Part I: Review and classification of topologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1251–1259. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.194>

- Unamuno, E., & Barrena, J. A. (2015b). Hybrid ac/dc microgrids - Part II: Review and classification of control strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1123–1134. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.186>
- University of Massachusetts. (2014). Hybrid2 | Wind Energy Center. Retrieved October 3, 2017, from <http://www.umass.edu/windenergy/research/topics/tools/software/hybrid2>
- Vega, J. C., & Ramírez, S. (2014). *Fuentes de Energía Renovables y No Renovables. Aplicaciones*. Alfaomega. Retrieved from <https://www.alfaomega.com.mx/default/catalogo/profesional/fuentes-de-energia-renovables-y-no-renovables-aplicaciones.html>
- Víctor, S. H., I, C. P. F., Emmanuel, T. M., Roberto, A. O., & M, R. a J. (2013). Diseño de un Sistema de Generación Basado en Fuentes Renovables e Hidrógeno. *RIEE&C, REVISTA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y COMPUTACIÓN*, 11(1), 8–14.
- Vogelsang, I. (2001). *Price Regulation for Independent Transmission Companies. Journal of Regulatory Economics* (Vol. 20). Retrieved from <https://link.springer.com/content/pdf/10.1023%2FA%3A1011103328722.pdf>
- Wu, Y. K., & Tang, K. T. (2019). Frequency support by demand response – Review and analysis. In *Energy Procedia* (Vol. 156, pp. 327–331). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.150>

CAPÍTULO 3.- DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE HRES CON GESTIÓN DE LA DEMANDA

3.1.- Objetivos y elementos a considerar en la metodología.

De acuerdo con (Ibrahim, Khair, & Ansari, 2015), el proceso para el diseño de un sistema híbrido renovable (HRES) consiste en la selección y dimensionado de la combinación más adecuada de fuentes de generación de energía, dispositivos de acondicionamiento de energía y un sistema de almacenamiento trabajando en conjunto con una estrategia de despacho eficiente. Así entonces, el diseño del HRES deberá considerar:

- El tipo de fuentes de energía renovable, de acuerdo con el sitio de interés en estudio.
- El número y la capacidad de las unidades de energía renovable a ser instaladas.
- La inclusión de una unidad de respaldo o *backup*, como pueden ser un generador diésel o una celda de combustible.
- La integración de una unidad de almacenamiento.
- Si el sistema operará en modo isla o conectado a la red.
- Una estrategia de despacho de energía y en el mejor de los casos, un mecanismo para la gestión de la demanda.

Por lo tanto, para la consideración de los elementos mencionados, la metodología propuesta tiene como objetivos:

1. Caracterizar los recursos renovables disponibles en la región donde se instalará el HRES.
2. Determinar el perfil de demanda eléctrica de la carga a alimentar.
3. Proponer una arquitectura para el HRES.
4. Definir una estrategia de despacho y de gestión de la demanda para la operación del HRES seleccionado.
5. Optimizar el HRES utilizando herramientas que consideren criterios técnicos, económicos y medioambientales.

3.2.- Estructura de la metodología.

La metodología se estructura en cinco módulos, los cuales se muestran esquemáticamente en la figura 3.1 y se describen a continuación.

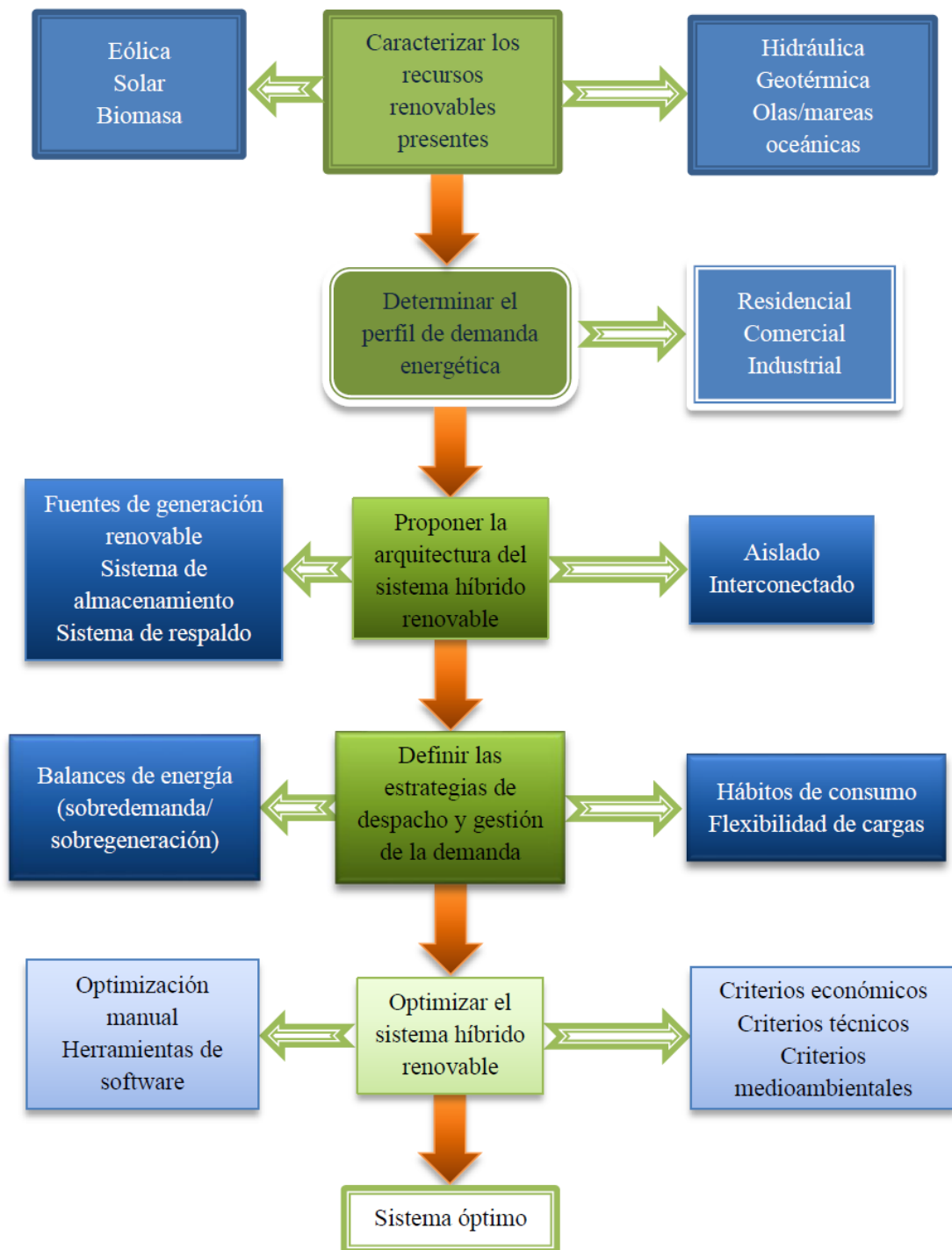


Figura 3.1.- Estructura de la metodología propuesta.

3.2.1.- Módulo 1: Recursos renovables disponibles.

La disponibilidad de los recursos renovables está en función de la zona geográfica y las condiciones climatológicas del sitio donde se proyectará el HRES. Para el caso específico de esta tesis, el diseño del HRES está enfocado a su aplicación en granjas acuícolas localizadas en la zona costera central del estado de Veracruz, México.

Veracruz se localiza en la costa del atlántico, en el Golfo de México. Al norte colinda con el estado de Tamaulipas, al sur con los estados de Oaxaca y Chiapas, al poniente con

San Luís Potosí, Hidalgo y Puebla, y al sureste con el estado de Tabasco (Secretaría de Turismo y Cultura, 2018). La ubicación del estado se muestra en la figura 3.2.



Figura 3.2.- Localización del estado de Veracruz dentro de la República Mexicana (TravelbyMexico, 2001).

3.2.1.1.- Recurso solar.

En la actualidad el sol irradia energía a una tasa de 3.9×10^{26} W. En la parte superior de la atmósfera de la Tierra una potencia promedio de 1353 W/m^2 está pasando a través de un plano perpendicular a la dirección del sol. Como se muestra en la figura 3.3, se producen oscilaciones en esta magnitud (“constante solar”) debido a los cambios de distancia entre la tierra y el sol, conforme la Tierra avanza en su órbita elíptica alrededor del sol. La distancia promedio es $1,5 \times 10^{11}$ m y la variación es $\pm 1,7\%$. Una variación adicional en la cantidad de radiación solar recibida en la capa superior de la atmósfera es causada por leves irregularidades en la superficie solar, en combinación con la rotación del sol (aproximadamente una revolución por mes), y por posibles variaciones de tiempo en la luminosidad de la superficie del sol (Sørensen, 2011).

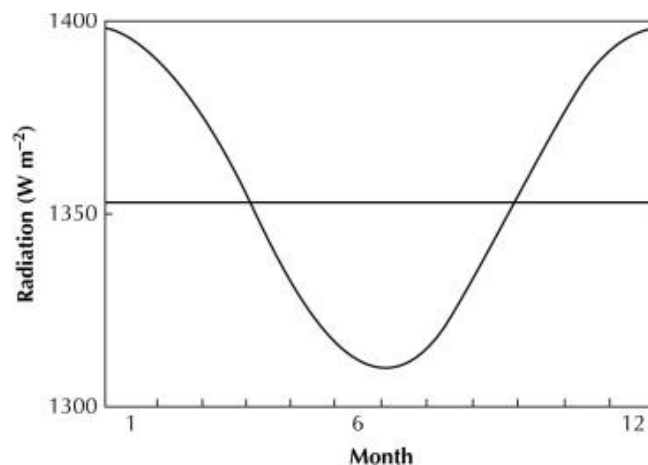


Figura 3.3.- Variaciones anuales de la “constante solar” (Sørensen, 2011)

Los cambios en la distancia entre la Tierra y el sol durante el movimiento de traslación se deben a la baja excentricidad de la elipse descrita por la órbita terrestre. Una ecuación simple para describir tal distancia, es la siguiente (Perpiñan Lamigueiro, 2012):

$$r = r_0 \left\{ 1 + 0.017 \sin \left[\frac{2\pi(d_n - 93)}{365} \right] \right\} \quad (3.1)$$

Donde d_n es el número del día del año (1, para el 1 de enero) y r_0 es la distancia promedio en este trayecto, denominada unidad astronómica (UA), $r_0 = 1,496 \times 10^8 \text{ km} = 1 \text{ UA}$.

La corrección debida a la excentricidad de la elipse, se calcula como (Perpiñan Lamigueiro, 2012):

$$\varepsilon_0 = \left(\frac{r_0}{r} \right)^2 = 1 + 0.033 \cos \left(\frac{2\pi d_n}{365} \right) \quad (3.2)$$

La Tierra gira sobre su eje a una razón de $360,99^\circ$ aproximadamente en 24 h, y por lo tanto el sol parece moverse a través del cielo a razón de $15.04^\circ/\text{h}$. Los cambios de estación ocurren debido a que el eje de rotación de la Tierra está inclinado aproximadamente $23,5^\circ$ respecto al plano elíptico de la órbita terrestre (Plante, 2014). En la figura 3.4 se representa la relación tierra-sol, tal como sería vista por un observador lejos del espacio.

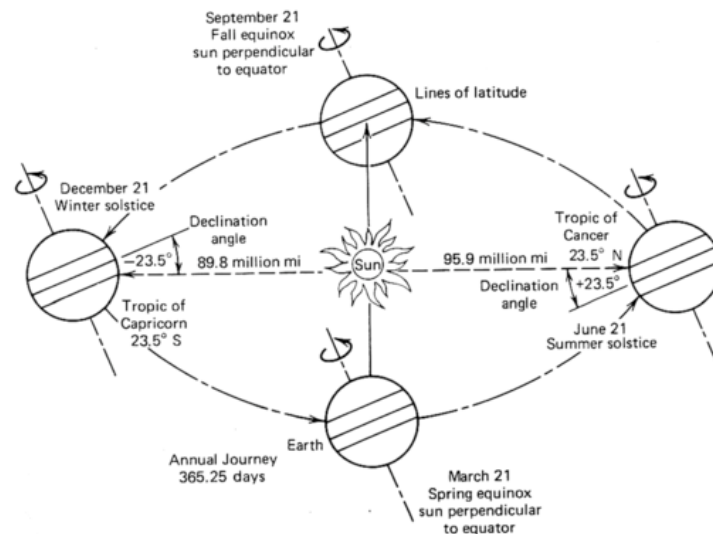


Figura 3.4.- Relación Tierra-sol vista desde el espacio (Plante, 2014)

El ángulo de inclinación de la Tierra respecto al sol y el plano ecuatorial, mostrado en la figura 3.4, se le conoce como ángulo de declinación. Este ángulo varía a lo largo del año desde $+23,5^\circ$ en junio 21 hasta $-23,5^\circ$ en diciembre 21. Cuando el eje de la Tierra es perpendicular a la línea que une la Tierra y el sol, el día y la noche son iguales en duración (marzo 21 y septiembre 21) y son llamados equinoccios de primavera y otoño, respectivamente. Cuando el ángulo de declinación está en su máximo de $+23,5^\circ$, un punto en el hemisferio norte tendrá su periodo más largo de luz solar, llamado solsticio de verano (junio 21). Cuando el ángulo de declinación está en su valor más bajo de $-23,5^\circ$, un punto en

el hemisferio norte tendrá su periodo más largo de oscuridad, llamado el solsticio de invierno (diciembre 21) (Plante, 2014).

Si se supone que la declinación permanece constante a lo largo del mismo día y se sigue el criterio de signos que supone considerar positivos los ángulos situados al norte del ecuador terrestre, el ángulo puede calcularse aproximadamente de la siguiente manera (Perpiñan Lamigueiro, 2012):

$$\delta = 23.45^\circ \sin\left(\frac{2\pi(d_n+284)}{365}\right) \quad (3.3)$$

Las líneas de latitud, las cuales son incluidas en muchos mapas, son actualmente designaciones del ángulo entre el ecuador y una línea desde el centro de la Tierra hasta su superficie, como se muestra en la figura 3.5. Las latitudes varían desde 0° en el ecuador hasta 90° en los polos de la Tierra y son paralelas al ecuador. La latitud que denota la posición más al norte del sol cuando el ángulo de declinación es +23,5° es conocida como el Trópico de Cáncer. La latitud que denota la posición más al sur del sol cuando el ángulo de declinación es -23,5° es conocida como Trópico de Capricornio. Con el propósito de determinación de horario, un círculo imaginario alrededor de la Tierra a cero grados de latitud ha sido dividido en 24 segmentos de 15° cada uno. Estas líneas circulares son llamadas líneas de longitud y se extienden desde el Polo Norte hasta el Polo Sur. Las líneas de longitud son definidas para iniciar en cero grados desde Greenwich, Inglaterra (Plante, 2014).

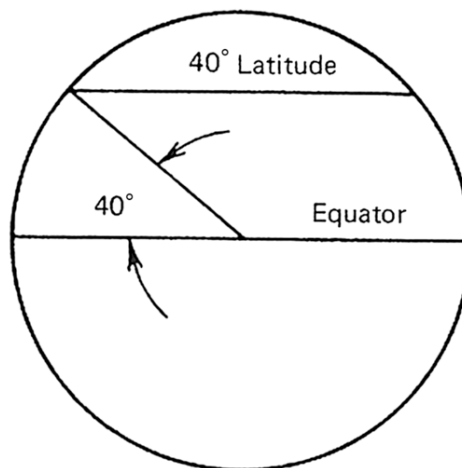


Figura 3.5.- Líneas de latitud (Plante, 2014)

La aparente posición del sol desde cualquier punto de la Tierra es definida por dos ángulos. El ángulo de la posición del sol en el cielo con respecto a la horizontal de la tierra es conocido como la altitud solar. La posición del sol con respecto al sur verdadero se refiere como azimuth solar. La figura 3.6 ilustra las típicas posiciones de altitud y azimuth del sol en los días de equinoccio y solsticio. Cuando la posición del sol está en el sur verdadero, el ángulo de azimuth es cero y el ángulo de altitud es máximo en un tiempo definido como mediodía solar (Plante, 2014).

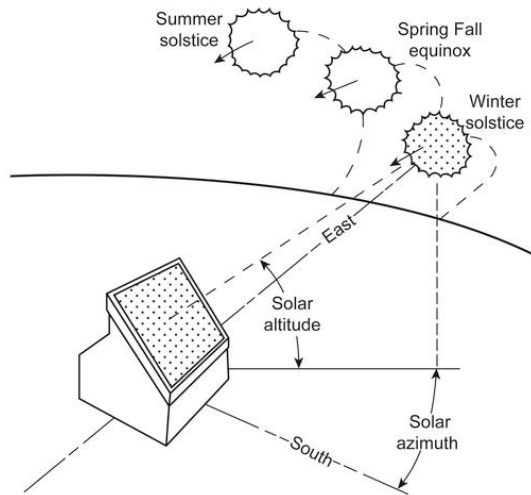


Figura 3.6.- Posiciones típicas de altitud y azimuth (Plante, 2014)

La irradiancia es una cantidad instantánea que describe el flujo de radiación solar incidente sobre una superficie (kW/m^2). La densidad de potencia radiada desde el sol a la atmósfera exterior es $1,373 \text{ kW/m}^2$, pero sólo una densidad pico de 1 kW/m^2 es la luz solar final incidente sobre la superficie de la Tierra. La irradiación mide la energía de radiación solar recibida sobre un área de superficie determinada en un tiempo dado. Es la integral de tiempo de la irradiancia. Por ejemplo, la irradiación diaria puede estar dada en kWh/m^2 por día. Insolación es otro nombre para la irradiación (Rekioua & Matagne, 2012). La figura 3.7 expone la relación entre irradiancia e insolación.

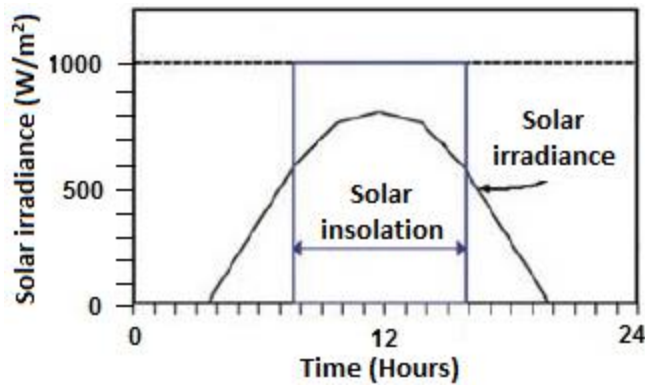


Figura 3.7.- Relación entre irradiancia e insolación (Rekioua & Matagne, 2012)

Ya que la distancia entre la Tierra y el sol varía a lo largo del año, esta variación tiene influencia en la irradiancia solar que alcanza la atmósfera, entonces para calcular la irradiancia incidente en una superficie tangente a la atmósfera en una latitud determinada se puede utilizar la siguiente expresión (Perpiñan Lamigueiro, 2012):

$$B_0(0) = B_0 \varepsilon_0 \cos \theta_{zs} \quad (3.4)$$

Donde B_0 es la constante solar promedio ($1\,367 \text{ W/m}^2$), ε_0 (ecuación 3.2) es la corrección debida a la excentricidad de la elipse de la órbita terrestre y θ_{zs} es el ángulo cenital solar, definido como el ángulo formado por el vector solar y la vertical en el lugar. Su complemento es el ángulo de posición solar.

La magnitud calculada con la ecuación 3.4 se denomina irradiancia extra-atmosférica o extraterrestre en el plano horizontal, y representa el valor límite alcanzable en la superficie terrestre en un plano horizontal.

A su paso por la atmósfera, la radiación solar es sometida a una combinación de procesos de reflexión, atenuación y difusión que alteran sus características. La reflexión en las nubes disminuye la radiación incidente en la superficie terrestre mientras que la absorción por vapor de agua, ozono y CO₂ produce una modificación de las características espectrales de la radiación. Por ello, para el cálculo de la irradiancia solar que finalmente incide en una superficie arbitraria localizada en la superficie terrestre, es importante distinguir tres contribuciones diferentes o componentes, que son (Perpiñan Lamigueiro, 2012):

- a) Radiación directa, B, que representa la fracción de irradiancia procedente en línea recta del sol.
- b) Radiación difusa, D, que cuantifica la radiación procedente de todo el cielo salvo del sol y por lo tanto, incluye todos los rayos dispersados por la atmósfera. Dado que las propiedades de la atmósfera varían de forma aleatoria con el tiempo, la radiación difusa deberá estudiarse como un proceso estocástico.
- c) Radiación de albedo, R o AL, es aquella fracción de radiación procedente de la reflexión en el suelo. Habitualmente supone una contribución mínima y en algunos casos puede despreciarse.

La suma de las tres componentes constituye la llamada irradiancia global:

$$G = B + D + AL \quad (3.5)$$

Otro término importante es el de ángulo de incidencia, definido como el ángulo medido entre el haz de energía solar incidente y una línea imaginaria perpendicular a la superficie sobre la que impacta el haz, por lo que la posición aparente del sol en el cielo es muy importante para el aprovechamiento de la energía solar, como se puede observar en la figura 3.8. Mientras más perpendiculares sean los rayos de energía a la superficie, mayor energía por unidad de área existirá. De la discusión previa de latitud, se entiende por qué mientras mayor sea la latitud, habrá una mayor inclinación de los rayos solares sobre la superficie terrestre, resultando en menores cantidades de energía recibidas por área (Plante, 2014).

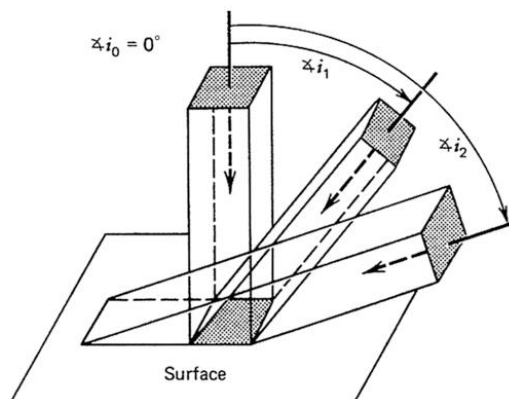


Figura 3.8.- Efecto del ángulo de incidencia en el aprovechamiento de la energía solar (Plante, 2014)

El ángulo de inclinación del colector solar será, por lo tanto, de vital importancia para el aprovechamiento de la radiación solar incidente. Obviamente, la inclinación óptima ocurre cuando el ángulo del colector es el mismo que el de la radiación solar incidente, como se aprecia en la figura 3.9.

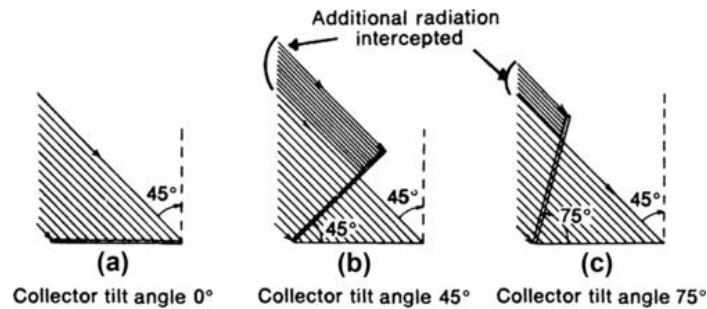


Figura 3.9.- Efecto del ángulo de inclinación en la energía aprovechada (Plante, 2014)

Para calcular la energía producida por un sistema fotovoltaico o modelar su evolución temporal será necesario contar con información sobre la radiación incidente en el sitio donde se instalará. Cuando se debe predecir la energía producida por el sistema en un tiempo futuro, el problema a resolver consiste en estimar la irradiancia que recibirá a partir de la información disponible sobre el comportamiento de la radiación en aquel lugar. Cuando se trata de un ejercicio de análisis del comportamiento del sistema fotovoltaico, el problema consiste en traducir los valores de radiación disponibles en los correspondientes a la inclinación y orientación del generador fotovoltaico. En general, las bases de datos disponibles recogen información sobre la radiación global en el plano horizontal. Muy frecuentemente esta información se almacena en forma de valores de irradiancia diaria, aunque en ocasiones es posible obtener datos de irradiancia de períodos más cortos (10 minutos o incluso 1 minuto) (Perpiñan Lamigueiro, 2012).

Sobre el potencial de energías renovables en el estado de Veracruz, en la literatura se encuentran disponibles algunos estudios. Por ejemplo, en (Hernández-Escobedo, Rodríguez-García, Saldaña-Flores, Fernández-García, & Manzano-Agugliaro, 2015) los resultados mostraron que de los cinco estados mexicanos localizados en el Golfo de México (Tamaulipas, Veracruz, Tabasco, Campeche y Yucatán), la zona sur del estado de Veracruz registró el recurso solar promedio anual más elevado, por arriba de 4,85 kWh/m²/día. La radiación solar total en la región costera del Golfo de México se muestra en la figura 3.10.

Por otra parte, un sistema fotovoltaico típico consiste de cuatro elementos básicos: un módulo FV, un controlador de carga, un inversor y cuando es necesario, un banco de baterías (Sampaio & González, 2017), como se muestra la figura 3.11.



Figura 3.10.- Niveles de radiación solar total en la región costera del Golfo de México (Villica, Gutiérrez-Trashorras, Pablo Paredes-Sánchez, & Xiberta-Bernat, 2015)

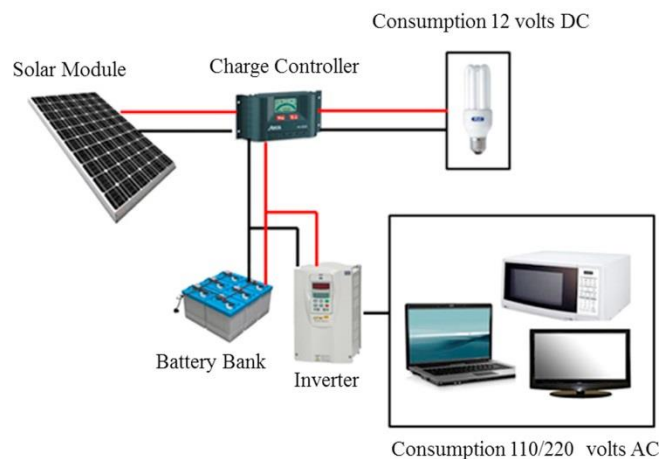


Figura 3.11.- Representación de un sistema FV básico (Sampaio & González, 2017)

De manera genérica, los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse en tres grandes grupos (Perpiñán Lamigueiro, 2012): conectados a red (*grid-connected*), autónomos (*off-grid*) y de bombeo, como se ve en la figura 3.12.

Los sistemas conectados a red producen energía eléctrica para ser inyectada íntegramente en la red eléctrica. Dado que no deben satisfacer ninguna demanda de consumo de forma directa ni garantizar el mismo, no necesitan incorporar equipos de acumulación de energía. Para permitir el correcto acoplamiento con la red eléctrica estos sistemas incorporan un equipo inversor que adecúa la potencia producida por el generador fotovoltaico a las condiciones de la red convencional. Estos sistemas pueden a su vez ser divididos en sistemas instalados sobre suelo y sistemas en edificación. Los sistemas sobre suelo, concebidos exclusivamente para producir energía y obtener el rendimiento económico asociado, suelen superar los 100 kW de potencia. Los sistemas en edificación implican funciones adicionales a la producción de energía, tales como sustitución de componentes arquitectónicos, efecto

estético, sombreado de acristalamientos, etc. En general, son sistemas más pequeños que los instalados sobre suelo, normalmente de potencias inferiores a los 100 kW.

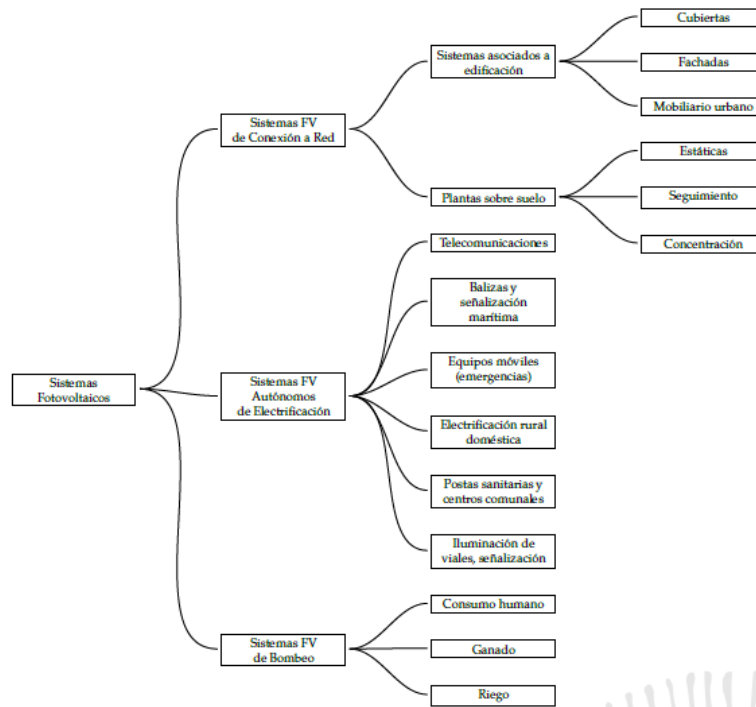


Figura 3.12.- Clasificación de los sistemas FV y sus aplicaciones (Perpiñan Lamigueiro, 2012)

Los sistemas autónomos abarcan una variedad muy amplia de aplicaciones. Su denominador común es la necesidad de satisfacer una demanda eléctrica determinada. Por esta razón, prácticamente todos los sistemas autónomos incorporan un equipo de acumulación de energía. Estos sistemas pueden ser clasificados en tres grupos por razón de su aplicación asociada: profesionales, electrificación rural y pequeño consumo. Dentro de las aplicaciones de pequeño consumo se emplean pequeños módulos fotovoltaicos, frecuentemente de silicio amorfo, alimentando equipos electrónicos como calculadoras o relojes, cargadores de móviles, pequeñas herramientas eléctricas, balizas domésticas, etc. Las aplicaciones profesionales son variadas y abarcan campos tales como los radioenlaces, la protección catódica de gasoductos, hoteles, señales de tráfico y navegación aérea, refrigeración de vacunas, equipos remotos de adquisición y transmisión de datos, e incluso alimentación equipos espaciales como satélites. Todas estas aplicaciones se caracterizan por requerir una fiabilidad muy elevada.

Dado que el corte de suministro en estas aplicaciones tiene consecuencias de elevado coste, suele optarse por incorporar un generador fotovoltaico y un acumulador electroquímico de tamaño superior al estrictamente necesario y así reducir al mínimo la probabilidad de fallo. En algunos casos se opta por incorporar un grupo electrógeno, ya sea para reducir el tamaño del acumulador o para funcionar como equipo de socorro.

Adicionalmente, en (Kannan & Vakeesan, 2016) se mencionan algunas de las aplicaciones practicadas en nuestros días debido a las continuas investigaciones llevadas a cabo con la intención de mejorar la industria solar para un mejor futuro:

1. Sistemas FV montados en techo para integración de edificios.
2. Riego para cultivos agrícolas.
3. Calefacción y refrigeración.
4. Energía solar para secado.
5. Energía solar para invernaderos.
6. Suministro de electricidad para zonas remotas
7. Energía solar para el tratamiento de aguas residuales.
8. Energía solar para eliminación de salinidad.
9. Aplicación espacial.

El elemento principal de un sistema fotovoltaico es el módulo FV, fabricado en una variedad de tecnologías. En principio, todas las tecnologías relacionadas con la captura de energía solar para la generación directa de electricidad se describen como fotovoltaicas. Sin embargo, esta tecnología se subdivide en a) cristalina, b) película delgada, c) semiconductor compuesto y d) nanotecnología, como se describe en (El Chaar, Lamont, & Zein, 2011):

- a) **Estructura cristalina de silicio.** La primera generación de tecnologías fotovoltaicas está hecha de una estructura cristalina que utiliza silicio (Si) para producir las células solares que se combinan para crear módulos fotovoltaicos. Sin embargo, esta tecnología no es obsoleta, sino que se está desarrollando constantemente para mejorar su capacidad y eficiencia. Las células monocristalinas, policristalinas y de emisor envolvente (*EWT*) se encuentran dentro las estructuras cristalinas de silicio.
 - **Monocristalinas.** Este tipo de celda es el más utilizado, constituye aproximadamente el 80% del mercado y continuará siendo el líder hasta que se desarrolle una tecnología fotovoltaica más eficiente y rentable. Básicamente utiliza uniones cristalinas de Silicio P-N. Para fabricar silicio monocristalino, se genera un lingote de cristal único utilizando el método de Czochralski. Debido a las propiedades del silicio, actualmente los intentos de mejorar la eficiencia están limitados por la cantidad de energía producida por los fotones, ya que disminuye a mayores longitudes de onda. Además, la radiación con longitudes de onda más largas aumenta la disipación térmica y esencialmente hace que la célula se caliente, lo que reduce su eficiencia. La eficiencia máxima de la célula solar de silicio monocristalino ha alcanzado valores alrededor del 23% en condiciones estándar de prueba (*STC*), siendo la máxima registrada de 24,7% (en *STC*). Debido a la combinación de la resistencia de las células solares, la reflexión de la radiación solar y los contactos metálicos disponibles en la parte superior, se generan auto pérdidas. Una célula unitaria de silicio se muestra en la figura 3.13.

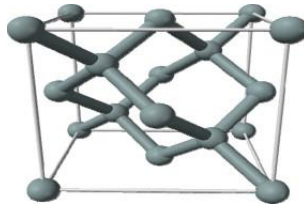


Figura 3.13.- Célula unitaria de silicio (Tyagi, Rahim, Rahim, & Selvaraj, 2013)

- **Policristalinas.** Inicialmente, la industria solar dominante era el policristalino, siendo el coste del Si de \$340/kg. Sin embargo, incluso con una reducción del precio del silicio a \$50/kg, que reduce el coste de células de Si monocristalino, las policristalinas siguen siendo más atractivas, pese a ser menos eficientes (15%) que las monocristalinas, dado su bajo coste de fabricación. La ventaja de convertir la producción de células solares cristalinas de mono silicio a silicio múltiple es disminuir las fallas en la contaminación del metal y la estructura del cristal. La fabricación de células policristalinas se inicia al fundir el silicio y solidificarlo para orientar los cristales en una dirección fija, lo que produce un lingote rectangular de silicio multicristalino que se corta en bloques y finalmente en láminas delgadas. Sin embargo, este paso final puede eliminarse cultivando cintas delgadas de silicio policristalino.
- **Emisor envolvente.** Esta tecnología ha permitido un aumento de la eficiencia gracias a un diseño mejorado de la célula en lugar de mejorar los materiales; se utilizan pequeños orificios perforados con láser para conectar el contacto trasero de tipo N con el emisor del lado opuesto. La eliminación de los contactos frontales permite que la superficie total de la célula absorba la radiación solar porque ya no está presente el enmascaramiento por las líneas metálicas (ver figura 3.14). Varias pruebas mostraron que hay ganancias en la fabricación al poner los contactos en la parte posterior de la celda. Ejemplos de empresas que utilizan la tecnología *EWT* son *Advent Solar* y *Sunpower Corp.* en Estados Unidos. El uso de *EWT* ha permitido un aumento de 15 a 20% en la eficiencia. Una desventaja importante de tal tecnología es evidente en las células *EWT* de gran área, donde presenta una alta resistencia en serie que limita el factor de llenado.

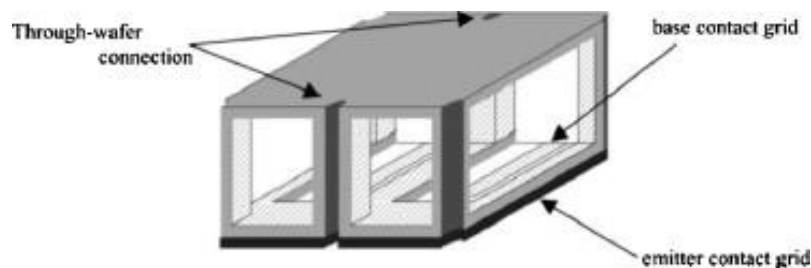


Figura 3.14.- Esquema de la tecnología de emisor envolvente (El Chaar et al., 2011)

Los sistemas fotovoltaicos tienen grandes costes iniciales de capital, pero bajos costes de operación y mantenimiento. El precio de la energía entregada varía de manera inversa a la vida útil del sistema. Los módulos de tecnología basados en silicio descritos anteriormente tienen una vida útil de 20 a 30 años. En la mayoría de los sistemas, a menos que haya incentivos gubernamentales extremadamente agresivos, los períodos de recuperación permanecen largos. Por esa razón, varios grupos han estado investigando formas de reducir la inversión de capital inicial, por lo tanto, acortando los períodos de recuperación y, como resultado, haciendo de la energía fotovoltaica una tecnología viable que puede valerse por sí sola sin grandes subsidios gubernamentales. La necesidad de reducir la fabricación, y por lo tanto el costo del módulo, es la razón principal detrás del movimiento hacia las células solares de película delgada. El objetivo final es el logro de la "paridad de red", que haría que el costo de los kWh entregados por las tecnologías fotovoltaicas sea igual al kWh entregado por medios tradicionales. Un objetivo que sigue siendo difícil de alcanzar hasta el día de hoy, aunque las mejoras en las tecnologías han permitido una caída impresionante en el coste por unidad de energía.

- b) Tecnología de película delgada.** En comparación con las células de silicio cristalino, la tecnología de película delgada mantiene la promesa de reducir el coste del módulo fotovoltaico. A diferencia de las formas cristalinas de células solares, donde las piezas semiconductoras son colocadas entre paneles de vidrio para crear los módulos, los paneles de película delgada son creados depositando capas delgadas de ciertos materiales sobre sustratos de vidrio o acero inoxidable, usando herramientas de pulverización. La ventaja resultante es una reducción en el coste de fabricación y de los materiales. Técnicamente, el hecho de que las capas sean mucho más delgadas da como resultado menos material fotovoltaico para absorber la radiación solar entrante, por lo que las eficiencias de los módulos solares de película delgada son menores que las de los cristalinos, aunque la capacidad de depositar muchos materiales y aleaciones diferentes ha permitido una mejora tremenda en eficiencias.

Cuatro tipos de células de película delgada han emergido comercialmente: la célula de silicio amorfo (estructura de unión múltiple), el silicio policristalino delgado sobre un sustrato de bajo costo, la célula de cobre de hetero-unión de diselenuro de indio/sulfuro de cadmio, la célula de hetero-unión de telurio de cadmio/sulfuro de cadmio.

- **Silicio amorfo.** Es una de las primeras tecnologías de película delgada desarrolladas y difiere del silicio cristalino por el hecho de que los átomos se encuentran aleatoriamente localizados entre sí. Esta aleatoriedad en la estructura atómica tiene un efecto importante en las propiedades electrónicas del material que causa un mayor espacio de banda (1,7 eV) que el silicio cristalino (1,1 eV). El espacio de banda mayor permite que las células absorban la parte visible del espectro solar con mayor fuerza que la porción infrarroja del espectro. Existen variaciones de esta tecnología, con diferencias de rendimiento. Para el silicio amorfo, de unión doble o triple las eficiencias se encuentran entre el 6-7%. Para el tándem de silicio amorfo y el silicio

policristalino, las eficiencias llegan al 8-9%. Una muestra de la variación en la potencia de salida para tecnologías de unión múltiple se aprecia en la figura 3.15.

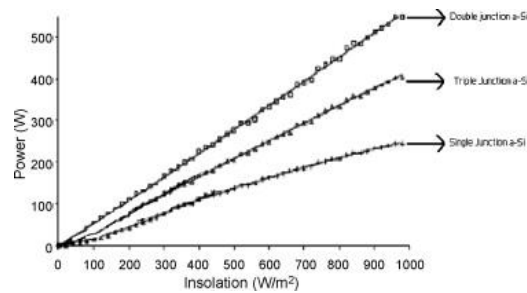


Figura 3.15.- Variaciones de salida en tecnologías de silicio amorfo de unión múltiple (El Chaar et al., 2011)

- **Teluro de cadmio o sulfuro de cadmio/teluro de cadmio.** Se sabe desde hace mucho tiempo que el teluro de cadmio ($CdTe$) tiene el espacio de banda ideal (1,45 eV) con un alto coeficiente de absorción directa para un material absorbente solar y reconocido como un material fotovoltaico prometedor para células solares de película delgada. Se han demostrado eficiencias para células $CdTe$ de área pequeña superiores al 15% y módulos $CdTe$ con eficiencias superiores al 9%. La toxicidad del cadmio (Cd) y los problemas ambientales relacionados siguen siendo un problema para esta tecnología, por lo que *First Solar* ha introducido un programa de reciclaje para instalaciones fotovoltaicas fuera de servicio.
- **Diselenuro de cobre indio o diselenuro de cobre indio galio.** El diselenuro de cobre indio ($CuInSe_2$) o el selenuro de cobre indio (CIS), como se conoce a veces, son dispositivos fotovoltaicos que contienen elementos semiconductores de los grupos I, III y VI de la tabla periódica, lo cual es beneficioso debido a sus altos coeficientes de absorción óptica y características eléctricas que permiten el ajuste del dispositivo. Además, se logra una mejor uniformidad mediante el uso de selenuro, por lo tanto, el número de sitios de recombinación en la película se reduce en beneficio de la eficiencia cuántica y, por lo tanto, de la eficiencia de conversión. CIGS (indio incorporado con galio-aumento del espacio entre bandas) son compuestos multicapa de capa delgada. A diferencia de las celdas básicas de silicio de unión P-N, estas células se explican mediante un modelo de unión múltiple con múltiples espacios. La mejor eficiencia de una célula solar de película delgada es del 20% con CIGS y aproximadamente del 13% para módulos de área grande. Una sección transversal típica de una célula CIGS se muestra en la figura 3.16.

ZnO transparent oxide
Cds buffer layer (or Indium Sulfide (InS))
CIGS (absorber)
Mo contact layer
Glass

Figura 3.16.- Sección transversal correspondiente a una célula CIGS (El Chaar et al., 2011)

- c) **Semiconductor compuesto.** El resultado es una pila complicada de capas cristalinas con diferentes espacios de banda que están diseñados para absorber la mayor parte de la radiación solar. También se ha demostrado que las células semiconductoras compuestas son más robustas cuando se exponen a la radiación del espacio exterior.

Dado que cada tipo de semiconductor tiene una distinta energía característica de espacio de banda, esto permite la absorción de la luz de manera más eficiente, a una cierta longitud de onda y por lo tanto, la absorción de la radiación electromagnética sobre una porción del espectro. Estos dispositivos de unión heterogénea recubren varias células con diferentes espacios de banda que se sintonizan utilizando todo el espectro. Inicialmente, la luz incide en una amplia capa de espacios de banda que produce un alto voltaje, permitiendo usar los fotones de alta energía eficientemente y la transferencia de los fotones de baja energía a sub-dispositivos de espacio de banda estrecho que absorben los fotones infrarrojos transmitidos. Los dispositivos de unión múltiple de arseniuro de galio (GaAs) / fosfuro de galio e indio (InGaP) (ver figura 3.17) han alcanzado la mayor eficiencia con el 39%, mientras que el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (*NREL*) anunció recientemente un récord del 40,8% de una célula solar de triple unión metamórfica. Dentro de esta clasificación se encuentran las células FV espaciales, los colorantes absorbentes de luz y las células orgánicas.

- **Células FV espaciales.** El silicio sigue siendo el líder en tecnología fotovoltaica para el espacio. En la década de 1980 se utilizaron tecnologías similares a las de los setenta, además del despliegue en las misiones especiales de la fuerza aérea con células de fosfato de indio (InP), cuya eficiencia alcanzó el 18% con una alta tolerancia a la radiación. En la década de 1990, a pesar de su alto costo de fabricación, las celdas GaAs / Ge mostraron mejoras significativas que incluyeron área y peso reducidos, así como una mayor eficiencia. Además, las células de unión múltiple se han mostrado prometedoras con eficiencias que alcanzan casi el 30%. Recientemente, investigadores de la Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA), el Centro de Investigación Glenn y el Instituto de Tecnología de Rochester (RIT) presentaron su trabajo para mejorar las células fotovoltaicas espaciales utilizando QD (*Quantic Dots*) y nanotubos de carbono de pared simple.

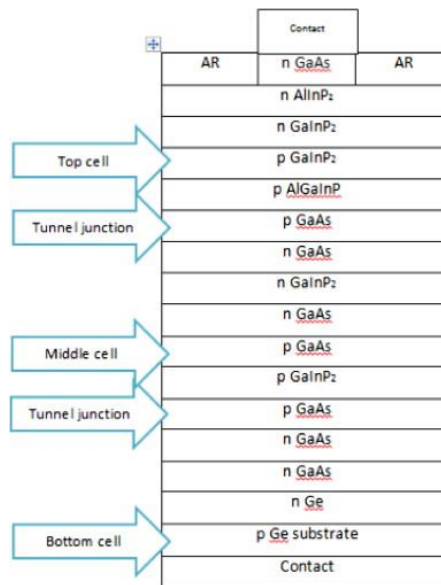


Figura 3.17.- Capas de una célula solar GaAs (Tyagi et al., 2013)

- Colorantes absorbentes de luz.** Este tipo de células consisten en un semiconductor, como el silicio, y un electrolito que es una solución conductora comúnmente formada al disolver una sal en un solvente líquido, como el agua. El semiconductor y el electrolito trabajan en tándem para dividir los pares electrón-hueco estrechamente unidos que se producen cuando la luz del sol golpea la celda. La fuente de los portadores de carga fotoinducidos es un colorante fotosensible que da a las células solares su nombre: "sensibilizadas con colorante" (el colorante más común es el yodo). Además, a menudo también se utiliza un nanomaterial, comúnmente el dióxido de titanio (TiO_2), para mantener las moléculas de tinte en su lugar como un andamio, como se muestra en la figura 3.18. Las eficiencias tienden a ser entre 5 y 10% a nivel de célula.

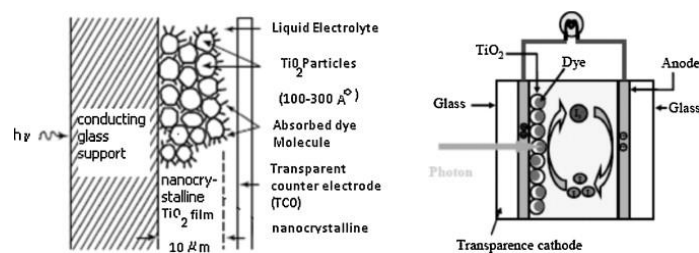


Figura 3.18.- Sección transversal de una célula (El Chaar et al., 2011)

- Células orgánicas.** Se construyen a partir de películas delgadas (típicamente 100 nm) de semiconductores orgánicos tales como polímeros y compuestos de moléculas pequeñas como pentaceno, polifenileno vinileno, ftalocianina de cobre (un pigmento orgánico azul o verde) y fullerenos de carbono. Entre 4-5% es la eficiencia más alta que se logra actualmente con polímeros conductores, sin embargo, el interés en este material reside en su flexibilidad mecánica y disponibilidad.

Normalmente, la celda tiene un frente de vidrio, una capa de contacto transparente de óxido de indio y estaño (*ITO*), un polímero conductor, un polímero fotoactivo y finalmente la capa de contacto posterior. Dado que el *ITO* es caro, varios grupos han estudiado el uso de películas de nanotubos de carbono como la capa de contacto transparente. Una sección transversal típica de una célula solar orgánica se muestra en la figura 3.19.

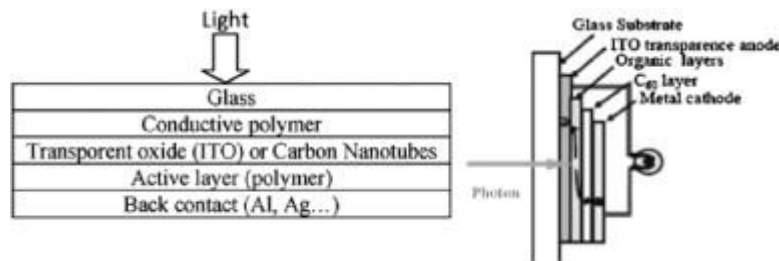


Figura 3.19.- Célula solar orgánica (Tyagi et al., 2013)

d) **Nanotecnología en la producción de células FV.** Las limitaciones observadas en otras tecnologías fotovoltaicas se ven reducidas por la introducción de componentes a nanoescala debido a su capacidad para controlar el espacio de banda de energía que proporcionará flexibilidad e intercambiabilidad, además de mejorar la probabilidad de recombinación de carga. Por lo tanto, para mejorar la eficiencia de conversión, se enfatizan las estructuras de los productos de nanotecnología que absorben más luz solar: dispositivos como nanotubos, puntos cuánticos (*QD*) y células solares “*hot carrier*”.

- **Nanotubos de carbono.** Los nanotubos de carbono (*CNT*) están contruidos con una celosía hexagonal de carbono con excelentes propiedades mecánicas y electrónicas. La estructura de nanotubos es un vector que consta de la línea numérica "n" y la columna numérica "m" definida de la manera como se enrolla la hoja de grafema (una capa de grafito individual). Los nanotubos pueden ser metálicos o semiconductores y pertenecen a dos categorías: de pared simple o de pared múltiple.
- **Puntos cuánticos.** Los metamateriales de punto cuántico (*QD*) son un sistema semiconductor especial que consiste en una combinación de grupos periódicos de materiales moldeados en una variedad de formas diferentes. Están en escala nanométrica y tienen un espacio de banda ajustable de niveles de energía que funcionan como una clase especial de semiconductores.

La celda fotovoltaica con un espacio de banda más grande y amplio absorbe más luz y, por lo tanto, produce más voltaje de salida, mientras que las celdas con el espacio de banda más pequeño producen una corriente más grande pero un voltaje de salida más pequeño. Este último incluye el espacio de banda en el extremo rojo del espectro de radiación solar. Se sabe que los *QD* son emisores de luz eficientes con diversos espectros de absorción y emisión según el tamaño de partícula.

El principio de *QD* se implementó utilizando varios materiales semiconductores y dio como resultado lo siguiente: cuando se usó *GaAs*, la celda tenía una ventaja de alto rendimiento, pero era más costosa que los diseños semiconductores de Si, como el dióxido de silicio-silicio (*Si-SiO₂*), carburo de silicio-silicio (*Si-SiC*) o nitrito de silicio-silicio (*Si-Si₃N₄*).

- **Célula solar "hot carrier" (HC).** Esta técnica es el método más desafiante, ya que utiliza contactos de energía selectivos para extraer la luz generada por los "portadores calientes" (HC) (electrones y huecos) de las regiones semiconductoras sin transformar sus energías adicionales en calor. En otras palabras, los "portadores calientes" deben recogerse del absorbedor en un rango de energía muy pequeño, con contactos de energía selectivos. Este es el enfoque más novedoso para la producción de células fotovoltaicas y permite el uso de un material absorbente que produce una alta eficiencia bajo concentración. El factor de conversión de eficiencia alcanzó un límite del 66%, que es un 52% más alto que el de los sistemas tradicionales de células fotovoltaicas de silicio y un 33% más alto que los sistemas generados utilizando el principio *QD*. Un esquema de una célula HC se representa en la figura 3.20.

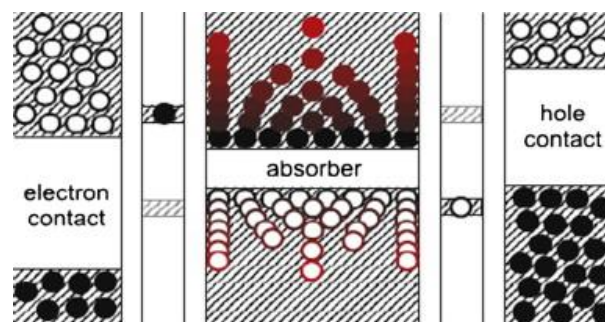


Figura 3.20.- Esquema de la tecnología HC (Tyagi et al., 2013)

A manera de resumen a lo antes expuesto, el silicio es la tecnología líder en la fabricación de células solares debido a su alta eficiencia. No obstante, debido a su alto costo, la mayoría de los investigadores están tratando de encontrar una nueva tecnología para reducir el costo del material para producir células solares y, hasta la fecha, la tecnología de película delgada puede verse como un sustituto adecuado. Las razones del bajo costo de la tecnología de película delgada se deben a que utiliza menos material y las capas son mucho más delgadas en comparación con las células solares mono y policristalinas, lo que reduce el costo de fabricación. Sin embargo, la eficiencia de esta tecnología basada en células solares es aún baja. Tres materiales a los que se les ha prestado mucha atención con la tecnología de película delgada son el silicio amorfo, el CdS / CdTe y el CIS, pero los investigadores hacen un esfuerzo continuo para mejorar la eficiencia. El problema de todos estos materiales es el impacto negativo en el medio ambiente. Los investigadores han implementado otra solución para la tecnología de película delgada utilizando polímeros u orgánicos como material de células solares. Los materiales poliméricos tienen muchas

ventajas como el bajo costo, peso ligero y respetuoso con el medio ambiente. El único problema es que tiene una eficiencia muy baja en comparación con otros materiales con solo 4 a 5%. La clasificación de las distintas tecnologías fotovoltaicas se muestra en la figura 3.21.

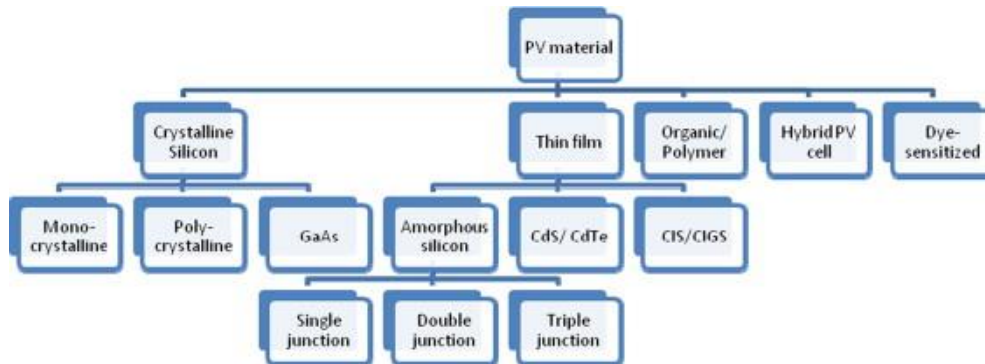


Figura 3.21.- Clasificación de tecnologías fotovoltaicas (Tyagi et al., 2013)

En relación con los costes unitarios de las unidades FV, éstos se han visto reducidos en aproximadamente un tercio de los que tenían hace cinco años, contando con investigación y avances técnicos continuos para aumentar su eficiencia, por lo que continuará con un ritmo de rápido crecimiento y eventualmente se convertirá en un importante proveedor de energía en el mundo. El costo por panel FV por material desde 1995 con predicción de precio a 2020, se muestra en la figura 3.22. Se espera que precios bajen hasta alcanzar \$1 por watt para tecnología de película delgada y \$2 por watt para el tipo cristalino (Tyagi et al., 2013)

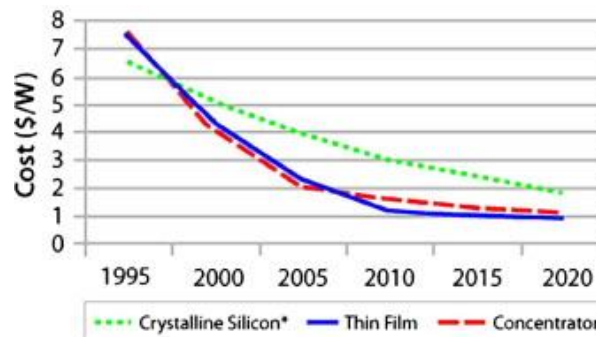


Figura 3.22.- Tendencia en los costes de paneles FV (Tyagi et al., 2013)

Respecto al impacto ambiental de esta tecnología, la fabricación de células fotovoltaicas implica diferentes tipos de materiales peligrosos utilizados para la limpieza de la superficie de semiconductores y, como consecuencia, los trabajadores también corren el riesgo de inhalar polvo de silicio. Además, el NREL ha enfatizado que las células fotovoltaicas de segunda generación contienen más materiales tóxicos que las células fotovoltaicas convencionales. Vale la pena mencionar que la ocupación de tierras durante la operación de las plantas de energía solar produce un impacto moderado. No se han observado emisiones de calentamiento global al generar energía a partir de energía solar; sin embargo, hay emisiones en otras fases del ciclo de vida solar, incluidos los materiales, el transporte, el mantenimiento y la fase de desmantelamiento (Khan & Arsalan, 2015).

3.2.1.2.- Recurso eólico.

El viento es aire en movimiento y es una forma indirecta de la energía solar. Este movimiento de las masas de aire se origina por diferencias de temperatura causadas por la radiación solar sobre la superficie terrestre, que aunadas a la rotación de la Tierra, forman los llamados patrones globales de circulación (Pinilla, 1997), que pueden observarse en la figura 3.23.

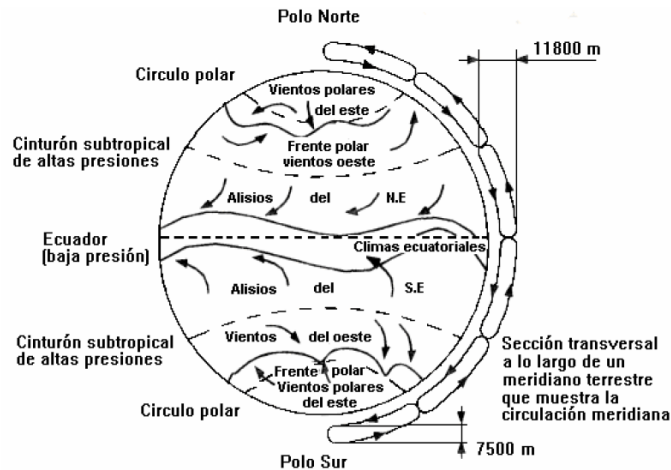


Figura 3.23.- Patrones globales de circulación de vientos (Pinilla, 1997)

La energía disponible en el viento es básicamente la energía cinética de grandes masas de aire moviéndose sobre la superficie de la Tierra. Las palas de una turbina eólica reciben esta energía cinética, la cual es transformada a energía mecánica o eléctrica, dependiendo del uso final. La eficiencia de conversión del viento a otra forma útil de energía depende de la eficiencia con la cual el rotor interactúa con la corriente de viento. La energía cinética de una corriente de aire con masa m y moviéndose con una velocidad V , está dada por (Sathyajith, 2007):

$$E = \frac{1}{2} mV^2 \quad (3.6)$$

Ahora, si se considera un rotor eólico con sección transversal de área A expuesto a una corriente de viento como se muestra en la figura 3.24. La energía cinética de la corriente de aire disponible para la turbina puede expresarse como (Sathyajith, 2007):

$$E = \frac{1}{2} \rho_a vV^2 \quad (3.7)$$

Donde ρ_a es la densidad del aire y v es el volumen de la fracción de aire disponible para el rotor. La fracción de aire interactuando con el rotor por unidad de tiempo tiene un área de sección transversal igual a la del rotor (A) y espesor equivalente a la velocidad del viento V . Así, la potencia generada puede expresarse como (Sathyajith, 2007):

$$P = \frac{1}{2} \rho_a AV^3 \quad (3.8)$$

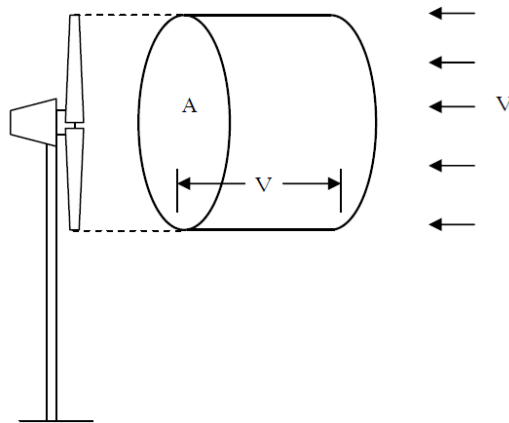


Figura 3.24.- Representación de una fracción de aire moviéndose a través de una turbina eólica (Sathyajith, 2007)

De la ecuación 3.8 se puede deducir que los factores que influyen en la potencia disponible en una corriente de viento son la densidad del aire, área del rotor eólico y la velocidad del viento. El efecto de la velocidad del viento es el más significativo.

Sin embargo, a pesar de que la energía almacenada en el viento es muy elevada, desafortunadamente no se puede extraer toda. Teóricamente, para captar el 100% de la energía que transporta en forma de energía cinética, debería detenerse completamente el aire en movimiento; pero al estar detenido, impediría la entrada de más aire al rotor de la turbina y no se captaría más energía. Para evitar esto, se debe permitir que el viento escape con cierta velocidad, reduciendo la extracción de potencia, pero permitiendo que más viento pueda alcanzar la turbina (Cucó, 2010). Bajo estos criterios, se desarrolló la ecuación de Betz, que proporciona la máxima potencia que se puede extraer de una corriente de aire y está dada por la siguiente expresión:

$$P = \frac{1}{2} \rho_a A V^3 C_p \quad (3.9)$$

Donde C_p es el coeficiente de potencia y sirve para caracterizar el rendimiento de un rotor eólico. Este límite viene dado por la incapacidad del rotor de convertir toda la energía cinética del viento en energía mecánica. Las posteriores limitaciones constructivas de la máquina (pérdidas mecánicas o eléctricas) hacen que el valor práctico de C_p esté, en el mejor de los casos, en 0,5 (Cucó, 2010).

Para estimar el potencial de energía eólica de un sitio, los datos del viento registrados en el lugar deberían ser adecuadamente analizados e interpretados. Registros históricos de estaciones meteorológicas cercanas al sitio de interés pueden utilizarse para hacer estimaciones preliminares. Estos datos, disponibles para largos periodos, deberían ser cuidadosamente extrapolados para representar el perfil eólico en el sitio potencial. Luego de esta investigación preliminar, mediciones en campo son normalmente hechas por periodos más cortos. Registros de un año son suficientes para representar las variaciones a largo plazo en el perfil eólico con un nivel de exactitud del 10% (Sathyajith, 2007).

La dirección del viento es un factor importante en la ubicación de un sistema de generación eólica. Si se recibe la mayor porción de la energía disponible del viento desde cierta dirección, es importante evitar cualquier obstrucción al flujo de viento desde ese lado. La información de la velocidad y dirección del viento, en una forma combinada, puede encontrarse en las rosas de viento, tipos de cartas en las cuales se indican la distribución del viento en distintas direcciones, como se aprecia en los ejemplos de la figura 3.25. Tres tipos de información pueden obtenerse (Sathyajith, 2007):

1. El porcentaje de tiempo para el cual se recibe viento de una dirección particular, que puede servir para conocer de qué dirección puede aprovecharse mejor el viento.
2. El producto de este porcentaje y la velocidad promedio en esta dirección, que da una idea de la fuerza promedio del espectro de viento.
3. El producto del porcentaje de tiempo y el cubo de la velocidad del viento, que ayuda a identificar la energía disponible desde distintas direcciones.

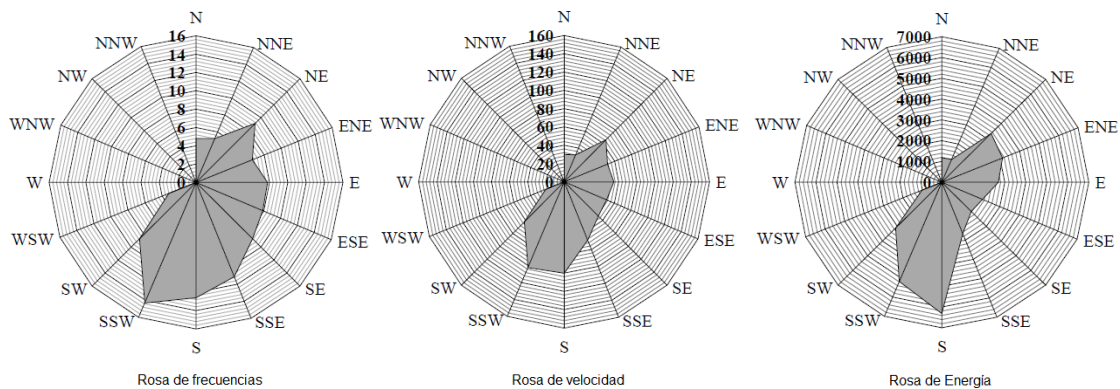


Figura 3.25.- Ejemplos de rosa de vientos (Sathyajith, 2007)

También puede obtenerse información de la curva de distribución de frecuencias de velocidades, la cual aporta valores de la velocidad del viento para la generación de potencia, independientemente de su orientación (Cucó, 2010). Suele representarse en forma de gráfico de barras y se obtiene a partir de registros de mediciones realizadas dentro de un periodo determinado. Un ejemplo se muestra en la figura 3.26.

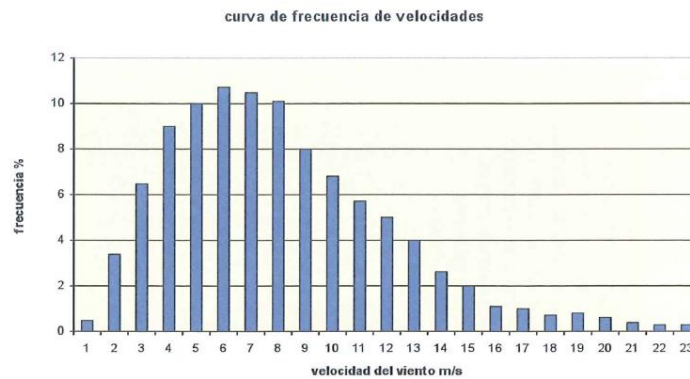


Figura 3.26.- Ejemplo de curva de distribución de frecuencias de velocidades (Cucó, 2010)

El potencial de energía eólica puede estudiarse aplicando funciones de densidad de probabilidad. Las dos más comunes son las funciones de Weibull y Rayleigh. La función de Weibull es un caso especial de la distribución generalizada gamma, mientras la distribución de Rayleigh es un subconjunto de la distribución de Weibull. La función de Weibull es una distribución de dos parámetros, mientras la función de Rayleigh tiene sólo uno. Esto hace a la función de Weibull algo más versátil y a la función de Rayleigh un poco más simple de usar (Kavak Akpınar & Akpınar, 2004). La forma general de la distribución de Weibull, función de dos parámetros, para velocidad del viento está dada por (Kavak Akpınar & Akpınar, 2004):

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (3.10)$$

Donde $f(v)$ es la probabilidad de la velocidad de viento v , k es el factor de forma de Weibull (adimensional) y c es el parámetro de escala de Weibull, el cual tiene un valor de referencia en unidades de velocidad de viento. El rango de k va de 1,5 a 3 para la mayoría de las condiciones de viento.

La distribución de Rayleigh es un caso especial de la distribución de Weibull en el que $k = 2$. La función de densidad de probabilidad para la distribución de Rayleigh puede simplificarse como (Kavak Akpınar & Akpınar, 2004):

$$f(v) = \frac{2v}{c^2} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^2} \quad (3.11)$$

Finalmente, importante mencionar también que la velocidad del viento cerca del suelo cambia con la altura, lo que requiere una ecuación que predice la velocidad del viento a una altura determinada, en términos de la velocidad medida en otra. La expresión más común para la variación de la velocidad del viento con la altura del buje es la ley de potencia (Kavak Akpınar & Akpınar, 2004):

$$\frac{v_2}{v_1} = \left\{ \frac{h_2}{h_1} \right\}^m \quad (3.12)$$

Donde v_2 y v_1 son las velocidades medias del viento en las alturas h_2 y h_1 , respectivamente. El exponente m depende de factores tales como la rugosidad de la superficie y la estabilidad atmosférica. Numéricamente, se encuentra en el rango de 0,05 a 0,5, siendo el valor adoptado con mayor frecuencia 0,14 (ampliamente aplicable a sitios de baja superficie y bien expuestos).

Respecto al recurso eólico, en (Cancino-Solórzano, Gutiérrez-Trashorras, & Xiberta-Bernat, 2011) se identifican diez áreas de México donde el recurso de energía eólica es abundante. Se destacan los estudios que se han hecho en el Laboratorio de Energía Renovable del Departamento de Energía de Estados Unidos, la Comisión Federal de Electricidad y otras instituciones mexicanas, quienes han estimado el potencial eólico sobre los 40000 MW en México, distribuidos en la península de Baja California, la región central, la región costera del Golfo de México, la península de Yucatán y el istmo de Tehuantepec,

como se muestra en la figura 3.27, donde se aprecian la potencia instalada y la energía generada en las áreas señaladas.



Figura 3.27.- Zonas de mayor potencial eólico en México (Cancino-Solórzano et al., 2011)

En otro estudio presentado en (Cancino-Solórzano & Xiberta-Bernat, 2009) se llevó a cabo la evaluación del recurso eólico en el estado de Veracruz, a partir de datos históricos registrados cada diez minutos a una altura de 10 m, durante el periodo 2001-2006, en cinco estaciones meteorológicas: Alvarado (ALV), La Cangrejera (LC), Centro de Previsión del Golfo de México (CPGM), Xalapa (XAL) y Tuxpan (TUX). La ubicación de estas estaciones y las correspondientes a las estaciones anemométricas de Punta Delgada y Perote, consideradas en el estudio, se muestra en la figura 3.28.

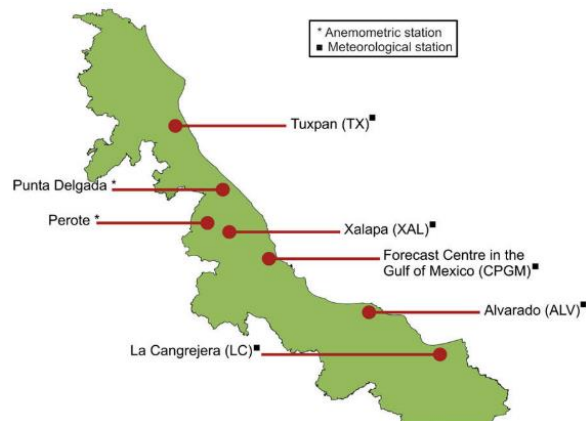


Figura 3.28.- Localización de las estaciones meteorológicas y anemométricas (Cancino-Solórzano & Xiberta-Bernat, 2009)

Las velocidades anuales promedio de viento obtenidas en las estaciones meteorológicas para 10, 30 y 50 m, se presentan en la figura 3.29. Para el caso de estudio que se trata en esta tesis, la estación ALV es la que proporcionaría información útil para la evaluación del recurso eólico presente en el sitio donde se proyecta el HRES. Para cualquier altura, las magnitudes máximas de velocidad se observan en la estación de Alvarado, oscilando entre los 4 y 5 m/s.

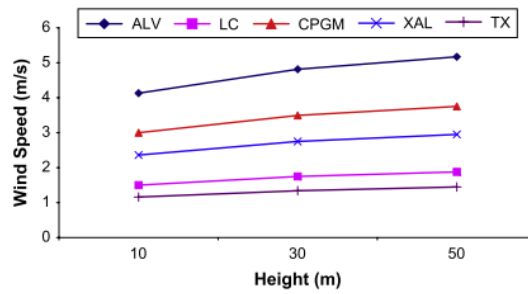


Figura 3.29.- Velocidades anuales promedio en estaciones meteorológicas del estado de Veracruz (Cancino-Solórzano & Xiberta-Bernat, 2009)

La energía eólica como tal, se puede utilizar directamente como potencia mecánica o indirectamente al convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica. La parte más importante de cualquier sistema de energía eólica es la turbina eólica, que convierte la energía eólica en energía mecánica que puede utilizarse en diversas aplicaciones. El primer aerogenerador para la generación de electricidad se desarrolló a principios del siglo XX. Aunque la tecnología de aerogeneradores ha ido mejorando gradualmente, se han logrado avances notables en el diseño de los aerogeneradores. Más específicamente, los desarrollos tecnológicos modernos y las optimizaciones de una turbina y sus componentes han mostrado mejoras significativas en la potencia generada y la eficiencia de conversión. Además, los desarrollos de generadores específicos, junto con el uso de dispositivos electrónicos de potencia, han permitido diseños de turbinas sin engranajes (Kumar et al., 2015).

Normalmente hay tres clases de sistemas eólicos (Kumar et al., 2015): el sistema de turbina eólica de velocidad constante con un generador de inducción en jaula de ardilla estándar (SCIG); el sistema de turbina eólica de velocidad variable con un generador de inducción de doble alimentación (DFIG) y el sistema de turbina eólica de velocidad variable con conversión de electrónica de potencia y un generador síncrono. Cualquier sistema de generación característico de los grandes parques eólicos (del orden de los miles de MWh generados), generalmente está compuesto de turbinas eólicas, transformadores de potencia y una conexión a la red eléctrica, como se describe en la figura 3.30.

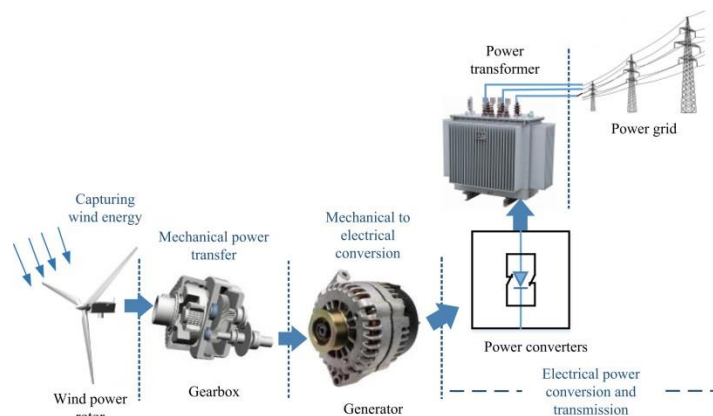


Figura 3.30.- Componentes de un sistema de generación eólica típico (Kumar et al., 2015)

Adicionalmente, en (Kumar et al., 2015) también se clasifican los sistemas eólicos en dos grupos: los sistemas aislados de la red (*off-grid* o *stand-alone*) y los sistemas conectados a la red (*grid connected*).

- **Sistemas eólicos aislados.** Diseñados para el suministro de energía para áreas aisladas (*Remote Area Power Supply*) donde un sistema de transmisión y distribución de electricidad no resulta eficiente, mientras que, estos sistemas suelen ser muy eficientes para la electrificación de áreas remotas y rurales, especialmente en países en desarrollo. Los sistemas eólicos aislados son medios eficientes para un suministro de energía ininterrumpido y rentable para hogares, escuelas y oficinas. Las turbinas eólicas también se pueden hibridar en sistemas eólico-fotovoltaicos (FV)-hidrógeno y eólico-diésel para lograr una máxima eficiencia. La figura 3.31 muestra un modelo para un sistema eólico híbrido aislado con sus posibles componentes.

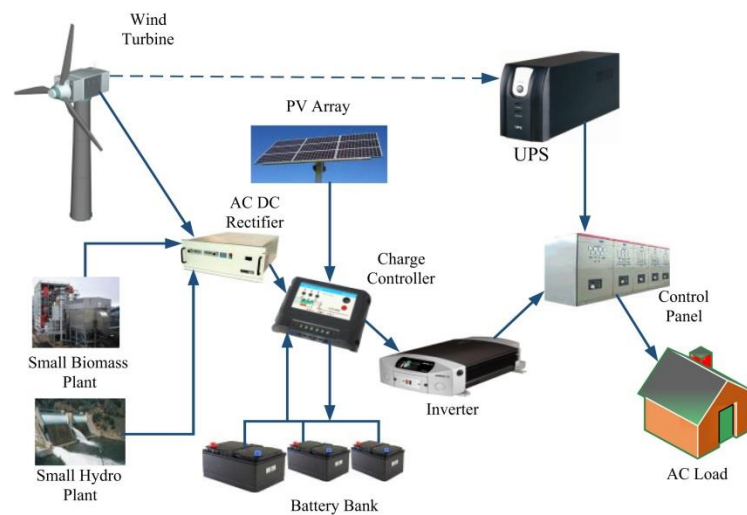


Figura 3.31.- Esquema para un sistema de generación eólica híbrido (Kumar et al., 2015)

- **Sistemas eólicos conectados a la red.** Generalmente tienen un tamaño y capacidad muy grandes. Debido a la salida variable de los sistemas de energía eólica, la integración con las redes eléctricas introduce desafíos técnicos que requieren una cuidadosa consideración. El voltaje, la frecuencia, la calidad de la energía, los armónicos y los parpadeos son algunos de los principales problemas que pueden surgir al conectar un sistema de energía eólica con una red. Por lo tanto, antes de conectarse a la red, un sistema de energía eólica necesita satisfacer algunos requisitos de estabilidad gobernados por diversos parámetros, como la frecuencia y el voltaje, para garantizar un funcionamiento estable durante fallas del sistema. En la actualidad, los parques eólicos desempeñan un papel importante en los sistemas de redes eléctricas y existen ahora muchos parques eólicos que funcionan con éxito en todo el mundo.

La potencia de las turbinas eólicas varía desde varios kilovatios hasta los megavatios. El parámetro crucial es el diámetro de la turbina y cuanto más largas son las palas, más grandes son las áreas barridas por el rotor que conducen a las salidas de energía. El tamaño promedio de las nuevas máquinas es de 1500 kW, aunque existen máquinas de 2,5 MW en el mercado. La tendencia es hacia máquinas más grandes (Duran, 2004).

En la última década, se han logrado avances significativos en la tecnología de turbinas eólicas. Este progreso se puede describir como una cadena continua de mejoras incrementales basadas en la experiencia. Las turbinas pequeñas se escalan gradualmente y las turbinas eólicas disponibles en el mercado han crecido en capacidad desde 55 kW a principios de los años 80 a 500–2 500 kW a principios de los 2000. El diámetro del rotor aumentó de 15 a 70–82 m, y la altura del buje de 22 a 60–80 m. Además, el peso por área barrida se reduce y el peso de una torre de 24 m disminuyó de 32 kg/m² a principios de los años 80 (aerogenerador de 55 kW) a 5,026 kg/m² en los 2000 (aerogenerador de 500 kW). El peso del rotor disminuyó de 1,8 kg / m² (turbina eólica de 55 kW) a 0,5 kg/m² en el mismo período (turbina eólica de 500 kW). El desarrollo de la tecnología de turbinas eólicas también condujo a un mejor rendimiento. La eficiencia del rotor de la turbina eólica aumentó de 35 a 40% a principios de los 80 a 48% a mediados de los 90. Por otra parte, la disponibilidad de esta tecnología aumentó hasta un 98% (Duran, 2004).

Existen dos tipos genéricos de turbinas eólicas, las de eje horizontal (HAWT) y las de eje vertical (VAWT). Aunque la turbina eólica de eje horizontal es el tipo más común, la turbina eólica de eje vertical se valora cada vez más en el mundo, especialmente la VAWT de hoja recta debido a sus ventajas, como son su bajo costo y facilidad de instalación y mantenimiento (Islam, Mekhilef, & Saidur, 2013).

En las turbinas de eje horizontal modernas, la energía eólica se extrae por medio de un rotor horizontal, contra el viento de la torre, con tres palas que pueden inclinarse para controlar la velocidad de rotación de un eje conectado. El rotor de tres palas prolifera y generalmente tiene un cojinete delantero separado, con un eje de baja velocidad conectado a una caja de engranajes que proporciona una velocidad de salida adecuada para los generadores de cuatro polos o dos polos más populares. En las turbinas de eje vertical, el eje se monta en un eje vertical, perpendicular al suelo y siempre están alineadas con el viento. La figura 3.32 muestra ambos tipos de turbina (Islam et al., 2013) y la tabla 3.1 resume las características de cada una de ellas.



Figura 3.32.- Turbinas eólicas de eje horizontal y vertical (Islam et al., 2013)

Tabla 3.1.- Características de las turbinas eólicas (Islam et al., 2013)

HAWT	VAWT
El eje de rotación se mantiene horizontal o paralelo al suelo	El eje de rotación permanece vertical o perpendicular al suelo
Es capaz de producir más electricidad a partir de una cantidad dada de viento	Produce hasta un 50% más de electricidad en forma anual, en comparación con las turbinas convencionales con la misma área de barrido
Adecuada para aplicaciones eólicas grandes	Es adecuado para proyectos eólicos pequeños y aplicaciones residenciales
Comparativamente más pesada y no apta para vientos turbulentos	Más liviana y genera bien en condiciones de viento turbulento
Genera sólo con viento de dirección específica	Es impulsada por el viento proveniente de cualquier ángulo, e incluso la turbina funciona cuando el viento sopla de arriba hacia abajo
No es adecuada para generar electricidad a partir de una velocidad del viento por debajo de 6 m/s y superior a 25 m/s	Genera electricidad con vientos tan bajos como 2 m/s y continúa generando energía con velocidades de viento de hasta 65 m/s, según el modelo
No puede soportar condiciones climáticas extremas como heladas, la lluvia helada, la nieve intensa o vientos fuertes que superen los 50 m/s	Resiste condiciones climáticas extremas como heladas, hielo, arena, sal, humedad y condiciones de viento muy fuertes que superan los 60 m/s
Las aves son lesionadas o muertas por las hélices ya que no son objetos sólidos, por lo que las aves vuelan entre las aspas	No daña la vida silvestre ya que las aves pueden detectarla como un objeto sólido, que puede hasta verse en el radar de un avión
La mayoría son de autoarranque	Par de arranque bajo y puede requerir energía para comenzar a girar
Difícil de transportar e instalar	Menor coste de transporte e instalación

Naturalmente, las turbinas eólicas han tenido una evolución a lo largo de la historia, desde aquellas ligeras y simples impulsadas por fuerzas de arrastre aerodinámicas, a las pesadas hechas de gran cantidad de materiales y hasta las livianas de materiales aerodinámicamente eficientes de la era moderna. La potencia y tamaño de las turbinas eólicas también ha cambiado con el paso del tiempo y seguramente lo continuarán haciendo. Esta tendencia histórica se puede apreciar en las figuras 3.33 y 3.34.

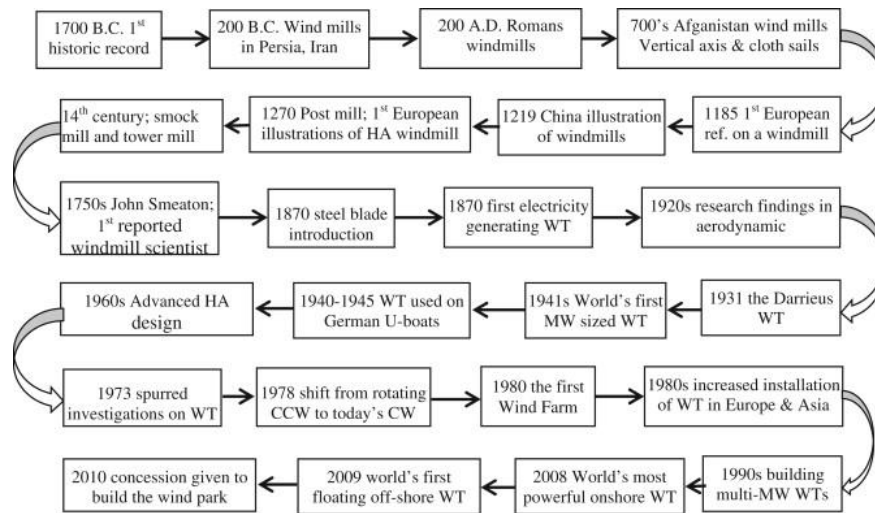


Figura 3.33.- Evolución histórica de las turbinas eólicas (Islam et al., 2013)

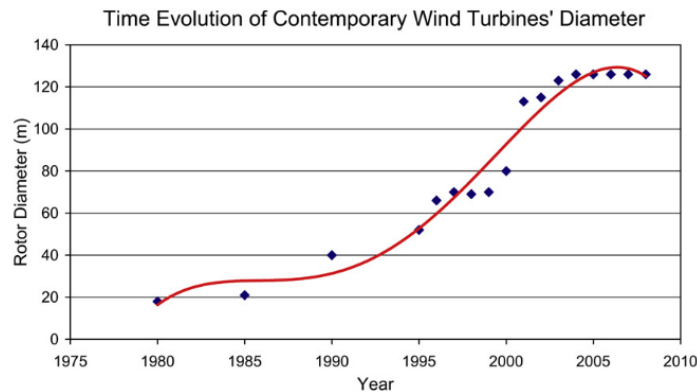


Figura 3.34.- Evolución en dimensiones de turbinas eólicas (Kaldellis & Zafirakis, 2011)

Una mención aparte merece las microturbinas eólicas, las cuales son clasificadas en función de su área de barrido ($<25 \text{ m}^2$) y, por lo tanto, con capacidades de hasta 6 kW. Las pequeñas microturbinas eólicas ($<0,5 \text{ kWp}$) se han utilizado en el Reino Unido para aplicaciones aisladas de la red en la carga de baterías, especialmente en barcos de vela. En los últimos cinco años, ha existido un interés creciente en la aplicación de microturbinas para su uso en edificios. Las microturbinas eólicas deben ser asequibles, fiables y casi sin mantenimiento para que una persona promedio considere instalar uno. Esto a menudo significa un sacrificio de rendimiento por simplicidad en diseño y operación. Entonces, en lugar de utilizar el generador como un motor para arrancar y acelerar el rotor cuando el viento es lo suficientemente fuerte como para comenzar a producir energía, las turbinas de viento pequeñas dependen únicamente del par producido por el viento que actúa sobre las aspas. Además, las turbinas eólicas pequeñas a menudo se ubican donde se requiere la energía generada, y no necesariamente donde el recurso eólico es el mejor (Ayhan, Afak, & Glam, 2011). El rango de aplicaciones para turbinas eólicas de baja escala, se muestra en la figura 3.35.

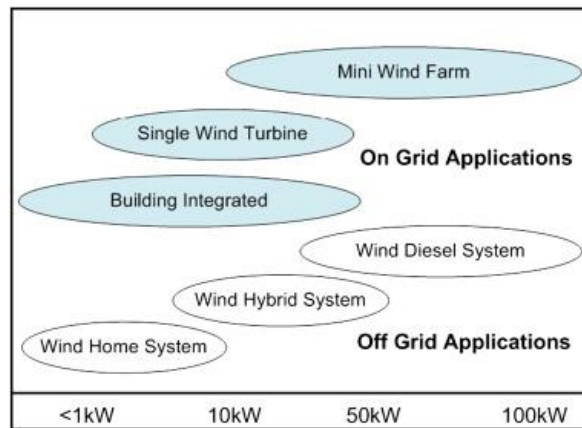


Figura 3.35.- Rango de aplicaciones de turbinas eólicas de pequeña escala (Kaldellis & Zafirakis, 2011)

Por su parte, la generación eólica cuenta con madurez tecnológica, buena infraestructura y coste relativamente competitivo. En este caso, el coste de la energía eólica está en función del coste de instalación, el coste de operar el proyecto de energía eólica y la cantidad de energía producida durante su vida útil. De la década de los 80s a principios de los 2000s, los costes de capital promedio para proyectos de energía eólica disminuyeron notablemente; en Estados Unidos, la reducción fue de aproximadamente un 65% para 2004, mientras que para 2003 en Dinamarca, los costes quedaron arriba del 55% por debajo de los niveles observados a principios de los 80s. Esta reducción fue originada por las innovaciones de diseño, materiales, procesos y logística (Islam et al., 2013).

En cuestión de impacto ambiental y en contraste con los combustibles fósiles y la energía nuclear, las turbinas eólicas no contaminan nuestra atmósfera con gases de efecto invernadero, ni causan problema alguno para las generaciones futuras con residuos radiactivos. Por lo tanto, la energía eólica es considerada ambientalmente benigna. Sin embargo, todavía impone algunos impactos ambientales. Los impactos de los aerogeneradores en nuestro entorno no han sido bien establecidos y siguen siendo objeto de debate (Leung & Yang, 2011). Aun así, algunos de estos impactos se mencionan en (Leung & Yang, 2011) y (Kaldellis & Zafirakis, 2011), entre los que se encuentran:

- a) **Impacto visual y ruido.** Las turbinas eólicas causan ruido de dos maneras principales: ruido mecánico y ruido aerodinámico. Este último, aunque todavía carece de evidencia objetiva de su impacto, se considera un tema crítico. Su baja frecuencia puede causar molestias en la vida de las personas; este problema ha sido argumentado por algunos expertos. Sin embargo, algunos investigadores creen que esto puede ser un problema grave para las personas que viven cerca de parques eólicos, y han realizado investigaciones y encuestas sobre el tema.

En cuanto al impacto visual, las personas parecen evaluarlo subjetivamente. Algunas personas piensan que los aerogeneradores son impresionantes y agradables, mientras que otros tienen puntos de vista opuestos. Encuestas relevantes han demostrado que más del 70% de las personas en el Reino Unido no tienen una opinión negativa de los aerogeneradores.

Por otro lado, algunos funcionarios de turismo pensaron que las turbinas eólicas podrían dañar el turismo local.

- b) **Efecto en animales y aves.** El peligro de las turbinas eólicas para las aves es una preocupación para muchos amantes de los animales, ya que los parques eólicos pueden construirse en los hábitats de las aves. Los estudios demuestran que las aves locales pueden aprender rápidamente a evitar los obstáculos y, por lo tanto, las turbinas eólicas no serían un problema serio para ellas. Las turbinas eólicas seguirán matando a las aves, pero la cantidad de aves que se matarán de esta manera es insignificante en comparación con los resultados mortales de otras actividades humanas como la deforestación y la urbanización, sin importar cuán ampliamente se use la energía eólica en el futuro (ver figura 3.36). También se pueden establecer algunas medidas para proteger a las aves de los aerogeneradores. En un proyecto eólico en Texas, se establecen radares aviarios para detectar aves en el área; el sistema detendrá las turbinas eólicas si existe un peligro potencial para las aves. También se pueden realizar encuestas profesionales de vida silvestre antes de la construcción de un parque eólico para comprender los comportamientos de reproducción y alimentación de las aves locales, lo que ayuda a minimizar el peligro impuesto a estos animales.

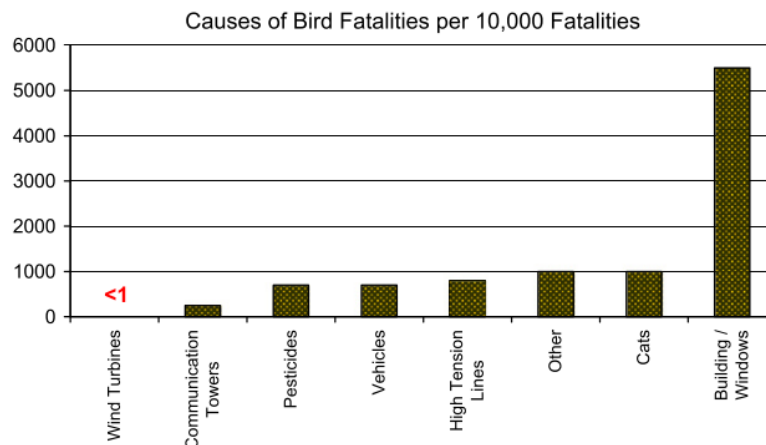


Figura 3.36.- Impacto de las causas de mortandad en aves (Kaldellis & Zafirakis, 2011)

- c) **Cambio climático.** A medida que la escala de los parques eólicos se hace más y más grande, hay algunas especulaciones de que pueden causar cambios en los climas locales. Dos de estos casos han atraído la preocupación general.

En Xilingo League, Mongolia, los datos de precipitación proporcionados por la Oficina de Estadísticas del Agua mostraron que ha habido una sequía sin precedentes desde 2005, y que esta sequía se desarrolló mucho más rápido en las áreas de turbinas eólicas. Además, en los campos de viento de San Gorgonio en Estados Unidos, al analizar los registros de temperatura del parque eólico Roy y Justin, se encontró que las turbinas eólicas gigantes podían cambiar las temperaturas locales al calentar las temperaturas de la superficie durante la noche y enfriarlas durante el día. Este análisis indica que las turbinas eólicas

gigantes sí tienen impacto ambiental, pero si el impacto es bueno o malo aún debe ser estudiado más allá.

En resumen, el impacto ambiental de los aerogeneradores es un tema controvertido. No se puede negar que todos los comportamientos humanos causarán los efectos correspondientes en el medio ambiente. Sin embargo, como la energía eólica se convertirá en una fuente de energía principal en un futuro cercano, muchos efectos ambientales que ahora parecen menores pueden causar impactos desastrosos en el futuro y, por lo tanto, no deben ignorarse.

3.2.1.3.- Otros recursos renovables.

En (Pérez-Denicia, Fernández-Luqueño, Vilariño-Ayala, Manuel Montaña-Zetina, & Alfonso Maldonado-López, 2017) se señala que existen 68 proyectos de generación a partir de biomasa en México, con una capacidad instalada de 647,16 MW y una generación de 1 414 GWh/año. Toda la generación es por producción privada, ya que la Comisión Federal de Electricidad (CFE), suministrador del servicio eléctrico, no utiliza biomasa en la generación de electricidad. Existen plantas de generación a partir de biomasa en 21 de los 32 estados de la República Mexicana, de los cuales Veracruz es el líder con una capacidad instalada equivalente del 44% y una capacidad de generación del 38% en el país. La misma fuente señala que el potencial estimado de generación con biomasa en México es de 2 396 GWh/año, con Veracruz destacando como el segundo estado con mayor potencial, después del estado de México. Asimismo, Veracruz ocupa también el segundo lugar nacional en generación hidráulica, después del estado de Chiapas. Las figuras 3.37 y 3.38 muestran, respectivamente, la aportación nacional de Veracruz en la generación con biomasa y la generación hidráulica.

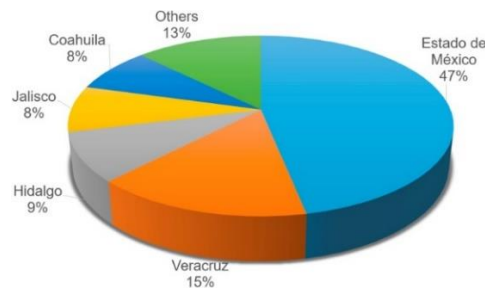


Figura 3.37.- Potencial estimado de generación con biomasa en México (Pérez-Denicia et al., 2017)

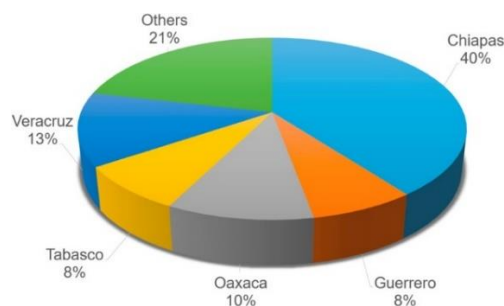


Figura 3.38.- Potencial estimado de generación hidráulica en México (Pérez-Denicia et al., 2017)

3.2.1.4.- Estimación de recursos renovables.

Para llevar a cabo la estimación de la disponibilidad de los recursos renovables y su potencial en un sitio en particular, es posible apoyarse en distintas fuentes de información, como pueden ser bases de datos de estaciones meteorológicas proporcionadas por distintos organizaciones nacionales e internacionales, o en su defecto, se puede recurrir al uso de herramientas de software especializadas, como son HOMER (HOMER Energy, 2018) y RETScreen (Government of Canada, 2018), que cuentan con enlaces a la base de datos meteorológicos de la NASA.

Para fines prácticos de aplicación en la caracterización de los recursos renovables disponibles para esta investigación, se mencionan algunas de las fuentes de información que pueden servir como apoyo para esta tarea:

- El servidor de aplicaciones de mapas Google Earth, sobre el que se basa el sitio web Bufo (Maiden, 2009) y el mapa digital de México del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (*INEGI*) (INEGI, 2017), para calcular las coordenadas de longitud y latitud de la región donde se proyectará el HRES.
- Los mapas de estaciones meteorológicas del Servicio Meteorológico Nacional (*SMN*) (SMN, 2018), la Comisión Nacional del Agua (*CONAGUA*) (CONAGUA, 2018), así como el servidor del Centro de Datos de Ciencias Atmosféricas de la NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) (NASA, 2018) y la red de estaciones meteorológicas del Instituto Nacional de Investigaciones Forestales, Agrícolas y Pecuarias (*INIFAP*) (INIFAP, 2018), de Meteotest (Meteotest, 2018) y de Meteotest (Meteotest, 2018), para determinar los niveles de radiación solar y velocidad del viento, entre otros datos meteorológicos en la zona de interés.

3.2.2.- Módulo 2: Demanda previsible.

El conocer la demanda eléctrica de la carga que se va a estudiar es de mucha utilidad en aplicaciones de sistemas híbridos renovables, simulaciones de redes de bajo voltaje o algoritmos de gestión de la demanda en investigaciones de redes inteligentes (Pflugradt & Muntwyler, 2017). Evidentemente, los perfiles de demanda estarán dados por el número de cargas alimentadas y la manera en que éstas sean utilizadas. Para fines prácticos de esta tesis, se clasificarán los perfiles de demanda en residencial, comercial e industrial. Ante el gran número de posibilidades para los perfiles de demanda de los sectores mencionados, se presentarán algunos casos representativos.

3.2.2.1.- Perfil de demanda residencial.

En un estudio presentado en (Fall, Giles, Marchionini, & Skolnik, 2007) se analizaron algunos perfiles de demanda residenciales de México, Alaska y Filipinas, entre otros. La mayoría de los perfiles, independientemente del estado económico, mostraron que la electricidad se estaba utilizando durante dos o tres períodos al día. Todos los perfiles muestran picos matutinos y nocturnos, mientras que las casas más prósperas también mostraron picos al mediodía.

A manera de ejemplo, la figura 3.39 presenta el perfil de demanda de una casa unifamiliar de cuatro integrantes en una aldea de Puerto Plata, República Dominicana. Las cargas correspondían principalmente a un televisor, algunas lámparas y una radio.

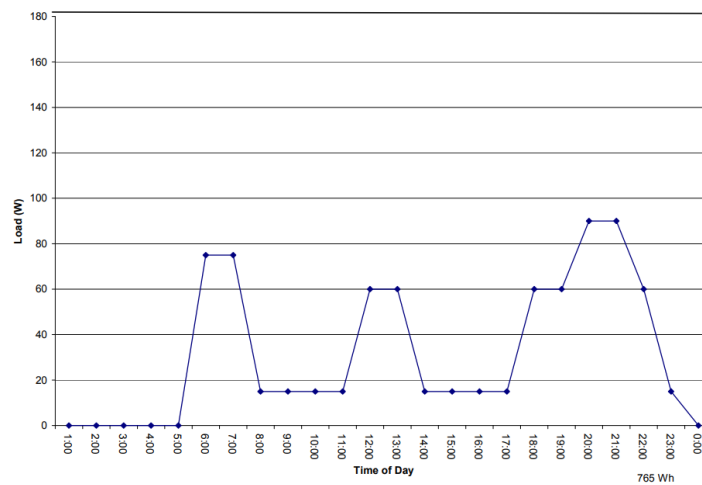


Figura 3.39.- Perfil de demanda de una vivienda unifamiliar (Fall et al., 2007)

Por su parte, en (Pflugradt & Muntwyler, 2017) se destaca que el uso de perfiles de demanda promedio proporcionan datos engañosos para las simulaciones hechas en el campo de las energías renovables. Ya que las gráficas de demanda promedio proporcionan el comportamiento de demanda de un grupo de consumidores y no del correspondiente a un caso de estudio particular, la aplicación de un generador de perfiles de carga residenciales, en el cual se modela a las personas en un hogar como agentes independientes, puede ser de utilidad.

El estudio mostrado en (Pflugradt & Muntwyler, 2017) tiene como finalidad proveer de una herramienta a otros investigadores para modelar de manera rápida y sencilla diferentes hogares y permitirles usar los perfiles generados como entrada para otras simulaciones. En la figura 3.40 se muestra un ejemplo para un perfil de demanda residencial medido en un día y para propósitos de comparación, el perfil de demanda promedio alemán H0, así como la idea general del modelo utilizado. En el perfil medido son notorios los picos pronunciados correspondientes a actividades en la cocina y operación de lavadoras, por mencionar algunas; mientras que el perfil promedio es muy diferente, como se puede notar.

3.2.2.2.- Perfil de demanda comercial.

Un comparativo de los perfiles de demanda para distintos giros comerciales se presenta en (Alshareef & Morsi, 2017). Los perfiles de demanda promedio para un restaurante de servicio rápido, un restaurante de servicio completo, un hospital, un hotel pequeño, un hotel grande, una oficina pequeña, una oficina mediana, una oficina grande, un apartamento de oficina, un servicio de atención médica ambulatoria, una escuela primaria, una escuela secundaria, un comercio minorista independiente, un centro comercial, un almacén y un supermercado se aprecian en la figura 3.41. De estos comportamientos, se aprecia que invariablemente todos los tipos de cargas presentan picos de consumo y el correspondiente al hospital, fue el que mantuvo consumos más “constantes”.

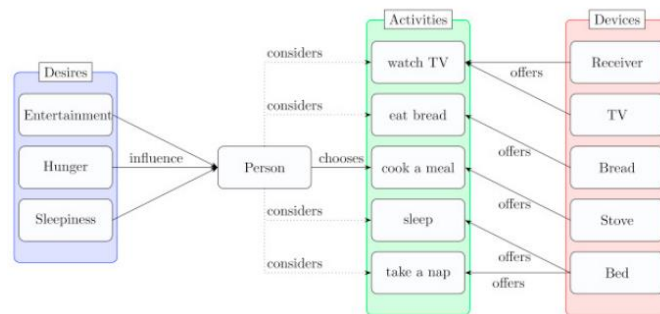
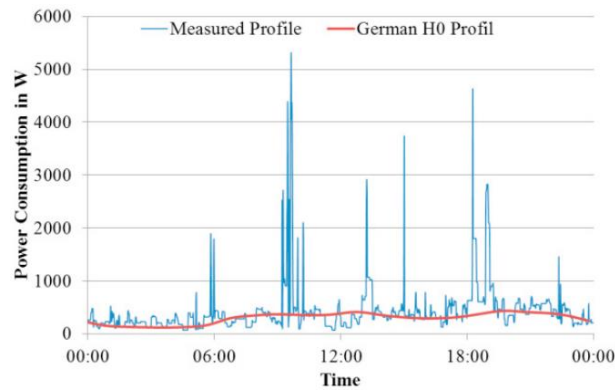


Figura 3.40.- Perfil de demanda residencial y esquema del modelo utilizado (Pflugradt & Muntwyler, 2017)

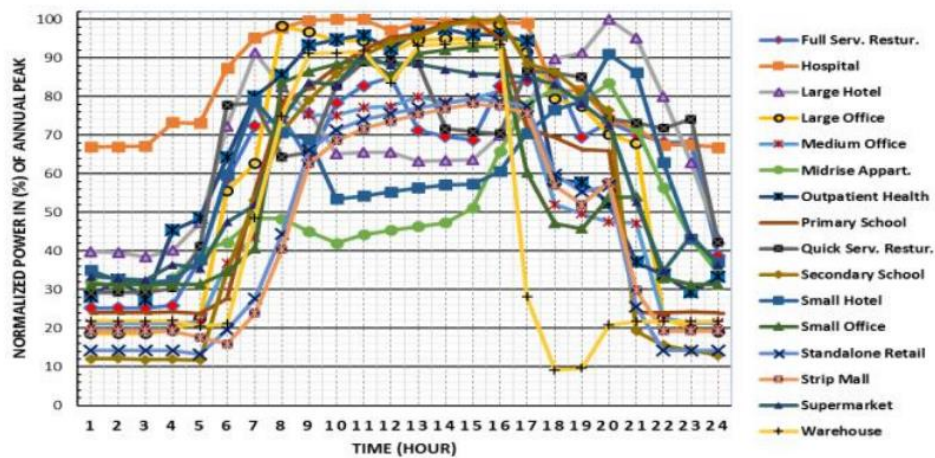


Figura 3.41.- Perfiles de demanda promedio para días entre semana (Alshareef & Morsi, 2017)

El clima imperante en la zona también puede influir en el consumo de algunas cargas. En (Alshareef & Morsi, 2017) se hace una clasificación de las distintas zonas climáticas, que puede verse en la tabla 3.2.

Tabla 3.2.- Clasificación de zonas climáticas (Alshareef & Morsi, 2017)

Número	Zona climática	Clima
1	1A	Muy caliente, húmedo
2	2A	Caliente, húmedo
3	2B	Caliente, húmedo, seco
4	3A	Caluroso, húmedo

5	3B-costera	Caluroso, húmedo, seco
6	3B	Caluroso, húmedo, seco
7	3C	Caluroso, marino
8	4A	Mixto, húmedo
9	4B	Mixto, húmedo, seco
10	4C	Mixto, marino
11	5A	Fresco, húmedo
12	5B	Fresco, húmedo, seco
13	6A	Frío, húmedo
14	6B	Frío, húmedo, seco
15	7	Muy frío
16	8	Sub ártico

A partir de esta clasificación se presenta un análisis de los perfiles de demanda para las cuatro estaciones del año, en los que se muestran las variaciones de los valores pico y sus correspondientes horas pico para las diferentes zonas climáticas. En la figura 3.42 se aprecian desigualdades entre los valores pico y las horas pico para los fines de semana en diferentes estaciones, pero en la misma zona climática, para los fines de semana en diferentes estaciones, pero en la misma zona climática, para los fines de semana en las mismas estaciones, pero en diferente zona climática y fines de semana en las mismas estaciones, pero en diferentes zonas climáticas.

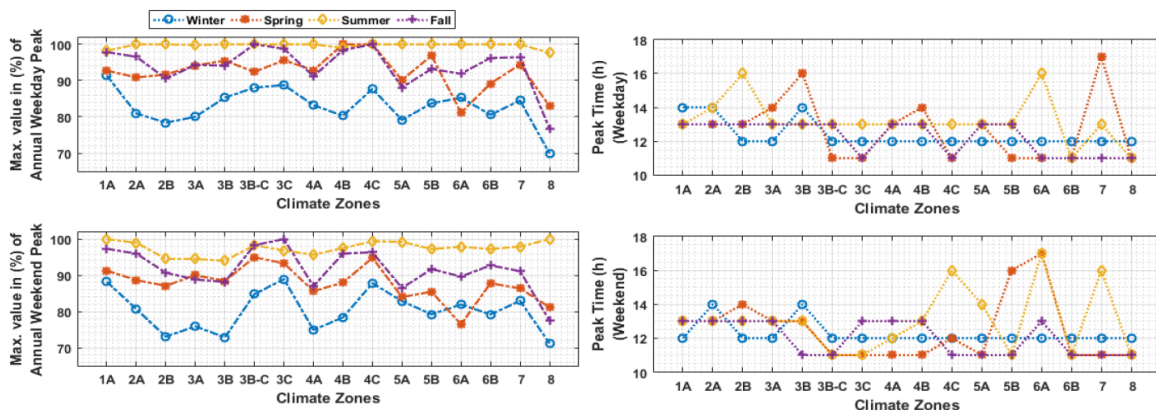


Figura 3.42.- Variaciones de los valores pico y horas pico en diferentes zonas climáticas

3.2.2.3.- Perfil de demanda industrial.

Las demandas de energía en las industrias normalmente son elevadas. En (Ashok & Banerjee, 2003) se pone de manifiesto el consumo intensivo de energía en una industria petroquímica de la India.

La planta opera en tres turnos con un requerimiento de 1 046 MWh para un día promedio. Los perfiles de demanda eléctrica y térmica se muestran en la figura 3.43. El flujo total de vapor requerido es de 2 224 t/día con un flujo máximo de 126,5 t/día. El perfil de demanda eléctrica muestra una demanda de 43,5 MW con 73% de factor de carga. El contrato de demanda de la planta es de 60 MW. La razón promedio calor a potencia es de 2.

Como puede notarse, el perfil de demanda industrial, a diferencia de los perfiles residenciales y comerciales, indica consumos continuos por largos periodos.

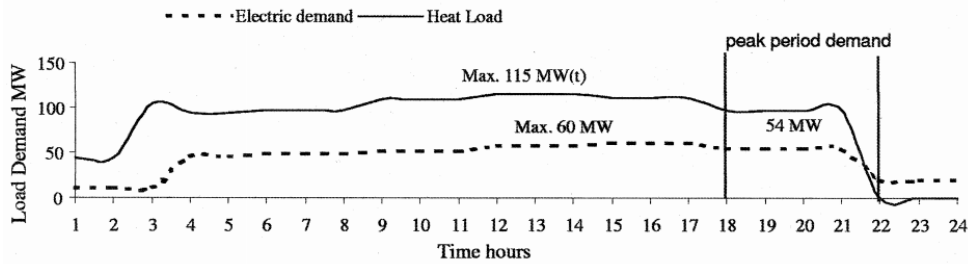


Figura 3.43.- Perfiles de demanda térmica y eléctrica en una industria petroquímica (Ashok & Banerjee, 2003)

De lo anteriormente expuesto, el conocer el perfil de demanda de la carga en el diseño de un HRES es de importancia, ya que permite en principio, entender el comportamiento de consumo del usuario. La estimación del consumo energético puede realizarse de acuerdo con el tipo de consumidor, ya sea mediante estudios donde se registren las cargas del usuario y sus consumos por hora, semana, mes o año, o mediante la aplicación de medidores/registradores que permitan de manera automática, registrar los datos de demanda eléctrica por intervalos predefinidos.

Una vez que se cuenta con esta información, se pueden llevar a cabo dos actividades para el diseño del sistema híbrido renovable:

1. Analizar el perfil de demanda para detectar posibles áreas de oportunidad, es decir, determinar si en algunos procesos se pueden establecer acciones que permitan reducir los consumos de energía eléctrica, mediante la aplicación de una adecuada estrategia de gestión de la demanda.
2. Definida una estrategia de gestión de la demanda y contando con datos de los recursos renovables disponibles para el caso de estudio, aplicar algoritmos definidos por el diseñador o herramientas de software existentes, para llevar a cabo el dimensionado óptimo del sistema híbrido.

3.2.3.- Módulo 3: Selección del Sistema Híbrido Renovable.

Una vez que se cuenta con el potencial de los recursos renovables disponibles en el sitio de interés y el perfil de demanda eléctrica, es posible definir los elementos que conformarán el HRES. Estos elementos incluyen las fuentes de generación renovable; el sistema de almacenamiento, como puede ser un banco de baterías; un sistema de respaldo (*backup*) basado en una fuente de generación convencional, como un generador diésel, o en fuentes alternas como una pila de combustible, que utilice hidrógeno, o un motor de combustión interna que opere con biogás.

La configuración más usual consiste en un generador diésel convencional asociado a una fuente de generación renovable como FV (fotovoltaica), eólica o incluso FV-eólica. Los costes iniciales de las tecnologías solar y eólica normalmente son más elevados que los de un generador diésel de la misma capacidad, pero los costes de operación y mantenimiento

son significativamente más bajos en las tecnologías renovables. En los últimos años, los HRES han permitido a los diseñadores capitalizar las fortalezas de las fuentes de energía renovables y convencionales (Yamegueu, Azoumah, Py, & Zongo, 2011). El uso de biomasa en la configuración de un sistema híbrido también es factible para conformar, por ejemplo, un sistema eólico-FV-biomasa (Ahmad et al., 2018) o un sistema FV-biomasa, con respaldo de baterías y gasificador (Eziyi & Krothapalli, 2014).

Para el caso específico de las granjas acuícolas localizadas en la zona costera central del estado de Veracruz, las fuentes de energía renovable que pueden ser de utilidad son la solar, la eólica y la biomasa, como otra alternativa potencial. La biomasa podría obtenerse del bagazo de la caña de azúcar, proveniente de los ingenios azucareros cercanos a las granjas; otra fuente consistiría en el sargazo depositado en las costas del estado, el cual se ha convertido en un serio problema no sólo para Veracruz, sino también para otros estados, como es el caso de Quintana Roo, debido a fenómenos asociados al cambio climático (Águila, 2018).

Tomando en cuenta lo anterior y considerando: a) que los datos de potencial de biomasa referidos en la sección 3.2.1.3, están relacionados con el consumo de bagazo de caña de azúcar para la generación de electricidad en ingenios azucareros, y b) las granjas acuícolas normalmente cuentan con un generador diésel como sistema de respaldo, algunas de las posibles configuraciones de HRES para su aplicación en las granjas acuícolas de la zona costera central de Veracruz, se enlistan en la tabla 3.3. Cabe mencionar que la aplicación de biomasa no se analiza para efectos de investigación en la presente tesis, ya que implica costes adicionales debido al transporte del recurso hasta los sitios de ubicación de las granjas, lo que encarecería los costes de inversión y de la energía producida; sin embargo, su uso es factible.

Tabla 3.3.- Posibles configuraciones de HRES para las granjas acuícolas en Veracruz

Número	Configuración posible HRES
1	Eólico-baterías-diésel
2	FV-baterías-diésel
3	Eólico-FV-baterías-diésel
4	Eólico-biomasa-baterías-diésel
5	FV-biomasa-baterías-diésel
6	Eólico-FV-biomasa-baterías-diésel

Para las configuraciones señaladas, el sistema de almacenamiento y el generador diésel juegan un rol relevante. En el caso de los sistemas de almacenamiento, éstos presentan varias ventajas en los sistemas de suministro de energía modernos.

Por otra parte, los sistemas de energía renovable presentan características de salida intermitente y son integrados con fuentes convencionales de energía para proporcionar una potencia de salida estable. En varios HRES, un generador diésel actúa como fuente de potencia estable. Los generadores diésel están diseñados para satisfacer la demanda y para cargar al sistema de almacenamiento (llámese un banco de baterías), en caso de que las

fuentes de energía renovables junto con las baterías sean incapaces de satisfacer la demanda (Bajpai & Dash, 2012).

En el caso de los generadores diésel, su aplicación en microrredes se destaca en (Microgrid Knowledge, 2018), pues ante las grandes pérdidas económicas por cortes en el suministro eléctrico por eventos relacionados con el cambio climático, como las supertormentas, las microrredes fiables para el abastecimiento de electricidad cuentan con la tecnología probada del generador diésel. En la figura 3.44 se puede apreciar la integración del generador diésel en una microrred.

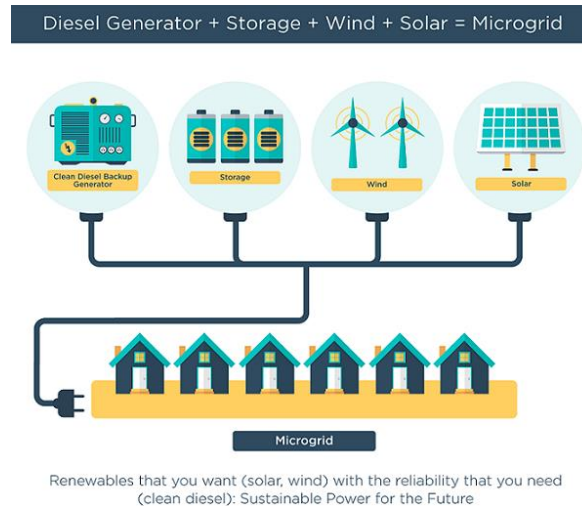


Figura 3.44.- Integración del generador diésel en una microrred (Microgrid Knowledge, 2018)

3.2.4.- Módulo 4: Gestión de la demanda.

Antes de plantear la propuesta para la aplicación de un mecanismo de gestión de la demanda para el HRES, puntualizar que esta estrategia tiene como función modificar el uso de la energía eléctrica que normalmente hacen los consumidores, en respuesta a cambios en el precio de la electricidad a lo largo del día o a pagos incentivo diseñados para inducir a un menor consumo de electricidad en horarios de altas tarifas o cuando el sistema de suministro se ve amenazado (Siano, 2014)(Shariatzadeh, Mandal, & Srivastava, 2015).

Lo anterior trae beneficios no sólo al consumidor, sino también a la red, mejorando su fiabilidad y en el largo plazo, el reducir la demanda punta lleva a una disminución de los costes totales de inversión y pospone la necesidad de actualización de la red (Siano, 2014).

Por su parte, la integración de la generación basada en energías renovables a las redes existentes ha sido reconocida como un componente esencial de las futuras redes inteligentes. Debido a la intermitencia natural de las fuentes de energía renovables, las tradicionales horas punta y valle deberían redefinirse basadas en la demanda neta de la red inteligente, que sería equivalente a la demanda actual menos la generación debida a la energía renovable, como se muestra en la figura 3.45 para una proyección de demanda neta en 2020 en California, USA (Wang, El-Farra, & Palazoglu, 2017).

La estrategia para la gestión de la demanda estará fuertemente ligada a los hábitos del consumidor, sea residencial, comercial o industrial y se verá reflejado en su perfil de demanda correspondiente. Como se mencionó en el capítulo anterior, el tener conocimiento del perfil de demanda del usuario y los horarios donde se presentan los mayores consumos, pueden ser un punto de partida para implementar la gestión de la demanda en un HRES.

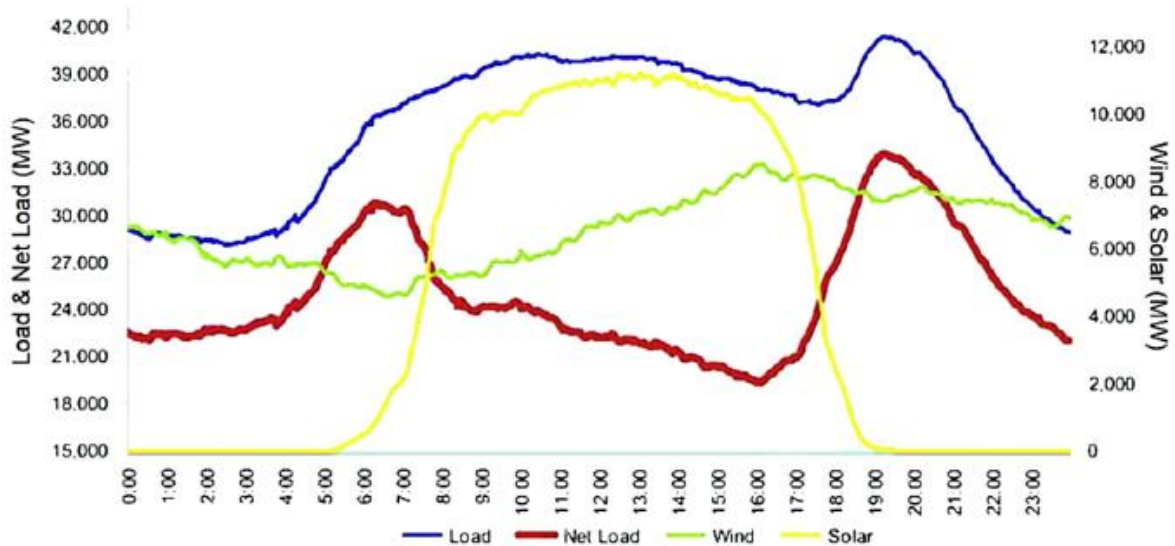


Figura 3.45.- Perfil de demanda neta (carga y renovables) proyectado para California, USA, en 2020 (Wang et al., 2017).

Otro aspecto importante en la operación de un HRES es el relativo a la estrategia de despacho utilizada para gestionar la manera en que la energía producida por las distintas fuentes de generación será entregada a la carga, utilizada para recargar el sistema de almacenamiento o para inyectarla a la red de suministro.

El diseño correcto del despacho de energía para un HRES es esencial para su operación. Las estrategias de despacho se diseñan para monitorear que la demanda de la carga sea satisfecha y se cumplan objetivos secundarios, tales como mantener los niveles de carga de los dispositivos de almacenamiento dentro de sus límites operacionales, minimizar los costos de generación, operar el sistema con alta eficiencia y reducir el consumo de combustible, entre otros (Torreglosa, García, Fernández, & Jurado, 2015).

En la estrategia de despacho se pueden identificar dos tipos de fuentes de energía, las fuentes gestionables (*dispatchables*) y las no gestionables (*non-dispatchables*). Una fuente gestionable (baterías, generador diésel) proporciona una capacidad de operación en una cantidad igual a la máxima potencia que puede generar en cualquier momento. En contraste, las fuentes no gestionables (arreglo FV, turbina eólica) tienen una capacidad de operación equivalente a la potencia que están generando en cada momento (Lambert et al., 2006).

Para integrar tanto la estrategia despacho como la correspondiente a la gestión de la demanda, en el diseño y optimización del HRES se requiere del planteamiento de los

modelos matemáticos para los componentes, así como información técnica y económica de los mismos, que permitan aplicar posteriormente los criterios de optimización seleccionados.

3.2.4.1.- Modelado de componentes.

Los modelos matemáticos permitirán estimar la cantidad de energía producida por las fuentes de generación renovable, como una función de los datos obtenidos de los recursos renovables disponibles en la región donde se va a ubicar el HRES, para evaluar el rendimiento del sistema global con la aplicación de las estrategias de despacho y de gestión de la demanda.

Para el arreglo FV, éste se modela como un dispositivo que produce electricidad de CC en proporción directa con la radiación global incidente sobre él, independientemente de su temperatura y el voltaje al cual se expone. Así, la potencia de salida del arreglo FV está dada por (Lambert et al., 2006):

$$P_{FV} = f_{FV} Y_{FV} \frac{I_T}{I_S} \quad (3.13)$$

Donde:

P_{FV} = Potencia de salida del módulo fotovoltaico en kW

f_{FV} = Factor de degradación; 0.75 para este caso.

Y_{FV} = Capacidad del módulo fotovoltaico en kW.

I_T = Radiación global incidente en la superficie del módulo fotovoltaico en kW/m².

$I_S = 1 \text{ kW/m}^2$, cantidad de radiación estándar para tasar la capacidad del arreglo FV.

Para el aerogenerador, la potencia de salida estará determinada por sus características físicas y técnicas, así como de la velocidad del viento imperante en el área local de instalación. La curva característica de generación para un aerogenerador Windspot de 3,5 kW, se obtiene a partir de la hoja de datos del fabricante (WINDSPOT, 2006) y se puede observar en la figura 3.46.

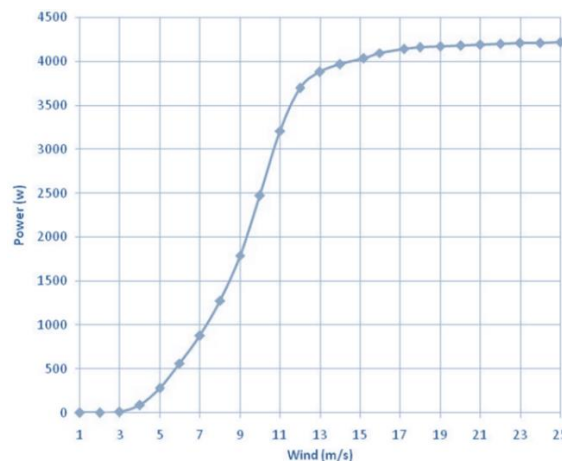


Figura 3.46.- Curva característica para el aerogenerador (WINDSPOT, 2006)

La relación velocidad-potencia, proporcionada también por el fabricante, se muestra en la tabla 3.4. A partir de esta relación se aplica la técnica de ajuste polinómico de datos por mínimos cuadrados, mediante el uso de MATLAB, para obtener la función que describa la potencia de salida del aerogenerador, en términos de la velocidad del viento presente. Se hicieron los cálculos para un polinomio de 6° grado, usando el comando *polyfit*, obteniendo de esta manera los coeficientes mostrados en la figura 3.47.

Tabla 3.4.- Relación velocidad-potencia para el aerogenerador (WINDSPOT, 2006)

WIND SPEED (m/s)	POWER (W)
0	0
1	1
2	1
3	10
4	89
5	285
6	566
7	877
8	1279
9	1790
10	2469
11	3207
12	3697
13	3878
14	3967
15	4032
16	4095
17	4140
18	4160
19	4170
20	4180
21	4188
22	4196
23	4204
24	4210
25	4214

```
>> x=[0:1:25];
>> y=[0 1 1 10 89 285 566 877 1279 1790 2469 3207 3697 3878 3967 4032 4095 4140 4160 4170 4180 4188 4196 4204 4210 4214];
>> C=polyfit(x,y,6)

C =

-0.0017    0.1282   -3.5919   42.7217  -179.0181   249.7663   -39.2074
```

Figura 3.47.- Coeficientes para la función de la característica velocidad-potencia.

Para la comprobación de la validez de los datos obtenidos, se graficó la función correspondiente mostrada en la figura 3.48, la cual es representativa de aquella proporcionada por el fabricante.

Con el conocimiento de los coeficientes del polinomio y con el dato de la velocidad de conexión del aerogenerador, la expresión para calcular la potencia de salida está dada por:

$$P_{wt} = -0.0017v^6 + 0.1282v^5 - 3.5919v^4 + 42.7217v^3 - 179.0181v^2 + 249.7663v - 39.2074 \text{ W}, \quad \text{para } 3 \text{ m/s} \leq v \leq 20 \text{ m/s}$$

$$= 0, \text{ para cualquier otra velocidad} \tag{3.14}$$

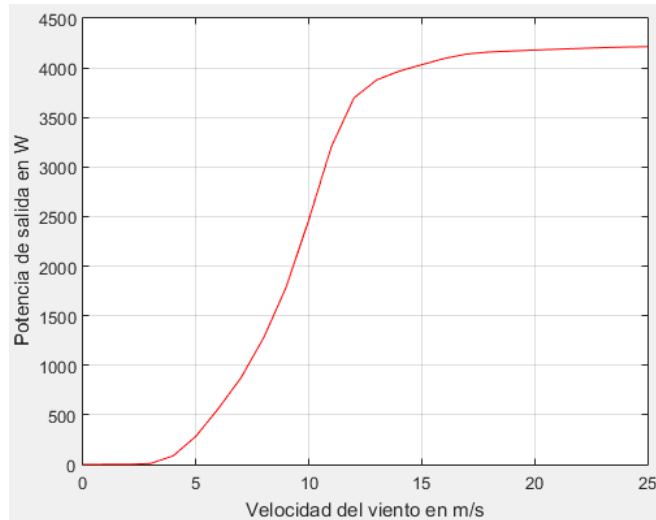


Figura 3.48.- Gráfica de la característica velocidad-potencia, usando MATLAB

Donde:

P_{wt} = Potencia de salida del aerogenerador en W.

v = Velocidad del viento en m/s.

En el caso de las baterías, la energía almacenada será variable de acuerdo a las condiciones de generación estocástica de las fuentes de generación renovables en un HRES. Cuando la generación renovable no sea suficiente, el banco de baterías satisfará la demanda y cuando la operación del sistema lo permita, el banco de baterías se recargará. Estos cambios en la energía almacenada se verán reflejados en el estado de carga (*State of Charge-SOC*), parámetro que permite monitorear que los niveles de carga se mantengan dentro de límites adecuados para extender la vida útil de la batería. El estado de carga en un instante t se puede expresar de acuerdo con (Sharafi & ELMekawy, 2014) como:

$$SOC(t) = SOC(t - 1) \pm \frac{E_{bat}\eta_{bat}}{Enbat} \times 100 \quad (3.15)$$

Donde:

$SOC(t)$ = Estado de carga de la batería en instante t .

$SOC(t - 1)$ = Estado de carga de la batería en instante inmediato anterior ($t - 1$).

E_{bat} = Energía de carga o de descarga de la batería (kWh).

η_{bat} = Eficiencia *round-trip* de la batería; se consideró 1 para este trabajo.

$Enbat$ = Capacidad nominal de la batería (kWh).

Generalmente, los instantes t y $(t - 1)$ se refieren, dentro del estudio de *HRES*, a una hora específica dentro de un análisis de balances de energía en base horaria, a lo largo de un año, es decir, 8 760 horas. Este criterio también se aplica en esta tesis.

Finalmente, para el caso del generador diésel, al estar relacionado con el consumo de combustible y, por consiguiente, con emisiones de gases de efecto invernadero como el CO₂, estos datos serán de utilidad para establecer criterios de carácter medioambiental para el diseño óptimo del HRES.

El consumo en base horaria de combustible del generador puede calcularse, de acuerdo con (Kaabeche & Ibtouen, 2014), de la siguiente manera:

$$Q(t) = \alpha_{GD} P(t)_{GD} + \beta_{GD} P_{GD} \quad (3.16)$$

Donde:

$Q(t)$ = Consumo de combustible del generador diésel en la hora t , en l/h.

$P(t)$ = Potencia producida por el generador diésel en la hora t .

P_{GD} = Potencia nominal del generador diésel.

α_{GD}, β_{GD} = Coeficientes de la curva de consumo proporcionados por el fabricante. Para este caso, las magnitudes asignadas para α_{GD} y β_{GD} fueron de 0,246 y 0,08145 l/kWh, respectivamente.

Para cada periodo de una hora, las emisiones de CO₂ pueden estimarse a partir del consumo de combustible $Q(t)$ como sigue (Sharafi & ELMekkawy, 2014):

$$CO_{2emisiones}(t) = Q(t) * EF \quad (3.17)$$

Donde:

$CO_{2emisiones}(t)$ = Emisiones de CO₂ en la hora t .

EF = Factor de emisiones del generador diésel, el cual depende del tipo de combustible y características del motor diésel. Su valor oscila en un rango de 2,4-2,8 kg/l.

3.2.4.2.- Estrategia de despacho para modo isla.

Para HRES que integran tanto un banco de baterías como un generador diésel, surge un aspecto adicional en la operación del sistema y consiste en si (y cómo) el generador debería cargar el banco de baterías, por lo que en (Lambert et al., 2006) se establecen dos estrategias. Respaldando lo anterior, en (Kansara & Parekh, 2013) se mencionan las mismas estrategias de despacho, siendo las siguientes:

1. **Estrategia de seguimiento de carga (Load Following Strategy-LFS)**, en la cual el generador produce sólo energía suficiente para satisfacer la demanda, pero no carga el banco de baterías. LFS tiende a ser óptima en sistemas con elevadas cantidades de energía renovable, donde en ocasiones se excede la demanda requerida. Las cargas de menor prioridad, como la carga del banco de baterías o cargas que pueden diferir su uso, son alimentadas por las fuentes de energía renovable.

2. **Estrategia de ciclo de carga** (*Cycle-Charging Strategy-CCS*), en el cual el generador operará a su máxima capacidad (o tan cerca como sea posible, sin incurrir en excesos de electricidad) para satisfacer la demanda y cargar el banco de baterías con el excedente. CCS tiende a ser óptima en sistemas con baja o nula presencia de energía renovable.

Como propuesta para la operación del HRES en modo isla, en esta tesis se aplicará una estrategia similar a CCS, en la que el banco de baterías se mantendrá siempre en niveles de SOC entre valores del 50-100%. Cuando el HRES opere interconectado a la red de suministro, la estrategia sufrirá variantes, al no contar con la operación del banco de baterías y del generador diésel. Para validar la propuesta, se elaboró un algoritmo donde se establece la lógica para la gestión de las distintas fuentes de generación para satisfacer la demanda y cargar el banco de baterías. Posteriormente, el algoritmo se codificó y simuló en MATLAB, considerando un periodo de un año de operación para el HRES.

Como entradas del algoritmo, se requieren los datos tanto de la demanda eléctrica de la carga como de los recursos renovables especificados en periodos de una hora, tanto para la radiación solar, como de la velocidad del viento donde se localizará el HRES. También se introducirán dimensiones adecuadas para el arreglo FV, el aerogenerador, el generador diésel y los límites para el estado de carga ($SOC_{mín}$ y $SOC_{máx}$). Los costes de capital, operación y mantenimiento (O&M) de los componentes, así como el coste de combustible podrán ser integrados al algoritmo, lo que permite evaluar el impacto de la estrategia de despacho en la operación del HRES en los aspectos técnico, económico y medioambiental, información de utilidad para la búsqueda de una configuración óptima del sistema. El diagrama de flujo general del algoritmo que integra la estrategia de despacho en el estudio del HRES, se presenta en la figura 3.49.

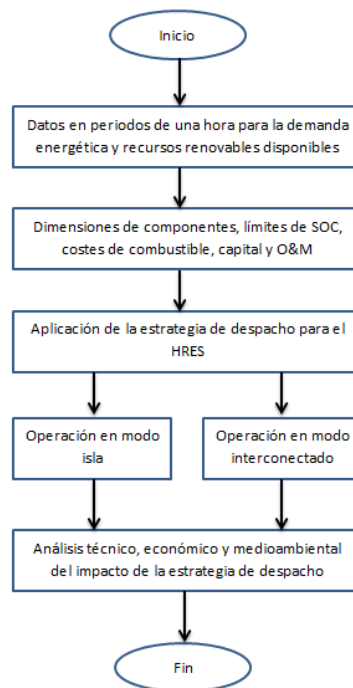


Figura 3.49.- Diagrama de flujo del algoritmo para la estrategia de despacho del HRES.

De manera particular, la estrategia de despacho se basa en el cálculo de balance de energía durante cada hora de las 8 760 horas del año. En principio, se calcula la energía total generada por las fuentes renovables y se resta de la demanda eléctrica por cada hora del año. El balance en una hora t determinada, queda expresado de la siguiente manera:

$$Balance(t) = DE(t) - [P_{FV}(t) + P_w(t)] \quad (3.18)$$

Donde:

$DE(t)$ = Demanda eléctrica en la hora t

$P_{FV}(t)$ = Generación fotovoltaica en la hora t (ecuación 3.13)

$P_{wt}(t)$ = Generación eólica en la hora t (ecuación 3.14)

Para el caso de operación en modo isla, si el balance es positivo (demanda supera la generación renovable) se está ante una situación de sobredemanda, en que la demanda faltante será satisfecha con el banco de baterías. En caso de no ser suficiente, el generador diésel cubrirá el déficit.

En caso de balance negativo (generación renovable supera a la demanda) y en situación de sobregeneración, el exceso de energía se utiliza para cargar el banco de baterías y en caso de aún existir sobrante, podría ser inyectado a la red de suministro eléctrico en el caso de contar con un sistema híbrido interconectado, lo que podría significar al usuario un ahorro en los costes por consumo de electricidad.

El diagrama de flujo del algoritmo para la operación en modo isla, se muestra en la figura 3.50. La nomenclatura utilizada es la siguiente:

t = Hora específica de las 8 760 posibles.

$E_{bat}(t)$ = Energía almacenada en el banco de baterías en una hora específica. Sirve para calcular el $SOC(t)$ de la ecuación 3.15.

$E_{bat}(t-1)$ = Energía almacenada en el banco de baterías en la hora inmediata anterior. Sirve para calcular el $SOC(t-1)$ de la ecuación 3.15.

$E_{bat_{mín}}$ = Energía mínima de almacenamiento en el banco de baterías. En esta tesis, corresponderá a un $SOC_{mín}$ del 50%.

$E_{bat_{máx}}$ = Energía máxima de almacenamiento en el banco de baterías. En esta tesis, corresponderá a un $SOC_{máx}$ del 100%.

$Exceso(t)$ = Excedente de energía renovable generada en una hora específica.

$E_{diesel}(t)$ = Energía requerida del generador diésel en un ahora determinada, para satisfacer déficits no cubiertos por el banco de baterías.

$P_{diesel}(t)$ = Energía total del generador diésel requerida en una hora determinada. Incluye la necesaria para satisfacer déficit y la requerida para cargar el banco de baterías.

P_{GD} = Potencia nominal del generador diésel.

$D_{NS}(t)$ = Demanda no satisfecha en una hora determinada.

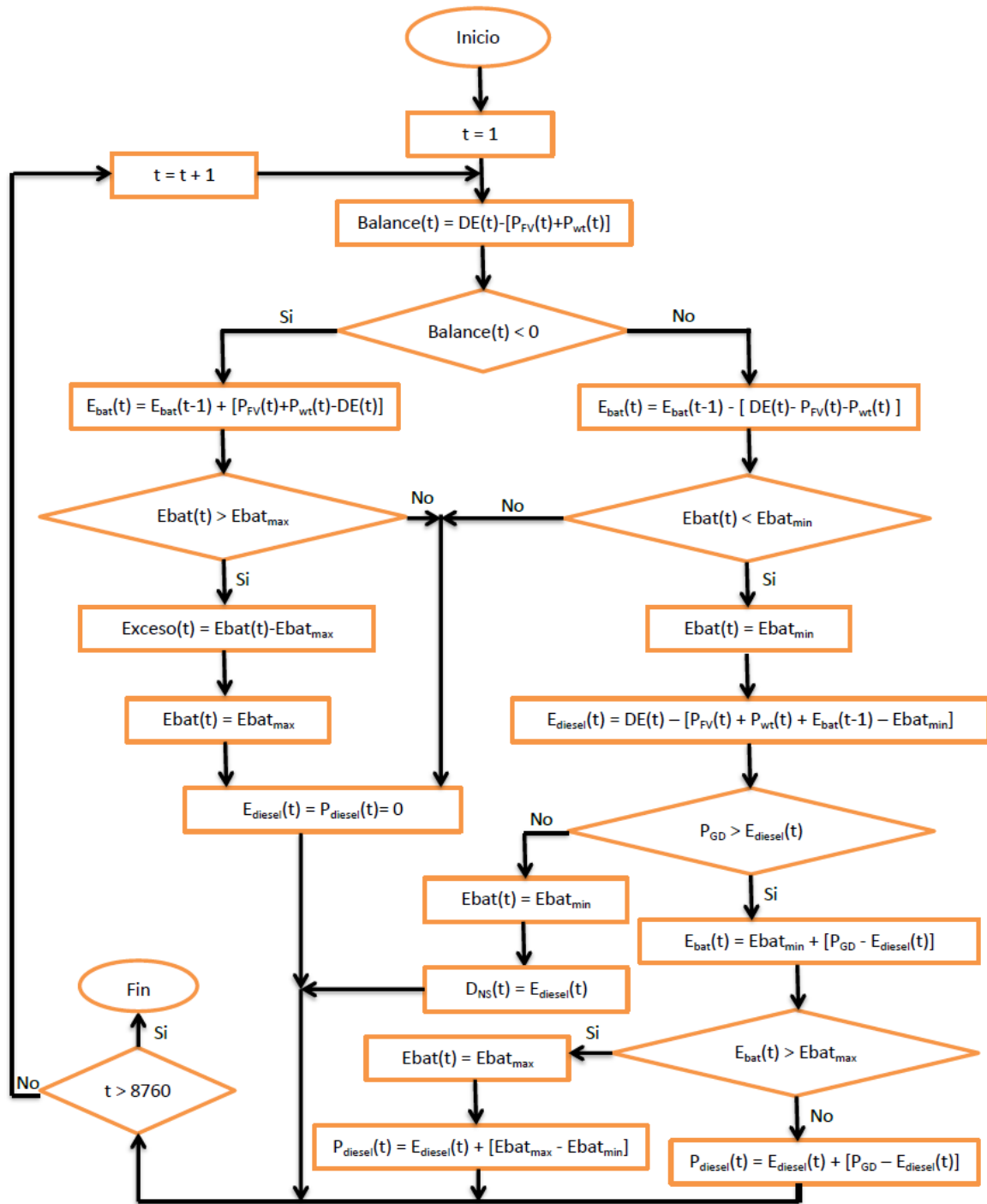


Figura 3.50.- Algoritmo para la estrategia de despacho en modo isla.

3.2.4.3.- Estrategia de despacho para modo península.

Ahora, cuando el HRES opere en modo interconectado a la red, si el balance es positivo (sobredemanda), se abastecerá el déficit con la red de suministro. En su defecto, ante un balance negativo (sobregeneración), se inyectará el excedente a la red. Esta propuesta es similar a la presentada en (Saheb-Koussa, Koussa, Belhamel, & Haddadi, 2011). Como

para el caso del modo isla, se pueden definir los escenarios que se deseen estudiar y las dimensiones de los componentes. El diagrama de flujo del algoritmo para la estrategia de despacho para la operación en modo interconectado se muestra en la figura 3.51.

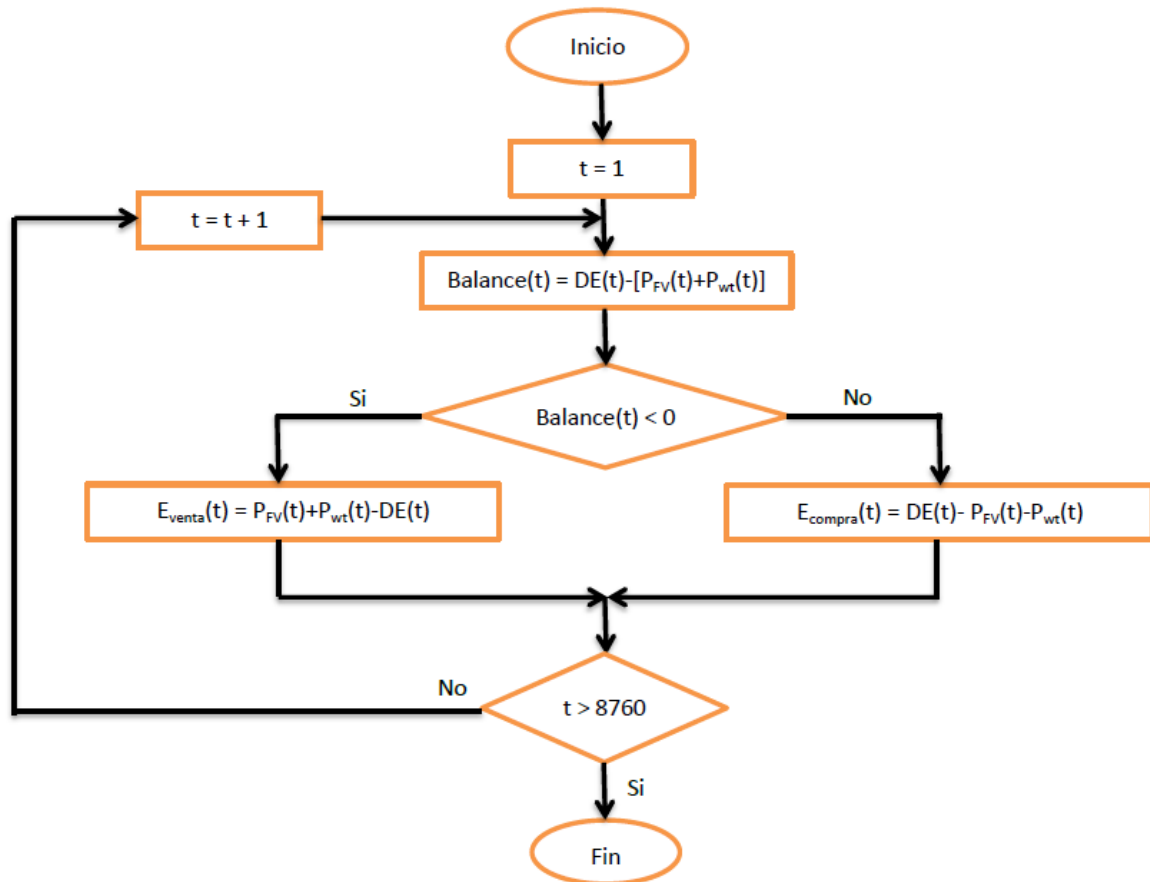


Figura 3.51.- Algoritmo para la estrategia de despacho en modo interconectado.

El diagrama de flujo de la figura 3.51, corresponde a un caso ideal, donde no se presentan cortes en el suministro de energía. Así que en casos donde se suspenda el suministro, la operación del HRES será en modo isla. Al existir la conexión a la red eléctrica en el HRES, ésta se considera la fuente auxiliar más económica comparada con un sistema de almacenamiento, por lo que no hace falta el almacenamiento, ya que el suministro de las fuentes de generación renovable interaccionan con la red en los casos donde la demanda no sea igual al suministro renovable (Mikati, Santos, & Armenta, 2012). A la nomenclatura expuesta anteriormente, se agrega la siguiente:

$E_{venta}(t)$ = Excedentes de energía renovable inyectada a la red en una hora determinada.

$E_{compra}(t)$ = Energía de déficit satisfecha por la red en una hora determinada.

3.2.4.4.- Estrategia de gestión de la demanda.

El mayor consumo energético en distintos sectores, entre los que se encuentra el sector de la edificación, se inclina hacia los procesos relacionadas con calentamiento y refrigeración (UP-RES, 2011), como lo demuestran los porcentajes de consumo en hoteles, oficinas, escuelas y hospitales apreciados en la figura 3.52. Por lo tanto, no es difícil suponer

que un potencial importante de control de la demanda se encuentra precisamente en tales procesos.

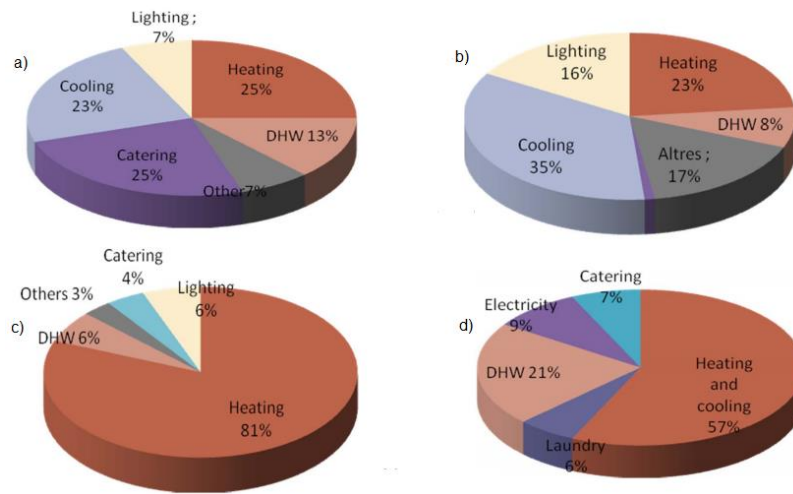


Figura 3.52.- Porcentajes de consumo energético en a) hoteles, b) oficinas, c) escuelas y d) hospitales (UP-RES, 2011).

Mientras, en un estudio planteado en (Peñalvo et al., 2013) se encontró que el consumo mayoritario de electricidad en un hotel, correspondía al aire acondicionado con un 85% de la demanda global diaria.

Ante estos comportamientos de demanda eléctrica, en (Muñoz Maldonado, 2012) se habla de cargas flexibles, es decir, cargas que podrían ser reprogramadas o aplazadas en su operación. Asimismo, en el trabajo de (Shen, Jiang, & Li, 2015) se establece una clasificación para cargas controlables de acuerdo con tres tipos, los cuales se describen en la tabla 3.5.

Tabla 3.5.- Clasificación de cargas controlables (Shen et al., 2015)

Tipo de cargas	Descripción
Tipo I	Incluyen cargas residenciales, como neveras, lavadoras, aire acondicionado y calentadores de agua, entre otros. Estas cargas pueden ser interrumpidas o desplazadas en su operación para modificar la curva de carga. No pueden inyectar energía a la red.
Tipo II	Incluyen bancos de baterías, tecnología vehículo a red (V2G) y sistemas combinados de enfriamiento, calor y energía (CCHP), entre otros. Pueden cargarse desde o descargarse a la red. Presentan una gran flexibilidad para adecuarse a las necesidades de la red.
Tipo III	Incluyen entre otras, microrredes y plantas virtuales de energía (VPP). Aunque tanto la microrred y la VPP incluyen generadores distribuidos, bancos de baterías y tecnologías de energías renovables, las cargas tienen una gran proporción de demanda de energía desde la red en sistemas interconectados.

Por su parte, (Rueda, 2017) define niveles de prioridad para las cargas a alimentar, las cuales podrán desconectarse y en algunos casos, retrasarse o adelantarse su puesta en marcha. Esta clasificación se muestra en la tabla 3.6.

Una estrategia similar se presenta en (Muñoz et al., 2011), donde se evaluaron las posibles cargas reprogramables en la demanda prevista para una zona pesquera, se encontró que los equipos de conservación de alimentos, como refrigeradores residenciales y cámaras de congelación industriales, presentan una participación del 26,29% de la demanda total.

Tabla 3.6.- Prioridad de cargas eléctricas (Rueda, 2017)

Prioridad	Descripción
0	Es para aquellas cargas que pueden ser desconectadas en tiempos diversos: noches, cambios de turno y ciclos de descanso, entre otros, sin provocar efectos adversos sobre el proceso productivo.
1	Es para aquellas cargas que, aunque su termostato, manómetro o electro-nivel pidan un arranque, éste pueda ser retrasado o adelantado 30 minutos o más.
2	Es para aquellas cargas que puedan retrasar o adelantar su arranque menos de 30, pero más de 15 minutos.
3	Es para aquellas cargas que no puedan retrasar o adelantar su arranque ni 15 minutos.

Por ahora, existe un significativo alcance de la gestión de la demanda para contribuir a incrementar la eficiencia y el uso de los recursos del sistema. Puede ser utilizada como una herramienta para conseguir distintos objetivos para la definición de la curva de demanda, como pueden ser el recorte de picos, el rellenado de valles, el desplazamiento de carga, la conservación estratégica, el crecimiento estratégico de carga y la forma de carga flexible (Gelazanskas & Gamage, 2014). Estas técnicas se pueden apreciar en la figura 3.53.

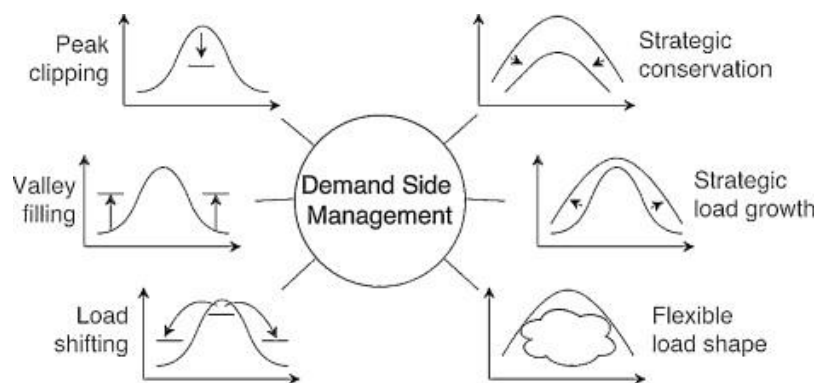


Figura 3.53.- Técnicas básicas de gestión de la demanda (Gelazanskas & Gamage, 2014).

Bajo estos fundamentos y tomando en consideración que las granjas acuícolas de la región costera del Estado de Veracruz cuentan con cámaras de conservación y congelación, que pudieran ser factibles de reprogramar su operación, la estrategia de gestión de la demanda propuesta en esta tesis es la siguiente:

1. Evaluar las cargas con las que cuenta la granja acuícola modelo y detectar aquellas en las que sería factible controlar su operación, con la intención de reducir los picos de demanda.
2. Proponer un nuevo esquema para la operación de las cargas flexibles detectadas que permita conseguir una curva de demanda más plana.
3. Aplicar la nueva curva de demanda para evaluar la operación del HRES con la estrategia de despacho propuesta en la sección 3.2.4.2, tanto en modo isla como en modo interconectado.
4. Comparar los resultados obtenidos de la aplicación de las curvas de demanda con gestión y sin ella, para detectar posibles mejoras en el rendimiento del HRES, como pueden ser: mayor aprovechamiento de las fuentes de generación renovable, reducción en la descarga del banco de baterías, disminución en las horas de operación del generador diésel y, por ende, de las emisiones de CO₂, o decrementos en la electricidad comprada a la red de suministro.

Esta estrategia se expresa esquemáticamente en la figura 3.54.

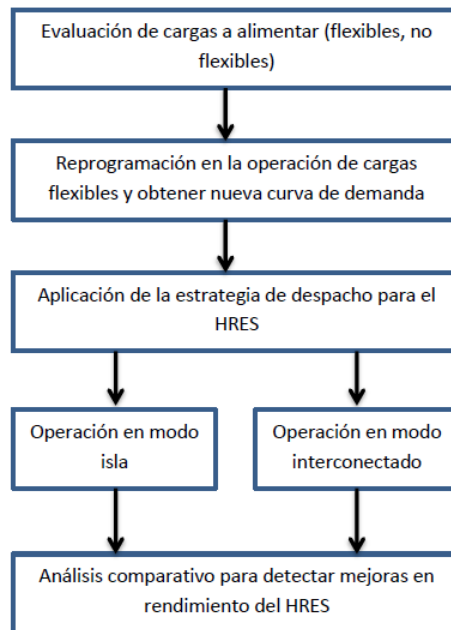


Figura 3.54.- Procedimiento para la aplicación de la técnica de gestión de la demanda.

3.2.5.- Módulo 5: Optimización del sistema.

Una vez que se cuenta con la propuesta para las estrategias de despacho y de gestión de la demanda para el HRES, se hace necesaria la selección de alguna técnica de optimización que permita encontrar una solución óptima para el dimensionado de sus componentes sujeta a algunos criterios y restricciones.

Los métodos de optimización utilizados para analizar HRES se enfocan sobre tres problemas: 1) encontrar la configuración óptima del HRES, 2) diseñar estrategias para el despacho óptimo de energía, o 3) cubrir ambos problemas de manera concurrente (Contreras

Cordero, 2015). Para resolver estos problemas, pueden aplicarse los criterios y metodologías expuestos en el capítulo anterior.

Como se mencionó antes, en cualquier estudio de optimización, las restricciones serán parte clave en la labor de encontrar una solución óptima, ya que definirán los límites para el espacio de búsqueda (Mahesh & Sandhu, 2017). Entre las restricciones se pueden mencionar el número de módulos FV, capacidad de los aerogeneradores, estado de carga de las baterías y nivel de las emisiones, entre otras, como se muestra en la figura 3.55.

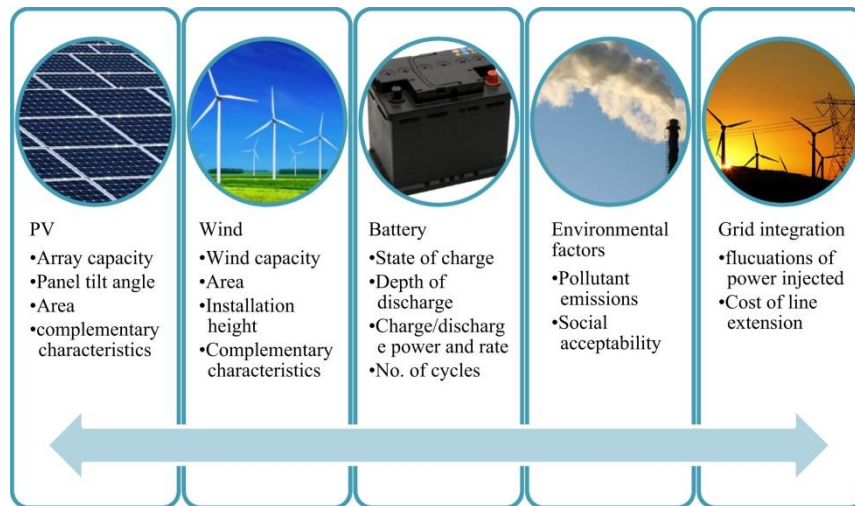


Figura 3.55.- Restricciones comunes utilizadas para la optimización de HRES (Mahesh & Sandhu, 2017).

La restricción técnica aplicada en esta tesis fue para el estado de carga de las baterías, el cual deberá mantenerse dentro de un margen para toda la operación del HRES.

En relación con los criterios de optimización, éstos pueden ser de carácter técnico, económico y medioambiental. En ellos están involucrados algunos indicadores de fiabilidad y factibilidad del HRES, los cuales apoyan a los diseñadores en el dimensionado adecuado de los componentes (Fathima & Palanisamy, 2015). Los indicadores que se proponen en el desarrollo de esta tesis son los siguientes:

1. **Coste Total Anual (CTA).** Puede calcularse en términos del coste de capital anual (*Capital*) y el coste de mantenimiento anual (*Mantenimiento*) de la siguiente manera (Maleki & Pourfayaz, 2015):

$$CTA = Capital + Mantenimiento \quad (3.19)$$

Para convertir el coste de capital inicial en coste de capital anual, se utiliza el factor de recuperación de capital (FRC), dado por (Maleki & Pourfayaz, 2015):

$$FRC = \frac{i(i+1)^n}{(i+1)^n - 1} \quad (3.20)$$

Donde i es la tasa de interés y n es el ciclo de vida del sistema. Para fines de simulación, en esta tesis se utilizaron valores de i y de n de 9% y 20 años, respectivamente.

Para los componentes que requieren ser reemplazados a lo largo de la vida útil del sistema, se aplica el factor de valor presente como sigue (Maleki & Pourfayaz, 2015):

Para las baterías:

$$C_{bat} = P_{bat} * \left(1 + \frac{1}{(1-i)^5} + \frac{1}{(1-i)^{10}} + \frac{1}{(1-i)^{15}}\right) \quad (3.21)$$

Para el generador:

$$C_{dis} = P_{dis} * \left(1 + \frac{1}{(1-i)^5} + \frac{1}{(1-i)^{10}} + \frac{1}{(1-i)^{15}}\right) \quad (3.22)$$

Donde C_{bat} y C_{dis} corresponden al valor presente de la batería y el generador diésel, respectivamente; mientras que P_{bat} y P_{dis} son, en este orden, el coste unitario de la batería y el generador diésel.

Se asume para fines de análisis en esta tesis, la necesidad de reemplazo cada 5 años tanto para las baterías como para el generador diésel. Para el módulo fotovoltaico y el aerogenerador se consideró una vida útil de 20 años en ambos.

En términos anuales, el coste de capital se calcula como:

$$Capital = FRC * [N_{wt} * C_{wt} + N_{fv} * C_{fv} + N_{bat} * C_{bat} + N_{gen} * C_{dis}] + Dt * C_{diesel} \quad (3.23)$$

Donde N_{wt} es el número de aerogeneradores, N_{fv} es el número de módulos FV, N_{bat} es el número de baterías, N_{gen} es el número de generadores diésel, Dt son los litros totales de diésel consumidos por año y C_{diesel} es el coste unitario por litro de diésel.

Para el coste anual de mantenimiento se utilizó la siguiente ecuación:

$$Mantenimiento = N_{pv} * C_{fvm} + N_{wt} * C_{wtm} + N_{gen} * C_{dism} \quad (3.24)$$

Donde C_{fvm} , C_{wtm} y C_{dism} son los costes anuales de mantenimiento de módulos FV, aerogenerador y generador diésel. Se despreciaron los costes anuales de mantenimiento de las baterías para este caso de estudio.

2. **Coste de energía (COE).** Es una medida de factibilidad económica y mediante la comparación con el precio de la electricidad generada por otras fuentes (principalmente de la red de suministro) o con el precio existente para la venta de la energía generada y se calcula simplemente como (Nelson & Kenneth, 2016):

$$COE = \frac{\text{Coste Total Anual}}{\text{Producción anual de energía}} \quad (3.25)$$

3. **Emisiones anuales de CO₂**. Este sirve como indicador de carácter medioambiental en la operación del HRES. Para su estimación, se aplicó la siguiente expresión (Sharafi & ELMekawy, 2014):

$$CO_{2emisiones} = \sum_{t=1}^{8760} Q(t) \times EF \quad (3.26)$$

Donde:

$Q(t)$ = Consumo por hora de combustible del generador diésel en l/h

EF = Factor de emisión para el generador diésel. En este trabajo se consideró de 2,6 tCO₂/tep.

4. **Fracción renovable (FR)**. Este indicador representa la fracción de demanda eléctrica que se satisface con la energía generada por las fuentes renovables (Hirvonen & Sirén, 2018). Se calcula como sigue:

$$FR = \frac{\sum_{t=1}^{8760} E_{Lren}}{\sum_{t=1}^{8760} E_{Lt}} \quad (3.27)$$

Donde:

E_{Lren} = Demanda eléctrica satisfecha con energía renovable

E_{Lt} = Demanda eléctrica total

Así entonces, se establece la función objetivo para el problema del diseño óptimo del HRES, que consiste en la minimización del coste total anual. Como restricción de carácter técnico, se establece mantener el estado de carga de las baterías en un rango de $SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max}$, para incrementar su vida útil. Es decir, para este caso particular:

Función objetivo: *Minimizar CTA = Capital + Mantenimiento*

Restricción: $0.5 \leq SOC \leq 1$

Se propone, además, analizar el impacto de distintas configuraciones de HRES en el coste de energía, las emisiones de CO₂ y la fracción renovable.

La metodología propuesta para la optimización del HRES consiste en aplicar en principio, una optimización manual mediante la ampliación de cobertura del algoritmo para la estrategia de despacho mostrada en la sección 3.2.4.2. Esta ampliación consiste en integrar dentro del algoritmo, la posibilidad de evaluar diferentes escenarios de configuración para el HRES, de tal manera que pueda disponerse de un espacio de búsqueda que permita seleccionar el sistema con el menor CTA. Para validar la restricción, el algoritmo estimará

también el SOC, así como las emisiones de CO₂ y la fracción renovable para evaluar su impacto correspondiente.

Al algoritmo se le podrán introducir un número de escenarios (M) posibles para las dimensiones de los componentes del HRES (capacidad del sistema fotovoltaico, número de aerogeneradores, tamaño del banco de baterías y capacidad del generador diésel). De esta manera, para cada escenario se aplicará el algoritmo para las 8 760 horas del año, tanto para modo isla como para el modo interconectado, como se puede observar en las figuras 3.56 y 3.57. La nomenclatura adicional a la presentada anteriormente es la relacionada a los escenarios, en este caso:

Esc = Número de escenario (combinación de componentes) para el HRES.

M = Número máximo de escenarios.

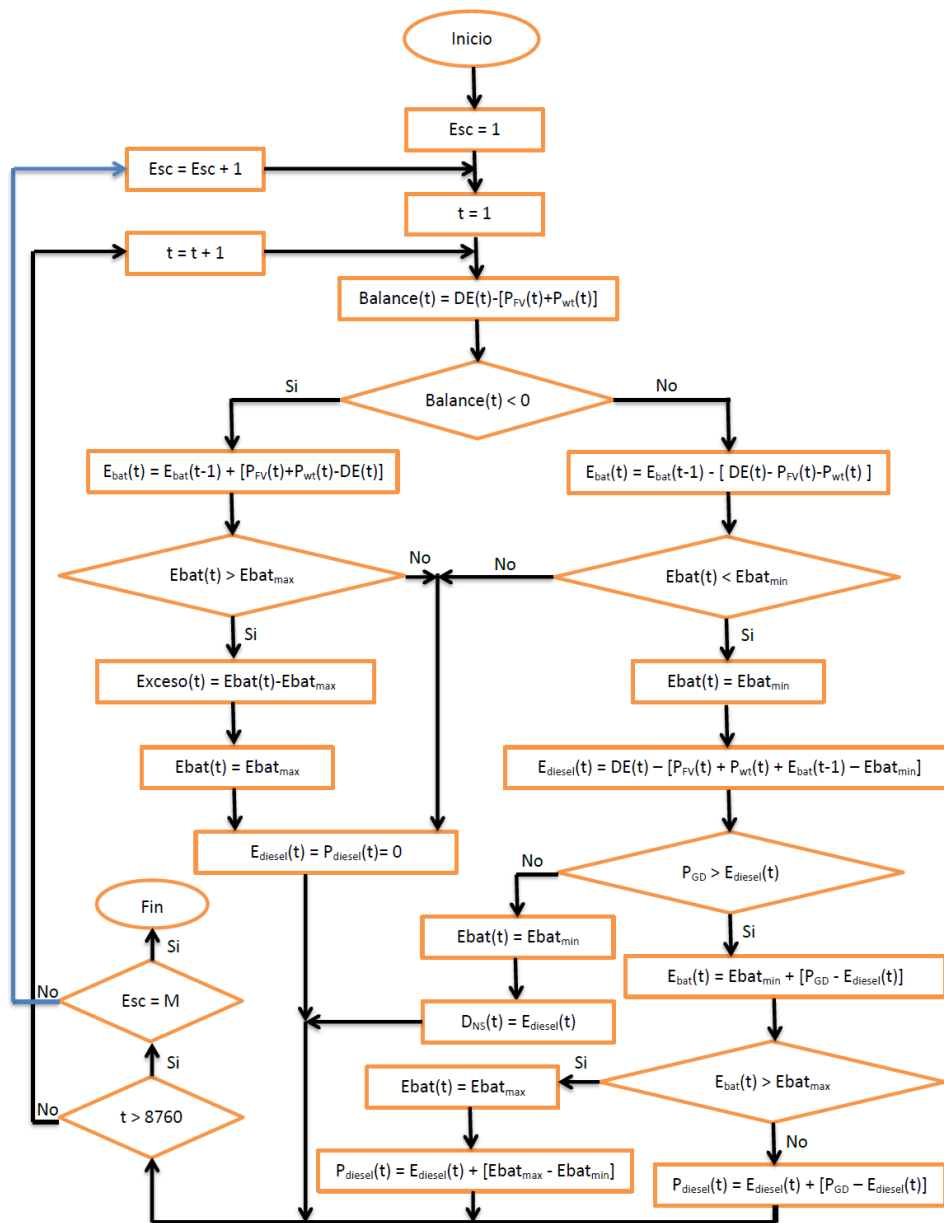


Figura 3.56.- Algoritmo para la optimización manual del HRES en modo isla.

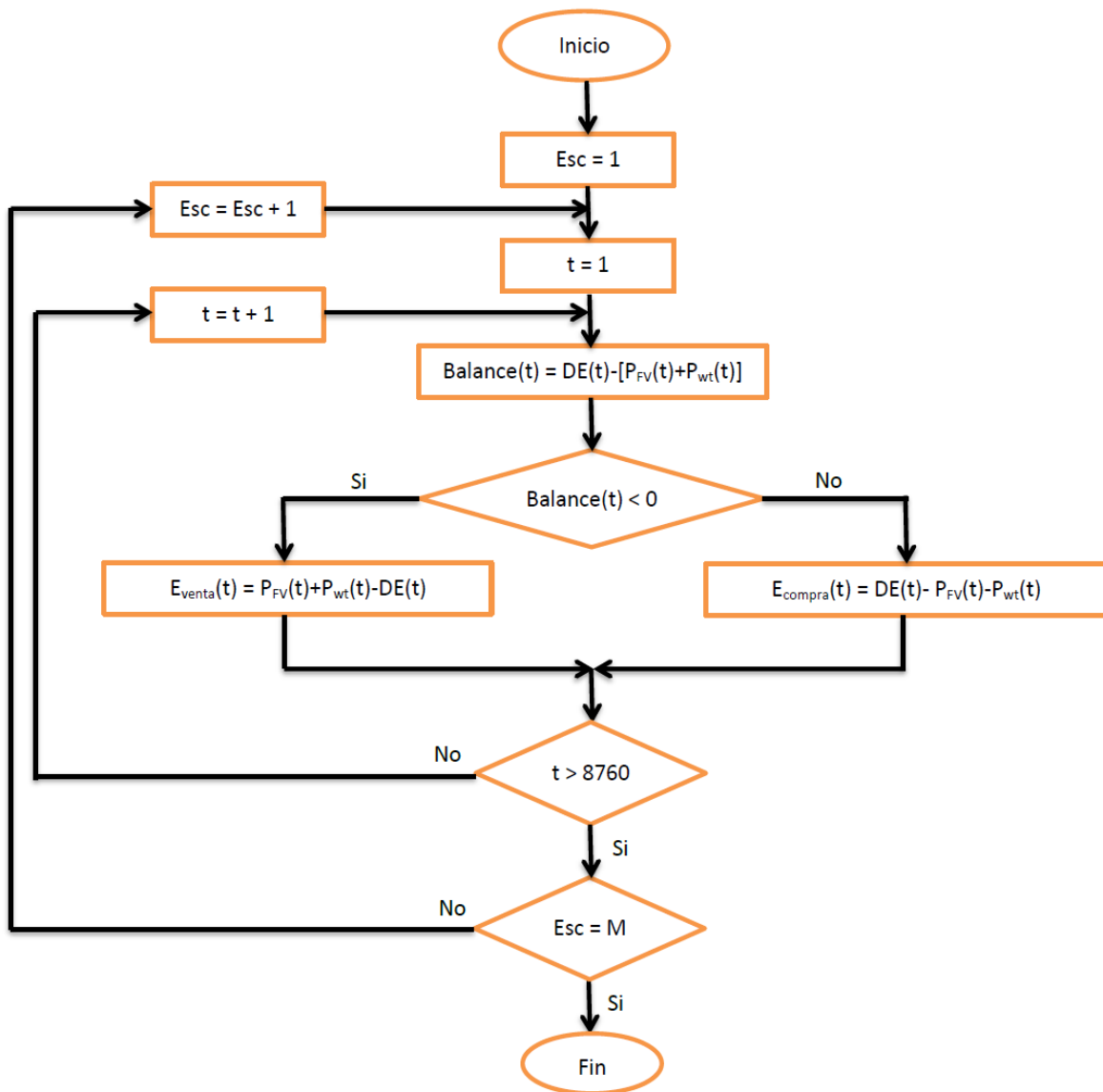


Figura 3.57.- Algoritmo para la optimización manual del HRES en modo interconectado.

Como herramienta para la implementación de la optimización manual se eligió MATLAB, ya que representa un entorno de computación técnica que posibilita la ejecución del cálculo numérico y simbólico de forma rápida y precisa, acompañado de características gráficas y de visualización avanzadas aptas para el trabajo científico y la ingeniería (Pérez L., 2002).

Para validar la utilidad de la optimización manual, se propone apoyarse en la herramienta HOMER (HOMER Energy, 2018) como segundo método de optimización del HRES utilizando las curvas de demanda original y la modificada con gestión de la demanda, tanto en modo isla como interconectado a la red. Para ello, se introducirán los datos correspondientes a la demanda eléctrica, los recursos renovables, los datos técnico-económicos de componentes y un espacio de búsqueda. Finalmente, puede llevarse a cabo un análisis comparativo de los dos métodos en términos de impacto técnico, económico y ambiental, para extraer conclusiones. El esquema de la metodología de optimización se presenta en la figura 3.58.

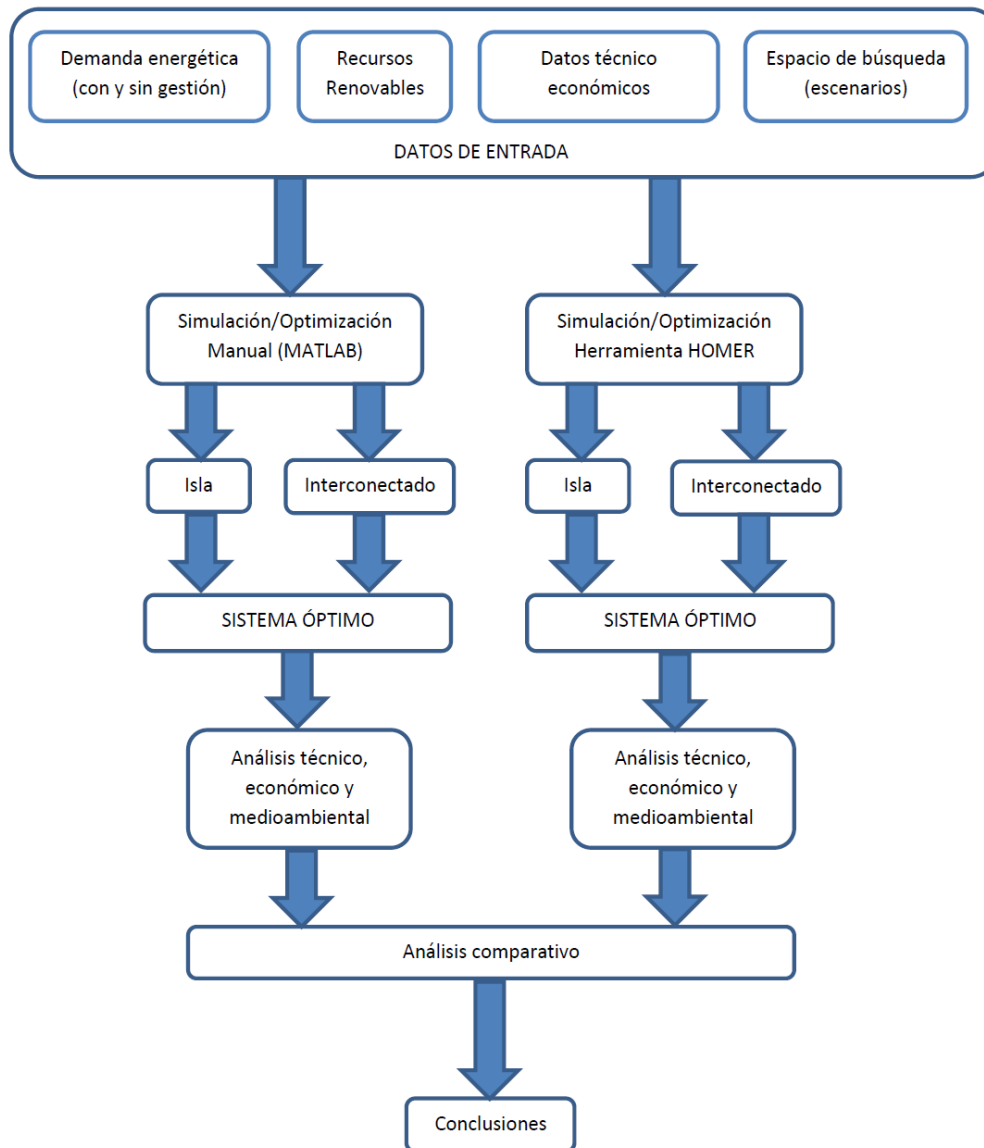


Figura 3.58.- Metodología propuesta para la optimización del HRES.

Se ha elegido HOMER por ser una herramienta poderosa para el diseño y planeación de HRES, que tiene la finalidad de determinar el dimensionado óptimo de sus componentes mediante la realización de un análisis técnico-económico (Bahramara, Moghaddam, & Haghifam, 2016). Su función objetivo se basa en la minimización del Coste Presente Neto (*Net Present Cost-NPC*), cuenta con su propia metodología de optimización y con la opción de llevar a cabo análisis de sensibilidad, muy útil cuando se trata de evaluar el impacto de variables no controlables, como el nivel de radiación, la velocidad del viento o el coste del combustible en el sistema óptimo conseguido. La figura 3.59 muestra la estructura del proceso de optimización llevado a cabo por HOMER.

Ya que no siempre se puede contar con alguna herramienta de optimización comercial que implique en ocasiones un coste adicional para el diseñador, se consideró la optimización manual en esta investigación como alternativa para efectuar un proceso de optimización rápida de un HRES que se complementa después con la aplicación de un software especializado, como lo fue HOMER en este caso.

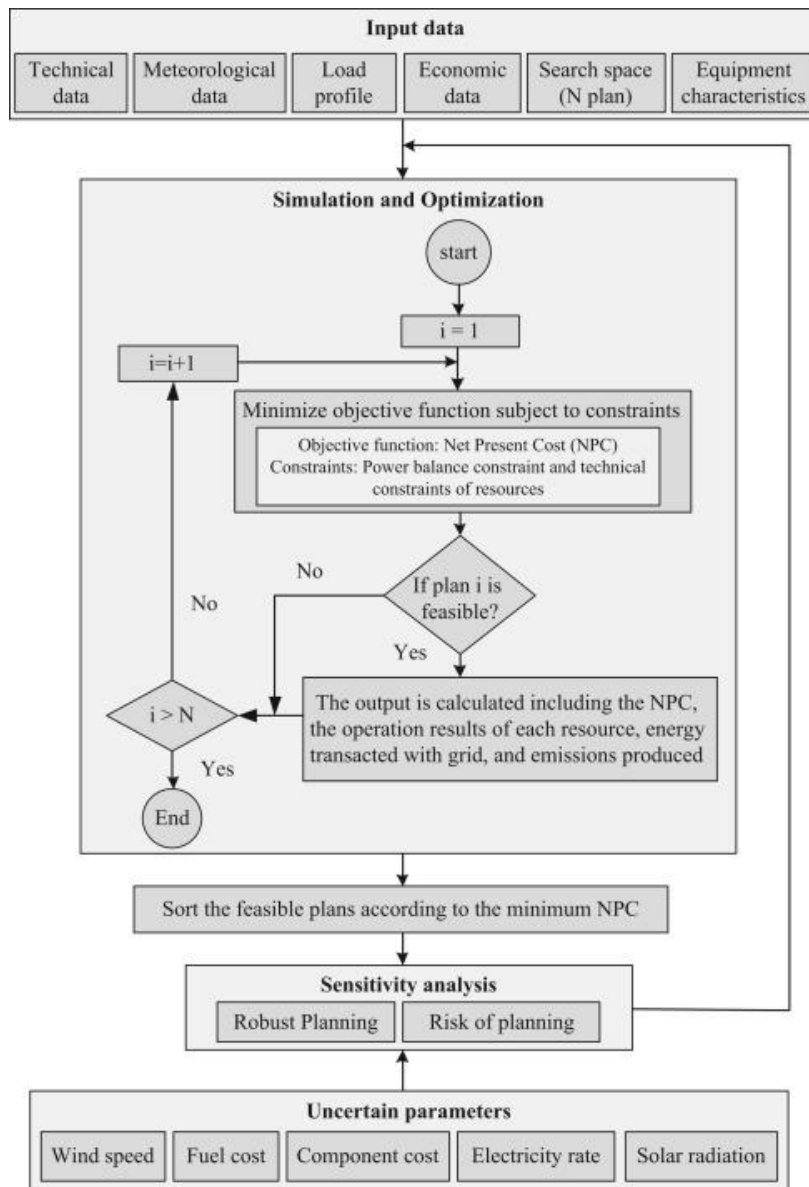


Figura 3.59.- Esquema del proceso de optimización utilizado por HOMER (Bahramara et al., 2016).

3.3.- Referencias.

- Águila, C. (2018). Fenómeno El Niño prolongará arribo del sargazo hasta 2019. Retrieved April 2, 2019, from <https://www.lajornadamaya.mx/2018-10-23/Fenomeno-El-Nino-prolongara-arribo-del-sargazo-hasta-2019>
- Ahmad, J., Imran, M., Khalid, A., Iqbal, W., Rehan Ashraf, S., Adnan, M., ... Siddique Khokhar, K. (2018). Techno economic analysis of a wind-photovoltaic-biomass hybrid renewable energy system for rural electrification: A case study of Kallar Kahar. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.133>
- Alshareef, S., & Morsi, W. (2017). Probabilistic Commercial Load Profiles at Different Climate Zones. *IEEE Electrical Power and Energy Conference*. Retrieved from <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8286233>
- Ashok, S., & Banerjee, R. (2003). Optimal operation of industrial cogeneration for load management. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2), 931–937.

<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.811169>

- Ayhan, D., Afak, S. , & Glam, S. (2011). A technical review of building-mounted wind power systems and a sample simulation model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *16*, 1040–1049. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.09.028>
- Bahramara, S., Moghaddam, M. P., & Haghifam, M. R. (2016). Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *62*, 609–620. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.039>
- Bajpai, P., & Dash, V. (2012). Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *16*, 2926–2939. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.009>
- Cancino-Solórzano, Y., Gutiérrez-Trashorras, A. J., & Xiberta-Bernat, J. (2011). Current state of wind energy in Mexico, achievements and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *15*, 3552–3557. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.05.009>
- Cancino-Solórzano, Y., & Xiberta-Bernat, J. (2009). Statistical analysis of wind power in the region of Veracruz (Mexico). *Renewable Energy*, *34*(6), 1628–1634. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.11.018>
- CONAGUA. (2018). Estaciones Automáticas. Retrieved July 17, 2018, from <http://smn1.conagua.gob.mx/emas/>
- Contreras Cordero, F. J. (2015). *Optimization of Hybrid Renewable Energy Systems*. University of Toronto, Toronto. Retrieved from https://tspace.library.utoronto.ca/bitstream/1807/69607/3/Contreras_Francisco_201506_MAS_thesis.pdf
- Cucó, S. (2010). *Gestor de Proyectos e Instalaciones Energéticas. Módulo Energía Eólica*. (ITE, Ed.) (2a ed.). Paterna.
- Duran, A. (2004). Progress and recent trends in wind energy. *Progress in Energy and Combustion Science*, *30*, 501–543. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2004.04.001>
- El Chaar, L., Lamont, L. A., & Zein, N. El. (2011). Review of photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *15*, 2165–2175. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.01.004>
- Eziyi, I., & Krothapalli, A. (2014). Sustainable Rural Development: Solar/Biomass Hybrid Renewable Energy System. *Energy Procedia*, *57*, 1492–1501. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.141>
- Fall, N., Giles, L., Marchionini, B., & Skolnik, E. G. (2007). *Remote Area Power Supply (RAPS) Load and Resource Profiles. A Study for the DOE Energy Storage Program*. Retrieved from <http://www.ntis.gov/help/ordermethods.asp?loc=7-4-0#online>
- Fathima, A. H., & Palanisamy, K. (2015). Optimization in microgrids with hybrid energy systems - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *45*, 431–446. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.059>
- Gelazanskas, L., & Gamage, K. A. A. (2014). Demand side management in smart grid: A

- review and proposals for future direction. *Sustainable Cities and Society*, 11, 22–30. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2013.11.001>
- Government of Canada. (2018). RETScreen | Natural Resources Canada. Retrieved October 3, 2017, from <https://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465>
- Hernández-Escobedo, Q., Rodríguez-García, E., Saldaña-Flores, R., Fernández-García, A., & Manzano-Agugliaro, F. (2015). Solar energy resource assessment in Mexican states along the Gulf of Mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43(X), 216–238. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.025>
- Hirvonen, J., & Sirén, K. (2018). A novel fully electrified solar heating system with a high renewable fraction - Optimal designs for a high latitude community. *Renewable Energy*, 127, 298–309. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.04.028>
- HOMER Energy. (2018). HOMER - Hybrid Renewable and Distributed Generation System Design Software. Retrieved March 25, 2018, from <https://www.homerenergy.com/>
- Ibrahim, M., Khair, A., & Ansari, S. (2015). A Review of Hybrid Renewable Energy Systems for Electric Power Generation. *Journal of Engineering Research and Applications Wwww.Ijera.Com*, 5, 42–48. Retrieved from www.ijera.com
- INEGI. (2017). Mapa Digital de México V6.3.0. Retrieved July 17, 2018, from <http://gaia.inegi.org.mx/mdm6/?v=bGF00jIyLjYxNTY1LGxvbjotMTAxLjUwMDAwLHo6MSxsOmMxMTFzZXJ2aWNpb3M=>
- INIFAP. (2018). Red Nacional de Estaciones Agrometeorológicas Automatizadas. Retrieved July 17, 2018, from <http://clima.inifap.gob.mx/Inmysr/Estaciones/MapaEstaciones>
- Islam, M. R., Mekhilef, S., & Saidur, R. (2013). Progress and recent trends of wind energy technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.01.007>
- Kaabeche, A., & Ibtouen, R. (2014). Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind/diesel/battery generation in a stand-alone power system. *Solar Energy*, 103, 171–182. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.017>
- Kaldellis, J. K., & Zafirakis, D. (2011). The wind energy (r)evolution: A short review of a long history. *Renewable Energy*, 36, 1887–1901. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.01.002>
- Kannan, N., & Vakeesan, D. (2016). Solar energy for future world_ - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.022>
- Kansara, B. U., & Parekh, & B. R. (2013). Dispatch and Control Strategies for Isolated and Grid Connected Wind-Diesel Hybrid Electric Generaing System. *International Journal of Civil, Structural Environmental and Infraestructure Engineering Research and Development*, 3(2), 89–98. Retrieved from <http://www.tjprc.org/publishpapers/2-11-1367328297-11.-Dispatch and control - full.pdf>
- Kavak Akpınar, E., & Akpınar, S. (2004). An assessment on seasonal analysis of wind energy characteristics and wind turbine characteristics. *Energy. Conversion and*

- Management*, 46, 1848–1867. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2004.08.012>
- Khan, J., & Arsalan, H. (2015). Solar power technologies for sustainable electricity generation – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.135>
- Kumar, Y., Ringenberg, J., Shekara Depuru, S., Devabhaktuni, V. K., Lee, J. W., Nikolaidis, E., ... Afjeh, A. (2015). Wind energy: Trends and enabling technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 209–224. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.200>
- Lambert, T., Gilman, P., & Lilienthal, P. (2006). *MICROPOWER SYSTEM MODELING WITH HOMER*. Retrieved from <http://www.pspb.org/e21/media/HOMERModelingInformation.pdf>
- Leung, D. Y. C., & Yang, Y. (2011). Wind energy development and its environmental impact: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, 1031–1039. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.09.024>
- Mahesh, A., & Sandhu, K. S. (2017). Hybrid wind/photovoltaic energy system developments: Critical review and findings. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1135–1147. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.008>
- Maiden, J. (2009). Google maps: obtener latitud & longitud. Retrieved July 17, 2018, from <https://www.bufa.es/google-maps-latitud-longitud/>
- Maleki, A., & Pourfayaz, F. (2015). Optimal sizing of autonomous hybrid photovoltaic/wind/battery power system with LPSP technology by using evolutionary algorithms. *Solar Energy*, 115, 471–483. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.03.004>
- Meteonorm. (2018). Meteonorm: Irradiation data for every place on Earth. Retrieved October 12, 2018, from <https://www.meteonorm.com/>
- Meteotest. (2018). Wir sind Meteotest. Retrieved October 12, 2018, from <https://meteotest.ch/>
- Microgrid Knowledge. (2018). Diesel Generators: A Tried and True Technology Behind Microgrids. Retrieved October 19, 2018, from <https://microgridknowledge.com/diesel-generators-a-tried-and-true-technology-behind-microgrids/>
- Mikati, M., Santos, M., & Armenta, C. (2012). Modelado y Simulación de un Sistema Conjunto de Energía Solar y Eólica para Analizar su Dependencia de la Red Eléctrica. *RIAI - Revista Iberoamericana de Automatica e Informatica Industrial*, 9(3), 267–281. <https://doi.org/10.1016/j.riai.2012.05.010>
- Muñoz Maldonado, Y. A. (2012). *Optimización de recursos energéticos en zonas aisladas mediante estrategias de suministro y consumo*. Riunet. Universitat Politècnica de València, Valencia (Spain). <https://doi.org/10.4995/Thesis/10251/16010>
- Muñoz, Y. A., Valencia, I., Acevedo, C. Y., & Álvarez, C. (2011). Optimización de una microrred mediante estrategias de suministro y consumo, (48). Retrieved from https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as_sdt=0%2C5&q=Optimización+de+una+m

icored+mediante+estrategias+de+suministro+y+consumo&btnG=

- NASA. (2018). POWER Data Access Viewer. Retrieved July 17, 2018, from <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- Nelson, V. C., & Kenneth, S. (2016). Economics. In *Introduction to Renewable Energy* (Second, pp. 357–390). CRC Press.
- Peñalvo, E., Valencia, I., Carbini, D., & Pérez-Navarro, A. (2013). Optimization of Renewable Sources in a Hybrid Systems Operation. *Electrical Engineering Electronic Journal IEEE, Valencia, 1*. Retrieved from <http://www.aedie.org/eeej/webrevista/articulos/num2/184-penalvo.pdf>
- Pérez-Denicia, E., Fernández-Luqueño, F., Vilariño-Ayala, D., Manuel Montaña-Zetina, L., & Alfonso Maldonado-López, L. (2017). Renewable energy sources for electricity generation in Mexico: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 78*(July 2016), 597–613. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.009>
- Pérez L., C. (2002). *Matlab y sus Aplicaciones en las Ciencias y en la Ingeniería*. Madrid: Pearson Education. Retrieved from <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:No+Title#0>
- Perpiñan Lamigueiro, O. (2012). *Energía Solar Fotovoltaica*. Retrieved from <http://procomun.wordpress.com/documentos/libroesf>
- Pflugradt, N., & Muntwyler, U. (2017). Synthesizing residential load profiles using behavior simulation. *Energy Procedia, 122*, 655–660. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.07.365>
- Pinilla, Á. (1997). *Manual de Aplicación de la Energía Eólica*. (INEA, Ed.).
- Plante, R. (2014). Simple Solar Basics. In Academic Press (Ed.), *Solar Energy, Photovoltaics, and Domestic Hot Water* (1st ed.). Retrieved from <https://www.safaribooksonline.com/library/view/solar-energy-photovoltaics/9780124201552/XHTML/B9780124201552000025/B9780124201552000025.xhtml>
- Rekioua, D., & Matagne, E. (2012). *Optimization of Photovoltaic Power Systems*. (Springer, Ed.). London. <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-2403-0>
- Rueda, A. (2017). *Control de la Demanda Eléctrica*. Retrieved from <http://www.canacinfraens.org/download/capacitacion/Control-de-la-demanda.pdf>
- Saheb-Koussa, D., Koussa, M., Belhamel, M., & Haddadi, M. (2011). Economic and environmental analysis for grid-connected hybrid photovoltaic-wind power system in the arid region. *Energy Procedia, 6*, 361–370. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.05.042>
- Sampaio, P. G. V., & González, M. O. A. (2017). Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 74*, 590–601. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.081>
- Sathyajith, M. (2007). *Wind energy: Fundamentals, resource analysis and economics*. (Springer, Ed.). <https://doi.org/10.1007/3-540-30906-3>

- Secretaría de Turismo y Cultura. (2018). Nuestro Estado. Retrieved October 11, 2018, from <http://www.veracruz.gob.mx/turismo/nuestro-estado/>
- Sharafi, M., & ELMekkawy, T. Y. (2014). Multi-objective optimal design of hybrid renewable energy systems using PSO-simulation based approach. *Renewable Energy*, 68, 67–79. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.011>
- Shariatzadeh, F., Mandal, P., & Srivastava, A. K. (2015). Demand response for sustainable energy systems: A review, application and implementation strategy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, 343–350. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.062>
- Shen, J., Jiang, C., & Li, B. (2015). Controllable load management approaches in smart grids. *Energies*. MDPI AG. <https://doi.org/10.3390/en81011187>
- Siano, P. (2014). Demand response and smart grids - A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 461–478. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022>
- SMN. (2018). Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMAS). Retrieved October 11, 2018, from <http://smn.cna.gob.mx/es/emas>
- Sørensen, B. (2011). Origin of Renewable Energy Flows. In E. Academic Press (Ed.), *Renewable Energy* (Fourth, pp. 35–204). <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-375025-9.00002-6>
- Torreglosa, J. P., García, P., Fernández, L. M., & Jurado, F. (2015). Energy dispatching based on predictive controller of an off-grid wind turbine/photovoltaic/hydrogen/battery hybrid system. *Renewable Energy*, 74, 326–336. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.010>
- TravelbyMexico. (2001). Estados de México. Veracruz. Retrieved July 17, 2018, from http://www.travelbymexico.com/estados/veracruz_edo
- Tyagi, V., Rahim, N. A., Rahim, N., & Selvaraj, L. (2013). Progress in solar PV technology: Research and achievement. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20, 443–461. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.09.028>
- UP-RES. (2011). *Estrategias para la reducción de la demanda energética: el potencial en edificios de nueva construcción y rehabilitación*. Retrieved from http://aaltopro2.aalto.fi/projects/up-res/materials/Spanish_modules/M4Buildings.pdf
- Villica, E., Gutierrez-Trasorras, A. J., Pablo Paredes-Sanchez, J., & Xiberta-Bernat, J. (2015). Solar energy potential in the coastal zone of the Gulf of Mexico. *Renewable Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.068>
- Wang, X., El-Farra, N. H., & Palazoglu, A. (2017). Optimal scheduling of demand responsive industrial production with hybrid renewable energy systems. *Renewable Energy*, 100, 53–64. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.051>
- WINDSPOT. (2006). *WINDSPOT Owner's Manual*. Santander (Cantabria) Spain. Retrieved from [https://www.energistar.com/documentation/50_030_001_C_MANUAL_windspot_3.5_y_1.5_\(inglés\).pdf](https://www.energistar.com/documentation/50_030_001_C_MANUAL_windspot_3.5_y_1.5_(inglés).pdf)
- Yamegueu, D., Azoumah, Y., Py, X., & Zongo, N. (2011). Experimental study of

electricity generation by Solar PV/diesel hybrid systems without battery storage for off-grid areas. *Renewable Energy*, 36, 1780–1787.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.11.011>

CAPÍTULO 4.- APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AL DISEÑO DE UN HRES PARA GRANJA ACUÍCOLA.

4.1.- Descripción de la granja acuícola modelo.

La región donde se ubica la granja acuícola modelo está en el municipio de Alvarado, en la zona costera central del estado de Veracruz, México. El municipio se localiza en la llamada Región del Sotavento. Es regado por los ríos Papaloapan y Blanco, siendo ambos tributarios del complejo lagunar de Alvarado, constituido de norte a sur, por las lagunas Camaronera, Buen País, Alvarado y Tlaxicoyan (SEMAR, 2016).

El municipio de Alvarado cuenta con una superficie de 840,6 Km² y 255 localidades con coordenadas: 18°46' Latitud Norte y 95°46' Longitud Oeste a 10 metros sobre el nivel del mar. Al norte limita con el municipio de Boca del Río y el Golfo de México; al sur con los municipios de Acula, Ixmatalahuacán y Tlacotalpan; al este con el municipio de Lerdo de Tejada y el Golfo de México y al oeste con los municipios de Ignacio de la Llave, Medellín y Tlaxicoyan (Rangel, Lango, Asian, & Castañeda, 2014). El municipio es uno de los 212 con los que cuenta el estado de Veracruz y su ubicación puede observarse en la figura 4.1.



Figura 4.1.- Ubicación del municipio de Alvarado en el interior del estado de Veracruz, México (INEGI, 2015)

El tipo de clima es cálido-húmedo con una temperatura media anual de 25,23°C y la velocidad de los vientos con mayor dominancia es, para los vientos del norte, de más de 8 m/s; para los del noreste entre 4 y 8 m/s; los del este presentan una velocidad de 2 a 8 m/s y los del noroeste de 4 a más de 8 m/s (SEMAR, 2016).

La granja acuícola se localiza en una población conocida como Camaronera, entre las lagunas Camaronera y Alvarado. La granja se dedica a la cría de camarón blanco y

pertenece a la empresa denominada Procesadora de Alimentos Camaronera S.A. de C.V. Una vista satelital de la localización geográfica de la granja y sus coordenadas se observa en la figura 4.2.

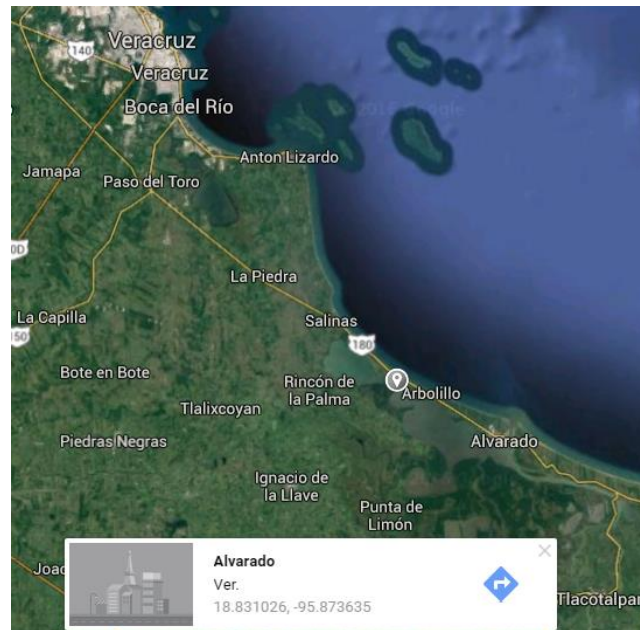


Figura 4.2.- Localización geográfica de la granja acuícola modelo.

Inaugurada en 2008, cuenta con 22 hectáreas y tres estanques con capacidad de 5 millones 380 mil larvas de camarón blanco de alta calidad sanitaria, provenientes del Océano Pacífico. Se cosechan hasta 60 toneladas en diversas tallas y pesos de camarón que van desde los 10 hasta los 35 gramos en periodos de cinco meses, por lo que la granja cuenta con dos cosechas por año. En la figura 4.3 se puede apreciar una imagen de una de las zonas de la granja.



Figura 4.3.- Vista de una zona de la granja acuícola modelo.

Las cargas de la granja a alimentar consisten principalmente en aireadores, bombas, así como equipo de refrigeración y congelación. Además, cuenta con una planta de generación diésel como respaldo de energía.

De las tres granjas acuícolas visitadas durante la investigación, en dos de ellas, incluyendo la del caso de estudio, manifestaron su interés en contar en el futuro con un sistema de generación eléctrica basado en energías renovables, ya que consideran relevante su aplicación por el hecho de tratarse de fuentes de energía limpia, que representan alternativas respetuosas con el medio ambiente y posiblemente económicas para satisfacer sus necesidades energéticas.

4.2.- Aplicación de la metodología a la granja acuícola modelo.

A continuación, se desglosan cada uno de los módulos que componen la metodología, definidos en el capítulo tres y aplicados a la granja bajo estudio.

4.2.1.- Estimación del recurso renovable disponible.

Para obtener los datos de los recursos renovables presentes en la región donde se localiza la granja, se utilizaron como referencia las coordenadas geográficas correspondientes, en este caso, latitud de $18,831026^\circ$ y longitud de $-95,873635^\circ$.

Los recursos solar y eólico se obtuvieron de la plataforma de Predicción de Recurso Energético Mundial (*Prediction of Worldwide Energy Resource - POWER*) de la NASA (NASA, 2018). En la figura 4.4 se muestra la ubicación geográfica de la zona para la que se desea obtener la información.

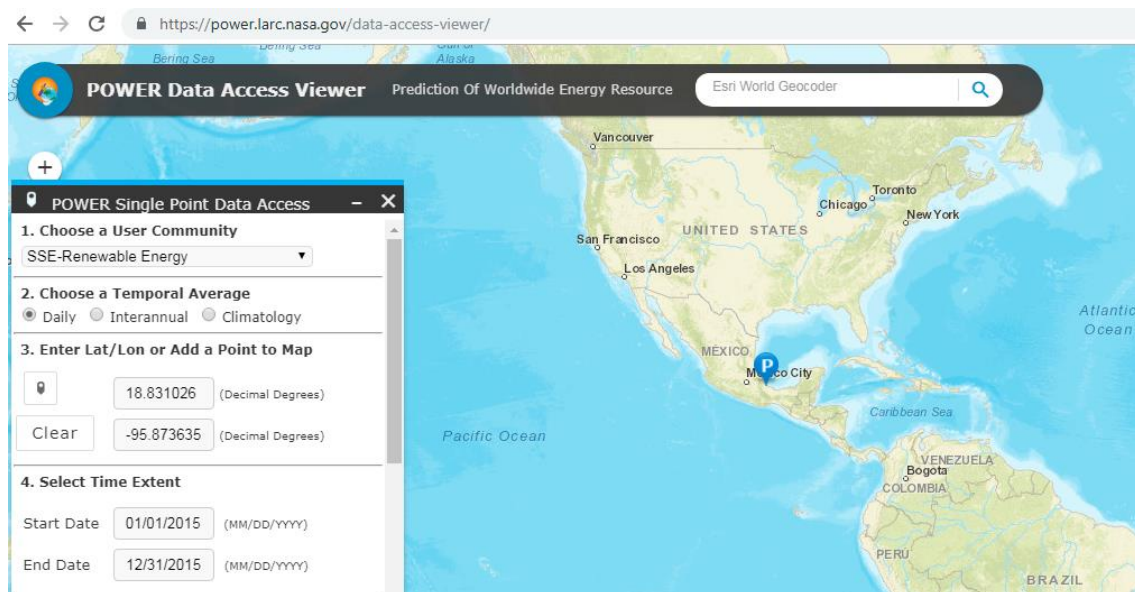


Figura 4.4.- Utilización de la plataforma POWER para la estimación de los recursos renovables.

En primera instancia, se obtuvo la insolación promedio diaria incidente en la zona donde se localiza la granja durante el año 2015, la cual se muestra gráficamente en la figura 4.5. Como se puede observar, los días de mayor insolación se presentan en las estaciones de primavera y verano, es decir, entre los meses de abril y septiembre.

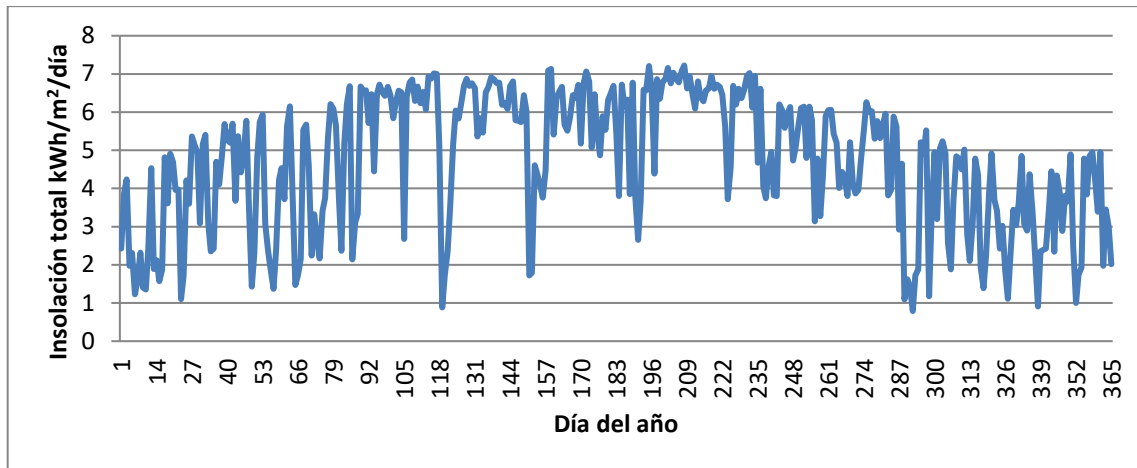


Figura 4.5.- Insolación anual incidente sobre la región bajo estudio.

Un histograma de distribución de insolación diaria se muestra en la figura 4.6, de donde puede notarse que los niveles de insolación predominantes oscilan entre los 6 y 7 kWh/m²/día.

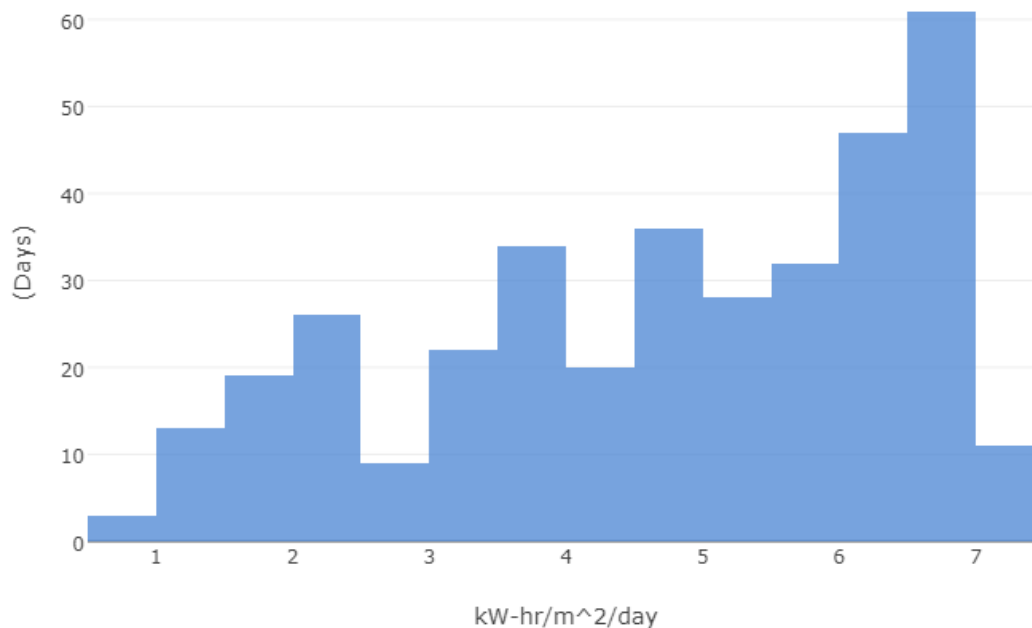


Figura 4.6.- Histograma de distribución de insolación diaria en la zona bajo estudio.

Respecto al recurso eólico, los datos disponibles corresponden en este caso, a registros de velocidad del viento promedio durante cada uno de los 365 días del año 2015, para una altura de 10 m. De esta información se deduce, como se muestra en la figura 4.7, que el potencial más elevado ocurre en las estaciones de otoño e invierno, entre los meses de septiembre y abril.

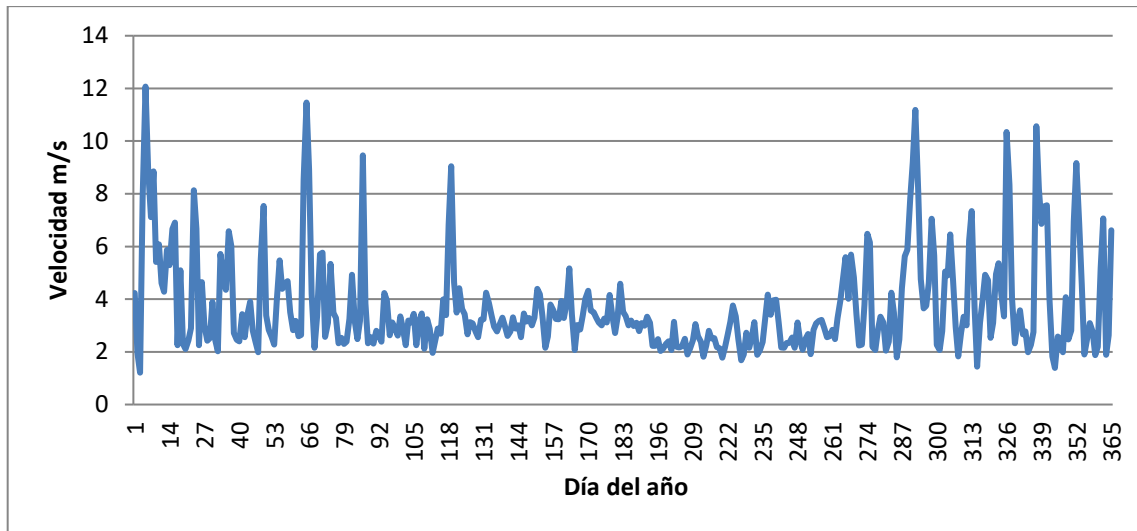


Figura 4.7.- Potencial eólico anual disponible en la región bajo estudio.

Por su parte, la curva de distribución de velocidades de la figura 4.8 muestra que las velocidades predominantes varían entre los 2 y 4 m/s.

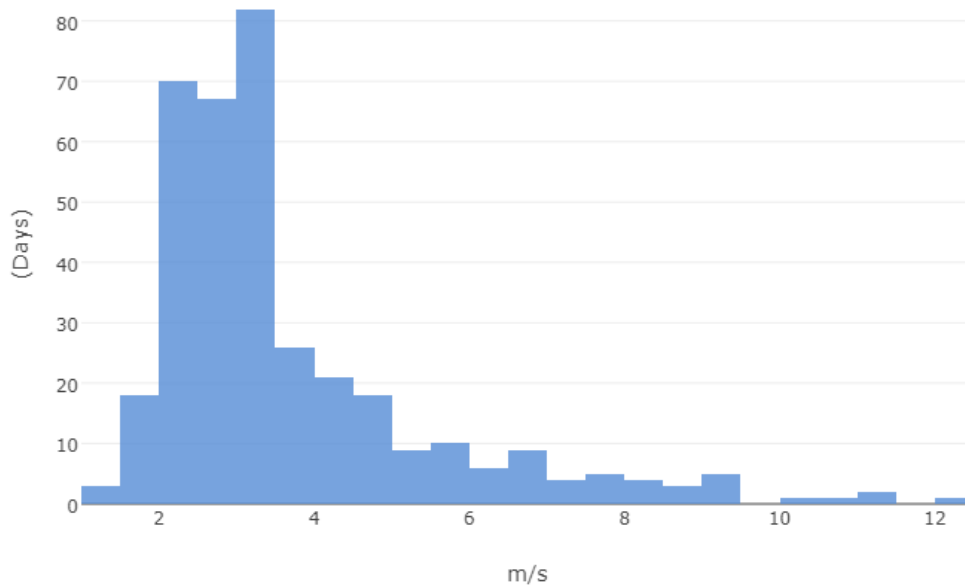


Figura 4.8.- Curva de distribución de velocidades para la zona bajo estudio.

Ya que los datos obtenidos a partir de *POWER*, se encuentran en una base diaria, éstos deberán ser convertidos a una serie de 8 760 datos, correspondiente a cada una de las horas anuales que serán utilizados en la optimización manual propuesta en la metodología. Para ello, una opción es introducir los datos en base diaria a la herramienta HOMER para que ésta a su vez, genere la serie de los 8 760 datos necesarios. Otra opción es utilizar la plataforma Meteonorm (Meteonorm, 2018), que puede generar datos meteorológicos en registros diarios, mensuales, por hora y por minuto. Para esta investigación, se utilizaron los datos proporcionados por Meteonorm.

De los datos anteriores se puede concluir que, aunque la contribución de energía solar es aceptable, la correspondiente a la energía eólica no lo es tanto.

4.2.2.- Caracterización de la demanda.

El perfil de demanda de la granja acuícola está determinado por los periodos de consumo de cada una de las cargas instaladas. Una relación de las cargas principales de la granja se enlista en la tabla 4.1.

Tabla 4.1.- Relación de cargas principales de la granja acuícola.

Cantidad	Equipo	Capacidad unitaria
6	aireadores	2 HP
24	bombas	2 HP
1	cámara de conservación	3 HP
1	cámara de congelación	5,5 HP
12	lámparas alumbrado	525 W

Para la caracterización de la demanda de la granja, se instaló un analizador/registrador de datos trifásico, marca EXTECH, como el mostrado en la figura 4.9, para llevar a cabo la medición de la demanda eléctrica en el sitio.



Figura 4.9.- Imagen del analizador/registrador utilizado para determinar el perfil de demanda.

El analizador fue programado para registrar mediciones de la demanda cada 5 minutos, durante una semana, obteniendo de esta manera un total de 2 016 muestras de las cuales se obtuvo el perfil de demanda mostrado en la figura 4.10. A partir de estos datos, se obtuvieron las magnitudes de consumo promedio por hora para todo el año, suponiendo un patrón de consumo constante para la granja.

El consumo promedio por hora se obtuvo promediando la suma de doce lecturas consecutivas, obtenidas a partir del fichero Excel almacenado en el analizador después de realizar las mediciones.

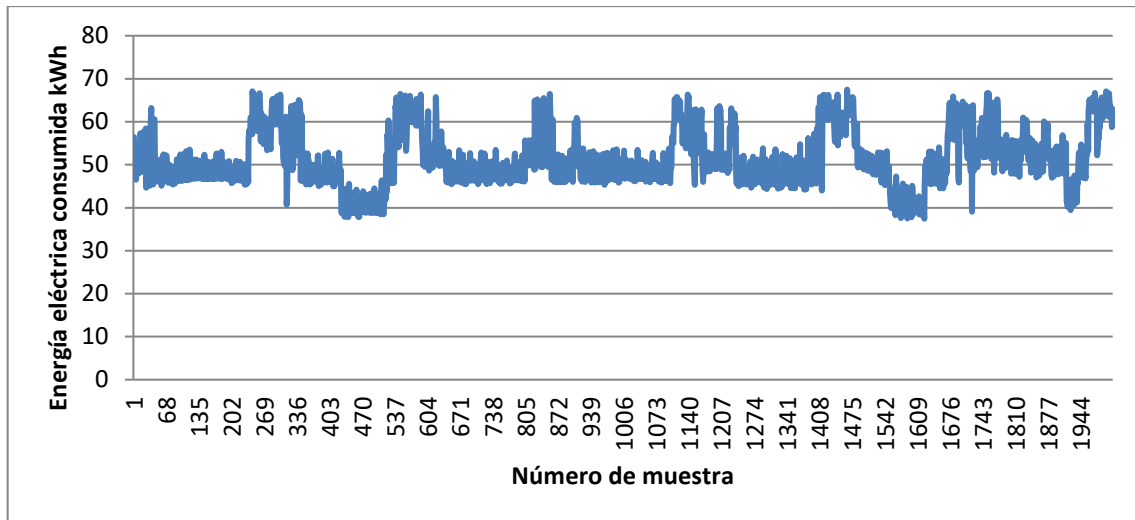


Figura 4.10.- Perfil de demanda de la granja acuícola modelo.

4.2.3.- Selección del Sistema Híbrido Renovable.

Dadas las condiciones de disponibilidad de recursos renovables en la zona de ubicación de la granja acuícola modelo, el sistema híbrido renovable propuesto para fines de investigación en la presente tesis, estará formado por un módulo fotovoltaico, un módulo eólico, un generador diésel como sistema de respaldo y como sistema de almacenamiento, se propone la aplicación de un banco de baterías del tipo plomo-ácido, por ser una tecnología madura y de mayor aplicación en proyectos de HRES. Además, el sistema tendrá la opción de trabajar tanto en modo isla, como interconectado a la red de suministro eléctrico. La arquitectura propuesta para el HRES mostrando los flujos de energía correspondientes, se representa en la figura 4.11, mientras sus características se señalan en la tabla 4.2.

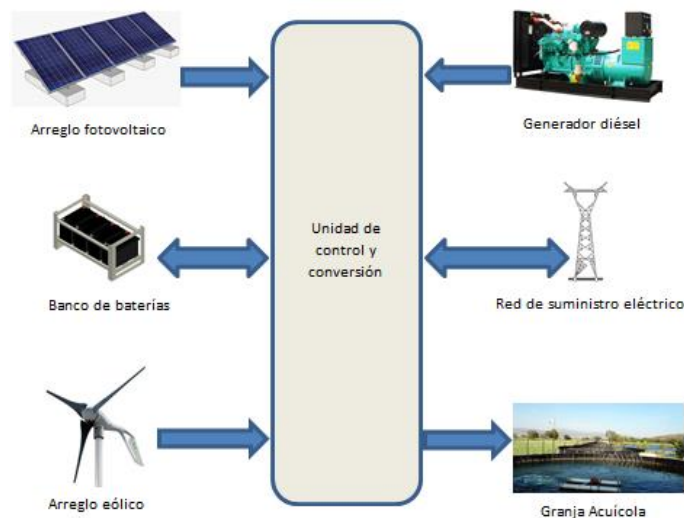






Figura 4.11.- Arquitectura propuesta para el HRES.

Tabla 4.2.- Características del HRES propuesto.

Tecnologías renovables	Arquitectura		Modo de operación	
	Sistema de almacenamiento	Sistema de respaldo	Isla	Interconectado
Fotovoltaica 	Baterías 	Generador diésel 	✓	✓
Eólica 				

Además, para llevar a cabo el proceso de modelado, simulación y optimización del HRES, se hace necesario definir también las características técnicas y económicas de los componentes seleccionados, las cuales se resumen en la tabla 4.3.

Tabla 4.3.- Relación de características técnicas y económicas de componentes del HRES propuesto.

Descripción	Datos
<i>Especificaciones del módulo FV</i>	
Tipo	ERDM Solar ProPower*
Tecnología	Si monocristalino
$P_{m\acute{a}x}$	360 W
Precio unitario	1,33 USD/W
Costes de operación y mantenimiento	1% del precio
Tiempo de vida	20 años
<i>Especificaciones del aerogenerador</i>	
Tipo	Windspot 3.5
Tecnología	Tres palas, contra viento, eje horizontal
$P_{m\acute{a}x}$	3,5 kW
Precio unitario	2 285,71 USD/kW
Costes de operación y mantenimiento	3% del precio
Tiempo de vida	20 años
<i>Especificaciones de la batería individual</i>	
Tipo	Trojan L16P
Tecnología	Ciclo profundo, plomo-ácido
Capacidad nominal	360 Ah
Estado de carga (SOC) mínimo	30%
Precio unitario	0,195 USD/Wh

Costes de operación y mantenimiento	3% del precio
Tiempo de vida	5 años
<i>Especificaciones del generador diésel</i>	
Tipo	Perkins 1100
P _{máx}	80 kW
Precio unitario	214,68 USD/kW
Costes de operación y mantenimiento	15 USD/kW
Coste del diésel	1 USD/l
Tiempo de vida	5 años

*Incluye inversor, sistema de fijación, conectores y cable solar.

4.2.4.- Gestión de la demanda para el HRES.

Durante el desarrollo de la investigación, se llevaron a cabo visitas a tres granjas acuícolas, incluyendo la granja modelo, en los municipios costeros de Tlalixcoyan y Alvarado. En ellas se encontraron similitudes en cuanto a los altos consumos de energía, debido principalmente a la operación continua de aireadores y bombas, así como de cámaras de congelación y conservación.

Ya que la demanda correspondiente a las actividades de bombeo y aireación es más difícil de diferir, se analizó en principio la posibilidad de desconectar las cámaras por ciertos periodos para reducir el consumo de energía, pero sin comprometer el producto almacenado. Para este propósito, se introdujeron las características técnicas y térmicas tanto de las cámaras como del producto a almacenar a la herramienta TRNSys (Thermal Energy System Specialists, 2018), para evaluar los periodos de desconexión correspondientes y sus efectos en la temperatura interior de las cámaras y del producto. TRNSys es un programa de simulación de sistemas transitorios con una estructura modular. Es reconocido como un lenguaje de descripción de sistemas en el que el usuario especifica los componentes que constituyen el sistema y la manera en la cual están conectados. Su naturaleza modular le da al programa una gran flexibilidad, facilitando la adición de modelos matemáticos no incluidos en la librería estándar de TRNSys (University of Wisconsin, 2017).

En la tabla 4.4 se resume la información utilizada en TRNSys para este caso. El efecto de la desconexión de las cámaras por periodos de cuatro horas, en diferentes momentos a lo largo de un año (8760 horas), se muestra en las figuras 4.12 y 4.13. Como se puede notar, el incremento de la temperatura del producto en los intervalos de desconexión no supera 1°C.

De las gráficas obtenidas, se puede concluir que una desconexión periódica de las cámaras no supone un aumento de temperatura importante en su interior que pueda provocar la degradación del producto almacenado. Bajo esta idea, se analizaron cinco posibles escenarios de gestión de la demanda (GD) para evaluar su impacto en la optimización del HRES propuesto para el caso de estudio, los cuales se exponen a continuación.

Tabla 4.4.- Relación de características utilizadas en TRNSys.

Cámara de conservación (Criotec, 2012) (Bongard, 2018)	Potencia: 3 HP Capacidad: 28 m ³ Dimensiones: 568x304x226cm Espesor de paneles (poliuretano): 10 cm Coeficiente de conductividad: 0,016 kcal/mh°C Rango de operación: -18/-20°C
Cámara de congelación (Criotec, 2012) (Bongard, 2018)	Potencia: 5,5 HP Capacidad: 28 m ³ Dimensiones: 568x304x226cm Espesor de paneles (poliuretano): 7 cm Coeficiente de conductividad: 0,016 kcal/mh°C Rango de operación: 2/4°C
Producto almacenado (Muñoz et al., 2011)	Calor específico: 0,75 kcal/kg°C Conductividad: 1,10 Densidad: 0,001 kg/m ³

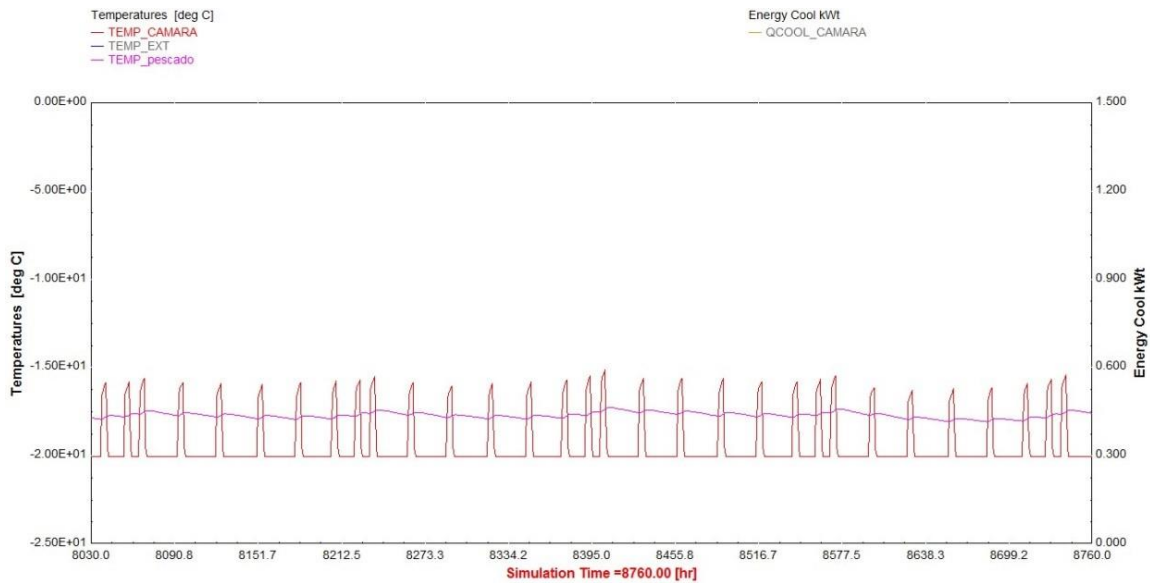


Figura 4.12.- Efecto de desconexión en cámara de conservación.

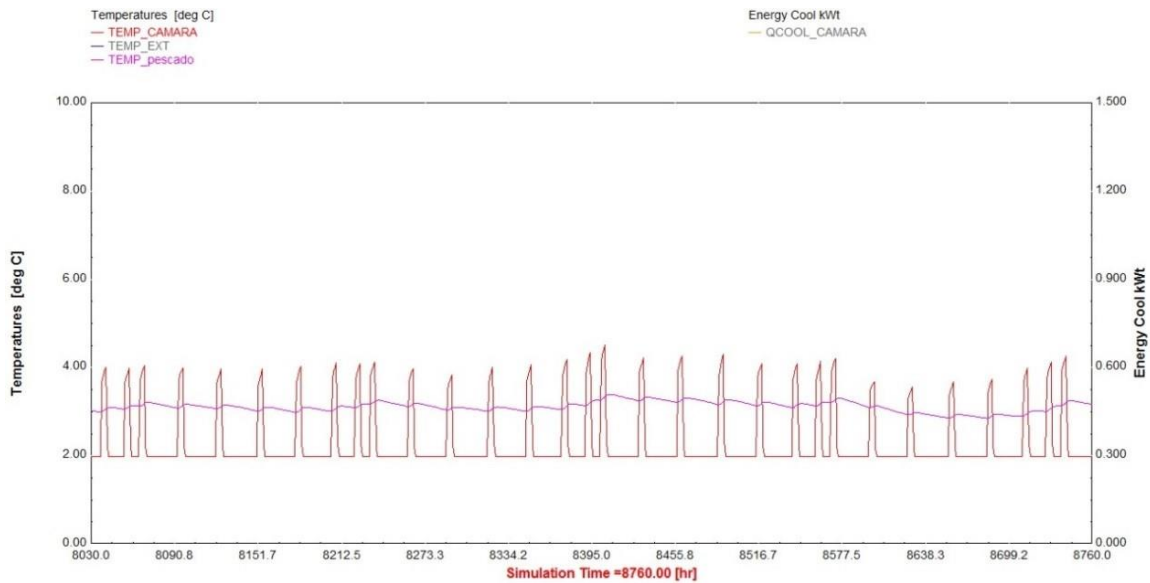


Figura 4.13.- Efecto de desconexión en cámara de congelación.

4.2.4.1.- Escenario 1

En este escenario, se supuso la desconexión de las cámaras de congelación y conservación durante las horas de demanda pico, afectando la curva de demanda original. Para un intervalo de 48 horas, el efecto se observa en la figura 4.14. La curva de demanda original (sin GD) corresponde a la obtenida con los datos de consumo que se mostraron en la figura 4.10.

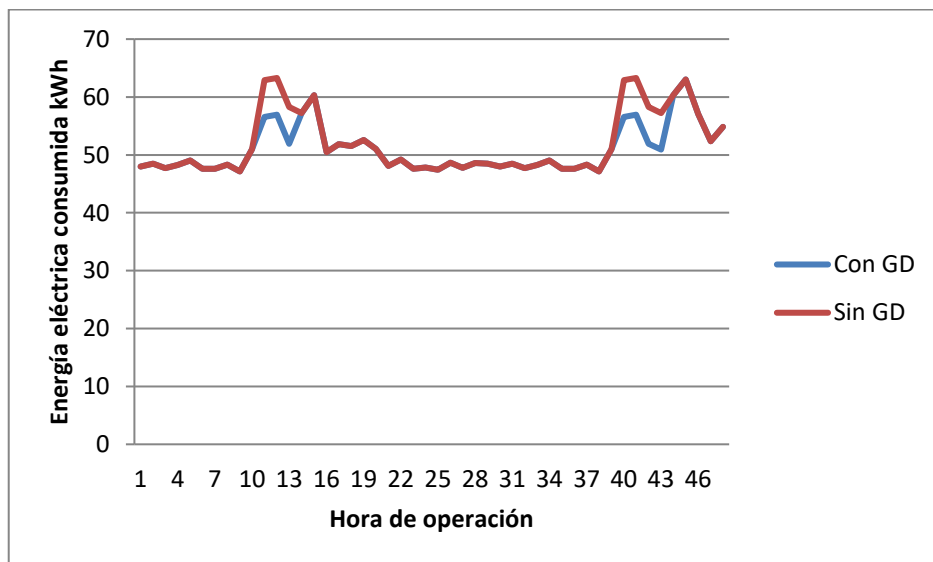


Figura 4.14.- Curva de demanda con gestión y sin gestión de la demanda (Escenario 1).

4.2.4.2.- Escenario 2

En este caso, la desconexión de las cámaras se hizo durante los periodos de baja presencia de recursos renovables, las cuales ocurren generalmente por las noches y en algunos casos, son coincidentes con horas de demanda pico. La nueva curva de demanda, comparada con la original, se presenta en la figura 4.15.

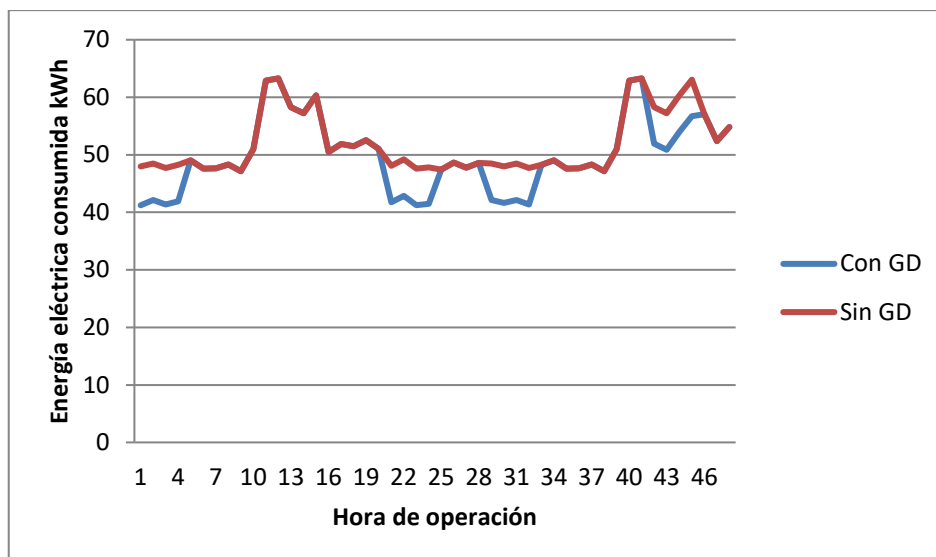


Figura 4.15.- Curva de demanda con gestión y sin gestión de la demanda (Escenario 2).

4.2.4.3.- Escenario 3

Para este escenario, se propuso desconectar las bombas y los aireadores de los seis estanques de manera seriada, durante 15 minutos por estanque, en dos rondas consecutivas, es decir, durante tres horas cada estanque será “inhabilitado” por 30 minutos totales. Esta desconexión será simultánea con tres de las cuatro horas programadas para las cámaras en el segundo escenario, lo que permite reducir aún más el consumo de energía. La rutina de desconexión se presenta en la tabla 4.5 y la nueva curva de demanda se aprecia en la figura 4.16. La desconexión se hace durante las horas de poca presencia de recurso renovable, generalmente por las noches.

Tabla 4.5.- Rutina de desconexión de equipos para el escenario 3

Equipo	Hora 1			Hora 2			Hora 3			Hora 4		
Cámara de conservación	✓			✓			✓			✓		
Cámara de congelación	✓			✓			✓			✓		
Estanque 1	x					x						
Estanque 2		x						x				
Estanque 3			x						x			
Estanque 4				x						x		
Estanque 5					x						x	
Estanque 6						x						x

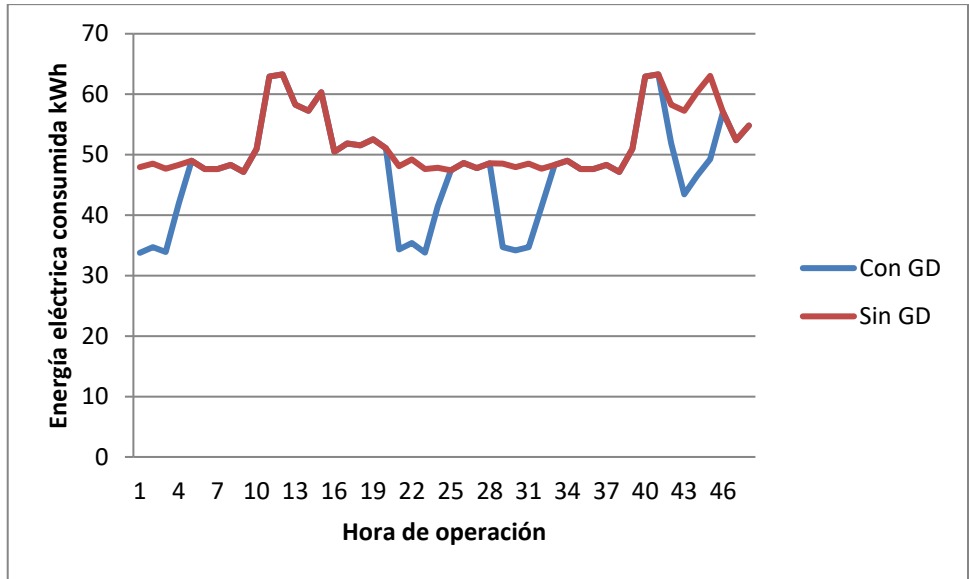


Figura 4.16.- Curva de demanda con gestión y sin gestión de la demanda (Escenario 3).

4.2.4.4.- Escenario 4

En este escenario, las cámaras son desconectadas por cuatro horas durante las mañanas, buscando coincidencia con la mayor presencia de recurso renovable, tanto solar como eólico, de ocurrencia normalmente matutina. Evidentemente, no siempre puede ser así, pues al ser estacional la presencia del recurso renovable, no siempre se logra tener simultáneamente los máximos potenciales solar y eólico. En la figura 4.17 se muestra la gráfica de demanda con el ajuste mencionado.

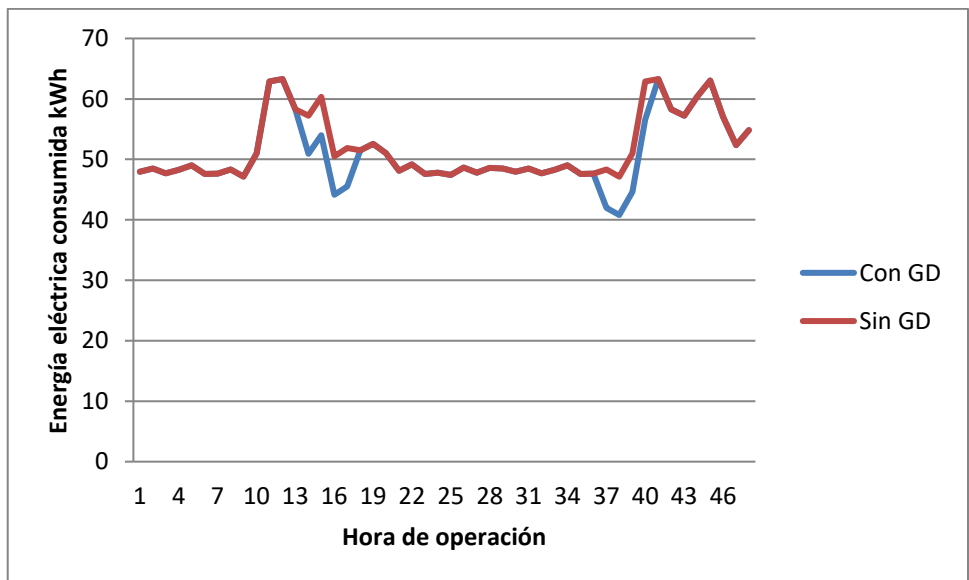


Figura 4.17.- Curva de demanda con gestión y sin gestión de la demanda (Escenario 4).

4.2.4.5.- Escenario 5

En este caso, se aplica la rutina de desconexión expuesta para el tercer escenario, pero esta vez las desconexiones de las cámaras y los estanques se hacen en las horas de mayor presencia de recurso renovable, similar a las programadas en el cuarto escenario, lo

que permite obtener la curva de demanda ilustrada en la figura 4.18. La desconexión de las cámaras durante estas horas es propuesta para evaluar la contribución aceptable del recurso solar sobre la poca contribución eólica y su impacto en la optimización del HRES, en horas de menor demanda.

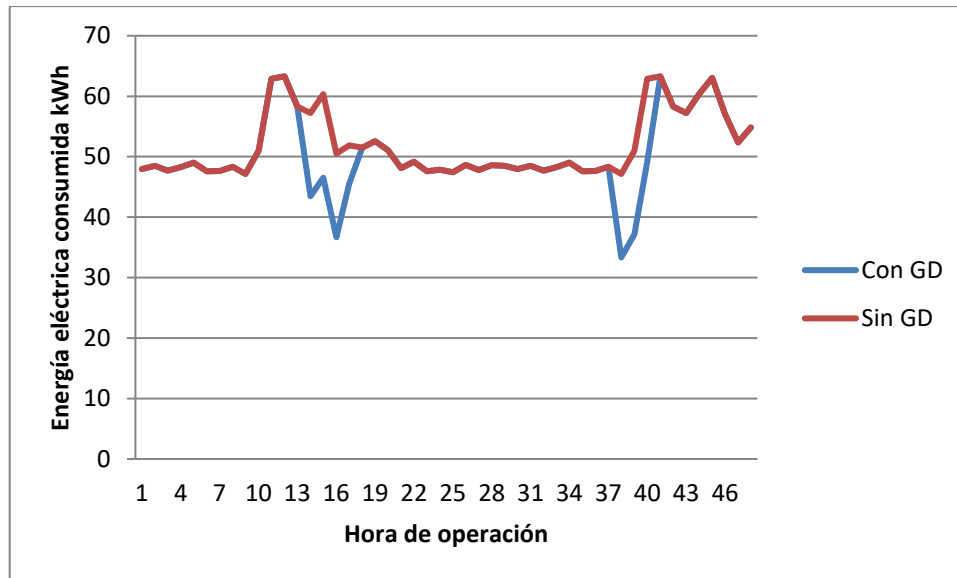


Figura 4.18.- Curva de demanda con gestión y sin gestión de la demanda (Escenario 5).

A manera de resumen, en la tabla 4.6 se presenta la relación de los distintos escenarios de gestión de la demanda (GD) considerados en este estudio.

Tabla 4.6.- Relación de escenarios con GD considerados en el estudio.

Escenario	Condiciones
1	Desconexión de cámaras en horas de demanda máxima
2	Desconexión de cámaras en horas de poca presencia de recurso renovable
3	Desconexión de cámaras, bombas y aireadores en horas de poca presencia de recurso renovable
4	Desconexión de cámaras en horas de mayor presencia de recurso renovable
5	Desconexión de cámaras, bombas y aireadores en horas de mayor presencia de recurso renovable

4.2.5.- Optimización del HRES.

Una vez definidos el algoritmo MATLAB y la herramienta especializada de software para llevar a cabo la optimización del HRES propuesto, se procedió a su aplicación para el análisis de resultados correspondiente y encontrar de esta manera, el HRES óptimo tanto en modo isla, como en modo península.

4.2.5.1.- Modo isla.

En principio, se consideró la optimización manual en modo isla sin considerar mecanismo alguno de gestión de la demanda, haciendo uso de la aplicación del algoritmo desarrollado en MATLAB y expuesto en la sección 3.2.5, que incluye una estrategia de despacho y la estimación del Coste Total Anual (CTA), el Coste de Energía (COE), las emisiones anuales de CO₂ y la fracción renovable (FR) como indicadores para la evaluación del HRES.

En este caso, se estableció un espacio de búsqueda que contempló distintas opciones para los componentes del HRES; cuatro para la capacidad del conjunto fotovoltaico, tres para el número de aerogeneradores, cuatro para la capacidad del banco de baterías y sólo una para el número de generadores diésel, las cuales se resumen en la tabla 4.7. Así, el número total de combinaciones es de $4 \times 3 \times 4 \times 1 = 48$. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 4.8. Para la selección del espacio de búsqueda, se utilizó el software especializado HOMER, el cual permitió establecer una relación factible de combinaciones posibles dentro de la cual encontrar la combinación óptima.

Tabla 4.7.- Opciones utilizadas para los componentes del HRES.

Componente	Cantidad/capacidad
Conjunto FV	0, 60 kW, 120 kW, 240 kW
Aerogeneradores	0, 1 (3.5 kW), 2 (7 kW)
Baterías	0, 30 (64.8 kWh), 60 (129.6 kWh), 120 (259.2 kWh)
Generador diésel	1 (80 kW)

Tabla 4.8.- Optimización del HRES sin gestión de la demanda.

Combinación	Baterías (número)	Aerogeneradores (número)	FV (kW)	Generador Diésel	CTA (USD)	COE (USD/kWh)	ETCO ₂ (kg/año)	FR (%)
1	0	0	0	1	173 290	0,3856	435 950	0
2	0	0	60	1	163 770	0,3644	386 890	16,99
3	0	0	120	1	151 640	0,3374	331 060	29,80
4	0	0	240	1	150 650	0,3352	279 910	38,68
5	0	1	0	1	173 520	0,3861	433 640	0,801
6	0	1	60	1	163 980	0,3649	384 540	17,79
7	0	1	120	1	151 790	0,3378	328 560	30,45
8	0	1	240	1	151 200	0,3365	278 450	39,09
9	0	2	0	1	173 750	0,3867	431 340	1,604
10	0	2	60	1	164 180	0,3654	382 170	18,59
11	0	2	120	1	152 040	0,3383	326 290	31,09
12	0	2	240	1	151 750	0,3377	276 970	39,50
13	30	0	0	1	176 640	0,3931	435 950	0
14	30	0	60	1	159 610	0,3552	367 370	16,99
15	30	0	120	1	145 410	0,3236	306 170	29,80
16	30	0	240	1	147 720	0,3287	263 600	38,68
17	30	1	0	1	176 870	0,3936	433 640	0,802
18	30	1	60	1	159 500	0,3549	364 190	17,79
19	30	1	120	1	145 500	0,3238	303 500	30,45
20	30	1	240	1	148 260	0,3299	262 090	39,09
21	30	2	0	1	177 070	0,3940	431 270	1,604
22	30	2	60	1	159 370	0,3546	360 950	18,59
23	30	2	120	1	145 670	0,3242	301 030	31,09
24	30	2	240	1	148 830	0,3312	260 690	39,50
25	60	0	0	1	160 240	0,3566	384 870	0
26	60	0	60	1	144 650	0,3219	320 070	16,99

27	60	0	120	1	132 740	0,2955	264 940	29,80
28	60	0	240	1	137 040	0,3050	227 420	38,68
29	60	1	0	1	160 180	0,3564	381 820	0,802
30	60	1	60	1	144 590	0,3217	316 990	17,79
31	60	1	120	1	133 020	0,2960	262 640	30,45
32	60	1	240	1	137 610	0,3062	226 000	39,09
33	60	2	0	1	160 130	0,3563	378 800	1,604
34	60	2	60	1	144 530	0,3216	313 950	18,59
35	60	2	120	1	133 060	0,2961	259 840	31,09
36	60	2	240	1	138 110	0,3073	224 400	39,50
37	120	0	0	1	165 740	0,3688	382 620	0
38	120	0	60	1	150 060	0,3339	317 560	16,99
39	120	0	120	1	135 840	0,3023	256 310	29,80
40	120	0	240	1	135 790	0,3022	207 590	38,68
41	120	1	0	1	165 680	0,3687	379 560	0,802
42	120	1	60	1	150 000	0,3338	314 490	17,79
43	120	1	120	1	135 780	0,3022	253 240	30,45
44	120	1	240	1	136 200	0,3031	205 750	39,09
45	120	2	0	1	165 620	0,3685	376 490	1,604
46	120	2	60	1	149 930	0,3336	311 430	18,59
47	120	2	120	1	135 770	0,3021	250 310	31,09
48	120	2	240	1	136 770	0,3043	204 320	39,50

De las 48 combinaciones posibles de componentes para el HRES propuesto, existen 12 configuraciones básicas, para las cuales se considera en su arquitectura un generador diésel de 80 kW y un banco de baterías de cuatro tamaños distintos (0, 30, 60 y 120 baterías) y que se describen en la tabla 4.9. Estas configuraciones consisten en combinaciones de unidades de aerogeneradores (0, 1 y 2) y de capacidad del conjunto fotovoltaico (0, 60, 120 y 240 kW).

Tabla 4.9.- Configuraciones básicas de aerogeneradores y capacidad fotovoltaica utilizadas.

Configuración	Aerogeneradores	FV(kW)
1	0	0
2	0	60
3	0	120
4	0	240
5	1	0
6	1	60
7	1	120
8	1	240
9	2	0
10	2	60
11	2	120
12	2	240

A partir de la tabla 4.8 se llevaron a cabo los análisis de los datos obtenidos para encontrar la combinación de componentes óptima para el HRES, en términos de los parámetros establecidos; en este caso, el CTA, el COE, las emisiones anuales de CO₂ y la fracción renovable. De esta información, se obtuvieron las gráficas mostradas en las figuras 4.19, 4.20, 4.21 y 4.22, donde se pueden comparar los comportamientos de los parámetros considerados.

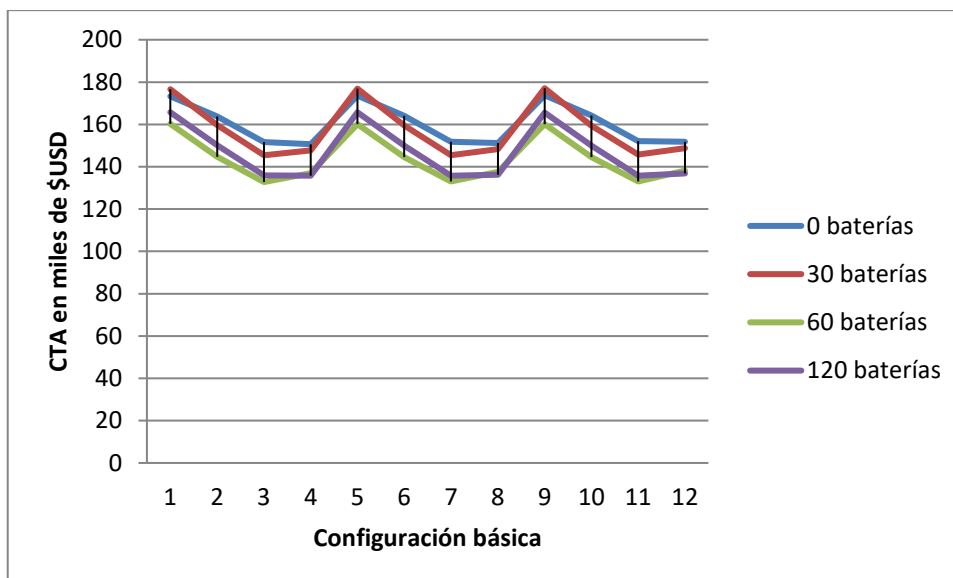


Figura 4.19.- Comportamiento del CTA para los arreglos básicos del HRES, sin gestión de la demanda.

De la figura 4.19 se puede deducir que las configuraciones básicas 3, 7 y 11 presentan los valores de CTA más bajos para todos los tamaños del banco de baterías, exceptuando el caso de no contar con baterías, por lo que podrían ser consideradas opciones para el sistema óptimo. A su vez, para el caso del banco con 60 baterías, el CTA es el más bajo que para cualquier otro. En la tabla 4.10 se puede notar que las combinaciones 27, 31 y 35 presentan el CTA más bajo, de lo que se deduce que el HRES óptimo corresponde a la combinación de un banco de 60 baterías, un arreglo FV de 120 kW y un generador diésel, sin contar con unidades de generación eólica (fila de la tabla en azul).

Tabla 4.10.- Determinación del HRES óptimo sin gestión de la demanda, basado en el CTA.

Combinación	Baterías (número)	Aerogeneradores (número)	FV (kW)	Generador Diésel	CTA (USD)
1	0	0	0	1	173 290
2	0	0	60	1	163 770
3	0	0	120	1	151 640
4	0	0	240	1	150 650
5	0	1	0	1	173 520
6	0	1	60	1	163 980
7	0	1	120	1	151 790
8	0	1	240	1	151 200
9	0	2	0	1	173 750
10	0	2	60	1	164 180
11	0	2	120	1	152 040
12	0	2	240	1	151 750
13	30	0	0	1	176 640
14	30	0	60	1	159 610
15	30	0	120	1	145 410
16	30	0	240	1	147 720
17	30	1	0	1	176 870
18	30	1	60	1	159 500
19	30	1	120	1	145 500
20	30	1	240	1	148 260
21	30	2	0	1	177 070
22	30	2	60	1	159 370

23	30	2	120	1	145 670
24	30	2	240	1	148 830
25	60	0	0	1	160 240
26	60	0	60	1	144 650
27	60	0	120	1	132 740
28	60	0	240	1	137 040
29	60	1	0	1	160 180
30	60	1	60	1	144 590
31	60	1	120	1	133 020
32	60	1	240	1	137 610
33	60	2	0	1	160 130
34	60	2	60	1	144 530
35	60	2	120	1	133 060
36	60	2	240	1	138 110
37	120	0	0	1	165 740
38	120	0	60	1	150 060
39	120	0	120	1	135 840
40	120	0	240	1	135 790
41	120	1	0	1	165 680
42	120	1	60	1	150 000
43	120	1	120	1	135 780
44	120	1	240	1	136 200
45	120	2	0	1	165 620
46	120	2	60	1	149 930
47	120	2	120	1	135 770
48	120	2	240	1	136 770

Similar al análisis hecho para el CTA, se aprecia en la figura 4.20 el comportamiento del COE para cada una de las configuraciones básicas. Se nota que los valores más bajos para el COE recaen en las mismas configuraciones encontradas para el CTA, siendo aquellas que consideran un banco de 60 baterías las posibles opciones para el HRES óptimo.

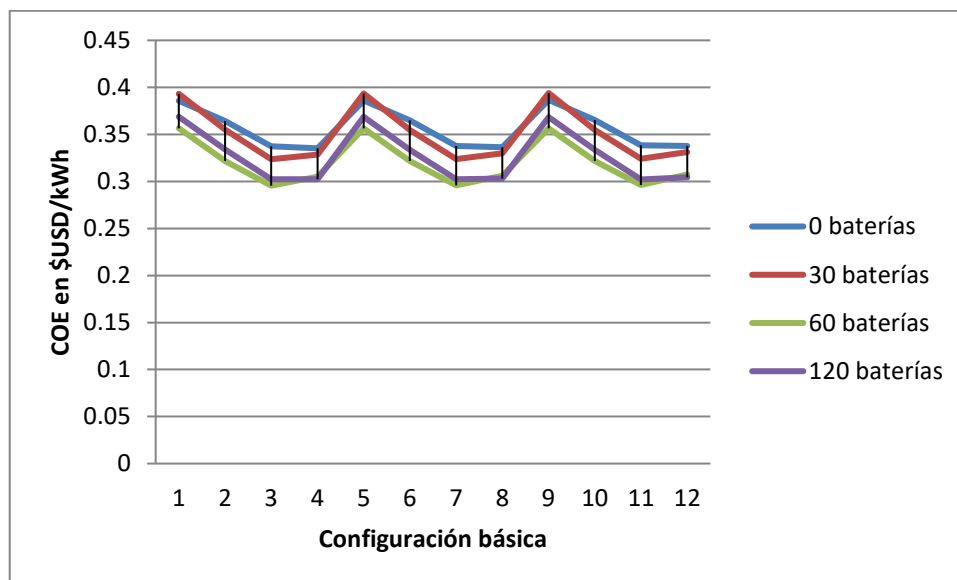


Figura 4.20.- Comportamiento del COE para las configuraciones básicas del HRES sin gestión de la demanda.

En tabla 4.11 se señalan las opciones para el HRES óptimo, indicando en color azul la combinación adecuada para este caso y que coincide con la obtenida en la minimización del CTA.

Tabla 4.11.- Determinación del HRES óptimo sin gestión de la demanda, basado en el COE.

Combinación	Baterías (número)	Aerogeneradores (número)	FV (kW)	Generador Diésel	COE (USD/kWh)
1	0	0	0	1	0,3856
2	0	0	60	1	0,3644
3	0	0	120	1	0,3374
4	0	0	240	1	0,3352
5	0	1	0	1	0,3861
6	0	1	60	1	0,3649
7	0	1	120	1	0,3378
8	0	1	240	1	0,3365
9	0	2	0	1	0,3867
10	0	2	60	1	0,3654
11	0	2	120	1	0,3383
12	0	2	240	1	0,3377
13	30	0	0	1	0,3931
14	30	0	60	1	0,3552
15	30	0	120	1	0,3236
16	30	0	240	1	0,3287
17	30	1	0	1	0,3936
18	30	1	60	1	0,3549
19	30	1	120	1	0,3238
20	30	1	240	1	0,3299
21	30	2	0	1	0,3940
22	30	2	60	1	0,3546
23	30	2	120	1	0,3242
24	30	2	240	1	0,3312
25	60	0	0	1	0,3566
26	60	0	60	1	0,3219
27	60	0	120	1	0,2955
28	60	0	240	1	0,3050
29	60	1	0	1	0,3564
30	60	1	60	1	0,3217
31	60	1	120	1	0,2960
32	60	1	240	1	0,3062
33	60	2	0	1	0,3563
34	60	2	60	1	0,3216
35	60	2	120	1	0,2961
36	60	2	240	1	0,3073
37	120	0	0	1	0,3688
38	120	0	60	1	0,3339
39	120	0	120	1	0,3023
40	120	0	240	1	0,3022
41	120	1	0	1	0,3687
42	120	1	60	1	0,3338
43	120	1	120	1	0,3022
44	120	1	240	1	0,3031
45	120	2	0	1	0,3685
46	120	2	60	1	0,3336
47	120	2	120	1	0,3021
48	120	2	240	1	0,3043

Respecto a las emisiones anuales de CO₂, los resultados se representan en la figura 4.21. A diferencia de los casos del CTA y el COE, las emisiones se reducen en las configuraciones básicas 4, 8 y 12. En la tabla 4.12 se pueden comparar las magnitudes para todas las configuraciones, señalando en azul la correspondiente al HRES óptimo.

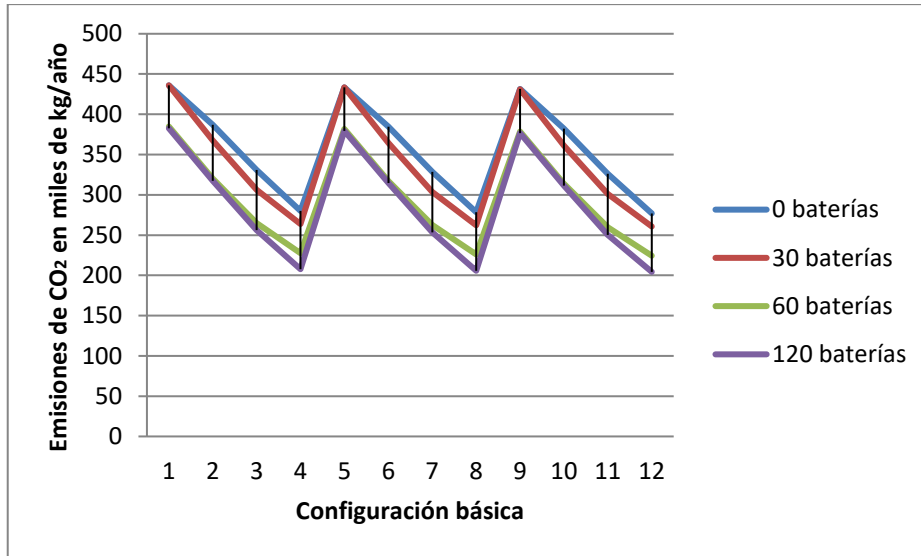


Figura 4.21.- Comportamiento de las emisiones anuales de CO₂ para los arreglos básicos del HRES, sin gestión de la demanda.

Tabla 4.12.- Determinación del HRES óptimo sin gestión de la demanda, basado en las emisiones anuales de CO₂.

Combinación	Baterías (número)	Aerogeneradores (número)	FV (kW)	Generador Diésel	ETCO ₂ (kg/año)
1	0	0	0	1	435 950
2	0	0	60	1	386 890
3	0	0	120	1	331 060
4	0	0	240	1	279 910
5	0	1	0	1	433 640
6	0	1	60	1	384 540
7	0	1	120	1	328 560
8	0	1	240	1	278 450
9	0	2	0	1	431 340
10	0	2	60	1	382 170
11	0	2	120	1	326 290
12	0	2	240	1	276 970
13	30	0	0	1	435 950
14	30	0	60	1	367 370
15	30	0	120	1	306 170
16	30	0	240	1	263 600
17	30	1	0	1	433 640
18	30	1	60	1	364 190
19	30	1	120	1	303 500
20	30	1	240	1	262 090
21	30	2	0	1	431 270
22	30	2	60	1	360 950
23	30	2	120	1	301 030
24	30	2	240	1	260 690
25	60	0	0	1	384 870
26	60	0	60	1	320 070

27	60	0	120	1	264 940
28	60	0	240	1	227 420
29	60	1	0	1	381 820
30	60	1	60	1	316 990
31	60	1	120	1	262 640
32	60	1	240	1	226 000
33	60	2	0	1	378 800
34	60	2	60	1	313 950
35	60	2	120	1	259 840
36	60	2	240	1	224 400
37	120	0	0	1	382 620
38	120	0	60	1	317 560
39	120	0	120	1	256 310
40	120	0	240	1	207 590
41	120	1	0	1	379 560
42	120	1	60	1	314 490
43	120	1	120	1	253 240
44	120	1	240	1	205 750
45	120	2	0	1	376 490
46	120	2	60	1	311 430
47	120	2	120	1	250 310
48	120	2	240	1	204 320

En este caso, si se desean reducir las emisiones al máximo, debería sugerirse un HRES que integre un banco de 120 baterías, dos aerogeneradores, un arreglo FV de 240 kW y un generador diésel.

En cuanto a la fracción renovable, cada configuración básica presenta siempre el mismo valor, sin importar el tamaño del banco de baterías, como se ve en la tabla 4.8. Para ilustrar mejor este comportamiento, en la figura 4.22 se presenta la magnitud estimada para la fracción renovable de cada configuración. De la gráfica se podría concluir que el HRES óptimo para obtener un mayor aprovechamiento de las energías renovables disponibles en la región de ubicación de la granja, corresponde a una combinación que contempla dos aerogeneradores, un arreglo FV de 240 kW y un generador diésel, sin importar el tamaño del banco de baterías, como se había señalado (configuraciones básicas 4, 8 y 12).

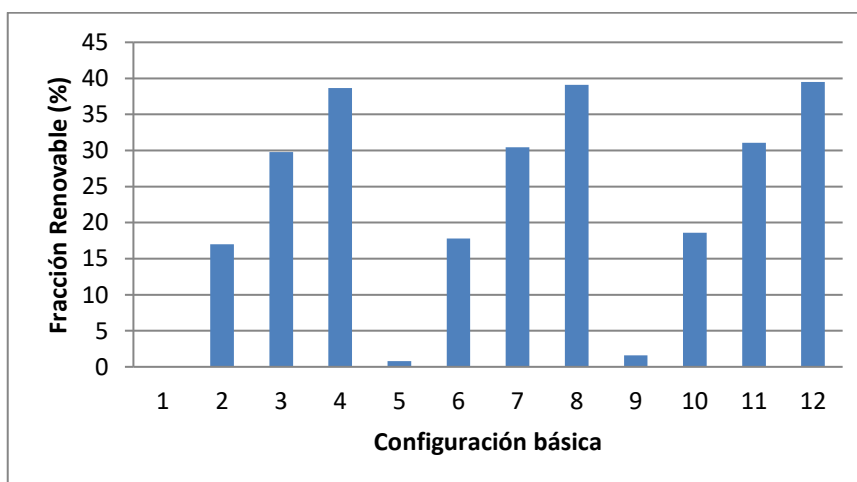


Figura 4.22.- Comportamiento de la fracción renovable para las configuraciones básicas del HRES, sin gestión de la demanda.

Posterior a la optimización manual, se realizó la optimización aplicando la herramienta HOMER. Para este caso, el modelo del HRES se estructuró como se muestra en la figura 4.23.

Los datos introducidos a la herramienta fueron los relacionados con el recurso renovable en la región donde se localiza la granja acuícola modelo, siendo éstos los mismos utilizados para la simulación en MATLAB. También se tomaron en consideración la demanda eléctrica de la granja, el tipo de aerogenerador, el modelo de batería contemplado en los posibles tamaños del banco de baterías, la capacidad del generador diésel y los posibles tamaños para el arreglo FV, de tal manera que se obtuviera un espacio de búsqueda similar al manejado en la optimización manual.

Otros parámetros considerados también para la simulación en HOMER, fueron el coste del combustible, la tasa de interés anual, el tiempo de vida del proyecto y la estrategia de despacho.

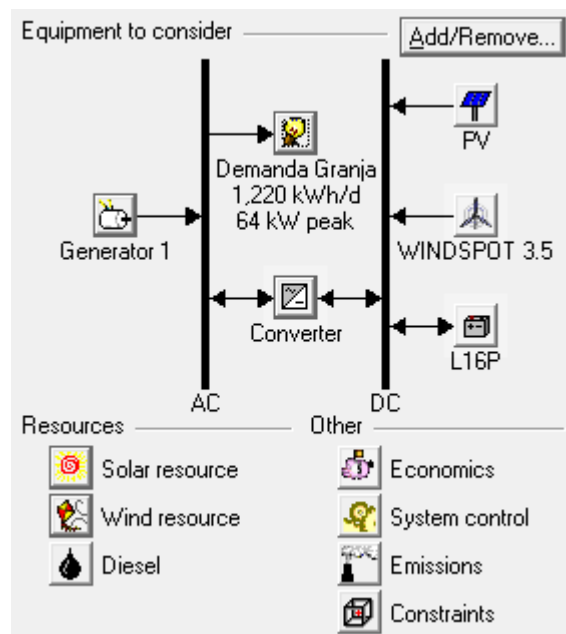


Figura 4.23.- Modelo HOMER para el HRES propuesto.

Los resultados de la simulación en HOMER, sin tomar en cuenta la aplicación de un mecanismo de gestión de la demanda, se muestran en la figura 4.24. HOMER presenta un listado de las posibles combinaciones de componentes para el HRES planteado, ordenadas por Costo Neto Presente (*Net Present Cost, NPC*), siendo el sistema óptimo aquel con el NPC más bajo. De esta lista, e ignorando la primera opción correspondiente a un sistema que opera sólo con un generador diésel, el HRES óptimo correspondería a una combinación de un arreglo FV de 240 kW, un generador diésel de 80 kW y un arreglo de 60 baterías, sin unidades de generación eólica. Se nota también que esta combinación presenta también el COE y el consumo de diésel más bajos, así como una fracción renovable alta en comparación con el resto de las opciones.

	PV (kW)	WS3.5	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)
			80			\$ 17,200	178,905	\$ 1,650,345	0.406	0.00	167,398	8,760
	240		80	60	30...	\$ 10,182,400	286,988	\$ 12,802,184	3.149	0.55	105,940	5,714
	240	1	80	60	30...	\$ 10,190,400	286,864	\$ 12,809,049	3.151	0.55	105,527	5,701
	240		80		30...	\$ 10,157,200	299,483	\$ 12,891,046	3.171	0.53	119,469	6,930
	240	1	80		30...	\$ 10,165,200	299,438	\$ 12,898,633	3.173	0.53	119,187	6,928
			80		30...	\$ 9,925,200	347,492	\$ 13,097,297	3.222	0.00	167,013	8,760
			80	30	30...	\$ 9,929,800	348,581	\$ 13,111,837	3.225	0.00	167,398	8,760
		1	80	30	30...	\$ 9,937,800	348,435	\$ 13,118,506	3.227	0.00	167,013	8,760
	960			1920	30...	\$ 11,666,400	271,102	\$ 14,141,170	3.479	1.00		
	960	1		1920	30...	\$ 11,674,400	270,945	\$ 14,147,730	3.480	1.00		

Figura 4.24.- Optimización del HRES sin gestión de la demanda, utilizando HOMER.

HOMER permite, además, obtener información sobre las emisiones anuales originadas por la operación del HRES, entre los que se encuentran el dióxido de carbono y el monóxido de carbono. Para el caso del HRES óptimo, la relación de emisiones se presenta en la tabla 4.13.

Tabla 4.13.- Relación de emisiones para el HRES óptimo, sin gestión de la demanda, utilizando HOMER.

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	277,888
Carbon monoxide	686
Unburned hydrocarbons	76
Particulate matter	51.7
Sulfur dioxide	558
Nitrogen oxides	6,121

Tomando en cuenta las diez combinaciones mostradas en la figura 4.24, la relación de emisiones de CO₂ obtenidas en HOMER para cada una de ellas se muestra en la tabla 4.14. De estos resultados, se aprecia que la tercera combinación correspondería al HRES óptimo con el mínimo de emisiones de CO₂, consistente en un arreglo FV de 240 kW, un aerogenerador de 3,5 kW, un generador diésel de 80 kW y un banco de 60 baterías. Se descartan para fines de análisis las combinaciones 9 y 10, ya que éstas no cuentan con generador diésel, casos no simulados en la optimización manual.

Una vez completada la optimización del HRES sin aplicar esquema de gestión de la demanda alguno, se procedió a llevar a cabo la optimización para cada uno de los escenarios descritos en la sección 4.2.4, tanto con el algoritmo desarrollado en MATLAB, como con la herramienta HOMER.

Es importante mencionar que los resultados obtenidos para cada escenario corresponden a las mismas configuraciones para el HRES óptimo encontrados para el caso inicial, es decir, donde no se consideró aplicación de gestión de la demanda. Por ello, la descripción de los resultados para cada escenario mostrada a continuación se concentra en señalar directamente las configuraciones óptimas para el HRES en cada situación.

Tabla 4.14.- Emisiones de CO₂ para las combinaciones de HRES, sin gestión de la demanda, utilizando HOMER.

Combinación	Emisiones anuales de CO ₂ en kg
1	440 815
2	278 974
3	277 888
4	314 602
5	313 858
6	439 799
7	440 815
8	439 799
9	0
10	0

Escenario 1.

Para este escenario, los resultados de la optimización manual se muestran en la tabla 4.15, donde la fila en color azul señala el HRES óptimo con el CTA y el COE más bajos, mientras la fila en verde señala aquel con las más bajas emisiones de CO₂.

Tabla 4.15.- Optimización del HRES para el escenario 1.

Arreglo	Baterías	Aerogeneradores	FV (kW)	Generador Diésel	CTA (USD)	COE (USD/kWh)	ETCO ₂ (kg/año)	FR (%)
1	0	0	0	1	171 140	0,3884	430 340	0
2	0	0	60	1	161 600	0,3668	381 260	17,33
3	0	0	120	1	149 460	0,3392	325 410	30,13
4	0	0	240	1	148 920	0,3380	275 420	38,82
5	0	1	0	1	171 370	0,3889	428 030	0,818
6	0	1	60	1	161 820	0,3673	378 910	18,15
7	0	1	120	1	149 650	0,3396	322 990	30,79
8	0	1	240	1	149 500	0,3393	274 020	39,24
9	0	2	0	1	171 600	0,3895	425 730	1,636
10	0	2	60	1	162 020	0,3677	376 550	18,97
11	0	2	120	1	149 900	0,3402	320 750	31,43
12	0	2	240	1	150 060	0,3406	272 580	39,65
13	30	0	0	1	174 480	0,3960	430 340	0
14	30	0	60	1	157 030	0,3564	360 680	17,33
15	30	0	120	1	143 190	0,3250	300 390	30,13
16	30	0	240	1	146 000	0,3314	259 120	38,82
17	30	1	0	1	174 710	0,3965	428 030	0,818
18	30	1	60	1	156 850	0,3560	357 290	18,15
19	30	1	120	1	143 290	0,3252	297 760	30,79
20	30	1	240	1	146 530	0,3326	257 610	39,24
21	30	2	0	1	174 920	0,3970	425 660	1,636
22	30	2	60	1	156 710	0,3557	354 020	18,97
23	30	2	120	1	143 450	0,3256	295 270	31,43
24	30	2	240	1	147 140	0,3339	256 290	39,65
25	60	0	0	1	157 260	0,3569	377 140	0
26	60	0	60	1	141 790	0,3218	312 620	17,33
27	60	0	120	1	130 390	0,2959	258 700	30,13
28	60	0	240	1	135 380	0,3073	223 090	38,82
29	60	1	0	1	157 290	0,3570	374 300	0,818
30	60	1	60	1	141 670	0,3215	309 400	18,15
31	60	1	120	1	130 640	0,2965	256 430	30,79
32	60	1	240	1	135 860	0,3083	221 440	39,24

33	60	2	0	1	157 280	0,3570	371 380	1,636
34	60	2	60	1	141 660	0,3215	306 480	18,97
35	60	2	120	1	130 630	0,2965	253 520	31,43
36	60	2	240	1	136 420	0,3096	219 980	39,65
37	120	0	0	1	162 890	0,3697	375 200	0
38	120	0	60	1	147 180	0,3340	310 060	17,33
39	120	0	120	1	133 090	0,3021	249 150	30,13
40	120	0	240	1	134 010	0,3041	202 960	38,82
41	120	1	0	1	162 800	0,3695	372 060	0,818
42	120	1	60	1	147 110	0,3339	307 000	18,15
43	120	1	120	1	133 160	0,3022	246 430	30,79
44	120	1	240	1	134 520	0,3053	201 390	39,24
45	120	2	0	1	162 730	0,3693	369 000	1,636
46	120	2	60	1	147 050	0,3337	303 930	18,97
47	120	2	120	1	133 120	0,3021	243 430	31,43
48	120	2	240	1	135 090	0,3066	199 960	39,65

En cuanto a la fracción renovable, aunque su variación en magnitud no sufrió cambios importantes respecto al caso sin gestión de la demanda, su comportamiento es idéntico, como se muestra en la figura 4.25. Por consiguiente, la combinación óptima para el HRES es la misma que para aquel caso.

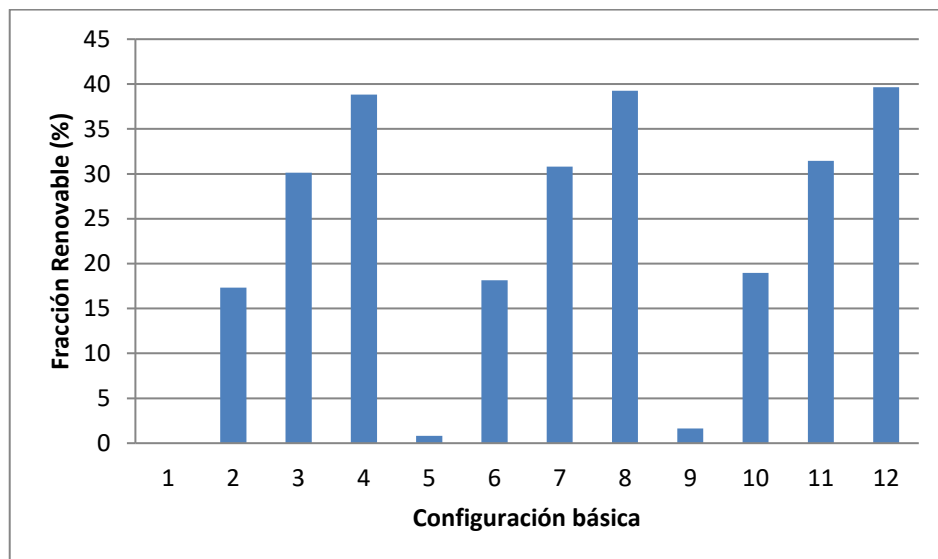


Figura 4.25.- Comportamiento de la fracción renovable para las configuraciones básicas del HRES (escenario 1).

La simulación en HOMER para este escenario, arrojó los resultados mostrados en la figura 4.26. El HRES óptimo en este caso sería el correspondiente a la segunda combinación de la lista, coincidente también con la obtenida anteriormente sin la aplicación de gestión de la demanda.

	PV (kW)	WS3.5	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)
	240		80	60	30...	\$ 17,200	176,618	\$ 1,629,469	0.409	0.00	165,111	8,760
	240	1	80	60	30...	\$ 10,182,400	285,083	\$ 12,784,790	3.211	0.55	103,974	5,665
	240		80		30...	\$ 10,190,400	284,930	\$ 12,791,399	3.213	0.55	103,504	5,646
	240		80		30...	\$ 10,157,200	297,524	\$ 12,873,163	3.233	0.53	117,567	6,891
	240	1	80		30...	\$ 10,165,200	297,484	\$ 12,880,798	3.235	0.53	117,290	6,889
		1	80		30...	\$ 9,925,200	345,210	\$ 13,076,464	3.284	0.00	164,730	8,760
			80	30	30...	\$ 9,929,800	346,294	\$ 13,090,961	3.288	0.00	165,111	8,760
		1	80	30	30...	\$ 9,937,800	346,153	\$ 13,097,673	3.290	0.00	164,730	8,760
	960			1920	30...	\$ 11,666,400	268,889	\$ 14,120,964	3.547	1.00		
	960	1		1920	30...	\$ 11,674,400	268,726	\$ 14,127,474	3.548	1.00		

Figura 4.26.- Optimización del HRES para el escenario 1, utilizando HOMER.

En cuanto a las emisiones anuales de CO₂ para las combinaciones sugeridas por HOMER, la tabla 4.16 expresa que la tercera combinación corresponde al HRES óptimo con el mínimo de emisiones. Nuevamente, el resultado es igual con el obtenido en el caso donde no se cuenta con gestión de la demanda.

Tabla 4.16.- Emisiones de CO₂ para las combinaciones de HRES (escenario 1), utilizando HOMER.

Combinación	Emisiones anuales de CO ₂ en kg
1	434 793
2	273 799
3	272 559
4	309 593
5	308 863
6	433 789
7	434 793
8	433 789
9	0
10	0

Escenario 2.

Para este caso, los resultados de la optimización manual se muestran en la tabla 4.17, donde la fila en color azul señala el HRES óptimo con el CTA y el COE más bajos, mientras la fila en verde señala aquel con las más bajas emisiones de CO₂.

Tabla 4.17.- Optimización del HRES para el escenario 2.

Arreglo	Baterías	Aerogeneradores	FV (kW)	Generador Diésel	CTA (USD)	COE (USD/kWh)	ETCO ₂ (kg/año)	FR (%)
1	0	0	0	1	169 920	0,3900	427 170	0
2	0	0	60	1	160 390	0,3682	378 110	17,53
3	0	0	120	1	148 260	0,3403	322 280	30,74
4	0	0	240	1	147 270	0,3380	271 120	39,89
5	0	1	0	1	170 150	0,3906	424 860	0,827
6	0	1	60	1	160 600	0,3686	375 750	18,36
7	0	1	120	1	148 410	0,3407	319 780	31,41
8	0	1	240	1	147 830	0,3393	269 670	40,33
9	0	2	0	1	170 380	0,3911	422 550	1,654
10	0	2	60	1	160 810	0,3691	373 390	19,18
11	0	2	120	1	148 660	0,3412	317 510	32,07
12	0	2	240	1	148 370	0,3406	268 190	40,75
13	30	0	0	1	173 260	0,3977	427 170	0

14	30	0	60	1	156 220	0,3586	358 560	17,53
15	30	0	120	1	141 970	0,3259	297 210	30,74
16	30	0	240	1	144 280	0,3312	254 640	39,89
17	30	1	0	1	173 490	0,3982	424 860	0,827
18	30	1	60	1	156 110	0,3583	355 370	18,36
19	30	1	120	1	142 060	0,3261	294 540	31,41
20	30	1	240	1	144 800	0,3324	253 110	40,33
21	30	2	0	1	173 700	0,3987	422 490	1,654
22	30	2	60	1	155 980	0,3580	352 130	19,18
23	30	2	120	1	142 220	0,3265	292 070	32,07
24	30	2	240	1	145 370	0,3337	251 690	40,75
25	60	0	0	1	155 780	0,3576	373 290	0
26	60	0	60	1	140 160	0,3217	308 390	17,53
27	60	0	120	1	128 410	0,2948	253 550	30,74
28	60	0	240	1	132 630	0,3044	215 950	39,89
29	60	1	0	1	155 730	0,3575	370 250	0,827
30	60	1	60	1	140 110	0,3216	305 360	18,36
31	60	1	120	1	128 580	0,2951	251 090	31,41
32	60	1	240	1	133 220	0,3058	214 570	40,33
33	60	2	0	1	155 670	0,3573	367 200	1,654
34	60	2	60	1	140 040	0,3215	302 270	19,18
35	60	2	120	1	128 790	0,2956	248 720	32,07
36	60	2	240	1	133 720	0,3069	212 960	40,75
37	120	0	0	1	161 260	0,3702	370 970	0
38	120	0	60	1	145 550	0,3341	305 840	17,53
39	120	0	120	1	131 390	0,3016	244 730	30,74
40	120	0	240	1	131 550	0,3020	196 560	39,89
41	120	1	0	1	161 170	0,3700	367 840	0,827
42	120	1	60	1	145 490	0,3340	302 770	18,36
43	120	1	120	1	131 380	0,3016	241 800	31,41
44	120	1	240	1	131 980	0,3029	194 790	40,33
45	120	2	0	1	161 110	0,3698	364 770	1,654
46	120	2	60	1	145 430	0,3338	299 710	19,18
47	120	2	120	1	131 260	0,3013	238 590	32,07
48	120	2	240	1	132 470	0,3041	193 150	40,75

Respecto a la fracción renovable, aunque su variación en magnitud no sufrió cambios importantes respecto al escenario 1, su comportamiento es idéntico, como se muestra en la figura 4.27. Por tanto, la combinación óptima para el HRES es la misma que para aquel escenario.

La simulación en HOMER para este escenario, arrojó los resultados mostrados en la figura 4.28. El HRES óptimo en este caso sería el correspondiente a la segunda combinación de la lista, coincidente también con la obtenida en el escenario 1.

En cuanto a las emisiones anuales de CO₂ para las combinaciones sugeridas por HOMER, la tabla 4.18 expresa que la tercera combinación corresponde al HRES óptimo con el mínimo de emisiones. Nuevamente, el resultado es igual al obtenido en el escenario 1.

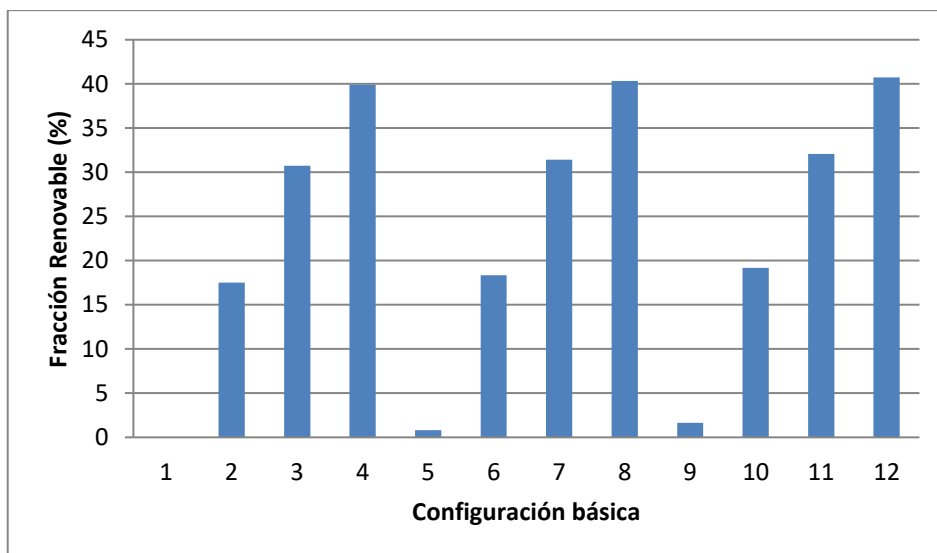


Figura 4.27.- Comportamiento de la fracción renovable para las configuraciones básicas del HRES (escenario 2).

Iconos	PV (kW)	WS3.5	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)
[Icons]			80			\$ 17,200	175,443	\$ 1,618,738	0.411	0.00	163,936	8,760
[Icons]	240		80	60	30...	\$ 10,182,400	283,412	\$ 12,769,543	3.243	0.56	102,419	5,695
[Icons]	240	1	80	60	30...	\$ 10,190,400	283,287	\$ 12,776,398	3.244	0.56	102,010	5,682
[Icons]	240		80		30...	\$ 10,157,200	296,157	\$ 12,860,681	3.266	0.54	116,149	6,926
[Icons]	240	1	80		30...	\$ 10,165,200	296,100	\$ 12,868,161	3.268	0.54	115,856	6,923
[Icons]			80		30...	\$ 9,925,200	344,027	\$ 13,065,667	3.318	0.00	163,548	8,760
[Icons]			80	30	30...	\$ 9,929,800	345,118	\$ 13,080,229	3.321	0.00	163,936	8,760
[Icons]		1	80	30	30...	\$ 9,937,800	344,970	\$ 13,086,876	3.323	0.00	163,548	8,760
[Icons]	960			1920	30...	\$ 11,666,400	265,360	\$ 14,088,754	3.578	1.00		
[Icons]	960	1		1920	30...	\$ 11,674,400	265,194	\$ 14,095,233	3.579	1.00		

Figura 4.28.- Optimización del HRES para el escenario 2, utilizando HOMER.

Tabla 4.18.- Emisiones de CO₂ para las combinaciones de HRES (escenario 2), utilizando HOMER.

Combinación	Emisiones anuales de CO ₂ en kg
1	431 697
2	269 702
3	268 627
4	305 857
5	305 087
6	430 675
7	431 697
8	430 675
9	0
10	0

Escenario 3.

Para este escenario, los resultados de la optimización manual se muestran en la tabla 4.19, donde la fila en color azul señala el HRES óptimo con el CTA y el COE más bajos, mientras la fila en verde señala aquel con las más bajas emisiones de CO₂.

Tabla 4.19.- Optimización del HRES para el escenario 3.

Arreglo	Baterías	Aerogeneradores	FV (kW)	Generador Diésel	CTA (USD)	COE (USD/kWh)	ETCO ₂ (kg/año)	FR (%)
1	0	0	0	1	166 940	0,3941	419 420	0
2	0	0	60	1	157 410	0,3716	370 360	18,03
3	0	0	120	1	145 280	0,3430	314 530	31,62
4	0	0	240	1	144 270	0,3406	263 330	41,03
5	0	1	0	1	167 170	0,3947	417 120	0,850
6	0	1	60	1	157 620	0,3721	368 010	18,88
7	0	1	120	1	145 440	0,3434	312 040	32,31
8	0	1	240	1	144 830	0,3419	261 880	41,48
9	0	2	0	1	167 400	0,3952	414 810	1,702
10	0	2	60	1	157 830	0,3726	365 640	19,73
11	0	2	120	1	145 680	0,3439	309 770	32,98
12	0	2	240	1	145 380	0,3432	260 400	41,91
13	30	0	0	1	169 760	0,4008	418 050	0
14	30	0	60	1	152 670	0,3604	349 320	18,03
15	30	0	120	1	138 360	0,3267	287 850	31,62
16	30	0	240	1	140 750	0,3323	245 490	41,03
17	30	1	0	1	169 990	0,4013	415 750	0,850
18	30	1	60	1	152 560	0,3602	346 140	18,88
19	30	1	120	1	138 440	0,3269	285 150	32,31
20	30	1	240	1	141 280	0,3336	243 960	41,48
21	30	2	0	1	170 180	0,4018	413 360	1,702
22	30	2	60	1	152 420	0,3599	342 870	19,73
23	30	2	120	1	138 610	0,3273	282 680	32,98
24	30	2	240	1	141 850	0,3349	242 520	41,91
25	60	0	0	1	151 870	0,3586	363 110	0
26	60	0	60	1	136 210	0,3216	298 110	18,03
27	60	0	120	1	124 360	0,2936	243 010	31,62
28	60	0	240	1	128 810	0,3041	206 010	41,03
29	60	1	0	1	151 770	0,3583	359 940	0,850
30	60	1	60	1	136 140	0,3214	295 030	18,88
31	60	1	120	1	124 450	0,2938	240 360	32,31
32	60	1	240	1	129 090	0,3048	203 830	41,48
33	60	2	0	1	151 750	0,3583	356 990	1,702
34	60	2	60	1	136 090	0,3213	292 000	19,73
35	60	2	120	1	124 630	0,2942	237 910	32,98
36	60	2	240	1	129 590	0,3060	202 230	41,91
37	120	0	0	1	157 280	0,3713	360 620	0
38	120	0	60	1	141 590	0,3343	295 550	18,03
39	120	0	120	1	127 410	0,3008	234 370	31,62
40	120	0	240	1	127 510	0,3010	186 060	41,03
41	120	1	0	1	157 210	0,3712	357 550	0,850
42	120	1	60	1	141 530	0,3342	292 480	18,88
43	120	1	120	1	127 420	0,3008	231 510	32,31
44	120	1	240	1	127 840	0,3018	184 020	41,48
45	120	2	0	1	157 150	0,3710	354 480	1,702
46	120	2	60	1	141 470	0,3340	289 420	19,73
47	120	2	120	1	127 540	0,3011	228 920	32,98
48	120	2	240	1	128 480	0,3034	182 790	41,91

En cuanto a la fracción renovable, aunque su variación en magnitud no sufrió cambios importantes respecto al segundo escenario, su comportamiento es idéntico, como

se muestra en la figura 4.29. Por tanto, la combinación óptima para el HRES es la misma que para aquel escenario.

La simulación en HOMER para este escenario, arrojó los resultados mostrados en la figura 4.30. El HRES óptimo en este caso sería el correspondiente a la segunda combinación de la lista, coincidente también con la obtenida en el escenario 2.

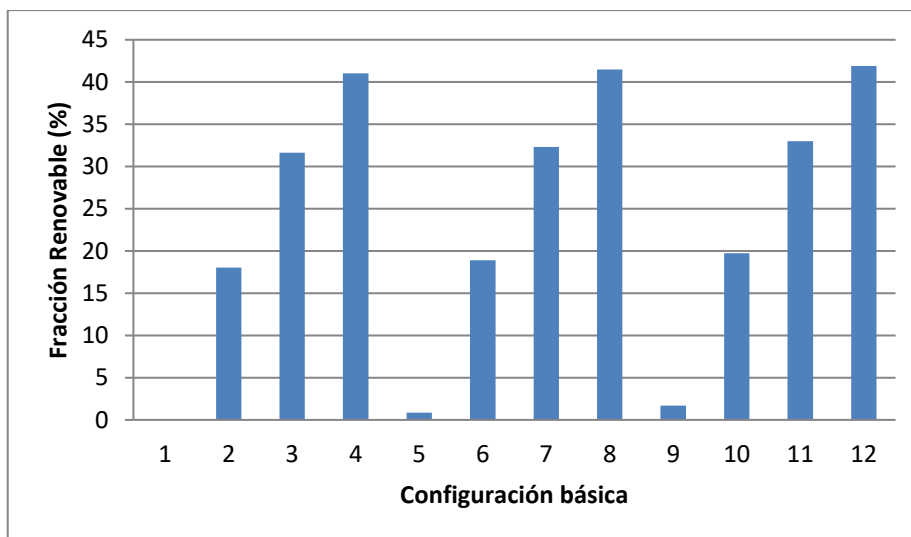


Figura 4.29.- Comportamiento de la fracción renovable para las configuraciones básicas del HRES (escenario 3).

	PV (kW)	WS3.5	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)
			80			\$ 17,200	172,416	\$ 1,591,107	0.416	0.00	160,909	8,760
	240		80	60	30...	\$ 10,182,400	280,339	\$ 12,741,485	3.328	0.57	99,493	5,694
	240	1	80	60	30...	\$ 10,190,400	280,200	\$ 12,748,222	3.330	0.57	99,010	5,673
	240		80		30...	\$ 10,157,200	293,193	\$ 12,833,624	3.352	0.55	113,195	6,919
	240	1	80		30...	\$ 10,165,200	293,143	\$ 12,841,165	3.354	0.55	112,909	6,916
		1	80		30...	\$ 9,925,200	341,011	\$ 13,038,133	3.406	0.00	160,531	8,760
			80	30	30...	\$ 9,929,800	342,092	\$ 13,052,599	3.410	0.00	160,909	8,760
		1	80	30	30...	\$ 9,937,800	341,954	\$ 13,059,342	3.411	0.00	160,531	8,760
	480	2		2400	30...	\$ 11,404,000	255,618	\$ 13,737,424	3.591	1.00		
	960			1920	30...	\$ 11,666,400	260,146	\$ 14,041,150	3.668	1.00		

Figura 4.30.- Optimización del HRES para el escenario 3, utilizando HOMER.

Respecto a las emisiones anuales de CO₂ para las combinaciones sugeridas por HOMER, la tabla 4.20 expresa que la tercera combinación corresponde al HRES óptimo con el mínimo de emisiones. Nuevamente, el resultado es igual al obtenido en el escenario 2.

Tabla 4.20.- Emisiones de CO₂ para las combinaciones de HRES (escenario 3), utilizando HOMER.

Combinación	Emisiones anuales de CO ₂ en kg
1	423 726
2	261 998
3	260 725
4	298 079
5	297 326
6	422 732
7	423 726
8	422 732

9	0
10	0

Escenario 4.

Para este caso, los resultados de la optimización manual se muestran en la tabla 4.21, donde la fila en color azul señala el HRES óptimo con el CTA y el COE más bajos, mientras la fila en verde señala aquel con las más bajas emisiones de CO₂.

Tabla 4.21.- Optimización del HRES para el escenario 4.

Arreglo	Baterías	Aerogeneradores	FV (kW)	Generador Diésel	CTA (USD)	COE (USD/kWh)	ETCO ₂ (kg/año)	FR (%)
1	0	0	0	1	171 020	0,3886	430 020	0
2	0	0	60	1	160 990	0,3658	379 670	17,29
3	0	0	120	1	149 940	0,3407	326 650	29,13
4	0	0	240	1	150 470	0,3419	279 460	37,43
5	0	1	0	1	171 250	0,3891	427 720	0,819
6	0	1	60	1	161 160	0,3662	377 220	18,09
7	0	1	120	1	150 160	0,3412	324 320	29,77
8	0	1	240	1	151 060	0,3432	278 090	37,85
9	0	2	0	1	171 480	0,3896	425 410	1,638
10	0	2	60	1	161 300	0,3635	374 670	18,89
11	0	2	120	1	150 320	0,3415	321 840	30,38
12	0	2	240	1	151 630	0,3445	276 670	38,27
13	30	0	0	1	174 360	0,3962	430 020	0
14	30	0	60	1	156 100	0,3547	358 260	17,29
15	30	0	120	1	143 930	0,3270	302 231	29,13
16	30	0	240	1	147 620	0,3354	263 350	37,43
17	30	1	0	1	174 510	0,3965	427 520	0,819
18	30	1	60	1	156 000	0,3544	355 080	18,09
19	30	1	120	1	144 110	0,3274	299 900	29,77
20	30	1	240	1	148 160	0,3366	261 850	37,85
21	30	2	0	1	174 670	0,3969	425 020	1,638
22	30	2	60	1	155 900	0,3542	351 920	18,89
23	30	2	120	1	144 330	0,3279	297 560	30,38
24	30	2	240	1	148 750	0,3380	260 470	38,27
25	60	0	0	1	157 210	0,3572	377 010	0
26	60	0	60	1	141 610	0,3218	312 150	17,29
27	60	0	120	1	131 240	0,2982	260 900	29,13
28	60	0	240	1	136 970	0,3112	227 220	37,43
29	60	1	0	1	157 160	0,3571	373 970	0,819
30	60	1	60	1	141 580	0,3217	309 180	18,09
31	60	1	120	1	131 420	0,2986	258 470	29,77
32	60	1	240	1	137 520	0,3125	225 760	37,85
33	60	2	0	1	157 120	0,3570	370 970	1,638
34	60	2	60	1	141 520	0,3215	306 110	18,89
35	60	2	120	1	131 650	0,2991	256 160	30,38
36	60	2	240	1	138 080	0,3137	224 310	38,27
37	120	0	0	1	162 700	0,3697	374 720	0
38	120	0	60	1	147 020	0,3340	309 650	17,29
39	120	0	120	1	133 480	0,3033	250 180	29,13
40	120	0	240	1	135 550	0,3080	206 980	37,43
41	120	1	0	1	162 640	0,3695	371 650	0,819
42	120	1	60	1	146 960	0,3339	306 590	18,09
43	120	1	120	1	133 610	0,3036	247 590	29,77
44	120	1	240	1	136 020	0,3090	205 280	37,85
45	120	2	0	1	162 580	0,3694	368 590	1,638
46	120	2	60	1	146 890	0,3338	303 520	18,89
47	120	2	120	1	133 730	0,3038	245 000	30,38
48	120	2	240	1	136 630	0,3104	203 980	38,27

Respecto a la fracción renovable, aunque su variación en magnitud no sufrió cambios importantes respecto al escenario 3, su comportamiento es idéntico, como se muestra en la figura 4.31. Por tanto, la combinación óptima para el HRES es la misma que para aquel escenario.

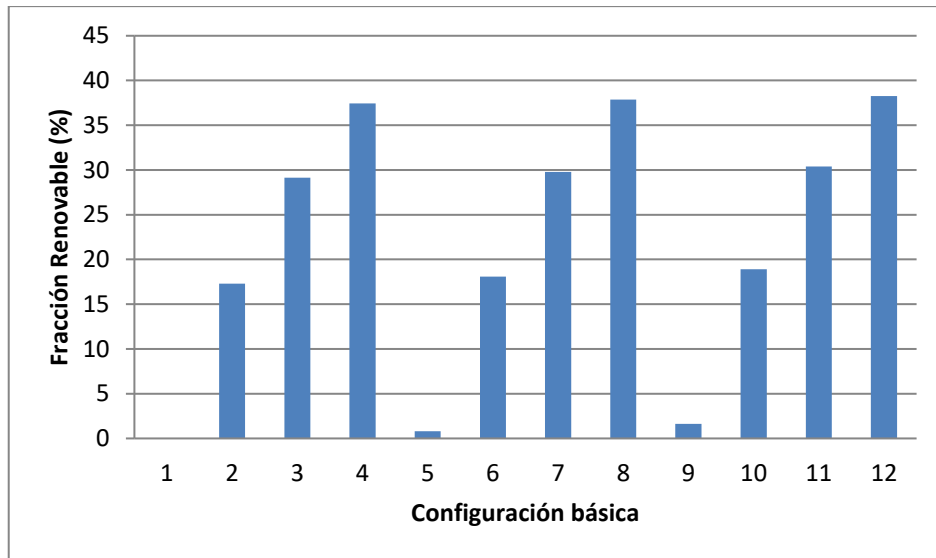


Figura 4.31.- Comportamiento de la fracción renovable para las configuraciones básicas del HRES (escenario 4).

La simulación en HOMER para este caso, arrojó los resultados mostrados en la figura 4.32. El HRES óptimo en este caso sería el correspondiente a la segunda combinación de la lista, coincidente también con la obtenida en el escenario 3.

	PV (kW)	WS3.5	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)
			80			\$ 17,200	176,533	\$ 1,628,690	0.409	0.00	165,026	8,760
	240		80	60	30...	\$ 10,182,400	285,987	\$ 12,793,050	3.216	0.55	105,040	5,662
	240	1	80	60	30...	\$ 10,190,400	285,816	\$ 12,799,486	3.217	0.55	104,519	5,638
	240		80		30...	\$ 10,157,200	298,054	\$ 12,877,999	3.237	0.53	118,165	6,844
	240	1	80		30...	\$ 10,165,200	298,002	\$ 12,885,523	3.239	0.53	117,878	6,841
			80		30...	\$ 9,925,200	345,117	\$ 13,075,618	3.287	0.00	164,638	8,760
			80	30	30...	\$ 9,929,800	346,209	\$ 13,090,182	3.290	0.00	165,026	8,760
		1	80	30	30...	\$ 9,937,800	346,060	\$ 13,096,827	3.292	0.00	164,638	8,760
	960			1920	30...	\$ 11,666,400	270,920	\$ 14,139,503	3.554	1.00		
	960	1		1920	30...	\$ 11,674,400	270,763	\$ 14,146,071	3.556	1.00		

Figura 4.32.- Optimización del HRES para el escenario 4, utilizando HOMER.

En relación con las emisiones anuales de CO₂ para las combinaciones sugeridas por HOMER, la tabla 4.22 expresa que la tercera combinación corresponde al HRES óptimo con el mínimo de emisiones. Nuevamente, el resultado es igual al obtenido en el escenario 3.

Tabla 4.22.- Emisiones de CO₂ para las combinaciones de HRES (escenario 4), utilizando HOMER.

Combinación	Emisiones anuales de CO ₂ en kg
1	434 568
2	276 604
3	275 234
4	311 169

5	310 411
6	433 545
7	434 568
8	433 545
9	0
10	0

Escenario 5.

Para este último escenario, los resultados de la optimización manual se muestran en la tabla 4.23, donde la fila en color azul señala el HRES óptimo con el CTA y el COE más bajos, mientras la fila en verde señala aquel con las más bajas emisiones de CO₂.

Tabla 4.23.- Optimización del HRES para el escenario 5.

Arreglo	Baterías	Aerogeneradores	FV (kW)	Generador Diésel	CTA (USD)	COE (USD/kWh)	ETCO ₂ (kg/año)	FR (%)
1	0	0	0	1	169 010	0,3913	424 800	0
2	0	0	60	1	158 380	0,3667	372 890	17,39
3	0	0	120	1	148 450	0,3437	322 760	28,30
4	0	0	240	1	150 410	0,3482	279 300	36,28
5	0	1	0	1	169 240	0,3918	422 500	0,834
6	0	1	60	1	158 570	0,3671	370 470	18,19
7	0	1	120	1	148 670	0,3442	320 450	28,91
8	0	1	240	1	151 000	0,3496	277 920	36,70
9	0	2	0	1	169 470	0,3923	420 190	1,668
10	0	2	60	1	158 710	0,3674	367 940	18,98
11	0	2	120	1	148 920	0,3448	318 200	29,50
12	0	2	240	1	151 560	0,3509	276 490	37,12
13	30	0	0	1	172 040	0,3983	423 970	0
14	30	0	60	1	153 210	0,3547	350 740	17,39
15	30	0	120	1	142 980	0,3310	299 860	28,30
16	30	0	240	1	147 560	0,3416	263 190	36,28
17	30	1	0	1	171 860	0,3979	420 620	0,834
18	30	1	60	1	153 130	0,3545	347 640	18,19
19	30	1	120	1	143 230	0,3316	297 590	28,91
20	30	1	240	1	148 080	0,3428	261 630	36,70
21	30	2	0	1	171 750	0,3976	417 430	1,668
22	30	2	60	1	153 040	0,3543	344 500	18,98
23	30	2	120	1	143 500	0,3322	295 390	29,50
24	30	2	240	1	148 680	0,3442	260 280	37,12
25	60	0	0	1	154 630	0,3580	370 290	0
26	60	0	60	1	139 030	0,3219	305 450	17,39
27	60	0	120	1	130 230	0,3015	258 280	28,30
28	60	0	240	1	136 950	0,3171	227 180	36,28
29	60	1	0	1	154 510	0,3577	367 070	0,834
30	60	1	60	1	138 930	0,3216	302 290	18,19
31	60	1	120	1	130 500	0,3021	256 080	28,91
32	60	1	240	1	137 450	0,3182	225 580	36,70
33	60	2	0	1	154 480	0,3576	364 100	1,668
34	60	2	60	1	138 900	0,3216	299 290	18,98
35	60	2	120	1	130 610	0,3024	253 460	29,50
36	60	2	240	1	138 040	0,3196	224 200	37,12
37	120	0	0	1	160 030	0,3705	367 770	0
38	120	0	60	1	144 350	0,3342	302 700	17,39
39	120	0	120	1	131 810	0,3051	245 820	28,30
40	120	0	240	1	135 530	0,3138	206 910	36,28
41	120	1	0	1	159 970	0,3703	364 700	0,834
42	120	1	60	1	144 280	0,3340	299 640	18,19
43	120	1	120	1	131 850	0,3052	243 020	28,91

44	120	1	240	1	135 960	0,3148	205 140	36,70
45	120	2	0	1	159 900	0,3072	361 640	1,668
46	120	2	60	1	144 220	0,3339	296 570	18,98
47	120	2	120	1	131 920	0,3054	240 300	29,50
48	120	2	240	1	136 480	0,3160	203 570	37,12

Respecto a la fracción renovable, aunque su variación en magnitud no sufrió cambios importantes respecto al escenario 4, su comportamiento es idéntico, como se muestra en la figura 4.33. Por tanto, la combinación óptima para el HRES es la misma que para aquel escenario.

La simulación en HOMER para este escenario, arrojó los resultados mostrados en la figura 4.34. El HRES óptimo en este caso sería el correspondiente a la segunda combinación de la lista, coincidente también con la obtenida en el escenario 4.

Con relación a las emisiones anuales de CO₂ para las combinaciones sugeridas por HOMER, la tabla 4.24 expresa que la tercera combinación corresponde al HRES óptimo con el mínimo de emisiones. Nuevamente, el resultado es igual al obtenido en el escenario 4.

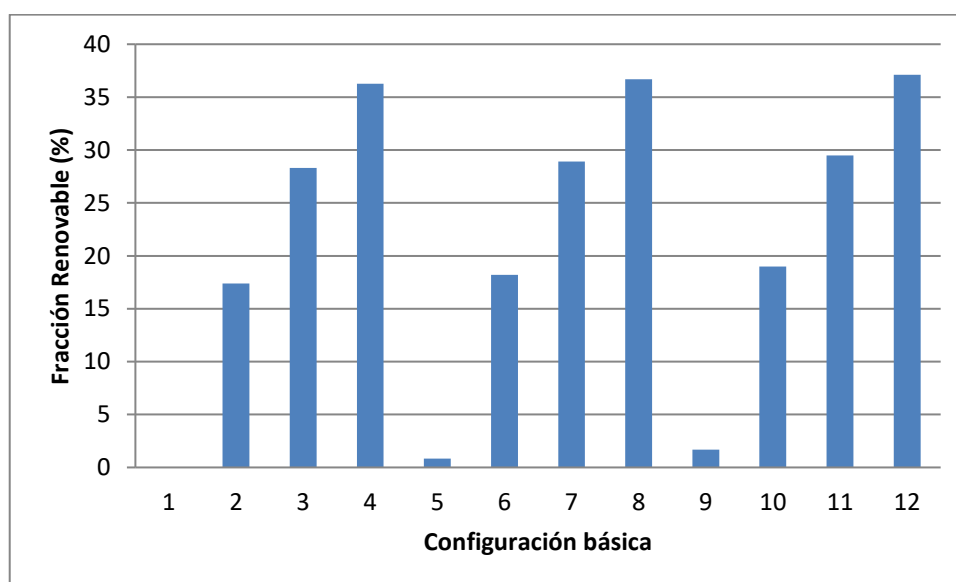


Figura 4.33.- Comportamiento de la fracción renovable para las configuraciones básicas del HRES (escenario 5).

Iconos	PV (kW)	WS3.5	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)
			80			\$ 17,200	174,514	\$ 1,610,260	0.412	0.00	163,007	8,760
	240		80	60	30...	\$ 10,182,400	285,250	\$ 12,786,317	3.275	0.55	104,325	5,612
	240	1	80	60	30...	\$ 10,190,400	285,090	\$ 12,792,857	3.276	0.55	103,864	5,596
	240		80		30...	\$ 10,157,200	297,355	\$ 12,871,621	3.296	0.53	117,531	6,800
	240	1	80		30...	\$ 10,165,200	297,295	\$ 12,879,068	3.298	0.53	117,237	6,796
		1	80		30...	\$ 9,925,200	343,110	\$ 13,057,293	3.344	0.00	162,630	8,760
			80	30	30...	\$ 9,929,800	344,190	\$ 13,071,752	3.348	0.00	163,007	8,760
		1	80	30	30...	\$ 9,937,800	344,053	\$ 13,078,502	3.349	0.00	162,630	8,760
	960			1920	30...	\$ 11,666,400	270,868	\$ 14,139,030	3.621	1.00		
	960	1		1920	30...	\$ 11,674,400	270,709	\$ 14,145,581	3.623	1.00		

Figura 4.34.- Optimización del HRES para el escenario 5, utilizando HOMER.

Tabla 4.24.- Emisiones de CO₂ para las combinaciones de HRES (escenario 5), utilizando HOMER.

Combinación	Emisiones anuales de CO₂ en kg
1	429 251
2	274 722
3	273 507
4	309 499
5	308 723
6	428 259
7	429 251
8	428 259
9	0
10	0

Con los resultados anteriormente expuestos, se llevó a cabo un análisis comparativo que permitiera determinar en cuál de los escenarios considerados se puede conseguir el HRES óptimo. Para ello, se tomó en consideración únicamente el arreglo básico para el cual se obtuvo un HRES óptimo en todos los escenarios.

Para la minimización del CTA y el COE en la optimización manual, la combinación 27 arrojó los valores más bajos en todos los escenarios, incluyendo el caso de no contar con mecanismo de gestión de la demanda. En la tabla 4.25 se muestra la comparación de las magnitudes del CTA y el COE para los escenarios estudiados, de la cual se desprende que el escenario 3 descrito en la sección 4.2.4.3 permite obtener el HRES óptimo, con los mínimos valores de CTA y COE.

En cuanto a los indicadores medioambientales, emisiones anuales de CO₂ y fracción renovable, la optimización manual permite también comparar los resultados obtenidos en cada escenario, los cuales se muestran en la tabla 4.26. Se desprende también que el escenario 3 es el que permite conseguir la reducción máxima de emisiones y una máxima participación de las fuentes de energía renovable.

Tabla 4.25.- Comparación de los indicadores económicos obtenidos en la optimización manual.

Indicador	Escenario sin GD	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
CTA (USD)	132 740	130 390	128 410	124 360	131 240	130 230
COE (USD/kWh)	0,2955	0,2959	0,2948	0,2936	0,2982	0,3015

Tabla 4.26.- Comparación de los indicadores medioambientales obtenidos en la optimización manual.

Indicador	Escenario sin GD	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
Emisiones anuales de CO ₂ (kg)	204 320	199 960	193 150	182 790	203 980	203 570
Fracción Renovable (%)	39,50	39,65	40,75	41,91	38,27	37,12

Sin embargo, es importante apuntar lo siguiente: aunque el escenario 3 es el que permite obtener un HRES óptimo, el arreglo de componentes es distinto para los indicadores considerados. De la tabla 4.19 puede concluirse que el HRES óptimo que minimiza el CTA y el COE, correspondería a la combinación 27 de la tabla (un conjunto FV de 120 kW, sin unidades de generación eólica, un banco de 60 baterías y un generador diésel de 80 kW); mientras, si lo que desea es minimizar las emisiones de CO₂ y maximizar la fracción renovable, la combinación 48 correspondería al HRES óptimo (un conjunto FV de 240 kW, dos aerogeneradores de 3,5 kW, un banco de 120 baterías y un generador diésel de 80 kW).

De lo anterior, puede mencionarse que la decisión de elegir una u otra combinación para el HRES óptimo, recaerá en el diseñador, de acuerdo con las prioridades establecidas previamente para el diseño.

Ahora, en el caso de la optimización ejecutada en HOMER, pueden llevarse a cabo las comparaciones necesarias para determinar el HRES óptimo de acuerdo con los criterios económicos y medio ambientales ya mencionados.

Respecto a los indicadores económicos, NPC y COE, obtenidos en la segunda combinación mostrada en las figuras 4.24, 4.26, 4.28, 4.30, 4.32 y 4.34, se hace un listado a modo de resumen en la tabla 4.27. Para el caso del NPC, el sistema óptimo corresponde al tercer escenario, mientras que, para el COE, el escenario sin gestión de la demanda es con el que se obtiene el valor mínimo.

Considerando los indicadores medioambientales, la tabla 4.28 muestra una comparación de los resultados encontrados con HOMER. Para los dos indicadores, el tercer escenario es el que proporciona los mejores. Sin embargo, a diferencia de los indicadores económicos, en este caso el HRES óptimo correspondería a la tercera combinación de la lista mostrada por HOMER.

Tabla 4.27.- Comparación de los indicadores económicos obtenidos con HOMER.

Indicador	Escenario sin GD	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
NPC (USD)	12 802 184	12 784 790	12 769 543	12 741 485	12 793 050	12 786 317
COE (USD/kWh)	3,149	3,211	3,243	3,328	3,216	3,275

Tabla 4.28.- Comparación de los indicadores medioambientales obtenidos con HOMER.

Indicador	Escenario sin GD	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
Emisiones anuales de CO ₂ (kg)	277 888	272 559	268 627	260 725	275 234	273 507
Fracción Renovable (%)	55	55	56	57	55	55

Como conclusión al estudio llevado a cabo para la optimización del HRES en modo isla, se pueden ver en la tabla 4.29 las configuraciones posibles de acuerdo con el criterio de optimización seleccionado.

De esta manera, para el caso específico de la granja acuícola modelo, se recomienda usar el mecanismo de gestión de la demanda propuesto en el tercer escenario analizado. En cuanto a la configuración óptima del HRES sugerida para este caso, de la optimización manual se desprende que, aunque las combinaciones 27 y 48 son las que arrojan, respectivamente, los indicadores económicos y medioambientales más aceptables, la combinación 28 alcanza un equilibrio entre los indicadores.

De lo anterior, se sugiere utilizar la configuración 28, consistente en un conjunto FV de 240 kW, sin unidades de generación eólica, un banco de 60 baterías y un generador diésel de 80 kW, ya que implica un incremento de sólo el 3,6% en el CTA y el COE, así como una reducción del 15,22% en las emisiones totales de CO₂ y un aumento del 29,8% en la fracción renovable respecto a la configuración 27. Esta configuración correspondería al sistema óptimo sugerido por HOMER en la segunda combinación de la figura 4.30. Se infiere que el hecho de no contar con aerogeneradores se debe a la baja contribución de energía eólica para el caso de estudio abordado.

Tabla 4.29.- Posibles configuraciones para el HRES óptimo con GD, en modo isla.

Técnica de optimización	Indicador		Configuración HRES óptimo
Manual	CTA	124 360 USD	Módulo FV de 120 kW, 0 aerogeneradores, Banco de 60 baterías, 1 generador diésel de 80 kW
	COE	0,2936 USD/kWh	Módulo FV de 120 kW, 0 aerogeneradores, Banco de 60 baterías, 1 generador diésel de 80 kW
	Emisiones CO ₂	182 790 kg/año	Módulo FV de 240 kW, 2 aerogeneradores de 3,5 kW, Banco de 120 baterías, 1 generador diésel de 80 kW
	Fracción Renovable	41,91%	Módulo FV de 240 kW, 2 aerogeneradores de 3,5 kW, Banco de 120 baterías, 1 generador diésel de 80 kW
HOMER	NPC	12 741 485 USD	Módulo FV de 240 kW, 0 aerogeneradores, Banco de 60 baterías, 1 generador diésel de 80 kW
	COE	3,149 USD/kWh	Módulo FV de 240 kW, 0 aerogeneradores, Banco de 60 baterías, 1 generador diésel de 80 kW
	Emisiones CO ₂	260 725 kg/año	Módulo FV de 240 kW, 1 aerogenerador de 3,5 kW, Banco de 60 baterías, 1 generador diésel de 80 kW
	Fracción Renovable	57%	Módulo FV de 240 kW, 1 aerogenerador de 3,5 kW, Banco de 60 baterías, 1 generador diésel de 80 kW

4.2.5.2.- Modo península.

Para el análisis de optimización del HRES en modo península, al igual que para el modo isla, se realizó primeramente la optimización manual con el algoritmo en MATLAB y posteriormente, se aplicó la herramienta HOMER. En ambas técnicas se supuso que el HRES operará durante un año completo, contando con fuentes de generación eólica y fotovoltaica únicamente, sin banco de baterías y sin generador diésel.

La simulación contempla que, cuando exista un déficit de energía renovable, el sistema se conectará a la red de suministro; por otra parte, cuando exista un exceso de generación con las fuentes renovables, el excedente será inyectado a la red. Se supuso también que el proveedor del suministro eléctrico maneja un esquema de facturación de medición neta (*net metering*) y que el costo de la energía que se compra es el mismo para aquella que se inyecta a la red. El costo de la energía considerado fue de \$0,07115 USD/kWh, que es el correspondiente a la tarifa OM (GDMTO, actualmente) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), el suministrador del servicio eléctrico en México (Comisión Federal de Electricidad, 2018).

Para la optimización manual, como criterios económicos se utilizaron el CTA y el COE; por su parte, las emisiones de CO₂ evitadas y la fracción renovable fueron los criterios medioambientales que se consideraron para el caso de estudio. En el caso de HOMER, el NPC y el COE se seleccionaron como criterios económicos; las emisiones anuales de CO₂ y la fracción renovable se analizaron como criterios medioambientales.

Al igual que para el modo isla, el CTA se calculó utilizando la ecuación 3.19. Los costes anuales de capital y mantenimiento no consideraron los correspondientes a las baterías, generador diésel y consumo de combustible; pero en el caso del coste de mantenimiento, si se contemplaron los costes por energía suministrada por la red. El cálculo del COE considerado en la ecuación 3.25 tomó en cuenta, para el modo península, no sólo la demanda eléctrica de la granja, sino también la energía inyectada a la red en los periodos de sobregeneración renovable.

Bajo las condiciones descritas, la optimización manual se aplicó nuevamente a las configuraciones expuestas en la tabla 4.9 para cada uno de los escenarios ya descritos, los cuales se simularon bajo las condiciones arriba señaladas. Para el escenario que no contempla la gestión de la demanda, los resultados para los indicadores económicos y medioambientales se muestran en las tablas 4.30 y 4.31, donde se destaca la configuración con los mejores valores.

Tabla 4.30.- Indicadores económicos para la optimización manual del HRES en modo península, sin GD.

Indicador	CTA (USD)	COE (USD/kWh)
Configuración 1	31 973	0,0712
Configuración 2	35 880	0,0798
Configuración 3	41 128	0,0878
Configuración 4	56 974	0,0980
Configuración 5	32 833	0,0731
Configuración 6	36 741	0,0818

Configuración 7	42 036	0,0896
Configuración 8	57 957	0,0994
Configuración 9	33 693	0,0750
Configuración 10	37 602	0,0837
Configuración 11	42 949	0,0914
Configuración 12	58 943	0,1008

De acuerdo con los indicadores económicos, el sistema óptimo corresponde a la primera configuración, que consiste en satisfacer la demanda de la granja directamente del suministro de red. Si se desea integrar las energías renovables al suministro, la configuración 5 indicaría el HRES óptimo, conformado por un aerogenerador, sin módulos FV.

Para el cálculo de las emisiones de CO₂ se utilizó un factor de emisión de 181 g CO₂/kWh asociado con la generación eléctrica conectada a la red (Comisión Interdepartamental del Cambio Climático, 2011). Así, de la tabla 4.29, el HRES óptimo corresponde a la configuración 12, ya que es el que integra un mayor número de unidades de generación renovable al sistema, lo que implica una menor cantidad de emisiones de CO₂ y por lo tanto, una mayor fracción renovable. Sin embargo, tanto el CTA como el COE se incrementarían, lo que debería analizarse cuidadosamente para buscar un equilibrio entre economía y emisiones, seleccionando una combinación de componentes conveniente.

Tabla 4.31.- Indicadores medioambientales para la optimización manual del HRES en modo península, sin GD.

Indicador	Emisiones evitadas anuales de CO₂ (kg)	Fracción Renovable (%)
Configuración 1	0	0
Configuración 2	6	17
Configuración 3	3 422	34
Configuración 4	23 865	68,02
Configuración 5	0	0,802
Configuración 6	7	17,81
Configuración 7	3 545	34,81
Configuración 8	24 179	68,82
Configuración 9	0	1,604
Configuración 10	9	18,61
Configuración 11	3 680	35,61
Configuración 12	24 499	69,62

Ahora, para la simulación en HOMER se elaboró el modelo mostrado en la figura 4.35. Una vez llevada a cabo la optimización, se obtuvieron los resultados mostrados en la figura 4.36. Al igual que para la optimización manual, si se desea contar con el NPC y COE más bajos, la opción de contar sólo con la red de suministro es la mejor. La opción renovable más económica es la que integra un aerogenerador, como se había encontrado también en la optimización manual. Sin embargo, la fracción renovable es prácticamente nula, como se demuestra también en la tabla 4.31. Si se desea contar con una mayor fracción renovable, se podrían seleccionar alguna de las opciones adicionales sugeridas por HOMER.

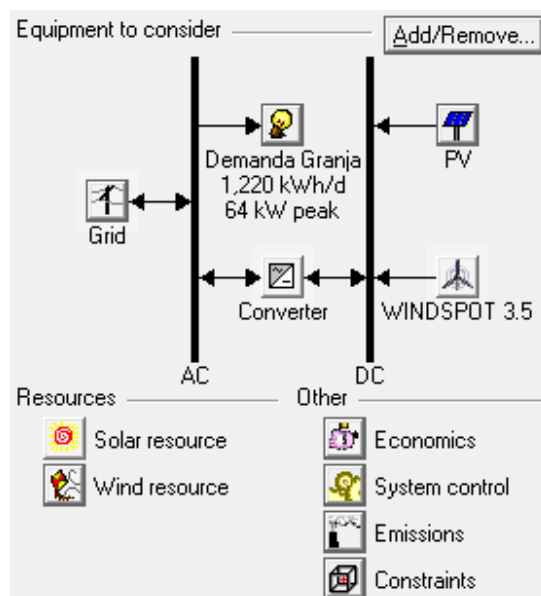


Figura 4.35.- Modelo HOMER para la optimización del HRES sin GD, en modo península.

En cuanto a las emisiones de CO₂ y la fracción renovable originadas por las cuatro combinaciones mostradas en la figura 4.36, éstas se enlistan en la tabla 4.32. De estas cifras, se desprende que la combinación que integra a la red de suministro con un conjunto FV de 120 kW y un aerogenerador de 3,5 kW, se obtendría el HRES óptimo para reducir al máximo las emisiones de CO₂ por consumo de electricidad y obtener una mayor participación de las fuentes de generación renovable, como lo sugiere la cifra de fracción renovable calculada.

	PV (kW)	WS3.5	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
				500	\$ 0	31,683	\$ 289,221	0.071	0.00
		1	12...	500	\$ 8,000	31,815	\$ 298,420	0.073	0.00
	120		12...	500	\$ 159,600	22,204	\$ 362,286	0.089	0.35
	120	1	12...	500	\$ 167,600	22,335	\$ 371,487	0.091	0.35

Figura 4.36.- Optimización del HRES sin GD, en modo península, utilizando HOMER.

Tabla 4.32.- Indicadores medioambientales para el HRES sin GD, en modo península, con HOMER.

Combinación	Emisiones anuales de CO ₂ (kg)	Fracción Renovable (%)
1	281 430	0
2	280 465	0
3	186 567	35
4	185 603	35

Para los escenarios donde se consideró la aplicación de un mecanismo de gestión de la demanda, se encontraron los resultados mostrados a continuación.

Escenario 1.

Los resultados obtenidos en la optimización manual del HRES en este escenario, se muestran en las tablas 4.33 y 4.34. De estas tablas se comprueba que la primera configuración, la cual no integra fuentes de energía renovable, es la opción con el CTA y el

COE más bajos. La quinta configuración, que incluye además de la red de suministro a un aerogenerador, es la segunda opción. Las opciones, en cuanto a las configuraciones posibles, son idénticas a aquellas para el caso donde no se incluye la gestión de la demanda, visto anteriormente.

Tabla 4.33.- Indicadores económicos para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 1).

Indicador	CTA (USD)	COE (USD/kWh)
Configuración 1	31 350	0,0712
Configuración 2	35 257	0,0800
Configuración 3	40 586	0,0881
Configuración 4	56 546	0,0983
Configuración 5	32 210	0,0731
Configuración 6	36 117	0,0820
Configuración 7	41 497	0,0899
Configuración 8	57 531	0,0997
Configuración 9	33 069	0,0751
Configuración 10	36 978	0,0839
Configuración 11	42 412	0,0918
Configuración 12	58 519	0,1011

En cuanto a los indicadores medioambientales, la configuración 12 es el que evita el mayor número de emisiones, consiguiendo maximizar la fracción renovable. Nuevamente, se aprecia que la configuración también coincide con la obtenida para el caso donde no se aplica la gestión de la demanda.

Tabla 4.34.- Indicadores medioambientales para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 1).

Indicador	Emisiones evitadas anuales de CO ₂ (kg)	Fracción Renovable (%)
Configuración 1	0	0
Configuración 2	7	17,34
Configuración 3	3 631	34,69
Configuración 4	24 364	69,37
Configuración 5	0	0,818
Configuración 6	8	18,16
Configuración 7	3 760	35,50
Configuración 8	24 682	70,19
Configuración 9	0	1,636
Configuración 10	10	18,98
Configuración 11	3 900	36,32
Configuración 12	25 006	71

Los resultados de la optimización con HOMER, se muestran en la figura 4.37 y la tabla 4.35. Se aprecia que la opción de alimentar la demanda de la granja únicamente con la red proporciona el NPC y el COE más bajos, mientras la segunda opción permite integrar un aerogenerador al HRES óptimo. Si bien, son opciones que implican una inversión de capital inicial reducida, la fracción renovable y las emisiones de CO₂ no son las mejores, de acuerdo con la tabla 4.35, donde sugiere la cuarta combinación como la óptima para el HRES. Se

nota también, que estas opciones corresponden a las mismas sugeridas en el caso donde no se aplica la gestión de la demanda al sistema.

	PV (kW)	WS3.5	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
				500	\$ 0	31,034	\$ 283,295	0.071	0.00
		1	12...	500	\$ 8,000	31,165	\$ 292,494	0.073	0.00
	120		12...	500	\$ 159,600	21,554	\$ 356,360	0.090	0.35
	120	1	12...	500	\$ 167,600	21,686	\$ 365,560	0.092	0.35

Figura 4.37.- Optimización del HRES en modo península (escenario 1), utilizando HOMER.

Escenario 2.

Los resultados obtenidos en la optimización manual del HRES en este escenario, se muestran en las tablas 4.36 y 4.37. De estas tablas se comprueba que la primera configuración, la cual no integra fuentes de energía renovable, es la opción con el CTA y el COE más bajos. La quinta configuración, que incluye además de la red de suministro a un aerogenerador, es la segunda opción. El resultado, en cuanto a las configuraciones seleccionadas, es la misma que se obtuvo para el primer escenario, visto anteriormente.

Tabla 4.35.- Indicadores medioambientales para el HRES en modo península (escenario 1), con HOMER.

Combinación	Emisiones anuales de CO ₂ (kg)	Fracción Renovable (%)
1	275 664	0
2	274 699	0
3	180 801	35
4	179 837	35

Tabla 4.36.- Indicadores económicos para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 2).

Indicador	CTA (USD)	COE (USD/kWh)
Configuración 1	30 997	0,0712
Configuración 2	34 904	0,0801
Configuración 3	40 151	0,0883
Configuración 4	55 997	0,0987
Configuración 5	31 857	0,0731
Configuración 6	35 764	0,0821
Configuración 7	41 060	0,0902
Configuración 8	56 980	0,1001
Configuración 9	32 717	0,0751
Configuración 10	36 625	0,0841
Configuración 11	41 973	0,0920
Configuración 12	57 966	0,1015

En cuanto a los indicadores medioambientales, la configuración 12 es aquella que evita el mayor número de emisiones, consiguiendo maximizar la fracción renovable. Nuevamente, se aprecia que el resultado también coincide con el obtenido en el primer escenario.

Tabla 4.37.- Indicadores medioambientales para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 2).

Indicador	Emisiones evitadas anuales de CO ₂ (kg)	Fracción Renovable (%)
Configuración 1	0	0
Configuración 2	6	17,54
Configuración 3	3 422	35,08
Configuración 4	23 865	70,16
Configuración 5	0	0,827
Configuración 6	7	18,37
Configuración 7	3 545	35,91
Configuración 8	24 179	70,99
Configuración 9	0	1,654
Configuración 10	9	19,19
Configuración 11	3 680	36,74
Configuración 12	24 499	71,82

Los resultados de la optimización con HOMER, se muestran en la figura 4.38 y la tabla 4.38. Se aprecia que la opción de alimentar la demanda de la granja únicamente con la red proporciona el NPC y el COE más bajos, mientras la segunda opción permite integrar un aerogenerador al HRES óptimo. Si bien, son opciones que implican una inversión de capital inicial reducida, la fracción renovable y las emisiones de CO₂ no son las mejores, de acuerdo con la tabla 4.38, donde sugiere la cuarta combinación como la óptima para el HRES. Se nota también, que estas opciones corresponden a las mismas sugeridas en el primer escenario.

				PV (kW)	WS3.5	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
							500	\$ 0	30,696	\$ 280,212	0.071	0.00
					1	12...	500	\$ 8,000	30,828	\$ 289,412	0.073	0.00
				120		12...	500	\$ 159,600	21,217	\$ 353,278	0.090	0.36
				120	1	12...	500	\$ 167,600	21,348	\$ 362,478	0.092	0.36

Figura 4.38.- Optimización del HRES en modo península (escenario 2), utilizando HOMER.

Tabla 4.38.- Indicadores medioambientales para el HRES en modo península (escenario 2), con HOMER.

Combinación	Emisiones anuales de CO ₂ (kg)	Fracción Renovable (%)
1	272 663	0
2	271 700	0
3	177 801	36
4	176 837	36

Escenario 3.

Los resultados obtenidos en la optimización manual del HRES en este escenario, se muestran en las tablas 4.39 y 4.40. De estas tablas se comprueba que la primera configuración, la cual no integra fuentes de energía renovable, es la opción con el CTA y el COE más bajos. La quinta configuración, que incluye además de la red de suministro a un

aerogenerador, es la segunda opción. El resultado, en cuanto a las configuraciones seleccionadas, es la misma que se obtuvo para el segundo escenario, visto anteriormente.

Tabla 4.39.- Indicadores económicos para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 3).

Indicador	CTA (USD)	COE (USD/kWh)
Configuración 1	30 136	0,0711
Configuración 2	34 043	0,0804
Configuración 3	39 290	0,0888
Configuración 4	55 137	0,0993
Configuración 5	30 996	0,0732
Configuración 6	34 903	0,0824
Configuración 7	40 199	0,0907
Configuración 8	56 120	0,1007
Configuración 9	31 856	0,0752
Configuración 10	35 764	0,0844
Configuración 11	41 112	0,0926
Configuración 12	57 106	0,1022

En cuanto a los indicadores medioambientales, la configuración 12 es la que evita el mayor número de emisiones, consiguiendo maximizar la fracción renovable. Nuevamente, se aprecia que el resultado también coincide con el obtenido para el segundo escenario.

Tabla 4.40.- Indicadores medioambientales para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 3).

Indicador	Emisiones anuales evitadas de CO ₂ (kg)	Fracción Renovable (%)
Configuración 1	0	0
Configuración 2	6	18,04
Configuración 3	3 422	36,08
Configuración 4	23 866	72,17
Configuración 5	0	0,851
Configuración 6	7	18,89
Configuración 7	3 545	36,93
Configuración 8	24 180	73,02
Configuración 9	0	1,701
Configuración 10	9	19,74
Configuración 11	3 680	37,78
Configuración 12	24 500	73,87

Los resultados de la optimización con HOMER, se muestran en la figura 4.39 y la tabla 4.41. Se aprecia que la opción de alimentar la demanda de la granja únicamente con la red proporciona el NPC y el COE más bajos, mientras la segunda opción permite integrar un aerogenerador al HRES óptimo. Si bien, son opciones que implican una inversión de capital inicial reducida, la fracción renovable y las emisiones de CO₂ no son las mejores, de acuerdo con la tabla 4.41, donde sugiere la cuarta combinación como la óptima para el HRES. Se nota también, que estas opciones corresponden a las mismas sugeridas para el segundo escenario.

	PV (kW)	WS3.5	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
				500	\$ 0	29,839	\$ 272,389	0.071	0.00
		1	12...	500	\$ 8,000	29,971	\$ 281,589	0.074	0.00
	120		12...	500	\$ 159,600	20,360	\$ 345,455	0.090	0.36
	120	1	12...	500	\$ 167,600	20,491	\$ 354,655	0.093	0.37

Figura 4.39.- Optimización del HRES en modo península (escenario 3), utilizando HOMER.

Tabla 4.41.- Indicadores medioambientales para el HRES en modo península (escenario 3), con HOMER.

Combinación	Emisiones anuales de CO ₂ (kg)	Fracción Renovable (%)
1	265 051	0
2	264 087	0
3	170 189	36
4	169 225	37

Escenario 4.

Los resultados obtenidos en la optimización manual del HRES para este escenario, se muestran en las tablas 4.42 y 4.43. De estas tablas se comprueba que la primera configuración, que no integra fuentes de energía renovable, es la opción con el CTA y el COE más bajos. La quinta configuración, que incluye además de la red de suministro a un aerogenerador, es la segunda opción. El resultado, en cuanto a las configuraciones seleccionadas, es el mismo que se obtuvo para el tercer escenario, visto anteriormente.

Tabla 4.42.- Indicadores económicos para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 4).

Indicador	CTA (USD)	COE (USD/kWh)
Configuración 1	31 314	0,0712
Configuración 2	35 242	0,0800
Configuración 3	40 875	0,0880
Configuración 4	56 960	0,0980
Configuración 5	32 174	0,0731
Configuración 6	36 106	0,0820
Configuración 7	41 792	0,0898
Configuración 8	57 945	0,0994
Configuración 9	33 034	0,0751
Configuración 10	36 972	0,0839
Configuración 11	42 716	0,0916
Configuración 12	58 931	0,1008

En cuanto a los indicadores medioambientales, la configuración 12 es el que evita el mayor número de emisiones, consiguiendo maximizar la fracción renovable. Nuevamente, se aprecia que el resultado también coincide con el obtenido en el tercer escenario.

Los resultados de la optimización con HOMER, se muestran en la figura 4.40 y la tabla 4.44. Se aprecia que la opción de alimentar la demanda de la granja únicamente con la red proporciona el NPC y el COE más bajos, mientras la segunda opción permite integrar un

aerogenerador al HRES óptimo. Si bien, son opciones que implican una inversión de capital inicial reducida, la fracción renovable y las emisiones de CO₂ no son las mejores, de acuerdo con la tabla 4.44, donde sugiere la cuarta combinación como la óptima para el HRES. Se nota también, que estas opciones corresponden a las mismas sugeridas en el tercer escenario.

Tabla 4.43.- Indicadores medioambientales para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 4).

Indicador	Emisiones evitadas anuales de CO ₂ (kg)	Fracción Renovable (%)
Configuración 1	0	0
Configuración 2	58	17,36
Configuración 3	4 455	34,72
Configuración 4	25 505	69,45
Configuración 5	0	0,819
Configuración 6	68	18,18
Configuración 7	4 600	35,54
Configuración 8	25 823	70,27
Configuración 9	0	1,637
Configuración 10	82	19
Configuración 11	4 761	36,36
Configuración 12	26 146	71,09

	PV (kW)	WS3.5	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
				500	\$ 0	31,008	\$ 283,057	0.071	0.00
		1	12...	500	\$ 8,000	31,139	\$ 292,257	0.073	0.00
	120		12...	500	\$ 159,600	21,528	\$ 356,123	0.090	0.35
	120	1	12...	500	\$ 167,600	21,660	\$ 365,323	0.092	0.35

Figura 4.40.- Optimización del HRES en modo península (escenario 4), utilizando HOMER.

Tabla 4.44.- Indicadores medioambientales para el HRES en modo península (escenario 4), con HOMER.

Combinación	Emisiones anuales de CO ₂ (kg)	Fracción Renovable (%)
1	275 432	0
2	274 468	0
3	180 570	35
4	179 606	35

Escenario 5.

Los resultados obtenidos en la optimización manual del HRES en este escenario, se muestran en las tablas 4.45 y 4.46. De estas tablas se comprueba que la primera configuración, la cual no integra fuentes de energía renovable, es la opción con el CTA y el COE más bajos. La quinta configuración, que incluye además de la red de suministro a un aerogenerador, es la segunda opción. El resultado, en cuanto a las configuraciones seleccionadas, es la misma que se obtuvo para los escenarios anteriores.

Tabla 4.45.- Indicadores económicos para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 5).

Indicador	CTA (USD)	COE (USD/kWh)
Configuración 1	30 734	0,0712
Configuración 2	34 731	0,0802
Configuración 3	40 718	0,0880
Configuración 4	56 952	0,0980
Configuración 5	31 594	0,0731
Configuración 6	35 602	0,0821
Configuración 7	41 647	0,0899
Configuración 8	57 937	0,0994
Configuración 9	32 454	0,0751
Configuración 10	36 476	0,0841
Configuración 11	42 582	0,0917
Configuración 12	58 924	0,1008

En cuanto a los indicadores medioambientales, la configuración 12 es la que evita el mayor número de emisiones, consiguiendo maximizar la fracción renovable. Nuevamente, se aprecia que el resultado también coincide con el obtenido en los escenarios anteriores.

Tabla 4.46.- Indicadores medioambientales para la optimización manual del HRES en modo península (escenario 5).

Indicador	Emisiones evitadas anuales de CO ₂ (kg)	Fracción Renovable (%)
Configuración 1	0	0
Configuración 2	236	17,69
Configuración 3	5 532	35,38
Configuración 4	26 962	70,76
Configuración 5	0	0,834
Configuración 6	264	18,52
Configuración 7	5 708	36,22
Configuración 8	27 281	71,59
Configuración 9	0	1,667
Configuración 10	298	19,36
Configuración 11	5 900	37,05
Configuración 12	27 605	72,43

Los resultados de la optimización con HOMER, se muestran en la figura 4.41 y la tabla 4.47. Se aprecia que la opción de alimentar la demanda de la granja únicamente con la red proporciona el NPC y el COE más bajos, mientras la segunda opción permite integrar un aerogenerador al HRES óptimo. Si bien, son opciones que implican una inversión de capital inicial reducida, la fracción renovable y las emisiones de CO₂ no son las mejores, de acuerdo con la tabla 4.47, donde sugiere la cuarta combinación como la óptima para el HRES. Se nota también, que estas opciones corresponden a las mismas sugeridas en los escenarios anteriores.

Finalmente, ya que existió coincidencia en cuanto a la optimización del HRES en los escenarios y técnicas considerados, se realizó un análisis comparativo de los indicadores estimados para encontrar el escenario donde se pueda contar con el HRES óptimo.

	PV (kW)	WS3.5	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
				500	\$ 0	30,437	\$ 277,841	0.071	0.00
		1	12...	500	\$ 8,000	30,568	\$ 287,041	0.074	0.00
	120		12...	500	\$ 159,600	20,957	\$ 350,907	0.090	0.35
	120	1	12...	500	\$ 167,600	21,089	\$ 360,107	0.092	0.35

Figura 4.41.- Optimización del HRES en modo península (escenario 5), utilizando HOMER.

Tabla 4.47.- Indicadores medioambientales para el HRES en modo península (escenario 5), obtenidos con HOMER.

Combinación	Emisiones anuales de CO ₂ (kg)	Fracción Renovable (%)
1	270 357	0
2	269 393	0
3	175 495	35
4	174 531	35

En la tabla 4.48 se muestra una comparación de los resultados obtenidos para el CTA y el COE en los distintos escenarios en la optimización manual, incluyendo aquel que no toma en cuenta la aplicación de un mecanismo de gestión de la demanda. De aquí se desprende que el escenario tres es el que permite optimizar el HRES para obtener el CTA y el COE más bajos. Los componentes del HRES óptimo en este caso, corresponde a la configuración básica número cinco, consistente de la red de suministro y un aerogenerador de 3,5 kW.

Tabla 4.48.- Indicadores económicos obtenidos con la optimización manual, para modo península.

Indicador	Escenario sin GD	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
CTA (USD)	32 833	32 210	31 857	30 996	32 174	31 594
COE (USD/kWh)	0,0731	0,0731	0,0731	0,0732	0,0731	0,0731

Por su parte, la tabla 4.49 permite determinar que el quinto escenario es el que permite conseguir un HRES óptimo para evitar el mayor número de emisiones de CO₂ y el tercer escenario consigue maximizar la fracción renovable. En estas condiciones, los componentes del HRES corresponden al décimo segundo arreglo básico, es decir, al conjunto de la red de suministro con un arreglo FV de 240 kW y 2 aerogeneradores de 3,5 kW.

En cuanto a la optimización del HRES aplicando la herramienta HOMER, la tabla 4.50 muestra que el tercer escenario permite obtener el HRES óptimo en cuanto a valores mínimos de NPC y COE. El arreglo de componentes corresponde a la segunda combinación propuesta por HOMER, conformada por la red de suministro y un aerogenerador de 3,5 kW.

Tabla 4.49.- Indicadores medioambientales obtenidos en la optimización manual, para modo península.

Indicador	Escenario sin GD	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
Emisiones anuales evitadas de CO ₂ (kg)	24 499	25 006	24 499	24 500	26 146	27 605
Fracción Renovable (%)	69,62	71	71,82	73,87	71,09	72,43

Tabla 4.50.- Indicadores económicos obtenidos con HOMER, para modo península.

Indicador	Escenario sin GD	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
NPC (USD)	298 420	292 494	289 412	281 589	292 257	287 041
COE (USD/kWh)	0,073	0,073	0,073	0,074	0,073	0,074

Respecto a los indicadores medioambientales, la figura 4.51 sugiere también utilizar el tercer escenario para obtener un HRES óptimo que minimice las emisiones anuales de CO₂ y maximice la fracción renovable. A diferencia de los indicadores económicos, en este caso la combinación de componentes para el HRES óptimo consiste en la red de suministro, un arreglo FV de 120 kW y un aerogenerador de 3,5 kW, cuarta combinación sugerida por HOMER.

Tabla 4.51.- Comparación de los indicadores medioambientales obtenidos con HOMER, para modo península.

Indicador	Escenario sin GD	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
Emisiones anuales de CO ₂ (kg)	185 603	179 837	176 837	169 225	179 606	174 531
Fracción Renovable (%)	35	35	36	37	35	35

A forma de resumen, la tabla 4.52 muestra una relación de posibles configuraciones para el HRES óptimo, operando en modo península. Como se puede apreciar, existen distintas opciones de acuerdo con el indicador que se desee optimizar.

De lo anteriormente expuesto, para el caso en modo península, si bien tanto la optimización manual como HOMER sugieren la misma configuración para el HRES óptimo para minimizar los indicadores económicos, de acuerdo con la tabla 4.50, la combinación de componentes consistente únicamente en la red de suministro y un aerogenerador de 3,5 kW cuenta con una fracción renovable prácticamente nula, debido a la baja generación obtenida con el aerogenerador, por lo que esta solución no representa una participación importante de las energías renovables.

Tabla 4.52.- Posibles configuraciones para el HRES óptimo con GD, en modo península.

Técnica de optimización	Indicador		Configuración HRES óptimo
Manual	CTA	30 996 USD	Red de suministro, 1 aerogenerador de 3,5 kW
	COE	0,0732 USD/kWh	Red de suministro, 1 aerogenerador de 3,5 kW
	Emisiones de CO ₂ evitadas	27 605 kg/año	Red de suministro, Módulo FV de 240 kW, 2 aerogeneradores de 3,5 kW
	Fracción Renovable	73,87%	Red de suministro, Módulo FV de 240 kW, 2 aerogeneradores de 3,5 kW
HOMER	NPC	281 589 USD	Red de suministro, 1 aerogenerador de 3,5 kW
	COE	0,074 USD/kWh	Red de suministro, 1 aerogenerador de 3,5 kW
	Emisiones CO ₂	169 225 kg/año	Red de suministro, Módulo FV de 120 kW, 1 aerogenerador de 3,5 kW
	Fracción Renovable	37%	Red de suministro, Módulo FV de 120 kW, 1 aerogenerador de 3,5 kW

La optimización manual para el modo península sugiere, conforme a la tabla 4.40, las configuraciones cuatro, ocho y doce como los que permiten conseguir una mayor fracción renovable; sin embargo, de la tabla 4.39 se nota que tales arreglos resultan ser los que cuentan con los más altos valores de CTA y COE, por lo que se descartarían. Así, la configuración que podría considerarse para la granja acuícola modelo sería la séptima de las enlistadas en las tablas 4.39 y 4.40, conformada por la red de suministro, un aerogenerador de 3,5 kW y un conjunto FV de 120 kW, aunque representaría un incremento del 29,9% en el CTA y el COE respecto al arreglo inicialmente considerado. Esta configuración sería idéntica a la sugerida por HOMER en la figura 4.39 para maximizar la fracción renovable y minimizar las emisiones de CO₂, contando también con el mismo mecanismo de gestión de la demanda considerado para la operación en modo isla, es decir, el tercer escenario.

4.3.- Análisis de viabilidad: tecnológica, económica y medioambiental.

Una vez completada la optimización del HRES para el caso de estudio planteado, se han obtenido diferentes configuraciones utilizando los modelos y algoritmo desarrollados en MATLAB para optimizar los indicadores establecidos. Estas configuraciones satisfacen la demanda eléctrica de la granja acuícola modelo, tanto en los diferentes escenarios de gestión de la demanda, como en aquel donde no se aplica mecanismo de gestión alguno.

La viabilidad tecnológica del HRES sugerida con los modelos de los componentes utilizados en MATLAB, fue validada con la aplicación de la herramienta HOMER, donde se utilizaron modelos de componentes y escenarios de gestión de la demanda similares. Las tecnologías de generación eólica, fotovoltaica, sistema de almacenamiento y de generación convencional sugeridas representan una opción viable para la granja acuícola, debido a la disponibilidad de estas en México.

Desde el punto de vista económico, a pesar del fomento que se le ha dado a la aplicación de las energías renovables en México y la tendencia en la baja de precios, los costes de estas tecnologías podrían aún resultar elevados para algunos propietarios de granjas acuícolas. En este sentido, la viabilidad económica estaría en función del poder adquisitivo derivado de las actividades propias de la granja. Adicionalmente, la Ley del Impuesto sobre la Renta (ISR), establece en el Artículo 34, Fracción XIII, un beneficio fiscal consistente en la deducción de impuestos al 100% en la compra de maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes renovables o de sistemas de cogeneración de electricidad eficiente (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2016).

Por otra parte, la disponibilidad de recursos renovables en la zona de ubicación de la granja acuícola modelo, puede contribuir a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. En este aspecto, el estudio presentado en esta tesis demuestra que es viable reducir las emisiones de CO₂ derivado de la operación del HRES, permitiendo por lo tanto incrementar la participación de las energías renovables, como la eólica y la fotovoltaica, en la generación de energía eléctrica para satisfacer la demanda eléctrica de la granja acuícola modelo. Asimismo, la región costera central del estado de Veracruz cuenta también con potencial de biomasa importante, como sargazo y lirio acuático, que puede representar una alternativa interesante para ser integrada en el diseño de HRES.

Respecto al sargazo, su presencia en las costas de Veracruz y el caribe mexicano va en aumento cada año debido al cambio climático, llegando incluso a recolectar por toneladas. Las tecnologías que podrían utilizarse para su aprovechamiento estarían relacionadas con la producción de biogás, mediante digestión anaeróbica, como se sugiere en (Marquez et al., 2014) y (Soto et al., 2015). El impacto de esta tecnología en México, tan solo entre 2008 y 2012, fue de 323 biodigestores construidos y equipados para la generación de energía (Rafael Chavez Ortiz, n.d.). Por otra parte, el coste aproximado de una unidad de biogás con capacidad de entrada de materia prima de 10 toneladas diarias, 450 m³ de volumen y producción de 650 m³ de biogás es de 219 000 USD, incluyendo costes de equipamiento y construcción (Koldisevs, 2014).

De las posibles configuraciones para el HRES óptimo mostradas en la sección 4.2.5, tanto para la operación en modo isla como en modo península, debe buscarse un arreglo que permita un equilibrio entre los aspectos económico y medioambiental, aunque por lo expuesto anteriormente, la viabilidad se cargará más hacia el rubro de la cuestión económica. Las configuraciones para el HRES óptimo en modo isla y península, considerando el tercer escenario de gestión de la demanda, sugeridos para el caso de estudio expuesto en esta tesis, se muestran en la tabla 4.53.

En cuanto a la fiabilidad de las configuraciones propuestas para el HRES óptimo, es importante mencionar que éstas cubren satisfactoriamente las necesidades energéticas de la granja acuícola modelo, de acuerdo con los resultados obtenidos en HOMER y en la optimización manual, para la cantidad de carga eléctrica no satisfecha (*Unmet Electric Load*) en cada configuración, la cual corresponde en todo caso a cero.

Tabla 4.53.- Configuraciones propuestas para el HRES óptimo en modo isla y modo península.

Modo de operación	Configuración HRES óptimo	Escenario de Gestión de la Demanda	Indicadores	
			Manual	HOMER
Isla	Módulo FV de 240 kW, 0 aerogeneradores, Banco de 60 baterías, Generador diésel de 80 kW	3	CTA 128 810 USD	NPC 12 741 485 USD
			COE 0,3041 USD/kWh	COE 3,328 USD/kWh
			Emisiones CO ₂ 206 010 kg/año	Emisiones CO ₂ 261 998 kg/año
			FR 41,03%	FR 57%
Península	Red de suministro, Módulo FV de 120 kW, 1 aerogenerador de 3,5 kW	3	CTA 40 199 USD	NPC 277 841 USD
			COE 0,0907 USD/kWh	COE 0,092 USD/kWh
			Emisiones CO ₂ evitadas 3 545 kg/año	Emisiones CO ₂ 169 225 kg/año
			FR 36,93%	FR 37%

Otra de las importantes tareas de la herramienta HOMER, es la de llevar a cabo análisis de sensibilidad en los diseños de HRES. Con esta característica, es posible evaluar cómo puede afectar al diseño y viabilidad del HRES los cambios de algunas variables sobre las cuales el diseñador no tiene control, como la variación en la velocidad del viento o en el coste del combustible.

Como un análisis final de la viabilidad del HRES propuesto en esta tesis, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad tomando en consideración el escenario óptimo de gestión de la demanda y el efecto en los indicadores económicos y medioambientales establecidos, ante variaciones en la demanda eléctrica de la granja acuícola y de la velocidad del viento disponible en la zona de su localización. Ya que el recurso solar presente en la región bajo estudio es satisfactorio, no se tomó en consideración para este análisis final.

En la figura 4.42 se muestra el efecto de las variaciones en las velocidades promedio del viento y en la magnitud de la demanda para el modo isla. Como se aprecia, si las velocidades promedio están por debajo de 5 m/s al año y la demanda eléctrica no supera los 1 500 kWh diarios, el HRES óptimo consiste en un sistema híbrido FV-diésel-baterías. Mismo arreglo se sugiere para demandas superiores a los 1 500 kWh diarios y con velocidades de viento inferiores a los 5 m/s. Para valores de velocidad del viento y demanda fuera de los rangos citados, el HRES óptimo consistiría en un sistema híbrido eólico-FV-diésel-baterías. La figura muestra también que la magnitud del NPC estará en función de la demanda eléctrica; a mayor demanda, el NPC se incrementa.

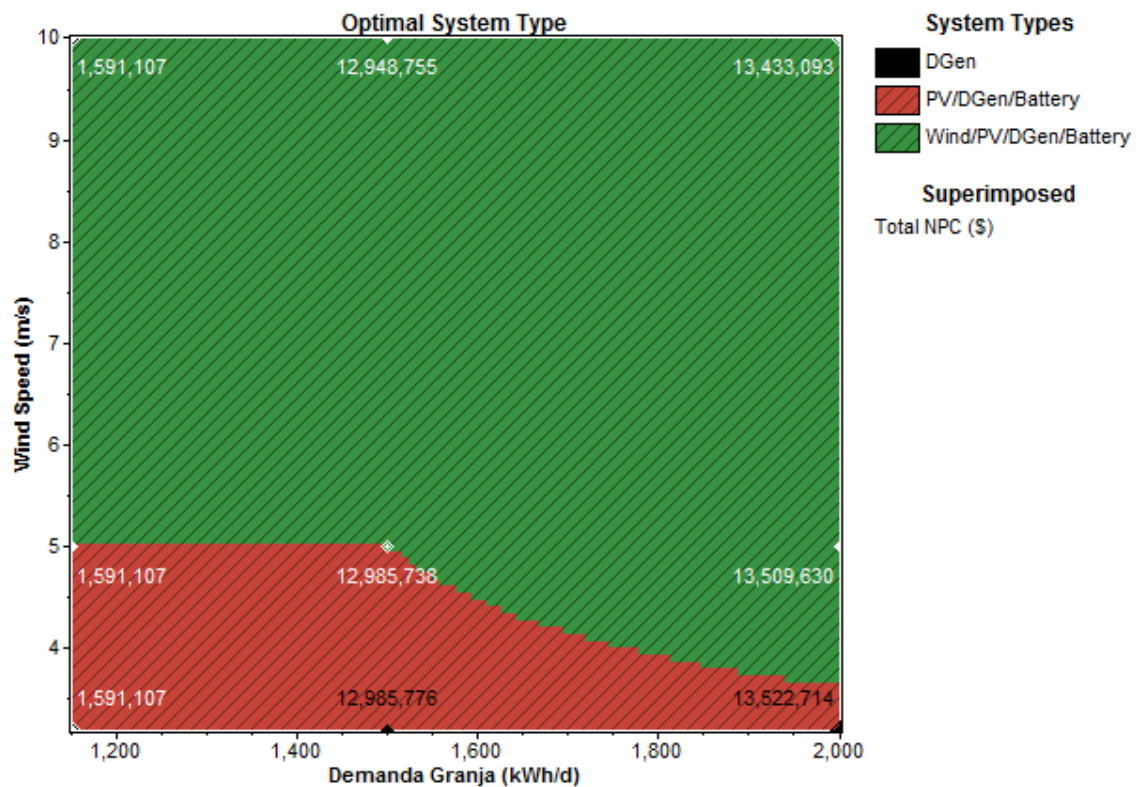


Figura 4.42.- Análisis de sensibilidad para NPC, modo isla.

En la figura 4.43 se muestra el efecto de las variaciones en las velocidades promedio del viento y en la magnitud de la demanda para el modo península. Como se aprecia, si las velocidades promedio están por debajo de 10,8 m/s al año sin importar las variaciones de la demanda, la red de suministro sería la solución viable. Si se contara con velocidades de viento superiores a los 10,8 m/s, la opción para el HRES óptimo consiste en un sistema red-eólico. La figura muestra también que la magnitud del NPC es menor si se consigue integrar la energía eólica como fuente de energía renovable.

De lo anterior se desprende que para el caso de estudio particular de la granja acuícola modelo, dado que no se cuenta con magnitudes de velocidad promedio de viento por arriba de la señalada, la opción más económica es contar con el suministro eléctrico por parte de la red.

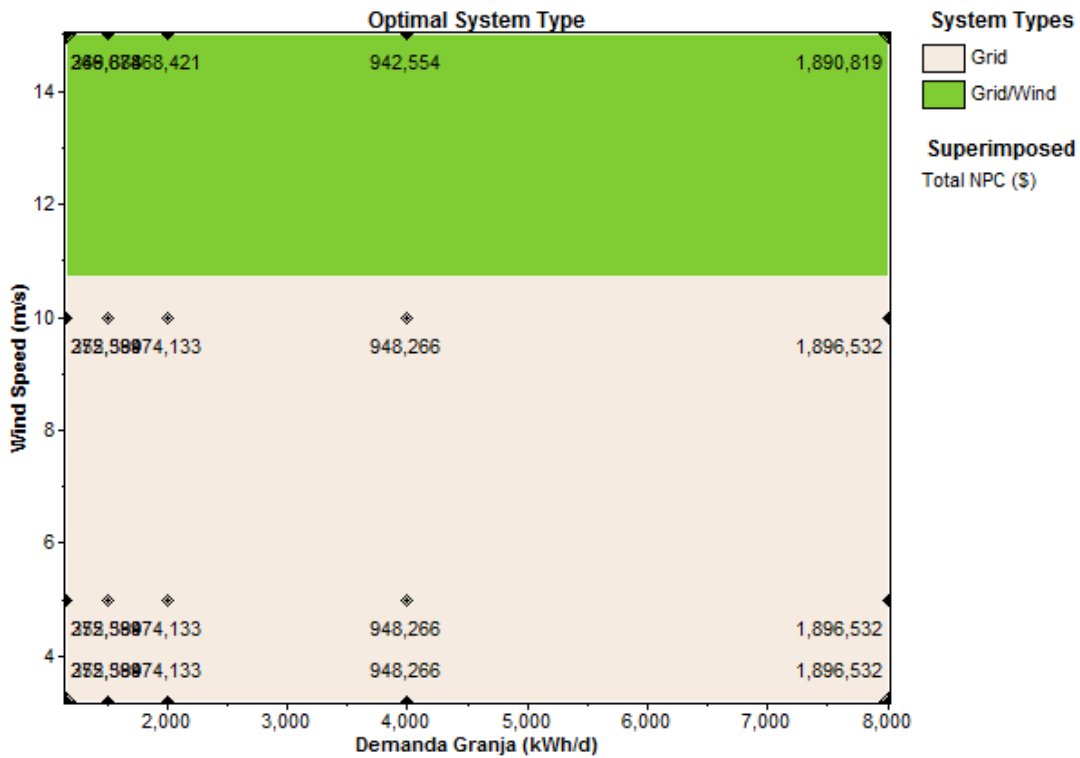


Figura 4.43.- Análisis de sensibilidad para NPC, modo península.

La figura 4.44 muestra el efecto en el COE del sistema en modo isla, donde se puede apreciar una tendencia a reducir su valor conforme la demanda eléctrica se incrementa. Por otra parte, los incrementos en la velocidad del viento para demandas altas, no representaría una disminución importante en el COE.

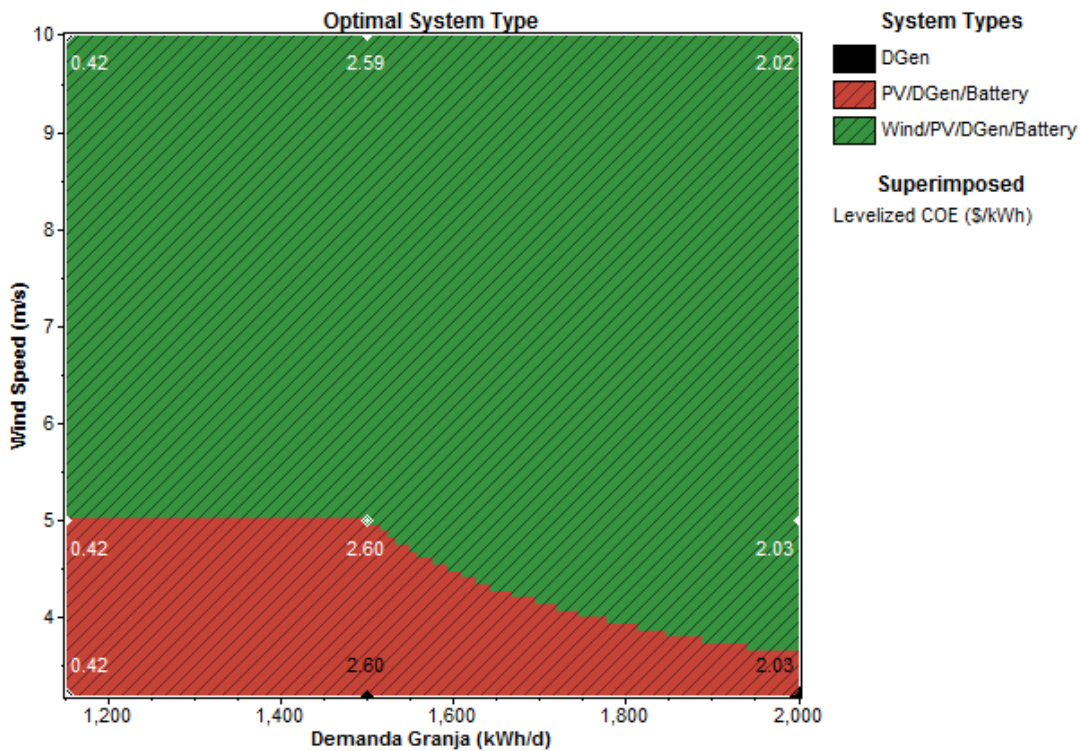


Figura 4.44.- Análisis de sensibilidad para COE, modo isla.

La figura 4.45 muestra el efecto en el COE del sistema en modo península, donde se puede apreciar una tendencia a reducir su valor conforme las velocidades promedio del viento se ven incrementadas. Por otra parte, los incrementos en la demanda eléctrica para velocidades de viento similares mantienen los valores de COE constantes, salvo el caso de velocidades altas.

La figura 4.46 muestra el efecto en las emisiones de CO₂ del sistema en modo isla, donde se nota una reducción de estas conforme se integran un mayor número de tecnologías de generación renovable. Evidentemente, mientras la demanda sea mayor, la cantidad de emisiones también lo serán. Esta figura permite comprender que, si se desea limitar las emisiones al máximo, se tendrá que contar con velocidades de viento más altas.

La figura 4.47 por su parte, muestra el efecto en las emisiones de CO₂ del sistema en modo península. En esta situación, es necesario contar con velocidades de viento altas para obtener una disminución en las emisiones obtenidas si toda la demanda eléctrica fuera satisfecha por la red de suministro. Si las velocidades no son elevadas, como en el caso de estudio aquí planteado, lo recomendable si se desea obtener valores más bajos de emisiones, es integrar unidades de generación FV, aunque esto significaría un incremento en los costes de operación del HRES.

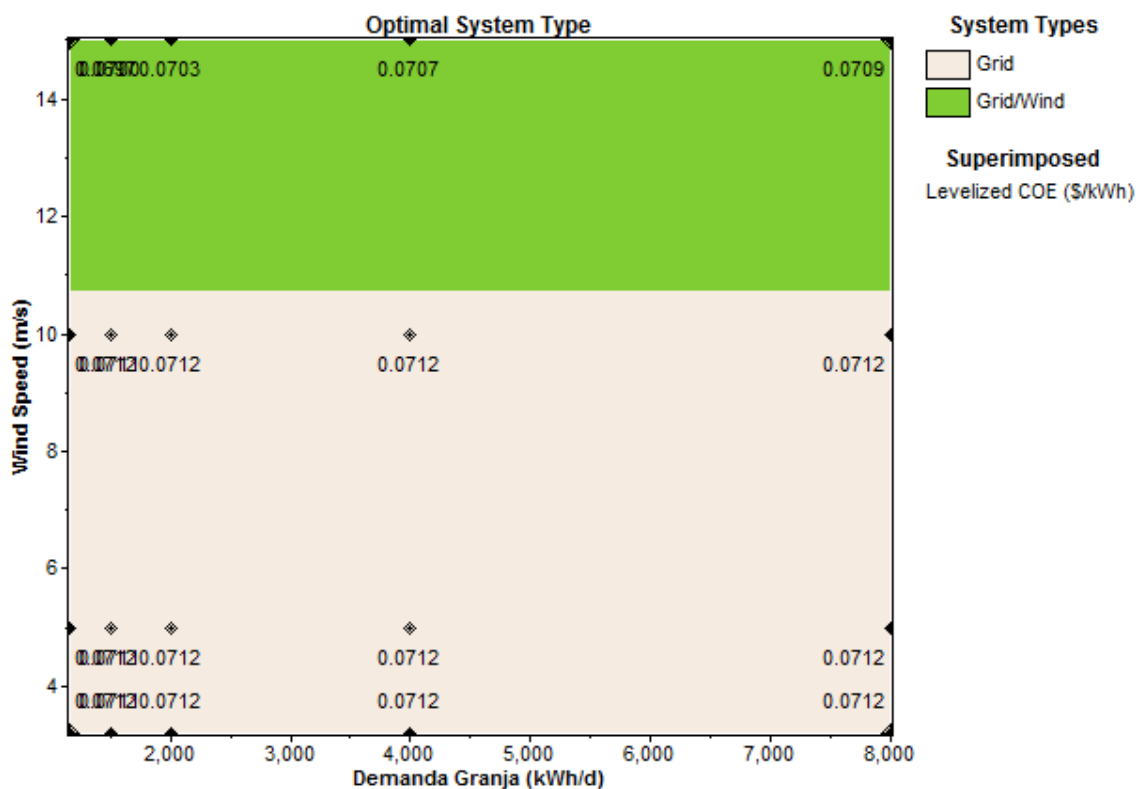


Figura 4.45.- Análisis de sensibilidad para COE, modo península.

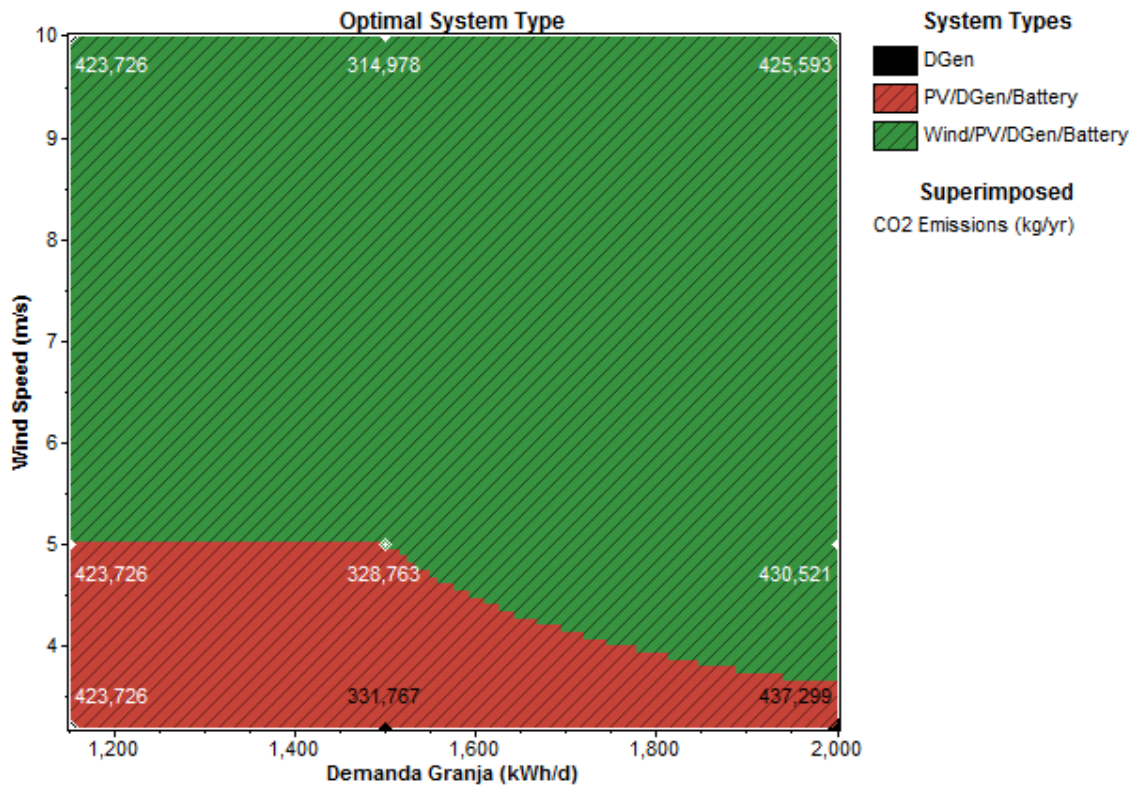


Figura 4.46.- Análisis de sensibilidad para emisiones anuales de CO₂, modo isla.

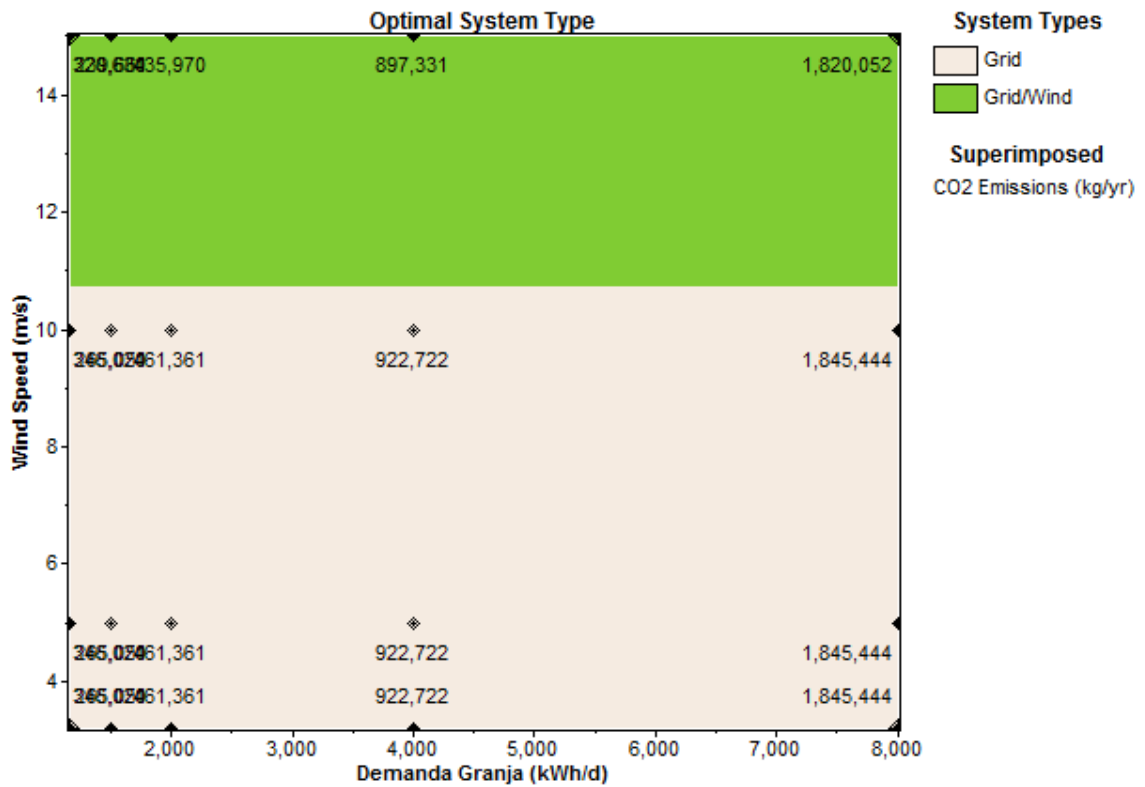


Figura 4.47.- Análisis de sensibilidad para emisiones anuales de CO₂, modo península.

La figura 4.48 muestra el efecto en fracción renovable del sistema en modo isla, donde se nota la fracción renovable para este caso es máxima para demandas energéticas del orden de 1 500 kWh diarios y reduciéndose para valores que rondan las 2 000 kWh al día. El aumento en las velocidades promedio de viento supone por otra parte, un aumento de la fracción renovable, lo que se traduce en una mayor participación de las energías renovables.

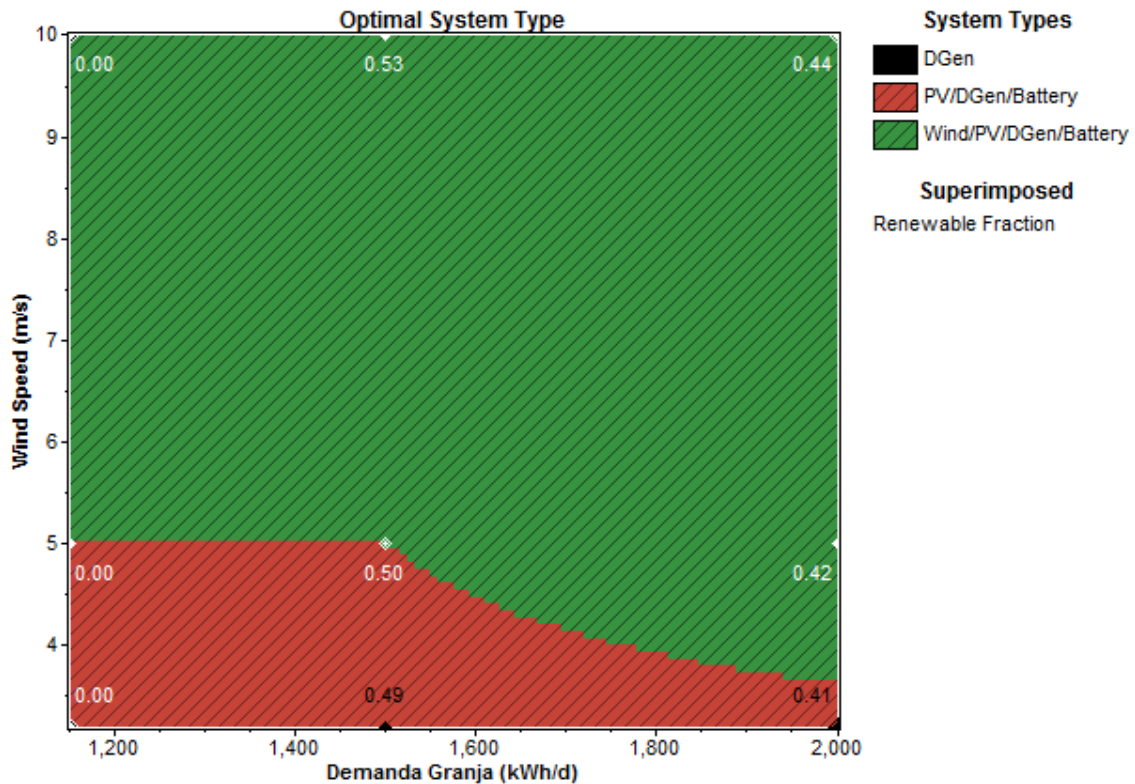


Figura 4.48.- Análisis de sensibilidad para la fracción renovable, modo isla.

Finalmente, la figura 4.49 muestra el efecto en fracción renovable del sistema en modo península. En este caso, la presencia de bajas velocidades de viento no representa una ventaja para este indicador, ya que, al contar únicamente con la red de suministro como fuente de energía única, no hay presencia de generación con energías renovable. Aun contando con un sistema híbrido red-eólico, la fracción renovable no es importante, por lo que para contar con un incremento de esta se sugiere la introducción de tecnologías de energía FV al sistema para conseguir magnitudes de fracción renovable significativas. Nuevamente, esto representaría una mayor inversión que incrementaría los costes y los valores de los indicadores económicos aquí estudiados.

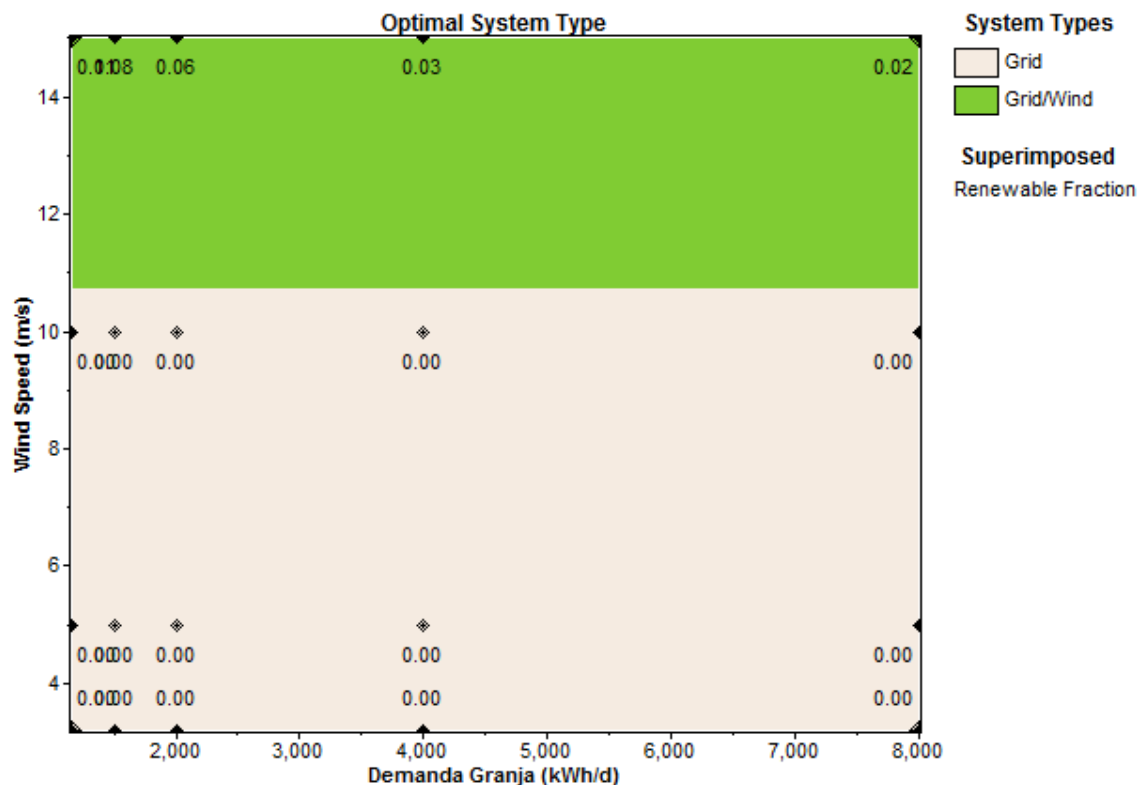


Figura 4.49.- Análisis de sensibilidad para la fracción renovable, modo isla.

4.4.- Referencias.

- Bongard. (2018). *Cámaras de frío*. Retrieved from http://www.bongard.es/v_portal/informacion/informacionver.asp?cod=178&te=84&id age=215&vap=0
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2016). *Ley del Impuesto sobre la Renta*. Retrieved from http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LISR_301116.pdf
- Comisión Federal de Electricidad. (2018). Tarifa GDMTO. Retrieved November 22, 2018, from <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/Tarifas/GranDemandaMTO.aspx>
- Comisión Interdepartamental del Cambio Climático. (2011). *Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)*. Retrieved from <http://www.caib.es/sacmicrofront/archivopub.do?ctrl=MCRST234ZI97531&id=97531>
- Criotec. (2012). *Cámaras Frigoríficas. Reach in and Walk in Coolers*. Retrieved from <http://www.abaztec.com/wp-content/uploads/2012/04/catálogo-camaras-frigorificas.pdf>
- INEGI. (2015). División municipal. Veracruz. Retrieved October 29, 2018, from http://cuentame.inegi.org.mx/monografias/informacion/ver/territorio/div_municipal.aspx?tema=me&e=30

- Koldisevs, J. (2014). *Biogas production in rural areas of Mexico*. KTH School of Industrial Engineering and Management Energy Technology. Retrieved from <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:772295/FULLTEXT01.pdf>
- Marquez, G. P. B., Santiañez, W. J. E., Trono, G. C., Montañó, M. N. E., Araki, H., Takeuchi, H., & Hasegawa, T. (2014). Seaweed biomass of the Philippines: Sustainable feedstock for biogas production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 1056–1068. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.056>
- Meteonorm. (2018). Meteonorm: Irradiation data for every place on Earth. Retrieved October 12, 2018, from <https://www.meteonorm.com/>
- Muñoz, Y. A., Valencia, I., Acevedo, C. Y., & Álvarez, C. (2011). Optimización de una microred mediante estrategias de suministro y consumo, (48). Retrieved from https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as_sdt=0%2C5&q=Optimizaci3n+de+una+microred+mediante+estrategias+de+suministro+y+consumo&btnG=
- NASA. (2018). POWER Data Access Viewer. Retrieved July 17, 2018, from <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- Rafael Chavez Ortiz, C. (n.d.). *Global Methane Initiative: STATEMENT BY MEXICO CÉSAR RAFAEL CHÁVEZ-ORTIZ*. Retrieved from https://www.globalmethane.org/expo-docs/canada13/steer_Mexico_March2013_SC_update.pdf
- Rangel, L., Lango, F., Asian, A., & Castañeda, M. del R. (2014). Diagn3stico de la acuacultura en el Municipio de Alvarado, Veracruz, M3xico. *Ra Ximhai*, 10, 75–81. Retrieved from <http://www.redalyc.org/pdf/461/46132135007.pdf>
- SEMAR. (2016). *Alvarado, Veracruz*. Retrieved from <https://digaohm.semar.gob.mx/cuestionarios/cnarioAlvarado.pdf>
- Soto, M., Vázquez, M. A., de Vega, A., Vilariño, J. M., Fernández, G., & de Vicente, M. E. S. (2015). Methane potential and anaerobic treatment feasibility of *Sargassum muticum*. *Bioresource Technology*, 189, 53–61. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2015.03.074>
- Thermal Energy System Specialists. (2018). Welcome | TRNSYS : Transient System Simulation Tool. Retrieved October 3, 2017, from <http://www.trnsys.com/>
- University of Wisconsin. (2017). TRNSYS - Official Website. Retrieved October 29, 2019, from <http://sel.me.wisc.edu/trnsys/features/features.html>

CONCLUSIONES

Se ha presentado en esta tesis el desarrollo de una metodología para optimizar un sistema híbrido renovable aplicado a una granja acuícola localizada en el municipio costero de Alvarado, en el estado de Veracruz, México. Se ha establecido una propuesta para el mecanismo de gestión de la demanda que permitió optimizar la configuración del sistema, basando el análisis en los resultados obtenidos para los indicadores económicos y medioambientales seleccionados, considerando la operación en modo isla y modo península. Para la evaluación de las distintas configuraciones del sistema, se apoyó en las herramientas de software MATLAB y HOMER.

Las principales conclusiones obtenidas durante el desarrollo del presente trabajo son las siguientes:

- La participación de las energías renovables para la generación de energía eléctrica sigue siendo baja, en comparación con las energías no renovables, pero existe una tendencia mundial que indica una mayor penetración para los próximos años.
- México cuenta con un potencial de energías renovables importante, que, aunado con la puesta en marcha de nuevas políticas energéticas, permitirá la incorporación de sistemas híbridos renovables en distintas aplicaciones.
- Los conceptos de generación distribuida y microrred han llevado a una participación importante de los sistemas híbridos renovables, los cuales aseguran un suministro de energía local, fiable y asequible.
- Existe en la literatura una variedad de criterios, metodologías y herramientas para llevar a cabo el modelado y optimización de HRES para distintas aplicaciones tanto en configuraciones aisladas como interconectadas. Sin embargo, no se encontraron trabajos de optimización donde se apliquen criterios económicos y medioambientales, que incluyan la gestión de la demanda.
- En el presente trabajo se ha puesto a punto una metodología que optimiza un HRES, tomando en consideración indicadores económicos y medioambientales, con la inclusión de la gestión de la demanda.
- La metodología desarrollada fue validada en una aplicación al sector acuícola mexicano.
- Si bien la viabilidad del sistema está dirigida hacia la parte económica, se recomienda buscar una configuración para el HRES óptimo que permita un equilibrio entre los indicadores económicos y medioambientales.
- Respecto a la fiabilidad de las configuraciones propuestas, la magnitud del indicador de demanda no satisfecha (*Unmet Electric Load*), supone un suministro continuo de energía.
- La configuración sugerida para la operación en modo isla es la compuesta por un conjunto FV de 240 kW, un generador diésel de 80 kW y un banco de baterías de 129,6 kWh, aplicando el escenario 3 de gestión de la demanda.

- La configuración sugerida para la operación en modo península es la compuesta por la red de suministro, un conjunto FV de 120 kW y un aerogenerador de 3,5 kW, aplicando el escenario 3 de gestión de la demanda.

Finalmente, como trabajos futuros propuestos para continuar con la investigación aquí presentada, se enlistan los siguientes:

- Considerar la aplicación de la metodología en el proyecto energéticamente sostenible del campus Veracruz del Tecnológico Nacional de México (TecNM).
- Incorporar la medición inteligente al sistema híbrido que permita establecer mecanismos de gestión de la demanda en tiempo real, que decidan los instantes de desconexión de las cargas flexibles.
- Aplicar técnicas computacionales avanzadas, como las relacionadas con las redes neuronales artificiales en el diseño de la estrategia de despacho y la optimización del sistema híbrido, para mejorar su rendimiento.