

UNIVERSIDAD DE JAÉN

**ESCUELA POLITÉCNICA
SUPERIOR DE JÁEN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA**

TESIS DOCTORAL

**MEJORAS AL DIMENSIONAMIENTO
ÓPTIMO DE SISTEMAS HÍBRIDOS CON
ENERGÍAS RENOVABLES**

**PRESENTADA POR:
JUAN CARLOS LATA GARCÍA**

**DIRIGIDA POR:
DR. D. FRANCISCO JURADO MELGUIZO
DR. D. LUIS M. FERNÁNDEZ RAMÍREZ**

JAÉN, 8 DE MARZO DE 2019

ISBN 978-84-9159-217-4





Universidad de Jaén

Escuela de Doctorado

TESIS DOCTORAL

**MEJORAS AL DIMENSIONAMIENTO
ÓPTIMO DE SISTEMAS HÍBRIDOS CON
ENERGÍAS RENOVABLES**

Juan Carlos Lata García

Los directores de la tesis:

Fdo. Dr. Francisco Jurado Melguizo
Catedrático de Universidad

Fdo. Dr. Luis Fernández Ramírez
Profesor Titular de Universidad





Universidad de Jaén

Escuela de Doctorado

TESIS DOCTORAL

**MEJORAS AL DIMENSIONAMIENTO
ÓPTIMO DE SISTEMAS HÍBRIDOS CON
ENERGÍAS RENOVABLES**

Juan Carlos Lata García

El acto de defensa y lectura de Tesis se celebra el 8 de marzo de 2019 en la Universidad de Jaén, ante el siguiente Tribunal evaluador quién decide otorgar la calificación de:

.....

Presidente

Dr. Francisco M. Pérez Hidalgo
Catedrático de Universidad

Secretario

Dr. David Vera Candeas
Profesor Contratado Doctor

Vocal

Dra. María Reyes Sánchez Herrera
Titular de Universidad



*A mi hijo Alejandro y mi esposa Sandra
por su infinita comprensión.*

*A mis padres y familia por inculcar
valores y ganas de superación.*

Agradecimientos

A la Universidad Politécnica Salesiana por medio de sus autoridades por el apoyo incondicional para la realización de la tesis

A mis directores de tesis por sus enseñanzas, guías y consejos que me han ayudado a superarme y levantarme durante el desarrollo de la tesis

A todas las personas que de una u otra manera me ayudaron en este largo camino y siempre me dieron su tiempo y conocimiento

A mi familia y amigos por soportar todo el tiempo no compartido



Resumen

La demanda de energía aumenta de forma acelerada en todo el mundo debido a varios factores como la tasa creciente de población, cambio en los hábitos de vida, o al uso de nuevas tecnologías. Esto origina un desequilibrio entre la generación y el consumo. Para suplir esta demanda energética se recurre a los combustibles de origen fósil. En la actualidad, el 75% de la demanda mundial de energía es producida por combustibles de origen no renovable, lo que contribuye a la emisión de gases contaminantes y al calentamiento global.

En lugares remotos o islas la electrificación convencional no se puede implementar debido a la topografía del lugar y a los elevados costes de infraestructura. En este caso, el uso de sistemas de energías renovables es una solución viable a este problema. La integración de dos o más fuentes de energías renovables es más fiable que la generación con una sola fuente. Esta integración se conoce como sistema híbrido. El correcto dimensionamiento técnico del sistema y la adopción de técnicas de optimización asegura la viabilidad tecnológica y económica del sistema híbrido.

Varios estudios sobre el dimensionamiento técnico, análisis técnico-económico, modelado y simulación de sistemas híbridos han sido realizados en comunidades aisladas. Pero un número muy reducido de trabajos contemplan la integración de turbinas hidrocínicas, que se considera en la presente tesis. De hecho, las principales aportaciones de esta tesis se han centrado en el desarrollo de nuevos modelos de componentes para un sistema híbrido completo en el entorno MATLAB-Simulink. En el primer sistema se ha aplicado un nuevo método de dimensionamiento técnico de los componentes. En el segundo sistema híbrido propuesto se han analizado desde el punto de vista técnico-económico el coste de la energía (COE), el coste total actual neto (TNPC) y la carga no satisfecha. Además, se incluye una metodología para determinar la ubicación óptima de la turbina hidrocínica en la sección transversal de un río. Por último, esta tesis analiza cuatro sistemas de almacenamiento de energía para un sistema híbrido de energía renovable.

La tesis en su conjunto presenta mejoras al dimensionamiento óptimo de sistemas híbridos basado en energías renovables que permitan garantizar el suministro de energía a un precio competitivo.



Abstract

The demand of energy increases in an accelerated way in the whole world due to several factors like the increasing rate of population, change in the habits of life, or to the use of new technologies. This causes an imbalance between generation and consumption. To supply this energy demand, fossil fuels are used. Currently, 75% of the world's energy demand is produced by fuels of non-renewable origin, which contributes to the emission of polluting gases and global warming.

In remote places or islands, conventional electrification cannot be implemented due to the topography of the place and the high infrastructure costs. In this case, the use of renewable energy systems is a viable solution to this problem. The integration of two or more renewable energy sources is more reliable than the generation with a single source. This integration is known as a hybrid system. The correct technical sizing of the system and the adoption of optimization techniques ensures the technological and economic viability of the hybrid system.

Several studies on the technical sizing, economic technical analysis, modeling and simulation of hybrid systems have been carried out in isolated communities. But a very small number of works contemplate the integration of hydrokinetic turbines, which is contemplated in this thesis. New component models have been developed for a complete hybrid system in the MATLAB-Simulink environment.

In the first system, a new method of technical dimensioning of the components has been applied. In the second hybrid system proposed, the cost of energy (EOC), the net present total cost (TNPC) and the unsatisfied load have been analyzed from the technical-economic point of view. In addition, a methodology is included to identify the optimal location of the hydrokinetic turbine in a cross section of the river. Finally, this thesis analyzes four energy storage systems for a hybrid renewable energy system.

The thesis presents improvements to the optimal sizing of hybrid systems based on renewable energies that provide a supply of energy at a competitive price.



Indices

Agradecimientos	I
Resumen	II
Abstract	III
Indices	IV
Lista de Figuras	VIII
Lista de Tablas	X
Listado de símbolos	XI
Capítulo 1. Introducción. Objetivos y estructura de la tesis	1
1.2 Objetivos de la investigación	3
1.2 Estructura de la tesis	4
Capítulo 2. Antecedentes	6
2.1 Introducción a las energías renovables	7
2.2 Sistemas de generación híbridos	8
2.3 Estudios realizados de sistemas híbridos con generación hidrocínética	9
Capítulo 3. Sostenibilidad energética en el Ecuador y América Latina	12
3.1. Introducción	13
3.2. Antecedentes	15
3.3 Estrategia de Ecuador para la sostenibilidad energética	18
3.4. Impacto de las energías renovables	21
3.4.1. Impacto económico	21
3.4.2. Impacto social	22
3.4.3. Impacto medioambiental	23
3.5. Energía renovable en América Latina	23
3.5.1. Datos del sector energético en América Latina.	24
3.6. Conclusiones	27
Capítulo 4. Modelado de los componentes del sistema híbrido	29
4.1 Introducción	30
4.2 Modelado de los paneles fotovoltaicos	30
4.2.1 Tecnología de los paneles solares	31
4.2.2 Modelo del panel fotovoltaico	35
4.3 Modelado de la turbina hidrocínética	41
4.3.1 Introducción	41
4.3.2 Tipo de turbinas	42
4.3.2.1. Turbina de flujo axial	42
4.3.2.2. Turbinas de flujo cruzado	44



4.3.4. Elementos principales que constituyen una turbina hidrocínética.....	45
4.3.5. Modelo de la turbina hidrocínética	46
4.3.5.1. Selección del material de las palas	47
4.3.5.2. Modelo matemático de la turbina propuesta.....	48
4.4. Pila de combustible	51
4.4.1 Tipos de pilas de combustible.....	51
4.4.2 Modelado de la pila de combustible	55
4.5 Electrolizador	57
4.5.1 Tipos de Electrolizador	58
4.5.2 Modelado del Electrolizador.....	60
4.6. Tanque de hidrógeno	62
4.6.1 Introducción	62
4.7 Modelado de la batería.....	64
4.7.1. Introducción	64
4.7.2. Tipos de baterías	66
Capítulo 5. Dimensionamiento óptimo de sistemas híbridos mediante dos métodos.	70
5.1 Introducción	71
5.2 Métodos de muestreos para optimización.....	72
5.2.1 Algoritmo genéticos	72
5.2.2 Latin Hypercube	74
5.2.3 Nelder-Mead	75
5.3 Problema bajo estudio	77
5.3.1 Descripción del sistema.	78
5.4 Modelo matemático de los componentes del sistema	79
5.4.1 Modelo matemático del generador fotovoltaico.....	79
5.4.2 Turbina Hidrocínética.....	80
5.4.3 Modelo de la batería.....	82
5.4.4 Generador diésel	83
5.5 Simulink Desing Optimization.....	84
5.5.1 Definición de los parámetros a utilizar.....	85
5.5.2 Definición de la función objetivo.....	85
5.5.3 Definición de los límites de evolución de la señal objetivo	86
5.5.4 Definición de las variables a optimizar	86
5.5.5 Definición de las opciones de optimización	87
5.6 Implementación de la optimización	88
5.7 Análisis de resultados y discusión.....	92



5.8 Conclusión	94
Capítulo 6. Ubicación óptima de la turbina HKT y análisis técnico-económico de un sistema híbrido PV/HKT/H2/BB	95
6.1 Introducción	96
6.2 Evaluación del potencial energético del río y ubicación óptima de las turbinas	99
6.3. Análisis del Sistema híbrido propuesto	102
6.4. Componentes del sistema	103
6.4.1 Módulos fotovoltaicos	103
6.4.2 Turbina hidrocínética	104
6.4.3 Baterías plomo ácido.....	104
6.4.4 Pila de combustible	105
6.4.5 Tanque de hidrógeno	107
6.4.6 Convertidor electrónicos de potencia	107
6.5. Resultados de la optimización	108
6.6. Conclusión	115
Capítulo 7. Análisis económico de varias opciones de almacenamiento de energía para sistemas de ER	116
7.1 Introducción	117
7.2 Tecnologías de almacenamiento	118
7.2.1 Almacenamiento de energía del volante de inercia	119
7.2.2. Supercapacitor	119
7.2.3 Batería de Litio	119
7.2.4 Batería de plomo ácido	120
7.2.5 Electrolizador y pila de combustible.....	120
7.2.6 Almacenamiento de bombeo hidráulico.....	120
7.3 Caso de estudio.	121
7.3.1 Sistema conformado por PV, HKT, batería de litio	121
7.3.2 Sistema batería plomo ácido PV, HKT,	123
7.3.3 Sistema conformado por PV, HKT y pila de combustible.....	124
7.3.4 Sistema conformado por almacenamiento bombeo hidráulico PV, HKT.....	126
7.4 Análisis.....	128
7.7 Conclusión	130
Capítulo 8. Conclusiones y futuros trabajos	131
8.1 Conclusiones y aportaciones de la tesis	132
8.2. Futuras líneas de investigación	133
Curriculum vitae	135



Contribuciones	137
Journal citation reports (JCR)	137
Congresos Internacionales	137
Referencias	139



Lista de Figuras

Figura 1. Porcentaje de cobertura de usuarios de servicios de electricidad en Ecuador por año.....	19
Figura 2. Evolución de la demanda de energía y estimación hasta 2032.	19
Figura 3. Vista panorámica de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair.....	20
Figura 4. Participación de diferentes fuentes de energía en ALC.....	26
Figura 5. Componentes de la radiación solar.....	31
Figura 6. Diferentes tipos de células solares utilizadas	32
Figura 7. Rendimiento alcanzado de los diferentes tipos de células.....	34
Figura 8. Circuito equivalente de una célula solar Matlab - Simulink.....	35
Figura 9. Efecto de la temperatura en una célula solar	36
Figura 10. Modelado de una célula solar en Matlab-Simulink	39
Figura 11. Curva de potencia de una célula solar	40
Figura 12. Clasificación de turbinas Hidrocinéticas	42
Figura 13. Turbinas de flujo axial	43
Figura 14. Turbinas de flujo cruzado.....	44
Figura 15. Partes de una turbina hidrocinética [45].	45
Figura 16. Simulación de mediante Elementos Finitos de una Aspas de la turbina	48
Figura 17. Curva de potencia de la turbine Smart Hydro	50
Figura 18. Diagrama de bloques de una turbina de rio en Simulink - Matlab	50
Figura 19. Esquema de una pila de combustible PEM [64].....	53
Figura 20. Características de las principales tecnologías electrolisis [61].	60
Figura 21. Curva de capacidad de batería plomo acido de 1kWh	68
Figura 22. Tiempo de vida de las baterías plomo acido.....	69
Figura 23. Vista panorámica de la isla Santay.....	77
Figura 24. Curva de consumo de habitantes de la Isla	78
Figura 25. Sistema híbrido propuesto.....	78
Figura 26. Diagrama de bloques de la turbina hidrocinética en Simulink	81
Figura 27. Diagrama de bloques del generador diesel en Simulink.....	84
Figura 28. Definición de los límites mínimos y máximos de la función.	86
Figura 29. Variables a optimizar del sistema.	87
Figura 30. Opciones de optimización en Simulink.	88
Figura 31. Diagrama de bloques implementado en Simulink	91
Figura 32. Radiación solar en la ubicación seleccionada	92
Figura 33. Funcionamiento del generador diesel	94



Figura 34. Sección transversal del río Guayas.....	101
Figura 35. Velocidades entre las estaciones de una sección transversal.	102
Figura 36. Sistema híbrido bajo estudio.	103
Figura 37- Velocidades entre las estaciones de un sección transversal.	108
Figura 38. Potencia generada por el sistema fotovoltaico.	111
Figura 39. Potencia generada por la pila de combustible.....	111
Figura 40. Promedio de salida mensual del electrolizador.....	112
Figura 41. Estado de la carga del banco de baterías.....	113
Figura 42. Energía aportada por la batería.	113
Figura 43. Promedio mensual de producción de electricidad.	114
Figura 44. Flujo de caja de los componentes.....	114
Figura 45. Tecnologías de sistemas de almacenamiento.....	118
Figura 46. Sistema compuesto por PV, HKT, batería de litio	122
Figura 47. Configuración de batería plomo ácido PV, HKT.	123
Figura 48. Sistema PV, HKT, pila de combustible.....	125
Figura 49. PV, HKT, sistema bombeo hidráulico	126
Figura 50. Comportamiento anual de la potencia hidroeléctrica bombeada.....	129
Figura 51. Comportamiento anual de la potencia de descarga de bombeo hidráulico	129
Figura 52. Comportamiento de la energía almacenada en el bombeo hidráulico	130



Lista de Tablas

Tabla 1. Proyectos hidroeléctricos en Ecuador desde 2006	16
Tabla 2. Datos históricos de producción de energía en Ecuador.....	17
Tabla 3. Producción total de energía y porcentaje de renovables en cada provincia del Ecuador	18
Tabla 4. Referencias energéticas en ALC	24
Tabla 5. Indicadores económicos de América Latina y el Caribe.....	25
Tabla 6. Características del panel solar utilizado.....	37
Tabla 7. Características técnicas de la turbina hidrocinéticas	51
Tabla 8. Comparación de los diferentes tipos de pilas de combustible	55
Tabla 9. Parámetros de comparación de diferentes tipos de baterías.....	68
Tabla 10. Características de algoritmos.....	73
Tabla 11. Resultados del dimensionamiento optimizado del subsistema a través de las herramientas SDO y Homer.....	93
Tabla 12. Resultados del tamaño optimizado por año a través de SDO para cada subsistema y el sistema híbrido completo.....	93
Tabla 13. Parámetros de las baterías plomo acido.....	105
Tabla 14. Resultados de optimización de PV, HKT, FC y baterías	110
Tabla 15. Detalle de costos de PV, HKT y banco de baterías	110
Tabla 16. Resultados de generación de PV, HKT, FC y banco de baterías	112
Tabla 17. Parámetros técnicos del primer sistema.....	123
Tabla 18. Parámetros técnicos del segundo sistema.....	124
Tabla 19. Parámetros técnicos del tercer sistema.....	126
Tabla 20. Parámetros técnicos del cuarto sistema	127
Tabla 21. Resultados económicos de la simulación.....	128



Listado de símbolos

SÍMBOLO	SIGNIFICADO
A	área de barrido de las palas del HKT
A_{cell}	área efectiva de la celda (cm^2)
ALC	América latina y el caribe
a	constante de idealidad del diodo (-)
B	constante exponencial de capacidad de la batería (-)
C_{aca}	coste de capital anualizado (\$)
$C_{acap,comp}$	coste de capital anualizado de cada componente (\$)
C_{acom}	coste anual de operación y mantenimiento O&M (\$)
$C_{acom,comp}$	coste anual de O&M de cada componente (\$)
C_{acref}	coste de capital de reposición anual (\$)
$C_{acref,comp}$	coste de capital de reposición anual de cada componente (\$)
$CCEle_FC$	coste de suministro de energía electrolizador (\$)
$CELE$	costes fijos del electrolizador (\$)
CFC	costes fijos de la pila de combustible (\$)
CD	coeficientes de elevación del agua
CL	coeficientes de arrastre del agua
$C_{O\&M_Ele}$	costes de operación y mantenimiento del electrolizador (\$/h)
COM_FC	costes de operación y mantenimiento de la FC (\$/h)
CP	coeficiente de potencia (-)
$CPFC$	coste de suministro de energía con la FC (\$)
C_{pmax}	capacidad máxima de la batería (Ah)
Cq	coeficiente de par (-)
CRF	factor de amortización de capital (-)
$CTAC$	coste anual total (\$)
dr	factor de escala de la potencia real/nominal PV (%)
DG	generador diésel
E_0	tensión constante de la batería (V)
E_{oc}	tensión a circuito abierto
E_{rev}^0	Potencial reversible del agua
ER	energía renovable
E_{low_H2}	poder calorífico inferior del hidrógeno (MJ/kg)
E_{bat}	tensión en vacío de la batería (V)
F	constante de Faraday (C/mol)
F_n	fuerza normal de la velocidad relativa
F_t	fuerza tangencial la velocidad relativa
f_s	frecuencia de conmutación del interruptor (Hz)
G	radiación solar sobre la superficie (W/m^2)



<i>GT</i>	radiación solar incidente (W/m^2)
$G_{T,STC}$	radiación incidente estándar ($1kW/m^2$)
<i>HKT</i>	turbina hidrocínética
<i>HHV</i>	calentamiento del valor del combustible (kg/kj)
<i>i</i>	tasa de interés real (-)
<i>Ibat</i>	intensidad de la batería (A)
<i>ICE</i>	motor de combustión interna
<i>icell</i>	densidad de corriente (Acm^{-2})
<i>ie</i>	intensidad del electrolizador (A)
<i>I0</i>	intensidad inversa de saturación o fuga del diodo (A)
<i>I0,n</i>	intensidad de saturación nominal (A)
<i>I1</i>	intensidad a la entrada del convertidor (V)
<i>I1,max</i>	intensidad máxima a la entrada del convertidor (A)
<i>Ibat</i>	intensidad de la batería (A)
<i>Ifc</i>	intensidad de salida de la pila (A)
<i>io</i>	intensidad de corriente intercambiada durante la reacción (A)
<i>IPV</i>	intensidad generada por la luz solar en las células (A)
<i>IRMS</i>	intensidad eficaz de salida del rectificador (A)
<i>iS</i>	intensidad por el interruptor (A)
<i>ISM</i>	intensidad media por el interruptor (A)
<i>ISM,max</i>	intensidad media máxima por el interruptor (A)
<i>k</i>	Constante de Boltzmann (J/K)
<i>Kbat</i>	constante de polarización de la batería (-)
k_{fc}	factor de capacidad de una fuente de energía renovable (-)
k_{fc_PV}	factor de capacidad de los paneles solares (-)
<i>LCE</i>	costo de la energía nivelada (\$)
<i>LifeEle</i>	tiempo de vida del electrolizador (h)
<i>LifeFC</i>	tiempo de vida de la FC (h)
<i>LHS</i>	muestreo de hipercubo latino
<i>Lcomp</i>	vida útil de cada componente (años)
<i>mif</i>	tasa de combustible quemado (kg/s)
<i>Mo</i>	cantidad de hidrógeno inicial dentro del tanque (mol)
<i>MEER</i>	Ministerio de electricidad y energía renovable EC
<i>Mt</i>	masa del hidrógeno almacenada
<i>Mtep</i>	tonelada equivalente de petróleo
<i>MVDC</i>	relación de tensiones (-)
<i>N</i>	nº de años (-)
<i>Nbat</i>	nº de baterías unitarias en serie (-)
<i>NH2</i>	cantidad de H2 producido por el electrolizador (kg)
<i>NPC</i>	coste mínimo del sistema (\$)
<i>P</i>	potencia media (W)



$gen P$	potencia generada media (W)
$dem P$	potencia demandada media (W)
$Paero$	potencia captada por el rotor (W)
PI	potencia a la entrada del convertidor (W)
$P0$	potencia a la salida del convertidor (W)
PAC	potencia promedio de salida del rectificador AC (W)
$Pbat$	potencia de la batería (W)
$Pbat_char$	potencia máxima de carga de la batería (W)
$Pbat_disc$	potencia máxima de descarga de la batería (W)
$Pbat_max_gen$	potencia máxima unitaria que genera batería (W)
PDC	potencia promedio de salida del rectificador DC (W)
$Pdem,min$	potencia demandada mínima por el sistema (W)
$Pelec$	potencia nominal del electrolizador (W)
Pfc	potencia neta generada por la pila (W)
Pfc_rated	potencia nominal de la pila de combustible (W)
$Pfuel$	presión de combustible (atm)
$Pgen,max$	potencia generada máxima por el sistema (W)
$PH2$	presión dentro de las botellas (bar)
$Pload$	potencia total demandada por la carga (W)
PME	plan maestro de electrificación
PPV	potencia nominal paneles solares fotovoltaicos (W)
$Prated$	potencia nominal de las fuentes de energía renov (W)
PWT	potencia nominal aerogenerador (W)
PWT_rated	potencia nominal aerogenerador (W)
q	carga del electrón (C)
$qH2$	caudal de hidrógeno (mol s-1)
r	radio del rotor de la turbina (m)
r	posición radial
R	resistencia de la celda (Ω)
R	constante de gas ideal (J mol-1 K-1)
RF	factor de rizado del rectificador (-)
$Rint$	resistencia interna de la batería (Ω)
$Rint_unit$	resistencia interna unitaria de la batería (Ω)
RP	resistencia en paralelo de los paneles solares (Ω)
Rs	resistencia en serie de los paneles solares (Ω)
Sel	selector de estado de la batería (-)
Sf	pendiente de fricción del canal
SOC	estado de carga de la batería en el momento t
So	pendiente del canal
T	temperatura de la unión p-n (oK)
$Taero$	par del rotor del aerogenerador (Nm)
Tn	temperatura nominal (K)
u	velocidad media de flujo del agua (m/s)



ua	velocidad en el punto a donde se desvía verticalmente del fondo del lecho
U_{bat}	tensión en bornes de la batería (V)
U_{bat_unit}	tensión unitaria de la batería (V)
U_{FH2}	factor de utilización de la pila (%)
V	volumen del tanque de H2 (m3)
V_0	tensión a la salida del convertidor (V)
V_O	velocidad del flujo
V_1	tensión a la entrada del convertidor (V)
V_{an}	tensión en la fase a al rectificador (V).
V_{act}	caída de tensión por activación (V)
V_{bn}	tensión en la fase b al rectificador (V)
V_{bat}	tensión de salida en la batería (V)
V_{bus}	tensión en el bus de continua (V)
V_{cn}	tensión en la fase c al rectificador (V)
V_{DC}	tensión promedio de salida del rectificador (V)
V_{exp}	tensión en la zona exponencial de la batería (V)
V_{fc}	tensión de salida de la pila (V)
v_L	tensión en la bobina (V)
V_{lpmf}	caudal de combustible de entrada a la pila (kg)
V_{ohm}	caída de tensión óhmica (V)
V_{RMS}	tensión eficaz de salida del rectificador (V)
v_S	tensión en el interruptor (V)
V_{SM}	tensión media por el interruptor (V)
V_t	tensión térmica del panel (V)
W_i	trabajo efectivo del generador diésel (kJ)
ω_m	velocidad del motor de combustión (rad/s)
x	longitud transversal del río
$x\%$	porcentaje de hidrógeno en el combustible (%)
y	profundidad del canal abierto
z	número de moles transferido. (-)
ΔP	gradiente de potencia (W)
ΔT	gradiente de temperatura (K)
Δ_{bat}	tiempo de respuesta de la batería (s)
θ	ángulo de paso de pala (°)
η_{cbat}	eficiencia de la carga de la batería
η_{abat}	eficiencia de la descarga de la batería
$\eta_{bat,conv}$	rendimiento bidireccional del convertidor batería (%)
η_{elec}	rendimiento del electrolizador (%)
η^F	rendimiento Faraday (-)
η^{FC}	rendimiento de la FC (%)
$\eta^{FC,conv}$	rendimiento de la FC con su convertidor (%)
η^{HS}	rendimiento del sistema híbrido (-)



ρ

densidad del aire (kg/m³)

Ω

velocidad angular

ρ

densidad del agua

λ

velocidad específica (-)

ω

velocidad de giro (rad/s)

Capítulo 1. Introducción. Objetivos y estructura de la tesis



1.1 Introducción

Reducir la dependencia de los combustibles es tema de investigación y desarrollo por varios grupos de la sociedad, según informes publicados por International Energy Outlook se predice que el 80% de la generación de energía eléctrica se produciría a base de combustibles fósiles [1], aprovechar de manera efectiva y eficaz las fuentes de energía renovable es inevitable debido a la creciente demanda de energía, buscando el menor impacto ambiental.

A pesar de las ventajas que presentan el uso de energías renovables como fuentes inagotables de energía, no generar residuos difíciles de tratar y baja emisión de gases contaminantes, tiene la dificultad de garantizar el suministro de energía constante debido a la naturaleza intermitente de las energías primarias. Varios trabajos de investigación demuestran la necesidad de combinar más de una fuente de energía para asegurar la fiabilidad del sistema, a la nueva configuración se la conoce como sistema híbrido, basado en energías renovables, adicional los sistemas cuentan con subsistemas de almacenamiento de energía bidireccional, donde se permite el almacenamiento de carga cuando la generación es mayor que la demanda de carga y generador cuando la carga necesite energía que no es suministrada por los generadores renovables debido a la intermitencia de las variables meteorológicas o la noche [2].

Mejorar el rendimiento del sistema, garantizar la confiabilidad y fiabilidad del suministro, lograr predicciones en todas las etapas del sistema y reducir el costo de implementación junto con el kWh de energía es de vital importancia para el uso de fuentes de energía renovable tanto de forma aislada o con conexión a la red.

El dimensionamiento óptimo de los generadores renovables es esencial para la utilización eficiente y económica de las fuentes de energía renovables en el sistema integrado. Un dimensionamiento óptimo asegura el costo actual neto más bajo con el requisito de la fiabilidad del sistema de modo que el sistema puede funcionar en las condiciones óptimas. El balance de los recursos-necesidad coincidente en un sistema integrado es necesario tener el costo del sistema aceptable y la fiabilidad del servicio. Cuestiones de planificación en general son contradictorias entre sí y, por lo tanto, un razonable equilibrio entre ellos es envidiable. Sobredimensionar los componentes del sistema aumentará el costo del sistema, mientras que un bajo dimensionamiento conduce al fracaso de la fuente de alimentación [3].



Para el dimensionamiento óptimo y análisis técnico económico se ha utilizado varias metodologías, en la referencia [4] el problema de optimización es resuelto donde se minimiza el costo actual neto (NPC) o, en algunos casos, en relación con el costo de energía nivelado (LCE), las técnicas de simulación y optimización, como algunas herramientas existentes que se necesitan para simular y diseñar sistemas híbridos independientes son revisadas.

El dimensionamiento técnico de un sistema híbrido es una tarea compleja debido a la intermitencia y número de variables y la no linealidad en el rendimiento de algunos componentes.

1.2 Objetivos de la investigación

La presente investigación propone presentar *mejoras al dimensionamiento óptimo de sistemas híbridos con energías renovables que permitan garantizar el suministro de energía a un precio competitivo.*

Del objetivo principal se puede dividir en los siguientes objetivos específicos:

- Revisión y análisis de la energía producida en Latinoamérica, destacando la energía de origen renovable.
- Identificar y evaluar el nivel de incorporación y el rendimiento de los métodos limpios alternativos para generar electricidad en el sistema energético del Ecuador
- Estudiar el potencial de diferentes fuentes de energía y el impacto económico dentro de un sistema híbrido.
- Desarrollo, modelado y simulación de la optimización del dimensionamiento técnico de un sistema híbrido.
- Análisis técnico económico de un sistema híbrido y la ubicación óptima de un generador hidrocínético.
- Revisión y evaluación de cuatro sistemas de almacenamiento de energía e identificar el más adecuado.
- Contribuir al desarrollo del sector energético presentando soluciones sostenibles en comunidades aisladas.



1.2 Estructura de la tesis

El presente trabajo está dividido en ocho capítulos. En el primer capítulo se presenta la introducción, los objetivos de la tesis y la descripción. El capítulo dos se presenta el estado del arte de las energías renovables y se hace una breve reseña de los sistemas híbridos de energías renovables haciendo énfasis en la generación hidrocínética.

En el capítulo tres se describe el uso de las fuentes de energía renovable en Latinoamérica y en Ecuador al detalle, el análisis cuantitativo de datos históricos se presenta para conocer la producción de fuentes renovables de energía, adicional se incluye un análisis cualitativo de los proyectos ejecutados por el gobierno ecuatoriano para alcanzar la sostenibilidad energética.

En el capítulo cuatro se presenta el modelado de los componentes del sistema para ser simulado, para ciertos componentes se realiza un bloque en Matlab-Simulink con las características técnicas de los elementos comerciales, mientras que para otros elementos se utiliza modelos desarrollados en el software.

En el capítulo cinco, se revisa las diferentes técnicas de optimización y se propone el dimensionamiento óptimo de sistemas híbridos mediante dos métodos, el primer método se centra en el desarrollo de una planta de un sistema híbrido, donde se aplica la herramienta de optimización SDO (Simulink Desing Optimization), el modelo resuelve el problema del dimensionamiento técnico, cumpliendo con el requisito de satisfacer la demanda de energía, limitando la carga eléctrica no satisfecha, la optimización es aplicada mediante tres métodos, genéticos, latin hypercube y Nelder- Mead. El capítulo se complementa con la comprobación de resultados mediante el software de optimización híbrida de múltiples recursos energéticos (HOMER) donde se utiliza componentes comerciales.

El sexto capítulo se centra en el estudio técnico económico de sistemas híbridos para demostrar la viabilidad de la aplicación del sistema para que sea competitivo frente a los precios de la energía convencional a pesar de ser sistemas aislados, para lograr el menor precio de la energía, se busca el lugar óptimo de la turbina hidrocínéticas en una sección transversal del río cercano a la carga con el objetivo de obtener la mayor producción de energía.



En los sistemas estudiados se han utilizado dos tipos de almacenamiento de energía, mientras que en el séptimo capítulo analiza cuatro tecnologías de almacenamiento comercial, los cuales son escogidos debido al uso extendido, tecnología 100% limpia y nuevo tipo de almacenamiento, por medio de las simulaciones se predice el rendimiento, tiempo de vida de los componentes, pérdidas de energía y costo de la energía.

Finalmente, las conclusiones de los modelos propuesto, simulaciones realizadas y de todo el trabajo se presentan en el octavo capítulo tal como las futuras líneas de investigación que se abren después de la presente tesis.



Capítulo 2. Antecedentes



2.1 Introducción a las energías renovables

El consumo de energía mundial aumentado en los últimos años, tales como carbón, petróleo, gas natural, energía nuclear y energías renovables. Se tiene previsto que para el 2030 el consumo de electricidad aumente a un alto porcentaje. Uno de los indicadores utilizados para medir el desarrollo de un país es el consumo de energía, cada país o región varía su condición de consumo de energía primaria debido a los recursos que posee.

La generación de energía eléctrica a nivel mundial en el 2016 ascendió a 24,816 TWh, el mayor porcentaje de generación corresponde Asia & Australasia con el 43%, Europa genera alrededor del 14.6%, América del norte el 19.2%, América latina y el caribe 11%, medio oriente con el 4.3%, África con el 3% y la comunidad de estados independientes con el 5.9%.

Satisfacer las necesidades energéticas y reducir el uso de combustibles fósiles es un compromiso de diferentes actores, principalmente Naciones Unidas y gobiernos progresistas, prueba de ello es la aprobación del Protocolo de Kioto, donde se acordó reducir al menos un 5% de 6 gases de efecto invernadero en 2008-2012 en comparación con las emisiones de 1990 con lo cual se desencadenó la investigación, desarrollo y aplicación de las fuentes de energías renovables [5].

Gobiernos con políticas estrictas en temas ambientales como Alemania plantean aumentar la participación de generación bruta de electricidad con al menos el 80% de origen renovable para el 2050, mientras que en el 2017 fue del 36% muy alejado de un pobre 3% generados a principios de la década de 1990 [6].

Para cumplir con los objetivos trazados se han implementado sistemas híbridos de energía renovable que es el uso de dos o más fuentes de origen renovable por presentar una mayor confiabilidad de sistemas que utilizan una sola fuente de generación [7], sin embargo la poca predictibilidad de las variables meteorológicas como la irradiación solar, la temperatura, la velocidad del viento, se convierte en una tarea compleja al momento del dimensionamiento técnico de los componentes que conforman el sistema híbrido con el objetivo de obtener el menor precio y satisfacer la demanda de forma confiable.

Las fluctuaciones de energía que se producen por la falta de generación es cubierta en muchos de los casos por un tamaño mayor de los sistemas generadores y una elevada capacidad de



almacenamiento de energía, lo cual encarece el precio final de la energía y vuelve poco atractivo la inversión en este tipo de sistemas híbridos basados en fuentes renovables, para aumentar la introducción de las energías renovables es indispensable determinar la necesidad de energía que requieren los consumidores [8].

2.2 Sistemas de generación híbridos

El consumo de energía eléctrica ha aumentado en los últimos años debido al crecimiento poblacional y al cambio de hábitos de la población, asegurar el suministro constante de energía, ha llevado a implementar la generación distribuida o in-situ la cual consiste en generar energía eléctrica por medio de diversas fuentes renovables próximas al lugar de consumo, el uso de las diferentes fuentes para una misma carga se conoce como sistema híbrido de energía renovables, el sistema híbrido puede funcionar con conexión a la red o aislado, otro punto a considerar de un sistema híbrido es el beneficio ambiental al usar fuentes de energía renovable como la energía solar, eólica, biomasa y hidrocinéticas [9].

Al no utilizar ningún tipo de combustible de origen fósil, los costos de operación de un sistema híbrido se reducen considerablemente, los combustibles utilizados para el funcionamiento de los generadores renovables se derivan de los recursos naturales disponibles [10], el mantenimiento prácticamente nulo en ciertos subsistemas como el solar debido a que no posee partes móviles.

La integración de fuentes de energía solar y eólica ha sido ampliamente utilizada, donde las características del terreno no permiten la implementación de generación eólica es necesario encontrar otro tipo de generación, en lugares cercanos a canales abiertos, la energía hidrocinéticas es una opción válida para generación de electricidad aprovechando la energía cinética procedente de la velocidad del flujo de agua presente en los ríos o canales abiertos.

En caso de que la generación sea mayor que la demanda, la energía en exceso será almacenado en un sistema de almacenamiento, en caso de requerir energía la carga y los generadores no estén en capacidad de suministrar el sistema de almacenamiento brindara la energía almacenada, los sistemas de almacenamiento pueden estar compuestos por baterías, pilas de combustibles, condensadores, volantes de inercia etc. [11], los sistemas de almacenamientos de energía han sido ampliamente utilizados como soluciones viables para



fluctuaciones y respaldo de energía, entre las ventajas que presentan, una rápida capacidad de respuesta, entrega sostenida de energía. La optimización del tamaño del sistema de almacenamiento de energía, es uno de los mayores problemas que los investigadores se encuentran al determinar de manera óptima el tamaño del sistema de almacenamiento para equilibrar el costo de implementación respecto a las mejoras técnicas aportadas al sistema, una inversión más baja colabora en la expansión de uso de los sistemas híbridos de energías renovables [12].

Diversos estudios se han centrado en optimizar el tamaño de los diferentes tipos de baterías usando diferentes metodologías y criterios, el almacenamiento de energía mediante el uso del hidrógeno es una tecnología que va sustituyendo al almacenamiento convencional de baterías, al ser una fuente fiable y no contaminante, sin embargo, su precio continúa siendo la principal desventaja, en los últimos años el precio se ha reducido considerablemente. Los beneficios del hidrógeno como tecnología amigable con el ambiente y eficiente puede ser considerado solo cuando el hidrógeno se produce mediante fuentes de energía de origen renovable [13].

2.3 Estudios realizados de sistemas híbridos con generación hidrocínética

La introducción de la generación hidrocínética ha sido viable como solución de electrificación, donde se aprovecha el flujo de agua de ríos cercanos a comunidades remotas, la implementación de esta tecnología no requiere de obra civil adicional con lo cual el impacto ambiental es prácticamente nulo. Entre los proyectos destacados donde se ha utilizado este tipo de tecnología se mencionan a continuación:

FINATEC de Brazilia en 1991, los investigadores del departamento de Ingeniería mecánica de la UNB realizaron pruebas con turbinas hidrocínéticas, el primer prototipo genera 12 VDC, con lo que logran alimentar algunas lámparas, el segundo prototipo genera 220 VAC con lo cual suministran parte de la energía demandada por un centro de salud.

UNCuyo e INVAP, Argentina, crearon una mini turbina para aprovechar el flujo de agua del río Mendoza, en el canal de San Martín en Lujan de Cuyo y obtener energía eléctrica, la potencia generada por la turbina alcanza los 4.5 kW de potencia, la carcasa tiene un diámetro de 300 mm. Smart Hydro, Nigeria, Akwanga, instaló un sistema híbrido en un pueblo cercano a la



ciudad, el sistema híbrido está compuesto por una turbina Smart hydro, paneles de células fotovoltaicas y como sistemas de almacenamiento y respaldo un banco de baterías y un generador diésel, la instalación abastece de energía eléctrica a siete familias cerca del río Mada durante todo el año.

SMART Procesamiento de alimentos en India, Karnataka, donde se instaló un molino de arroz y harina para la comunidad de Bhamane el proyecto fue financiado por el instituto Wuppertal. El molino fue alimentado por un sistema híbrido compuesto por paneles solares, turbina hidrocíntrica, banco de baterías y un generador diésel, adicional la micro red suministra electricidad a 34 hogares incluyendo el alumbrado de las calles.

GIZ, Perú, Marisol, la comunidad está conformada por 60 familias ubicadas en la Amazonía peruana a orillas del río Alto Huayabamba, la comunidad contaba con acceso a electricidad limitado a un par de horas diarias por medio de un generador diésel, mediante el proyecto se implementó un sistema híbrido conformado por una turbina hidrocíntrica, 1.2 kW en paneles solares, 24 baterías de 2V y un generador diésel, el costo de la energía LCOE es de 0.30 US\$/kWh.

El correcto dimensionamiento de los componentes de los sistemas híbridos de energías renovables es necesario para equilibrar el costo del sistema y la confiabilidad del suministro. En la actualidad existen varios estudios de sistemas híbridos aislados para dotar de energía a comunidades aisladas donde se imposibilita la conexión a la red convencional por la distancia al centro de generación y al costo asociado, peor aun cuando se trata de islas. En la referencia [14] los autores presentan un dimensionamiento técnico para un sistema de generación híbrida conformado por paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas, como sistema de almacenamiento y respaldo proponen un banco de baterías e hidrógeno, el estudio lo realizan mediante cuatro metodologías, tres corresponden a software comerciales y uno a ecuaciones básicas, los resultados son discutidos en el documento.

En la referencia [15] realiza un estudio técnico económico de un sistema híbrido conformado por un subsistema fotovoltaico y eólico, un banco de baterías y un generador diésel como respaldo, para un gran consumidor de 9911 kWh y una carga máxima 725 kW. Para modelar el funcionamiento y escoger la configuración optima se utilizó el software HOMER Pro, adicional llevan el análisis económico y ambiental del sistema. Para el sistema aislado logran



el costo de la electricidad (COE) y la fracción renovable de 9.3–12.6 US\$/kWh y 0–43.9%, respectivamente.

Otra metodología utilizada para el dimensionamiento óptimo se discute en la referencia [16] donde para obtener el dimensionamiento de un sistema híbrido compuesto por subsistemas fotovoltaico / eólico / diésel con almacenamiento de batería utilizan el algoritmo de evolución diferencial autoadaptativa multiobjetivo (MOSaDE), uno de los criterios a utilizar es la estrategia de gestión de la energía, los resultados demuestran la aplicación en la optimización, proporcionando soluciones para el diseño de la configuración óptima garantizando el costo mínimo de la energía y una alta confiabilidad.

En la literatura estudiada los sistemas híbridos compuestos con turbinas hidrocínéticas son poco estudiadas debido a la poca introducción de este tipo de tecnología, conocer la variable de velocidad del flujo de agua, la ubicación óptima es de vital importancia para obtener un costo rentable de la energía y la confiabilidad del sistema, la tesis pretende aportar contribuciones significativas en el dimensionamiento técnico, análisis técnico económico de sistemas híbridos y de las principales tecnologías de almacenamiento.



Capítulo 3. Sostenibilidad energética en el Ecuador y América Latina



3.1. Introducción

Hoy en día, no hay contexto en la vida cotidiana donde no se utiliza la electricidad. La mejora de los estándares de vida, la alta dependencia de la tecnología y el incremento incesante de la población mundial conlleva una creciente demanda de energía. La utilización masiva de la electricidad y el progreso que implica han llevado a considerarla como uno de los recursos más importantes de la época moderna. La demanda de energía sigue aumentando de forma acelerada, mientras que las fuentes renovables aumentan en el mismo orden para satisfacer las necesidades energéticas, lo que ha llevado a la búsqueda global de sistemas de energía alternativa que puedan satisfacer la oferta y la demanda de energía.

Además, los efectos ampliamente discutidos de los combustibles fósiles en el ecosistema, como el debilitamiento de la capa de ozono, el calentamiento global, la contaminación del medio ambiente y los riesgos para la salud de cada ser vivo han causado la preocupación de las entidades internacionales por una energía más limpia con sistemas de producción que preservan la biosfera, pero también garantizan la seguridad energética y la viabilidad económica.

En la referencia [17] los autores indican que los organismos reguladores internacionales acordaron explotar las fuentes renovables para producir energía, ya que son respetuosos con el medio ambiente y virtualmente infinitos, se están volviendo económicamente más competitivos y están experimentando una situación favorable. horizonte político.

En todo el mundo, varias naciones están adoptando y promoviendo el uso de recursos y tecnologías de energía renovable (ER), incluidos biocombustibles, biomasa, energía geotérmica, energía hidroeléctrica, energía solar, energía de las mareas, energía de las olas y energía eólica. Estas fuentes alternativas permiten alcanzar un nivel real de sostenibilidad [8], asegurando una producción industrial óptima que impulse la economía, apoyando los estándares de vida como se conocen actualmente y preocupándose por la conservación del legado natural de la Tierra.

Según la Red de políticas de energía renovable para el siglo XXI, REN21, en todo el mundo los combustibles fósiles son los recursos más utilizados para producir esta utilidad vital [9]. A partir de 2015, el 76,3% de la producción total de electricidad fue de fuentes no renovables,



mientras que solo un 23,7% fue energía de origen renovable. El consumo de energía final global se estima en 78.3% de los combustibles fósiles, 19.2% de las energías renovables y 2.5% de la energía nuclear. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables - IRENA, la capacidad mundial total de energías renovables fue de 1964655 kW en el año 2015 [10].

Aunque Ecuador aún depende de combustibles fósiles y tiene una gran reserva de petróleo sin explotar, el Yasuní-ITT, tiene un patrimonio ecológico y cultural más grande para proteger [11]. Dado que el territorio nacional tiene una gran cantidad de recursos naturales, el gobierno está apostando a fuentes alternativas para independizarse de los combustibles agotables. La generación, el empleo y la mejora de las energías renovables en el país juegan un papel importante en el nuevo marco para el desarrollo energético sostenible planificado por la administración actual.

Para cubrir los objetivos establecidos, el capítulo comienza con un estudio de antecedentes que incluye el análisis de las estrategias y decisiones aplicadas en diferentes países para evaluar el nivel de sostenibilidad y una breve revisión de la historia de la producción de energía en Ecuador desde el año 2000. Esta información determinó la metodología de la investigación que comprende la replicación de los procedimientos para evaluar la viabilidad de las energías renovables en el país, así como para examinar los datos de energía nacionales históricos e indicar si la inclusión de esta forma alternativa de generación es factible en el país o no. El presente capítulo tiene como objetivo identificar y evaluar el nivel de incorporación y el rendimiento de los métodos limpios alternativos para generar electricidad en el sistema energético nacional.

Se presenta un análisis cuantitativo de datos históricos para comprender mejor la inserción gradual de fuentes renovables en la producción de energía eléctrica. Este estudio también comprende un análisis cualitativo de los proyectos ejecutados hasta ahora por el gobierno ecuatoriano para cumplir con las políticas a largo plazo definidas en el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 publicado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable en 2013. Los resultados de esta investigación muestran que la medida tomada en los últimos dieciséis años por la administración está alineada con las pautas establecidas en la planificación estratégica propuesta para la década de 2013 a 2022.



3.2. Antecedentes

Antes de examinar la recopilación de datos sobre la capacidad energética del Ecuador y realizar una evaluación de su estrategia para la sostenibilidad energética, es imperativo conocer los resultados de las diferentes estrategias y políticas a largo plazo aplicadas por algunos países para estimular las inversiones en energías renovables, como Tarifas de alimentación (FIT), medición neta, subastas y acciones. Estas investigaciones se revisarán y utilizarán como herramientas para evaluar el rendimiento y la conformidad de las energías renovables en Ecuador.

Actualmente, los organismos reguladores de la energía están implementando FIT como un medio para subsidiar el costo de la energía para lograr un despliegue exitoso de tecnologías renovables, a pesar de que existen más oportunidades económicas en entornos de negocios no subsidiados. Esta medida generalmente se aplica ya que los usuarios están produciendo parte de la energía. Los estudios realizados en Japón [18], Corea del Sur [19], la Unión Europea, India y la Región de América Latina y el Caribe [20] demostraron que los FIT son un buen enfoque para estimular el despliegue de ER sistemas. Otros trabajos relacionados con el efecto de las políticas de ER en el crecimiento económico en los países de Medio Oriente y África del Norte revelaron una influencia positiva [21].

El nuevo marco de referencia europeo se establece para evaluar el rendimiento de las fuentes de ER, así como para presentar los nuevos objetivos para el sector energético y las nuevas directrices para desarrollar modelos de economía circular. El estudio de D'Adamo y Rosa en el 2016 revisa este marco, pero revela que los modelos de economía circular y los objetivos no son muy accesibles para muchos países del continente. También recomienda nuevos valores objetivo y una evaluación de desempeño viable para cada país. Para complementar los resultados ofrecidos, se revisan individualmente algunos estudios sobre el desempeño de cuatro países: Alemania, Finlandia, Croacia e Irlanda [22].

El análisis del rendimiento de las energías renovables según [21] realizado en Turquía determinó que el cumplimiento de los objetivos energéticos tenía mayor prioridad que los ambientales. Este estudio tomó en consideración todas las fuentes de energía renovable, especialmente la hidráulica, y los resultados certificaron que las ER contribuyen en un alto porcentaje a la generación eléctrica de Turquía.



Se considera un caso específico de África, la investigación llevada a cabo en la referencia [23] la generación alternativa en Uganda para combatir los desafíos actuales que enfrenta el sector energético y proporcionar electricidad a la parte desfavorecida de la población. Uganda tiene un buen potencial para desarrollar energías renovables, sin embargo, es uno de los países con el nivel de penetración de electricidad más bajo, menos del 12% de la población total. Se considera un caso específico de Asia, la idea de implementar un enfoque solar a nivel doméstico en Bangladesh. Los autores analizaron los problemas de energía en el país y asesoraron a los desarrolladores de políticas con una estrategia que podría maximizar los beneficios de la energía solar para contribuir a mejorar la comodidad de la sociedad y la economía del país en cierta medida.

La última investigación considerada tuvo lugar en el país más avanzado de América Latina en relación con la producción de energía de [24]. Según los investigadores, Brasil enfrenta barreras que lo detienen para realizar todo su potencial. Por ejemplo, las energías eólica y solar se reservan solo en el caso de riesgos hidrológicos, sin embargo, pueden contribuir directamente a las redes de generación.

Como país productor de petróleo, Ecuador siempre ha dependido de los recursos fósiles para satisfacer la demanda de energía como el resto de América Latina [25]. Sin embargo, en el primer año de este milenio, el 71,70% de los 3,118.00MW producidos provino de plantas hidráulicas, que era la única ER en el país en ese momento. El resto provino de fuentes térmicas no renovables: 14.25% generado por plantas de gas, 3.10% por plantas de motor de combustión interna (ICE) y 10.95% por plantas de vapor.

Tabla 1. Proyectos hidroeléctricos en Ecuador desde 2006

PROYECTO	UBICACIÓN	CAPACIDAD [MW]
Coca Codo Sinclair	Entre las provincias de Napo y Sucumbíos	1500
Quijos	En la provincial de Napo	50
Manduriacu	Entre las provincias de Pichincha y Imbabura	60
Toachi Pilatón	En los límites de Pichincha y Santo Domingo	253
Sopladora	En medio de provincias de Azuay y Morona Santiago	487
Mazar Dudas	En la provincial de Cañar	20.82
Minas San Francisco	En medio de las provincias de Azuay y el Oro	270
Delsitanisagua	En la provincial de Zamora Chinchipe	115



Teniendo en cuenta la investigación de Shakouri y Aliakbarisani [26], es muy llamativo decir que las energías renovables fueron y seguirán siendo la mejor opción para el desarrollo sostenible de esta pequeña nación sudamericana debido a los recursos naturales, la estabilidad económica y regulación de la energía. En el 2006, el gobierno ecuatoriano presentó un proyecto para ampliar el número de plantas hidroeléctricas y la inclusión de otro tipo de fuentes renovables no convencionales. Este proyecto pretende construir varias plantas eólicas, fotovoltaicas, solares, geotérmicas y de biomasa, así como ocho grandes plantas hidroeléctricas en el territorio nacional. La tabla 1 enumera los proyectos hidroeléctricos y sus capacidades como se presenta en el Plan Maestro de Electrificación (PME) 2013-2022 [27].

Desde el 2007, la administración actual ha lanzado PME [28] que considera la explotación de energía limpia, en lugar de las térmicas, como uno de los puntos vitales en la reforma de la matriz energética. Por un mayor desarrollo local y regional. El PME es parte del proyecto nacional más ambicioso, que consiste en un cambio positivo en la matriz de producción [29]. Este plan pretende servir a toda la población, pero resulta particularmente ventajoso dar servicio a áreas rurales sin acceso a la red eléctrica actual. Para el año 2015, Ecuador cuenta con tres plantas eólicas, cinco solares fotovoltaicos, cuatro de biomasa y diecinueve hidráulicas. El país produjo 5,556.99 MW divididos en 53.49% de fuentes no renovables (27.82% ICE, 17.60 gas y 8.07% de vapor) y 46.51% de fuentes renovables (0.38% Eólica, 0.46% de energía solar fotovoltaica, 2.45% de biomasa y 43.22% de energía hidráulica).

Tabla 2. Datos históricos de producción de energía en Ecuador

Energy Source	Power Central	Nominal Power	Year																
			2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
RENEWABLE	Hydraulic	MW	1558.80	1722.06	1733.40	1735.49	1732.50	1794.94	1785.73	2030.45	2032.52	2032.16	2215.19	2207.17	2236.62	2236.62	2240.77	2401.52	4418.18
		%	53.23	56.39	53.07	52.21	51.58	51.13	47.49	49.03	48.62	46.23	46.56	46.02	44.18	43.83	42.29	43.22	58.09
	Biomass	MW	-	-	-	-	28.00	55.60	63.30	63.30	94.50	94.50	93.40	93.40	93.40	93.40	136.40	136.40	136.40
		%	-	-	-	-	0.83	1.58	1.68	1.53	2.26	2.15	1.96	1.95	1.84	1.83	2.57	2.45	1.79
	Eolic	MW	-	-	-	-	-	-	-	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	18.90	21.15	21.15	21.15
		%	-	-	-	-	-	-	-	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.37	0.40	0.38	0.28
	Solar	MW	-	-	-	-	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.04	0.08	3.87	26.37	25.50	25.59
		%	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.50	0.46	0.34
	Biogas	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.76
		%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.02
	Total Renewable	MW	1558.80	1722.06	1733.40	1735.49	1760.52	1850.56	1849.05	2096.17	2129.44	2129.08	2311.01	2303.01	2332.50	2352.79	2424.69	2584.57	4603.08
		%	53.23	56.39	53.07	52.21	52.41	52.72	49.18	50.61	50.94	48.44	48.58	48.02	46.07	46.11	45.76	46.51	60.52
Total Non Renewable	MW	1369.78	1331.76	1532.59	1588.84	1598.54	1659.74	1910.83	2045.33	2050.77	2266.65	2446.38	2492.67	2730.44	2749.96	2874.39	2972.41	3003.03	
	%	46.77	43.61	46.93	47.79	47.59	47.28	50.82	49.39	49.06	51.56	51.42	51.98	53.93	53.89	54.24	53.49	39.48	
TOTAL	MW	2928.58	3053.82	3265.99	3324.33	3359.06	3510.30	3759.88	4141.50	4180.21	4395.73	4757.39	4795.68	5062.94	5102.75	5299.08	5556.98	7606.11	



La tabla 2 presenta una recopilación de datos, entre 2000 y 2016, sobre la producción nacional de energía que no solo demuestra el crecimiento de la demanda de energía en Ecuador, sino también la adición progresiva de energías renovables en el Sistema Nacional Interconectado.

3.3 Estrategia de Ecuador para la sostenibilidad energética

Ecuador actualmente está explotando suministros alternativos provenientes de recursos inagotables que incurren en impactos mucho menos negativos, en comparación con las fuentes de petróleo, relacionados con los contextos sociales, económicos y ambientales.

Tabla 3. Producción total de energía y porcentaje de renovables en cada provincia del Ecuador

REGION	PROVINCIA	CANTIDAD DE CENTRALES	POTENCIA EFECTIVA	
			TOTAL [MW]	RENOVABLES [%]
COAST	El Oro	8	258,49	2,32
	Esmeraldas	4	231,32	0
	Guayas	19	1372,13	23,74
	Los Rios	3	149,2	37,67
	Manabí	6	197,77	0,75
	Santa Elena	2	122,15	0
SIERRA	Azuay	6	1327,69	98,7
	Bolivar	0	0	0
	Cañar	2	53,7	100
	Carchi	0	0	0
	Chimborazo	4	15,65	100
	Cotopaxi	8	28,86	100
	Imbabura	11	106,69	74,41
	Loja	8	38,79	55,75
	Pichincha	25	288,3	46,89
	Santo Domingo de los Tsachilas	0	0	0
AMAZONAS	Tungurahua	6	444,26	99,26
	Morona Santiago	5	92,55	95,42
	Napo	7	47,77	17,39
	Orellana	72	382,79	0
	Pastaza	3	48,59	0
	Sucumbios	74	324,94	0
	Zamora Chinchipe	1	2,4	100
INSULAR	Galapagos	12	19,02	32,73
TOTAL		289	5556,99	46,51



La tabla 3 presenta un resumen de la cantidad total de centrales en cada provincia de Ecuador, así como el total de energía producida y el porcentaje de contribución de energía renovable.

Según el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable de Ecuador (MEER), la cobertura de la compañía eléctrica alcanzó el 86.00% de la población en 2002. Mientras que cubrió el 97.04% en 2014. La figura 1 muestra el crecimiento de cobertura de electricidad.

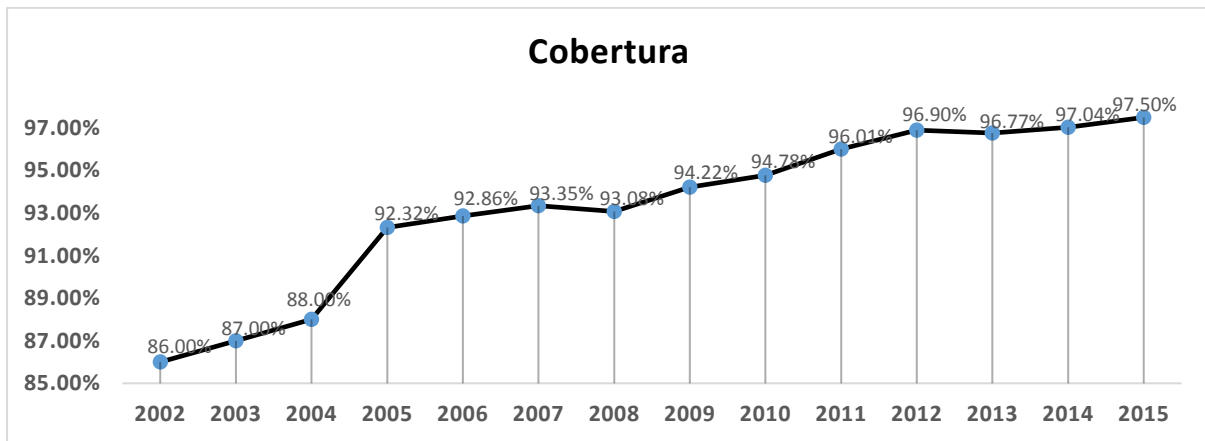


Figura 1. Porcentaje de cobertura a usuarios de servicios de electricidad en Ecuador por año

Las entidades nacionales y locales se han comprometido a promover e implementar una serie de acciones para aprovechar los recursos energéticos. El MEER estima un incremento de 6.864 MW en la demanda de electricidad en el 2022 [30]. La figura 2 muestra la estimación de la demanda futura hasta el 2032.

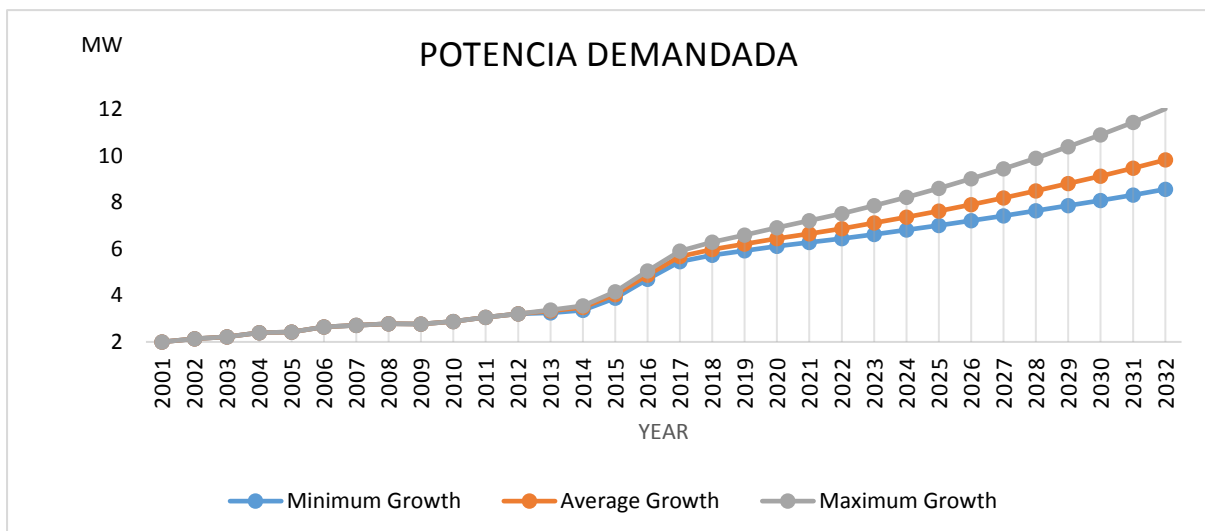


Figura 2. Evolución de la demanda de energía y estimación hasta 2032.



El MEER prevé la agregación del transporte público eléctrico en varias ciudades, el intercambio de cocinas de gas por las eléctricas, la producción incrementada de diversos sectores industriales, la implementación de modelos de eficiencia energética para edificios públicos y alumbrado público, y el uso del ahorro de energía en el año 2022. Estos cambios se traducirán en un aumento positivo de la demanda de electricidad, que en su mayoría será de fuentes renovables confiables que proporcionan energía limpia de bajo costo, según se indica en el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022. Este plan promueve el desarrollo efectivo de la eficiencia energética según las pautas del Plan Nacional del buen vivir establecido por el Gobierno ecuatoriano en 2013.

Una vez que todas las nuevas plantas de generación se pongan en funcionamiento, el régimen espera detener la importación de electricidad de sus países vecinos, Colombia y Perú, pero también un incremento sustancial de la exportación. Se prevé un gran futuro para la generación de electricidad de manera sostenible en el Ecuador.

El sector energético tiene una función importante en el desarrollo socioeconómico de cada nación. En este sentido, los esfuerzos del gobierno ecuatoriano para lograr un sector energético sostenible tienen una mayor importancia. Sin embargo, el concepto de sostenibilidad se puede entender e implementar teniendo en cuenta los contextos e intereses detrás de cada proyecto [31].



Figura 3. Vista panorámica de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair



La selección de la mejor opción para evaluar la sostenibilidad de los sistemas de energía se basa en varios criterios. Los indicadores sociales, económicos, técnicos y ambientales más comunes son: costo de inversión, calentamiento global, generación de empleo y eficiencia energética. En el contexto de dimensiones mixtas, la seguridad de suministro (tecnológica) y el impacto visual (socio ambiental) son los indicadores con la mayor frecuencia de uso [32].

El proyecto más grande e icono del plan maestro de electrificación es la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, la represa se muestra en la figura 3. está ubicado entre las provincias de Napo y Sucumbíos, se genera 1500 MW, en el 2016 fueron puestas en funcionamiento 4 de las 8 turbinas, generando 750 MW, las demás ingresaron paulatinamente en los próximos meses hasta completar su potencia nominal.

Según el inventario de los recursos energéticos relacionados con la generación de electricidad realizada por la Administración ecuatoriana en 2015, existen un total de 114 proyectos, divididos en pequeños, medianos y grandes basados en su capacidad. La capacidad máxima alcanzable sería de 12,319.87 MW.

3.4. Impacto de las energías renovables

Para complementar la información presentada hasta el momento, vale la pena revisar otros impactos que la utilización de energías renovables causa en el país. Sigue una breve descripción de estos impactos:

3.4.1. Impacto económico

El desempeño del sector energético es un factor determinante del progreso de cualquier nación. Es obligatorio que los proveedores estimen las demandas futuras para suministrar la cantidad de energía requerida de manera continua y eficiente. Según la referencia [33], el incremento en la participación de fuentes renovables no solo permitirá alcanzar este requisito, sino que también permitirá que la reducción de la generación termoeléctrica alcance una producción sostenible en el país.

El crecimiento económico y el mayor poder adquisitivo de la gente influirán de manera positiva en el incremento de la demanda y el consumo de energía. A lo largo de este nuevo milenio, los ecuatorianos han experimentado un incremento significativo (391.56%) del



ingreso nacional bruto (INB) per cápita, como lo ha indicado el Banco Mundial (2016). Debido a este aumento del INB, el consumo de energía per cápita también se incrementó en un 45,14% en 2015 en comparación con el final de 1999. El 46,51% de los 1162.64 kWh/usuario consumido en 2015 provino de fuentes ER. Todos estos cambios incurren positivamente en la economía. En una visión macro, cuanto mayor es el poder de compra que tienen los habitantes, más energía consumen, lo que dinamiza el flujo de efectivo dentro del país. El sector industrial, incluidas las fábricas y los negocios representó el 41,15% de la demanda total de electricidad, que definitivamente respalda la economía ecuatoriana.

En una micro visión, el MPE considera el suministro confiable de energía limpia a un precio razonable. También contempla la construcción y operación de centrales de nueva generación, así como nuevas fábricas y compañías que ofrecerán nuevos puestos de trabajo para apoyar la demanda de empleo actual. Por ejemplo, el proyecto Manduriacu solo desencadenó más de 2400 contratos de trabajo. Todo esto mejora la productividad y ofrece una estabilidad económica a largo plazo.

3.4.2. Impacto social

El comportamiento social de los residentes de un país es un aspecto fundamental para la aceptación de la generación de ER y su apoyo a largo plazo. Sheikh, Kocaoglu y Lutzenhiser [34] evaluaron la reacción de la gente, así como las ventajas y desventajas de la sociedad, al implementar las energías renovables en un país, permitir que se establezca una estrategia de energía sostenible alineada con los estándares sociales establecidos. El acceso a energía de alta calidad es uno de los requisitos para el desarrollo humano y contribuye a aumentar el número de oportunidades de trabajo, el enriquecimiento de los servicios de salud, la mejora de la educación y la reducción del nivel de pobreza [35].

El punto principal identificado desde una perspectiva social es el desarrollo de la infraestructura local que se transmitirá en una mejora de las comunidades. Por ejemplo, con el proyecto Mandariacu, alentó la construcción de nuevas casas y negocios, la provisión de servicios públicos y el desarrollo de trabajos de compensación para la comunidad]. Además, 800 de las ofertas de trabajo fueron ocupadas por residentes de las comunidades locales. Como efecto del desarrollo de este proyecto, los trabajadores recibieron capacitación en normas de seguridad, operación de equipos y riesgos eléctricos para realizar un trabajo



eficiente. Asimismo, el proyecto garantizó salud, seguridad vial, protección ambiental y promoción de la cultura local en cada una de las comunidades involucradas. Hoy en día, muchos de los residentes son parte del equipo de trabajo que controla la operación hidroeléctrica o están trabajando en otros proyectos nacionales.

3.4.3. Impacto medioambiental

Aunque se confirma que ER reducirá la huella de carbono, causarán efectos colaterales en el medio ambiente. Un estudio sobre el desarrollo de energías renovables en las zonas rurales de Irán demostró que podrían surgir varios problemas ambientales [36]. El estudio realizado por Sokka [37] en Finlandia es una evaluación parcial de los impactos de la energía generada por fuentes renovables en relación con el ciclo de vida, incluida la toxicidad, la repercusión en la biodiversidad, el agotamiento del suelo, el uso del suelo y el agua, la radiación, las plantas, las plagas y las enfermedades.

Se han presentado métricas ambientales globales para tomar decisiones sobre el cambio climático basadas en el marco regulatorio internacional. El Índice de Desempeño Ambiental (EPI) propuesto por la Universidad de Yale sugiere dos áreas de alta prioridad: la protección de la salud humana y la conservación de los ecosistemas. No obstante, EPI evalúa nueve áreas utilizando veinte indicadores. De acuerdo con este índice, Ecuador ocupa el puesto 103 en el año 2016. El PME muestra la estimación de los efectos ambientales, pero los resultados no muestran ningún problema importante para el ecosistema ecuatoriano [32].

3.5. Energía renovable en América Latina

La generación de energía eléctrica a nivel mundial en el 2016 ascendió a 24,816 TWh, el mayor porcentaje de generación corresponde Asia & Australasia con el 43%, Europa genera alrededor del 14.6%, América del norte el 19.2%, América latina y el Caribe 11%, Medio Oriente con el 4.3%, África con el 3% y la comunidad de estados independientes con el 5.9%. Se tiene previsto que para el 2030 el consumo de electricidad aumente un 80% en el mundo.

Uno de los indicadores utilizados para medir el desarrollo de un país es el consumo de energía, cada país o región varía su condición de consumo de energía primaria debido a los recursos que posee.



En Latinoamérica y el Caribe, la población en el 2016 llegó a 628,844 mil habitantes en una superficie de 21,326,496 km² con una densidad de población de 29 habitantes por km², en materia de consumo energético el sector transporte llegó a 236 Mtep, el sector industrial 186 Mtep, el sector residencial 100 Mtep mientras las reservas de petróleo se contabilizaron en 330,955 Mbbl a nivel de la región, la reserva de gas natural en 7,653 Gm³ y la reserva de carbón mineral 14,831 Mt.

La contaminación ambiental en América Latina y el Caribe era mucho menor respecto a las potencias mundiales en años pasados, hoy en día debido al desarrollo, crecimiento poblacional, ubicación, características demográficas la diferencia se ha reducido. Por tal razón es importante que la región en bloque adopte políticas energéticas para reducir el impacto ambiental de las energías convencionales altamente contaminantes [38].

3.5.1. Datos del sector energético en América Latina.

Los países de América Latina y el Caribe buscan un crecimiento económico para alcanzar el nivel de vida de los países desarrollados, apuestan a un crecimiento industrial donde se prevalece la convicción de ser la forma de éxito para el desarrollo de la población y lograr un nivel de vida sin lugar a la pobreza, sin embargo, mientras la industria gana terreno al cambiar los hábitos de consumo de los habitantes, por esta razón la demanda de energía aumenta de forma acelerada.

Planes para mitigar el exceso de consumo de energía es política de la región, nuevas tecnologías como Smart Grid empiezan a ser implementadas donde la generación no sigue al consumo, en este caso el consumo sigue a la generación con planes de eficiencia energética en los dispositivos utilizados.

La capacidad de instalada en ALC es de 294 GW con lo cual se logra una tasa de electrificación del 97%, datos adicionales se muestran en la tabla 4, poblaciones aisladas donde por condiciones de terreno, costes de instalación o áreas protegidas son electrificadas mediante sistemas fotovoltaicos, mayor información se puede encontrar en la referencia [39], Brasil en el 2003 lanzó el programa “Luz para Todos”, donde implica suministrar energía a 15 millones de personas, para el 2010, 11 millones se han beneficiado, solo en la amazonia han sido electrificados 2 millones [40].

Tabla 4. Referencias energéticas en ALC



DATOS ENERGÉTICOS DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE				
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía
kWh/hab	tep/hab	%	Mtep	Mtep
2,034	0,99	97	885	1,086
Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo final total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación
Mtep	Mtep	Mtep	kbb/día	GW
275	422	624	7,459	294

En la tabla 5 se muestra para cada país de ALC los indicadores económicos entre los que se destaca el consumo de electricidad, emisiones de CO₂, la importación de combustibles y la aglomeración urbana [41].

Tabla 5. Indicadores económicos de América Latina y el Caribe.

País	Emisiones de CO ₂ (metric tons per capita)	Consumo de combustible (%)	Consumo de Electricidad (kW)	Importación de combustibles (%)	GDP per cápita (US\$)	Aglomeración Urbana (Población %)
Argentina	3.66	81.47	53.27	6.37	8672.79	42.68
Bolivia	1.23	72.54	50.29	7.69	1743.51	39.71
Brasil	1.67	50.58	8.12	17.05	9467.24	37.38
Colombia	1.44	68.09	21.31	4.51	5435.18	36.53
Costa Rica	1.37	50.07	6.01	9.06	6855.31	24.99
Dominica	1.32	27.01	9.08	8.46	5843.19	20.22
R. Dominicana	1.88	78.59	81.23	7.53	4231.71	24.11
El Salvador	0.88	40.88	34.89	13.57	3138.08	18.31
Guatemala	0.71	34.71	35.79	15.26	2595.88	16.91
Guyana	1.89	30.35	30.03	19.49	2544.49	13.63
Honduras	0.82	42.73	39.61	15.16	1859.32	12.45
Jamaica	3.27	78.93	87.08	23.08	4920.38	14.63
México	3.50	84.52	74.54	4.89	8426.69	37.02
Nicaragua	0.66	39.12	57.27	16.75	1378.95	13.79
Panamá	1.81	65.53	32.34	11.50	6450.41	39.54
Paraguay	0.67	27.09	31.02	13.44	2950.28	29.82
Perú	1.15	64.55	25.42	13.42	3923.14	28.89
St. Lucia	1.87	30.03	27.98	8.69	6450.68	16.76
Surinam	4.05	29.81	28.56	14.42	6952.95	13.08
Venezuela	5.78	81.87	27.48	1.46	12273.66	31.29



Venezuela es el mayor consumidor de combustible con un 81.87% y menor importador de los mismos con 1.46%, una de las razones es debido a las reservas de petróleo y al costo subsidiado de los combustibles en especial el costo de la gasolina para vehículos, mientras que la mayoría de los países de centro América tienen las menores emisiones de CO₂, debido a una menor industrialización como es el caso de Nicaragua con un 0.66 de CO₂ metricas por tonelada per capita, Surinam es el segundo país con mayores emisiones de CO₂ con 4.05 metricas de tonelada per capita.

En la figura 4 se muestra la capacidad instalada por fuente de energía, la capacidad de energía no renovable es del 42.1 % lo que corresponde 162,244 MW donde se encuentran todos los combustibles de origen fosil, mientras que la capacidad de energía solar y eólica representan apenas un 0.6% y 3.9%, es decir 2,142 y 14,943 MW respectivamente lo cual es una mínima generación respecto a la capacidad instalada de origen fosil, debido a las condiciones demográficas de la región, la abundante riqueza hídrica, las generadoras hidroeléctricas abarcan gran porcentaje e incluso se tiene la segunda hidroeléctrica más grande del mundo, el proyecto .

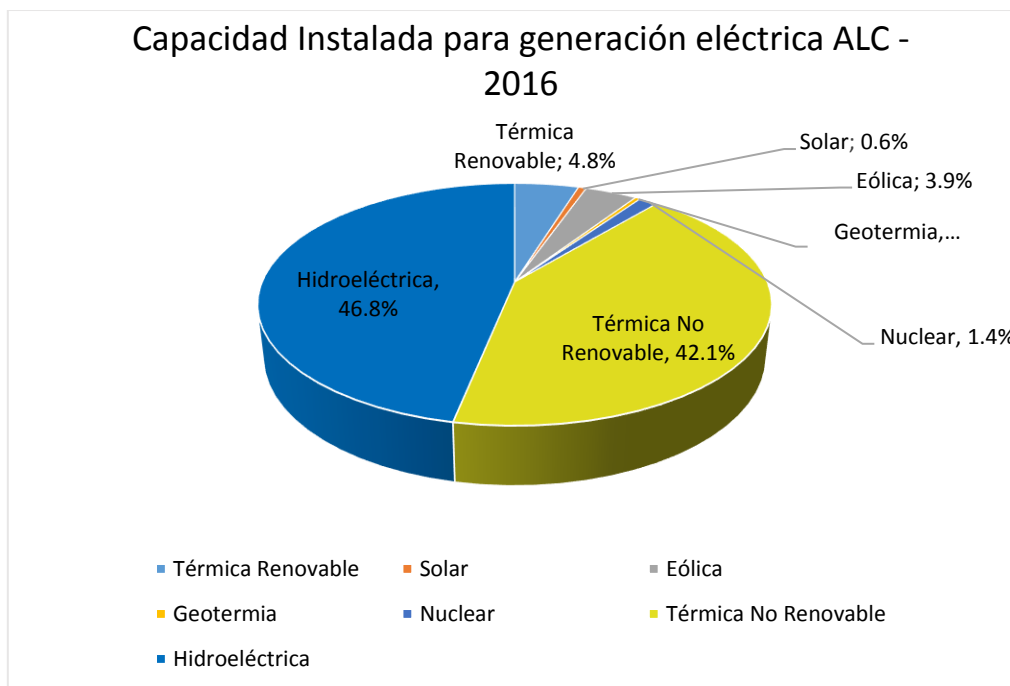


Figura 4. Participación de diferentes fuentes de energía en ALC



3.6. Conclusiones

En todo el mundo, la integración de las energías renovables en el sistema energético es una realidad que no solo incluye la infraestructura, sino también un cambio importante y favorable en las políticas energéticas. Cada nación debe ser analizada como única, por lo tanto, las nuevas políticas deben escribirse con respecto al estado político, económico y ambiental de cada país, así como la cultura y el comportamiento social de sus habitantes. Sin embargo, se pueden emular contemplaciones específicas de otras naciones si existen correlaciones.

Ecuador ha adoptado políticas a largo plazo (Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022) como un medio para cambiar la matriz energética. Ha contribuido a aumentar la conciencia sobre la utilización eficiente de los recursos naturales y alentar la generación limpia de energía renovable para los próximos años.

A pesar de todos los posibles beneficios significativos que este desarrollo sostenible podría llevar a cabo, una variedad de obstáculos económicos, políticos y legales les impiden alcanzar su máximo potencial. La reestructuración de la política de energía renovable apoyaría el desarrollo de Ecuador considerando las necesidades futuras de energía, pero también garantizando una adecuada preservación ambiental.

La inclusión de FIT en las políticas de varios países tiende a ser un éxito, sin embargo, es imperativo analizar su aplicación futura en Ecuador porque no siempre son el mejor enfoque para alentar la implementación de energías renovables. La fabricación de tecnología renovable en el país podría reducir los precios de los proyectos, y desafortunadamente, Ecuador no realiza este tipo de tecnología. En cambio, el lanzamiento de iniciativas gubernamentales para la importación de equipos, incluida la reducción de los aranceles aduaneros y los impuestos internos, podría estimular el desarrollo de la generación renovable. Ecuador y la mayoría de los países latinoamericanos presentan incertidumbres regulatorias, por lo que se debe establecer otro tipo de iniciativas legales y se deberían otorgar algunos incentivos para la generación y el uso eficiente de energías renovables potenciales distintas de la hidroeléctrica.



La replicación de un modelo matemático sostenible para evaluar la oferta y demanda eléctrica a largo plazo en Ecuador y América Latina podría realizarse teniendo en cuenta modelos exitosos como el propuesto para el continente africano.

Se espera una aceptación positiva de las energías renovables no solo en el país sino también en la región para lograr la integración sudamericana.



Capítulo 4. Modelado de los componentes del sistema híbrido



4.1 Introducción

Durante este capítulo se describen los modelos dinámicos que van a ser utilizados para la simulación de cada componente del sistema híbrido tales como paneles fotovoltaicos, turbina hidrocinéticas, pila de combustible, electrolizador, tanque de hidrógeno, banco de baterías, almacenamiento hidráulico bombeado.

Para cada componente del sistema se revisa la definición, el estado actual de la tecnología, las ecuaciones que los gobiernan, el bloque Matlab-Simulink que lo modela junto con las características técnicas del modelo seleccionado.

4.2 Modelado de los paneles fotovoltaicos

El sol es la fuente inagotable de energía más importante para el planeta Tierra, todo gira alrededor del sol de forma directa o indirecta y es extremadamente eficiente. En teoría la energía emitida por la luz del sol a la tierra en una hora es suficiente para dotar de energía anualmente a todos los habitantes del planeta tierra si las tecnologías para su aprovechamiento y conversión estuvieran disponibles [42]. El sol irradia 3.83×10^{26} W de los cuales la tierra recibe 1.74×10^{17} W, el espacio absorbe alrededor del 16% y la atmosfera refleja el 6%. Debido a la emisión de la energía del sol, aproximadamente cuatro millones de exajulios ($1\text{EJ}=10^{18}\text{J}$) llegan a la tierra anualmente.

La radiación solar es el conjunto de radiaciones o la energía electromagnética emitida por el sol, la energía que alcanza la superficie terrestre es intermitente depende de la hora del día, nubosidad, la estación del año, ángulo de incidencia y reflectancia. La radiación extraterrestre que es la que se encuentra fuera de la atmosfera es de 1.367 W/m^2 a un coeficiente de masa de aire 0 que está definido por la longitud del camino óptimo en este caso fuera de la atmósfera de la tierra.

La radiación dentro de la atmósfera se divide en tres tipos, directa, difusa y reflejada. El resultado de la suma de los tres tipos de radiación se la conoce como global la cual se utiliza para el cálculo de dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, en la superficie horizontal de la tierra la radiación llega hasta 1000 W/m^2 y se conoce como un sol, para los cálculos

fotovoltaicos se utiliza la hora solar pico HSP que es la cantidad de energía solar que recibe un metro cuadrado de superficie horizontal [43].

La radiación directa es la que procede del sol sin sufrir cambios de dirección y depende de la posición, la radiación difusa es el efecto generado que proviene de la atmosfera por dispersión de parte de la radiación solar en ella, en días cuando las condiciones climáticas lo permiten la radiación difusa puede llegar al 15% aproximadamente de la global. La radiación reflejada (albedo) procede de la reflexión de la radiación incidente sobre el entorno o rebotada de la superficie terrestre, la cantidad de radiación está condicionada por el coeficiente de reflexión de la superficie o albedo.

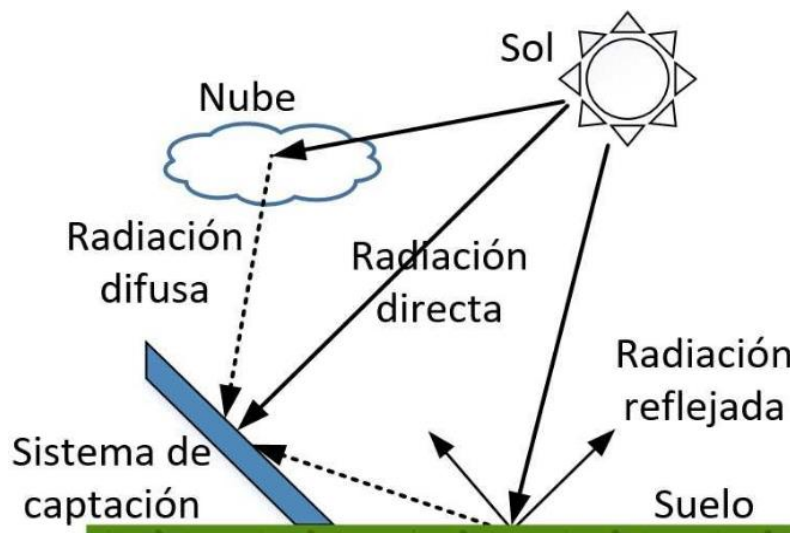


Figura 5. Componentes de la radiación solar

La célula solar es el componente básico del sistema fotovoltaico, la caracterización básica es la eficiencia, el efecto fotovoltaico fue descubierto en 1839 por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel, la primera célula construida alcanzó una eficiencia del 1% fue construida por el inventor norteamericano Fritts, actualmente existen muchos tipos de células solares y la eficiencia ronda el 25%, se puede encontrar comercialmente paneles solares con una eficiencia menor al 20%. Los módulos fotovoltaicos o conocidos como paneles solares son los encargados de convertir los rayos del sol o fotones en energía eléctrica (DC).

4.2.1 Tecnología de los paneles solares

La célula solar es una forma de generar electricidad por medio de la energía proveniente del sol, en la figura 6 se observa los diferentes tipos de materiales empleados para la fabricación



de células solares, las células de silicio tienen una mejor aceptación en el mercado por el rendimiento, eficiencia y costo.

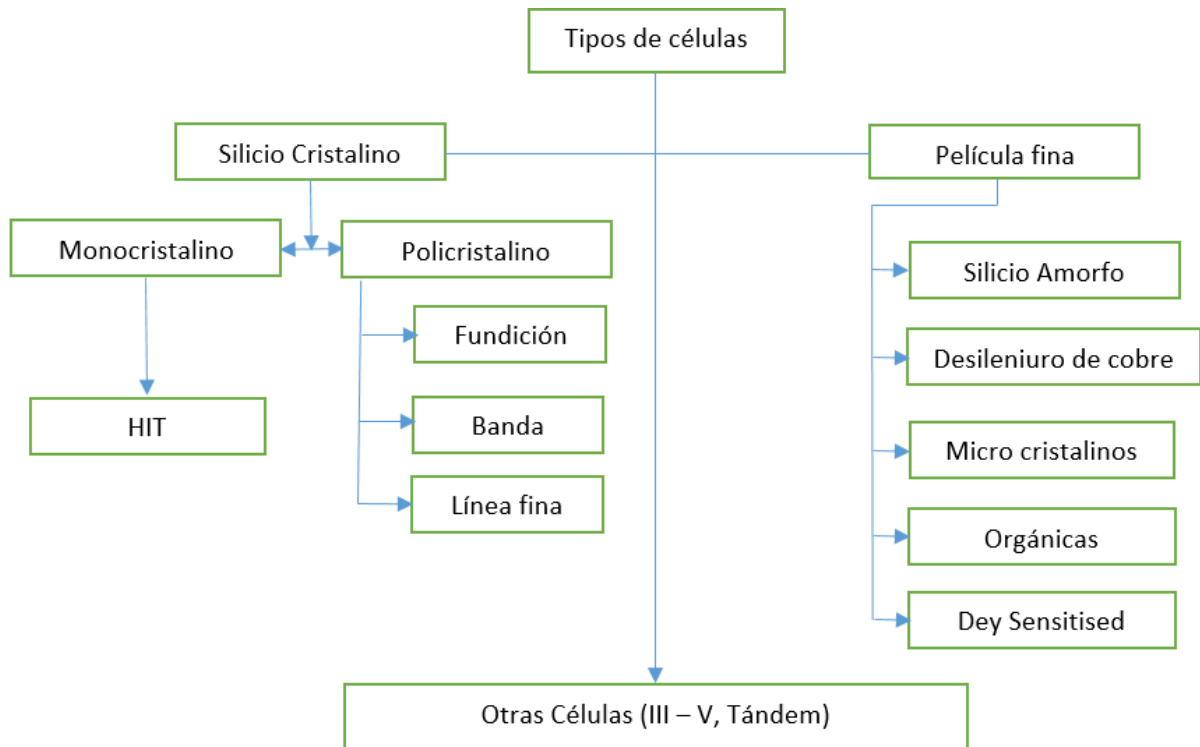


Figura 6. Diferentes tipos de células solares utilizadas

Las células solares de silicio monocristalino son fabricadas con lingotes de silicio en forma cilíndrica, su color característico es el azul oscuro con una alta pureza y concentración de silicio, la eficiencia varía del 15% al 21% dependiendo de la marca, incluso en pruebas de laboratorio alcanza el 24.7% de rendimiento, la desventaja de este tipo de células es el precio respecto a otras opciones del mercado.

En las células solares de silicio policristalino el proceso de cristalización del silicio es diferente, el silicio se funde y se vierte en un molde para continuar con el proceso de cortado, el color característico es azul claro y la superficie presenta un aspecto granulado, el rendimiento es menor a las de tipo monocristalino con un rendimiento del 14% en paneles comerciales y alcanzando 19.8% en pruebas de laboratorio. El costo es menor respecto al monocristalino debido a que el silicio no es puro lo cual lo hace más accesible para la compra, entre los inconvenientes se destaca menor resistencia al calor.



Células de película fina pueden ser fabricadas de telururo de cadmio (CdTe), de amorfo (a-Si), de cobre, de galio, de indio y selenio (GIS/CIGS). Dentro de este grupo también se encuentran las de células fotovoltaicas orgánicas (OPC), las ventajas que presentan la utilización de células de película fina en paneles fotovoltaicos es la flexibilidad para adaptarse a diferentes superficies, el rendimiento no es reducido por las sombras, se pueden fabricar en grandes remesas debido a la sencillez de fabricación. Entre las desventajas que se puede mencionar esta una mayor degradación respecto a otro tipo de paneles, mayor espacio de instalación debido a un menor rendimiento.

Las células tándem se forman con el apilamiento y combinación de dos células de capa delgada de silicio amorfo, su forma de trabajo es absorber el espectro y solapar al mismo tiempo, el rendimiento es mejorado respecto a células individuales separadas sean de tipo cristalinas o amorfas

Otro tipo de células utilizan los elementos de los grupos III y V de la tabla periódica tales como GaAs, InGaP, InGaAs, GaSb, también se pueden encontrar celular fabricadas con los elementos del grupo IV.

En la figura 7 se presenta el rendimiento alcanzado por los diferentes tipos de células para el año 2018 [44], la célula concentrador de 4 uniones o más alcanza una mayor eficiencia con el 46%, mientras que el Instituto para la Investigación de Energía solar Hamelin (ISFH) [45] fabricaron una célula de silicio en material tipo oblea, los resultados alcanzaron el record mundial en eficiencia con $(26.10 \pm 0.31) \%$ en un sol.

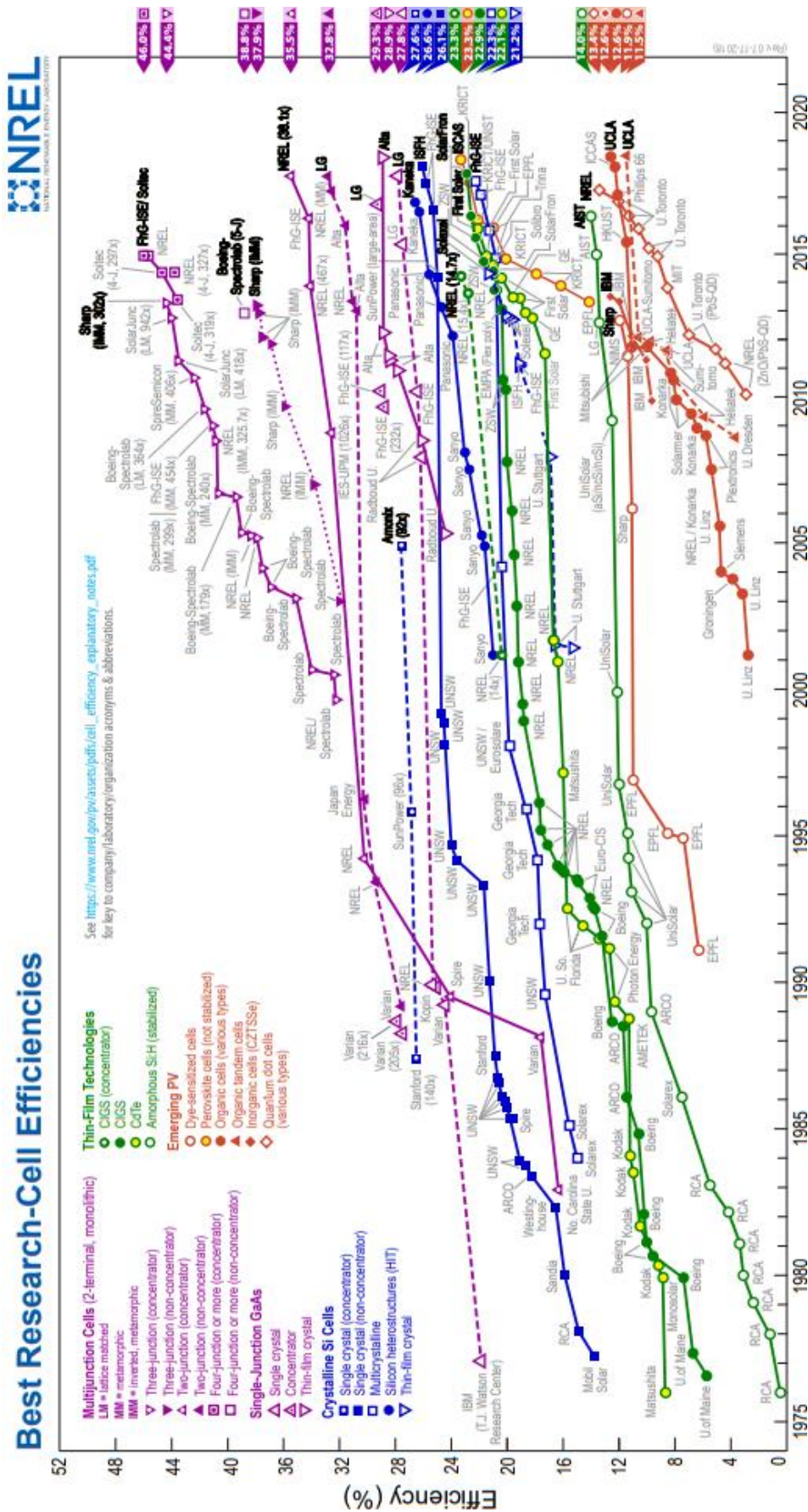


Figura 7. Rendimiento alcanzado de los diferentes tipos de células

4.2.2 Modelo del panel fotovoltaico

El panel fotovoltaico está constituido por varias células fotovoltaicas conectadas en serie y paralelo, entre las características que se destacan esta los niveles de tensión y corriente adecuados, aislamiento eléctrico del exterior, rigidez mecánica, fácil disipación de calor de las células y facilidad de instalación y limpieza [46].

El circuito equivalente para el modelado de una célula solar se muestra en la figura 8 y se representa por una fuente de corriente en paralelo a uno o dos diodos y a una resistencia, a esta parte de circuito se conecta una resistencia en serie.

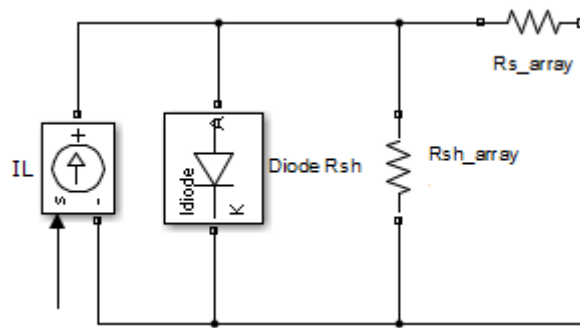


Figura 8. Circuito equivalente de una célula solar Matlab - Simulink

La ecuación básica donde se describe la curva característica I-V de una célula ideal se puede describir de la siguiente manera:

$$I_C(V_C) = I_L - I_0 \times \left[\exp\left(\frac{V_C + R_S \times I_C}{m \times V_T}\right) - 1 \right] - G_{Sh} \times (V_C + R_S \times I_C) \quad (1)$$

Donde , I_L es la corriente fotogenerada generada por cada célula, I_0 es la corriente de saturación o fuga del diodo, V_T es la tensión equivalente de temperatura, R_S es la resistencia serie, G_{Sh} es la conductancia paralelo, mediante la ecuación 2 se puede calcular la dependencia de la temperatura en la corriente de saturación I_0 del diodo.

$$I_0 = I_{0n} \left(\frac{T_n}{T}\right) \times \exp\left(-\frac{E_{GO}}{k \times T}\right) \quad (2)$$



Donde, I_{on} es la corriente de saturación nominal, la T es la temperatura nominal de la célula, E_{GO} es la energía de la banda del semiconductor.

El efecto de temperatura es perjudicial para el rendimiento de la célula como se muestra en la figura 9, cada grado centígrado da una variación de -2.3 mV, la corriente fotogenerada I_L aumenta ligeramente con la temperatura con lo cual se afecta a la corriente de corto circuito I_{sc} .

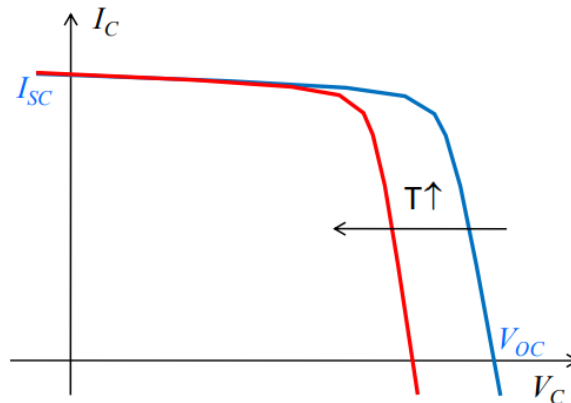


Figura 9. Efecto de la temperatura en una célula solar

La predicción de la radiación solar es crucial para el modelado de generación fotovoltaica. Una serie de modelos empíricos simples pueden predecir con precisión la radiación solar global, en la referencia [47] evalúan cuatro modelos existentes basados en el día del año, uno de los desarrollos es un nuevo modelo empírico para estimar la radiación solar global diaria en una superficie horizontal.

Otros modelos y softwares para estimar la radiación solar alcanzan valores muy aproximados mediante el uso de diversos parámetros meteorológicos tales como latitud, longitud, altitud y parámetros climatológicos como la duración del sol, humedad, índice de claridad, número del mes, temperatura, nubosidad, velocidad del viento, la presión atmosférica, la radiación difusa [48].

La potencia de salida del generador fotovoltaico (PPV), es medida en kW, representa el PV en función de la radiación solar incidente en el sistema fotovoltaico (GT) en kW/m^2 , la radiación incidente en condiciones de prueba estándar (GT,STC) que es un valor constante de $1 \text{ kW}/\text{m}^2$, la potencia nominal de los paneles fotovoltaicos es (PPV,Rated) medida en kW y el factor de escala (dr). Se tiene en cuenta la reducción de la potencia de salida en las condiciones de



funcionamiento del mundo real en comparación con las condiciones nominales de PPV. La ecuación (3) modela matemáticamente el PPV.

$$P_{PV} = P_{PV,Rated} \times d_r \times \left(\frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) \quad (3)$$

Como principales características del PV, Canadian Solar Pro modelo CS6K-285M, se puede enumerar un factor de escala del 88%, una capacidad de 0,285 kW, una vida útil de 25 años, el efecto de la temperatura en la potencia es de -0,41% / C y una eficiencia del 17.4%, en la tabla 6 se muestran características adicionales para el análisis técnico económico.

Tabla 6. Características del panel solar utilizado

PV	
Fabricante	Canadian Solar
Modelo	CS6K-285M-FG
Maxima Potencia STC (Pmax)	285 W
Voltaje a circuito abierto (Voc)	38.6 VDC
Corriente de corto circuito (Isc)	9.51 A
Dimensiones (mm)	1650-992-40 mm
Nº de células solares (156 x 156 mm)	60
Costo de capital	US\$ 300/285 Wp
Costo de reemplazo	US\$ 300/285 Wp
Costo de operación y mantenimiento	0 Wp
Factor de reducción	0.8
Ángulo	15°
Tiempo de vida	25 años

Mediante Matlab- Simulink se diseña el modelo para incluir en la planta del sistema híbrido aislado, las ecuaciones descritas anteriormente son necesarias para simular el modelo de los paneles solares incluyendo las características técnicas del panel.

En la figura 10 se presenta un modelo completo de un sistema fotovoltaico, teniendo como bloque principal el modelado de una célula fotovoltaica [49], para todo el modelo las variables de entrada son la irradiación solar y la temperatura, la importancia de modelar con datos reales radica en la confiabilidad de los resultados, los intervalos de tiempo para la simulación depende del modelo a utilizar, diferentes modelos logran tiempo de simulación desde



minutos, días y un año, en el presente trabajo se modela con datos de radiación tomados cada hora durante el periodo de un año, los datos son adquiridos mediante el software HOMER, programa desarrollado por NREL.

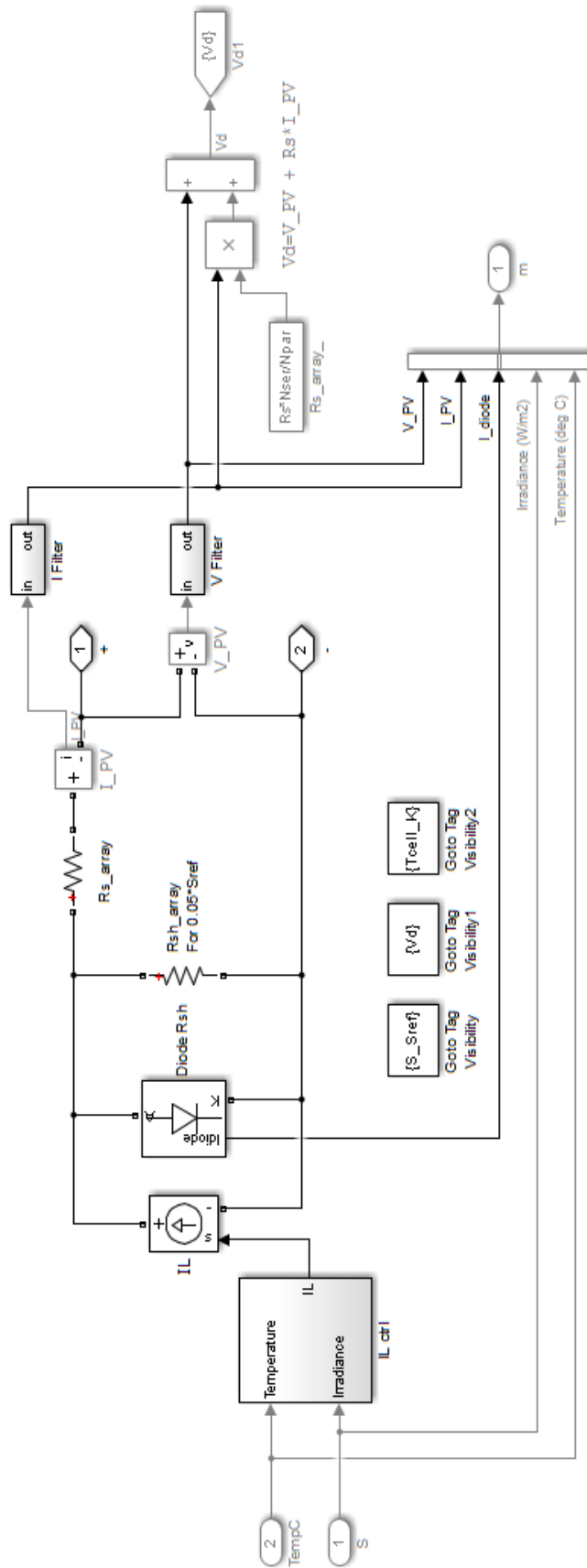


Figura 10. Modelado de una célula solar en Matlab-Simulink



Según las características de funcionamiento de los paneles solares, el aumento en la irradiancia solar lleva a una mayor generación en la potencia de salida, sin embargo, el aumento en la temperatura reduce la máxima potencia generada, en la figura 11 se muestra la curva de salida de potencia para una célula con tres diferentes niveles de irradiancia y dos temperaturas, mediante la gráfica se comprueba el efecto perjudicial de la temperatura en la generación.

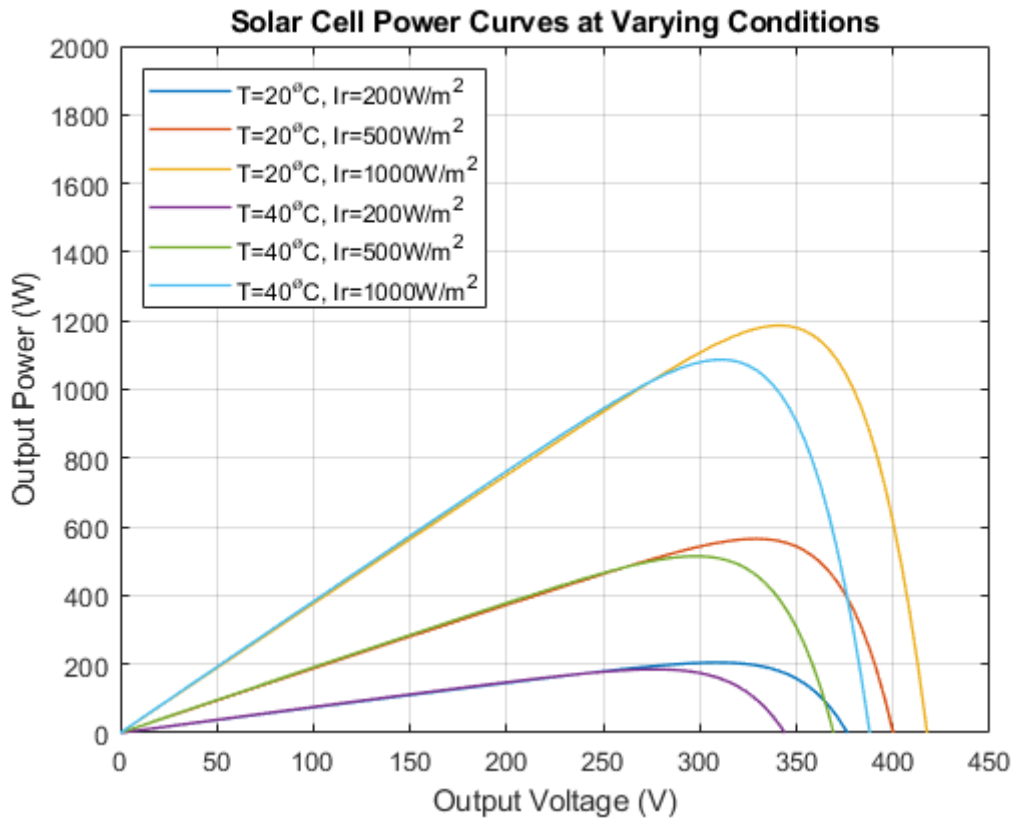


Figura 11. Curva de potencia de una célula solar



4.3 Modelado de la turbina hidrocínética

4.3.1 Introducción

La turbina hidrocínética utiliza la energía cinética que posee el flujo de agua en movimiento, puede aprovechar tres tipos de recursos, ríos en tierra adentro, mareas con estuarios y las corrientes marinas. Este tipo de energía pertenece al campo de las hidroeléctricas. El principio de funcionamiento de una turbina hidrocínética es similar a la de un aerogenerador, pero con la diferencia de que el agua es 800 veces más densa que el aire, por lo que pueden extraer suficiente energía a velocidades menores [50], [51], [52].

Gran parte de las investigaciones se han desarrollado hacia sistemas de mareas, mientras que existe muy poco avance en dispositivos de corrientes en el interior oceánico esto es debido a los costos de la implementación de sistemas de amarre para dispositivos de aguas profundas [53].

En los últimos años empresas principalmente de Europa han invertido en desarrollo tecnológico con diseños próximos a la comercialización, Reino Unido es uno de los países que trabajan en aprovechar el abundante recurso de olas y mareas, el European Marine Energy en Escocia ha implementado laboratorios de pruebas para nuevos diseños y se ha centrado en el desarrollo de normativas internacionales para el aprovechamiento de la energía de las olas y mareas [54].

Turbinas para aprovechar el flujo de agua en los ríos a pequeña escala han sido implementadas especialmente en zonas rurales con recursos hídricos razonables [55], [56], sin embargo, la tecnología está en etapa de desarrollo, siendo cada vez más atractiva debido a las ventajas que presente como un mínimo impacto ambiental, alta densidad energética y buena previsibilidad del recurso hídrico. Existe una gran cantidad de sitios potencialmente aptos para la implementación de turbinas hidrocínéticas en comparación de la generación hidroeléctrica donde no se necesita elevación del terreno para su instalación [57].

Una de las empresas que tiene mejores resultados en desarrollo de turbinas hidrocínéticas es Smart Hydro Power, las turbinas han sido desarrolladas para producir la máxima cantidad de energía eléctrica a través de la energía cinética del flujo de agua, la turbina que comercializan no necesita represas, el curso del río permanece en su estado natural y no se necesita obras civiles para su instalación adicional las turbinas pueden ser conectadas a un sistema híbrido.



Se encuentra clasificadas como productos verdes por su bajo impacto ambiental y se posicionan como una buena alternativa de electrificación a lo largo de ríos para comunidades rurales o remotas [58], [59].

4.3.2 Tipo de turbinas

Las turbinas hidrocinéticas son construidas a pequeña escala con un rango de 1 a 10 kW, las principales configuraciones son de eje horizontal o vertical similares a las turbinas de generación eólica. Los dos conceptos más utilizados para las turbinas hidrocinéticas son turbinas de flujo axial y de flujo cruzado [60].

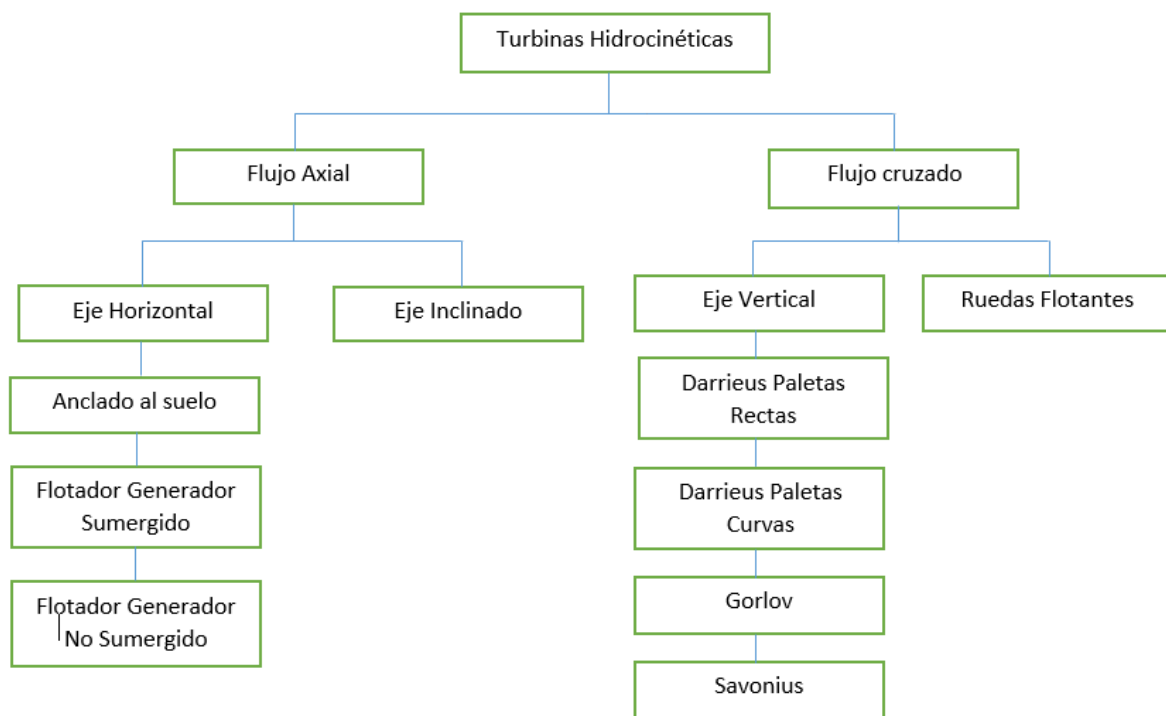


Figura 12. Clasificación de turbinas Hidrocinéticas

4.3.2.1. Turbina de flujo axial

También llamadas de eje horizontal, tienen el eje paralelo al flujo de fluido y emplean rotores tipo hélice, la turbina de flujo axial basadas en elevadores tiene el mismo principio que las alas de un avión.

En la figura 13 se muestra las turbinas de tipo flujo axial en base de la alineación del eje del rotor con respecto a la corriente de agua, la primera tiene el eje inclinado, es uno de los diseños estudiados para ríos pequeños [61], el aspa está compuesta de secciones transversales

de dos dimensiones, el flujo de agua en una sección del aspa impacta mediante una velocidad de entrada axial, angular y fuerza, el resultado de este impacto con un ángulo favorable produce un par, mediante el movimiento se puede extraer energía mecánica. El movimiento mecánico mediante una caja de engranajes o directamente se acopla a un generador donde se produce energía eléctrica. La turbina 2 con estructuras de amarre sólidas requieren que la unidad generadora se coloque cerca del fondo marino o del lecho del río.

Las turbinas 3 y 4 son utilizadas especialmente para la extracción de energía del mar u oceánica, la corrosión de ciertos elementos de la turbina es uno de los principales inconvenientes de avería por estar en contacto con agua salina. Por lo tanto, los elementos que conforman la turbina se construyen comúnmente de materiales fuertes para mayor resistencia y prevenir la corrosión [62].

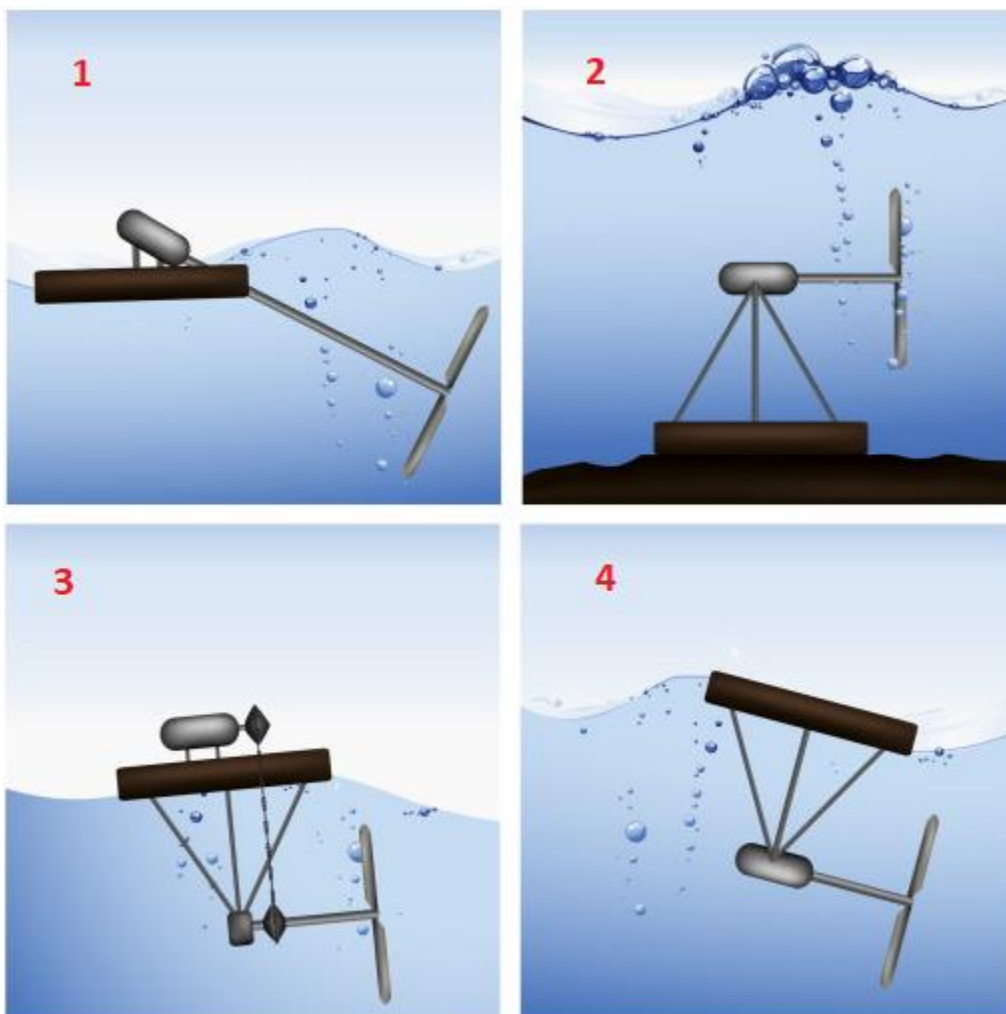


Figura 13. Turbinas de flujo axial

4.3.2.2. Turbinas de flujo cruzado

Las turbinas de flujo cruzado basan su principio de funcionamiento en el levantamiento para lograr un diferencial de presión en las secciones de la pala, similar a las de flujo axial. El diseño de la turbina de flujo cruzado tiene el eje del rotor ortogonal al flujo de agua, pero paralelo a la superficie de agua. Se pueden dividir en eje vertical al plano del agua y eje en el plano horizontal de la superficie del agua.

Este tipo de turbinas se consideran menos eficientes que las turbinas de flujo axial sin embargo presentan algunas ventajas: trabajan con flujo bidireccional, pueden tener una sección transversal rectangular, capacidad de generar energía desde varias direcciones del flujo que sea perpendicular al eje, es una ventaja adicional en un flujo de mareas [63].

En la figura 14 se pueden observar los diferentes tipos de turbinas de eje vertical, las turbinas 1, 2 y 3, Squirrel Cage Darrieus, H-Darrieus, Darrieus respectivamente son las más utilizadas en aplicaciones hidrocinéticas al ser opciones destacadas por el rendimiento que ofrecen. La turbina 4 es una tipo Gorlov donde el diseño de las palas son de estructura helicoidal mientras la turbina 5 se la llama Savonius, es una turbina de arrastre, las aspas pueden ser rectas o sesgadas [64], [65].

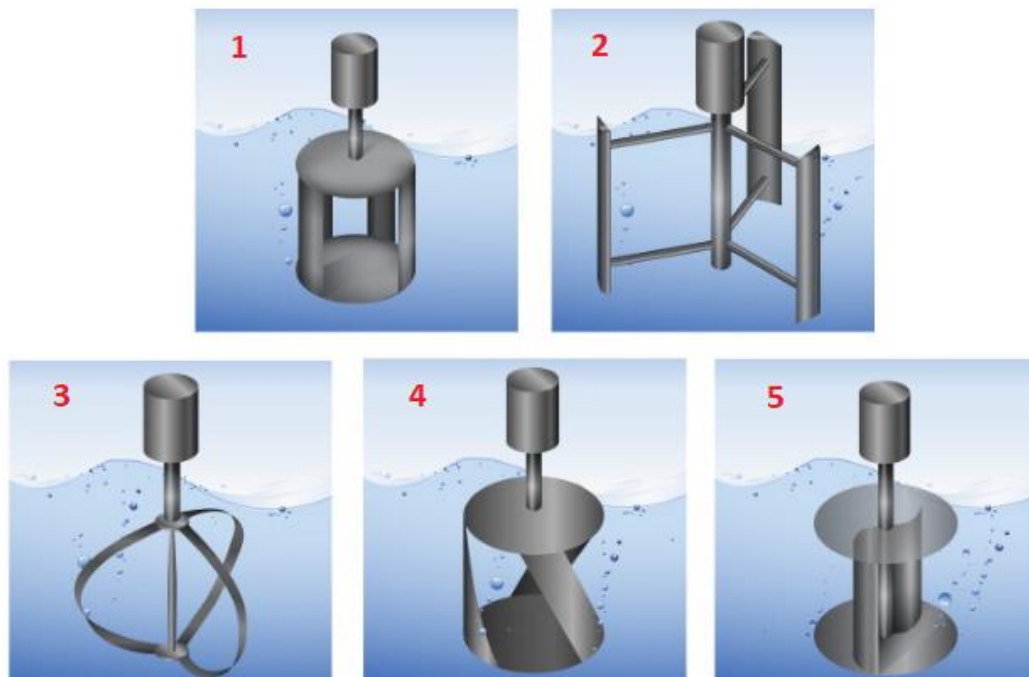


Figura 14. Turbinas de flujo cruzado

Ocean Renewable Power Company (ORPC) es una compañía de energía marina renovable, es uno de los fabricantes de turbinas de flujo cruzado en los Estados Unidos. ORPC ha desarrollado y probado turbinas de marea y tierra adentro para generar electricidad a partir de mareas, ríos y océanos [66].

4.3.4. Elementos principales que constituyen una turbina hidrocínética.

La eficiencia en la extracción de la energía cinética de un flujo agua está directamente ligado con el diseño de la turbina hidrocínética, en la figura 15 se muestra a detalle las partes de la misma, en el documento se comenta las partes principales.

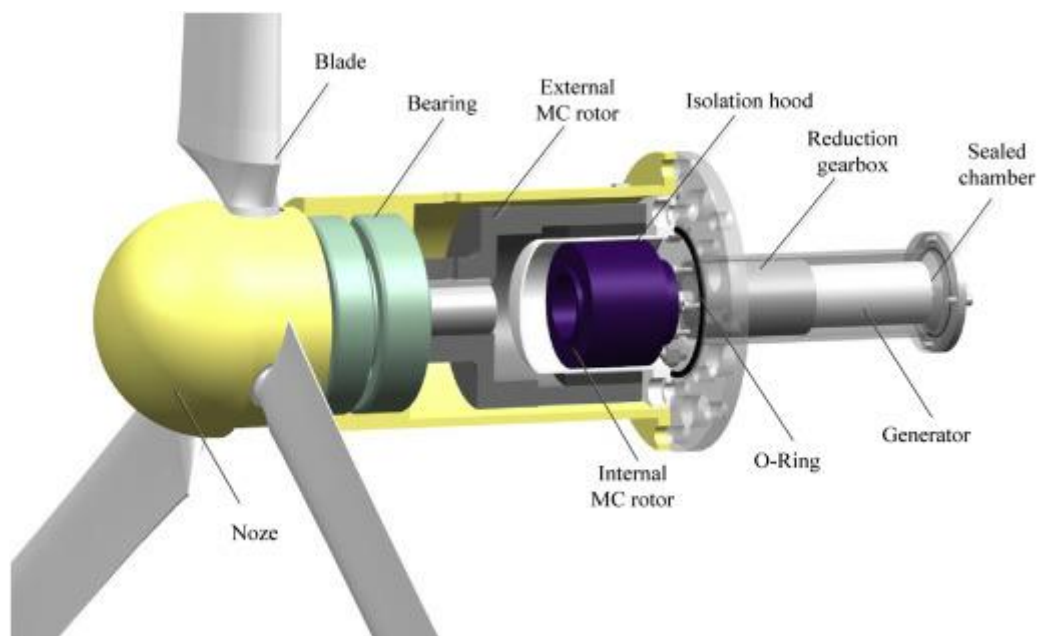


Figura 15. Partes de una turbina hidrocínética [67].

- **Aspas de la turbina**, o palas es el captador de energía cinética del flujo de agua para convertirla en energía de rotación, las palas están compuestas por perfiles dinámicos, optimizados para reducir la vulnerabilidad a las cavitaciones y un menor cuidado a las incrustaciones. El número de aspas y diseño es objeto de estudio, van montadas en un cubo, la energía de rotación se trasmite a un generador mediante transmisión directa o una caja de engranajes, el conjunto de palas y cubo debe aislar al sistema interno de la turbina del agua, más información se puede encontrar en la siguiente literatura [68],[69],[70].



- **Rotor**, es considerada la primera etapa de la turbina hidrocínética, su trabajo consiste en la conversión de energía, la eficiencia de esta unidad determina directamente la eficiencia general de la turbina, uno de los códigos de diseño de rotores exitosos es HarpOpt, basado en el método Blade Element Momentum (BEM) reconocidos en el diseño de rotores de viento y agua [71].
- **Tren de Transmisión**, es el conjunto de componentes encargados de transmitir la energía desde las aspas (eje de baja velocidad) al generador (eje de alta velocidad) mediante un multiplicador de velocidad, la transmisión puede estar construido por una o varias etapas, el principal elemento es la caja de engranajes o caja multiplicadora, la eficiencia global de la caja de engranajes explica la disipación viscosa.
- **Generador Eléctrico**, es el encargado de transformar la energía mecánica recibida de la caja de engranajes en el eje de alta velocidad en energía eléctrica, uno de los generadores síncrono más utilizados es el de imanes permanentes donde se ha sustituido el bobinado de excitación en el rotor por uno de imanes permanentes que suministran un campo de excitación constante.

4.3.5. Modelo de la turbina hidrocínética

El principio de funcionamiento es similar a la de un aerogenerador, en este caso el flujo de agua de un río o marea inciden sobre las aspas de la turbina que hacen girar las mismas transformándose en energía rotacional, la energía mecánica es conducida por medio del sistema de transmisión hasta el generador donde es convertida en energía eléctrica.

Para el análisis y diseño de turbinas hidrocínicas se utiliza la teoría Blade Element Momentum (BEM) donde se combina los principios básicos de la teoría del elemento de Blade y la teoría del impulso. La teoría del impulso es bidimensional, inherentemente estable con lo cual se logra estimar la distribución del flujo a lo largo de la pala. BEM es utilizada para el cálculo de las fuerzas locales en una pala de la turbina hidrocínética, también es posible determinar la geometría óptima de las aspas. Los coeficientes de las fuerzas normales y tangenciales [72] pueden ser calculados mediante las siguientes ecuaciones:



$$C_n = \frac{F_n}{\frac{1}{2}\rho W^2 c dr} = CL \cos\phi + CD \sin\phi \quad (4)$$

$$C_t = \frac{F_t}{\frac{1}{2}\rho W^2 c dr} = CL \sin\phi - CD \cos\phi \quad (5)$$

en donde, F_n y F_t son las fuerzas normal y tangencial de la velocidad relativa, ρ es la densidad del agua, CL y CD son los coeficientes de elevación y arrastre, W la velocidad relativa que puede ser calculada mediante la ecuación 6.

$$W = \sqrt{V_o(1 - a)^2 + |\Omega r(1 + a')|^2} \quad (6)$$

Donde, V_o es la velocidad del flujo, Ω es la velocidad angular, r la posición radial y a es la axial, mientras que el ángulo de flujo [73] es calculado mediante la siguiente ecuación:

$$\tan \phi = \frac{(1-a)V_o}{(1+a')\Omega r} \quad (7)$$

4.3.5.1. Selección del material de las palas

La correcta selección del material con que van a ser construidas las aspas es de suma importancia para obtener una turbina rentable, influenciado en el costo total y durabilidad de la misma, al ser el elemento en contacto con diferentes materias y escombros que puede llevar la corriente de un río o marea. Diversos materiales como fibra de vidrio, fibra de carbono, madera, plásticos reforzados has sido empleados para la fabricación [74].

Para lograr bajar los costos de fabricación e introducción en el mercado de zonas remotas y a pequeña escala los investigadores de la referencia [75] analizaron la factibilidad de fabricar hojas de madera a bajo costo y a escala de producción, sin embargo no se comprobó en un periodo largo la durabilidad del núcleo de madera. Las combinaciones de fibra de vidrio con madera son utilizadas para aerogeneradores de bajo costo empleados comúnmente en países en desarrollo, lo cual es una opción que emplear.

Varios softwares son utilizados para verificar las tensiones en las cuchillas donde aplican el análisis mediante el método de Elementos Finitos, incluso versiones educativas de acceso gratuito como inventor 2013 se puede calcular las principales tensiones y desplazamiento para diferentes materiales, en la figura 16 se muestra una simulación para las aspas de una turbina.

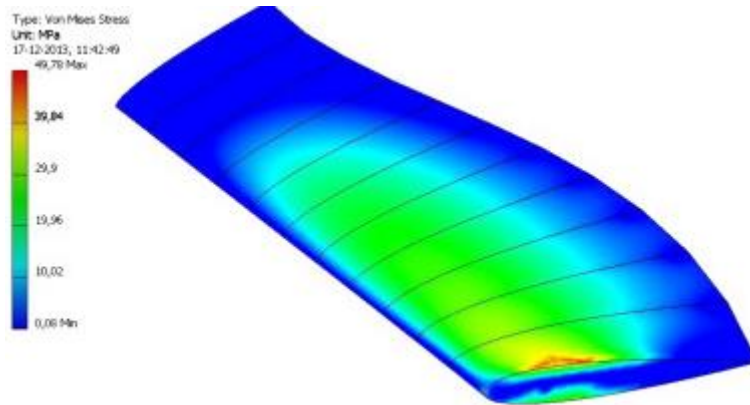


Figura 16. Simulación de mediante Elementos Finitos de una Aspas de la turbina

4.3.5.2. Modelo matemático de la turbina propuesta

Una turbina hidrocínética es un generador sumergido en agua que aprovecha el flujo del líquido para producir energía, el principio de operación de una HKT es similar a una turbina de viento, el sistema hidrocínéticas extrae la energía cinética del agua en movimiento sin necesidad de una presa o tubería de carga, el impacto ambiental es prácticamente nulo a diferencia de los sistemas hidroeléctricos convencionales [76], esta tecnología es confiable para electrificaciones remotas y de pequeña potencia [77].

La energía generada (E_{HKT}) por el sistema hidrocínético se expresa como [52]:

$$E_{HKT} = \frac{1}{2} \times \rho W \times A \times v^3 \times C_p, H \times \eta_{HKT} \times t \quad (8)$$

donde ρW es la densidad del agua (kg/m^3), C_p, H es el coeficiente de rendimiento de la turbina hidrocínética, η_{HKT} es la eficiencia combinada de la turbina hidrocínética y el generador, A es el área de la turbina (m^2), v es la velocidad de la corriente de agua (m/s), y t es el tiempo (s).



Para el diagrama de bloques se ha utilizado ecuaciones basadas en el perfil de velocidades en canales abiertos por la ley de la potencia. Estas leyes son ampliamente utilizadas al ser teóricamente perfeccionadas y porque son relativamente más correctas en representar los perfiles de velocidad verticales [78].

La velocidad en un cierto punto sobre el lecho del río de un canal abierto se puede expresar como una forma de función de potencia que utiliza la relación de profundidad. Por lo tanto, la ley de poder se puede expresar de la siguiente manera:

$$\frac{u}{u_a} = \left(\frac{y}{a}\right)^{1/m} \quad (9)$$

donde, u es la velocidad media de tiempo del flujo de corriente, y es la distancia normal de la cama ascendente por encima del dato, u_a es la velocidad en el punto a donde se desvía verticalmente del fondo del río, $1/m$ es el exponente de la ley de potencia. Por otro lado, la ecuación universal de la ley logarítmica (ley de registro) que representa la distribución vertical de la velocidad del flujo junto con la ley de potencia es la siguiente.

$$\frac{u}{u_*} = \frac{1}{k} \ln\left(\frac{y}{y_0}\right) \quad (10)$$

donde, κ es la constante de von Karman que es aproximadamente 0.41. La ley de registro está bien definida porque la constante κ se ha determinado experimentalmente, mientras que la ley de la potencia tiene algunas restricciones de uso porque el exponente $1/m$ varía con el número de Reynolds y la rugosidad de la cama [79]. Conocida la velocidad del río mediante las leyes antes mencionadas se aplica a una turbina de hidrocínética disponible de forma comercial Smart Hydro Power donde el fabricante presenta la curva de potencia obtenida durante una prueba en el instituto SVA Postdam, la potencia generada oscila entre 0.25 kW y 5 kW a una velocidad nominal de 3.1 m/s tal como se muestra en la figura 17.

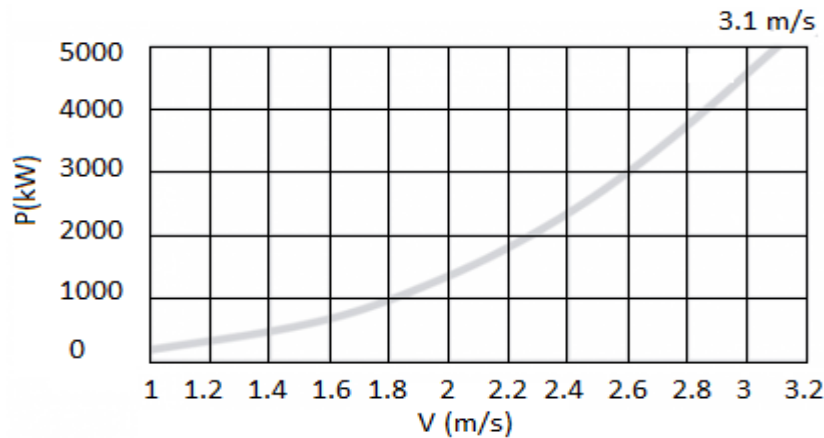


Figura 17. Curva de potencia de la turbine Smart Hydro

La turbina tiene 3 palas, el rotor es de 1000 mm de diámetro, capaz de generar una velocidad de rotación de 90 hasta 230 rpm, los resultados pueden variar dependiendo de las condiciones del agua del río menciona el fabricante por lo que en el modelado se agrega otro bloque llamado Water Density Ratio Function [80]. La implementación del subsistema se muestra en la figura 18.

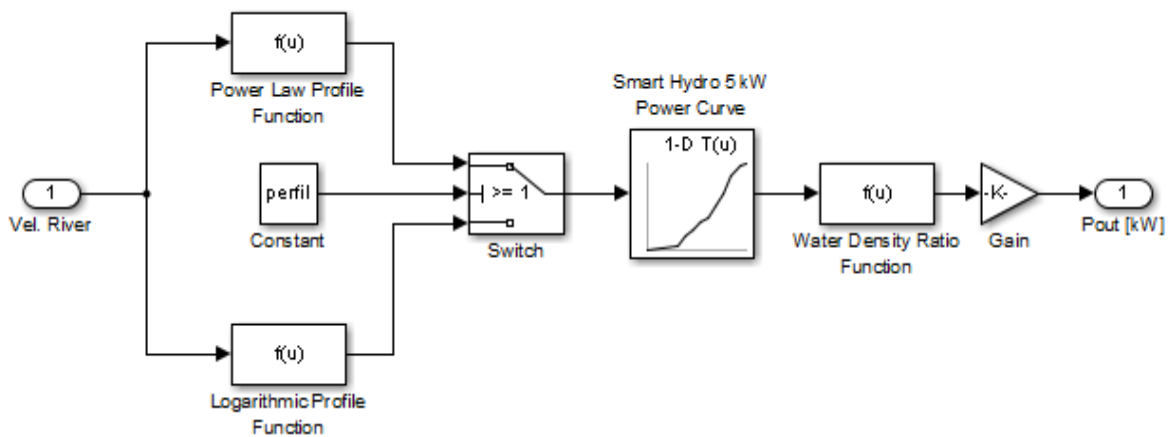


Figura 18. Diagrama de bloques de una turbina de río en Simulink - Matlab

Para calcular la energía anual de producida por una turbina se utiliza la siguiente ecuación:

$$E = \sum_{t=1}^{t=8760h} P(t) * t \quad (11)$$

Las características técnicas y costo de la turbina son presentadas en la tabla 7 proporcionadas por el fabricante Smart Hydro.



Tabla 7. Características técnicas de la turbina hidrocinéticas

HKT	
Fabricante	Smart Hydro Power
Modelo	Smart Monofloat
Dimensiones (mm)	2640-1120-1120
Velocidad de rotación (rpm)	90 – 230
Peso (Kg)	380 Kg
Numero de aspas	3
Rotor ϕ	1000 mm
Costo de capital (\$)	11179
Costo de reemplazo (\$)	11179
Operación and mantenimiento (\$/año)	100
Max. Salida de potencia	2.8 m/s – 5 kW

4.4. Pila de combustible

A principio del siglo XIX se introduce el concepto de pila de combustible por Sir Humphrey Davy, en 1838 Sir William Grove inventa la primera pila de combustible o en ingles fuel cell, cuando descubrió que la electricidad puede generarse mediante la inversión del electrolisis del agua al utilizar oxígeno e hidrógeno [81]. El término "celda de combustible" fue utilizado por primera vez medio siglo después por Mond & Langer. La primera celda de combustible comercial fue utilizada por General Electric mediante la NASA en el proyecto espacial Gemini [82]. La pila o celda de combustible es una fuente de conversión directa de energía electroquímica a energía eléctrica que transforman la energía química en combustibles como el hidrógeno y el metanol en electricidad de corriente continua, utilizando medios electroquímicos con oxígeno en el aire.

La tecnología del hidrógeno es totalmente limpia al no involucrar combustión en lo absoluto, los componentes de la reacción electroquímica son el agua y el calor. La eficiencia, las bajas emisiones químicas, menor ruido que un generador de combustión interna colaboran en la utilización de este tipo de componente.

4.4.1 Tipos de pilas de combustible

Ha tenido un notable desarrollo los diferentes tipos de celdas de combustible para diferentes aplicaciones, las cuales se pueden utilizar en sistemas de generación renovable, la industria automotriz y para dispositivos electrónicos domésticos y portátiles.



Se pueden destacar seis tipos principales de pilas de combustible:

- Pila de combustible de membrana de intercambio de protones (PEMFC)
- Pila de combustible de metanol directo (DMFC)
- Pila de combustible de óxido metálico sólido (SOFC)
- Pila de combustible de carbonato fundido (MCFC)
- Pila de combustible de ácido fosfórico (PAFC)
- Alcalinas.

La tecnología de las células PEM está basado en la Membrana de intercambio de protones, las PEM reemplazan al asbesto, la permeabilidad a los gases de un PEM es mucho menor que la del amianto. Es una de las tecnologías prometedoras para la producción de hidrógeno, entre las ventajas que presenta son: la baja temperatura de funcionamiento, respuesta rápida, la alta eficiencia, alta densidad de potencia, el diseño compacto, la alta presión de salida, capacidad de inicio rápido, bajo nivel de ruido [83]. La principal desventaja para el uso extendido de este tipo de tecnología es el costo debido a los metales preciosos utilizados como electro catalizador para la electrólisis, lo que hace que el costo sea mayor que la electrólisis alcalina. Diversas investigaciones han realizado mejoras en los materiales de los electrodos para la reducción del costo de las PEM [84], [85]. Adicional el empleo para sistema de generación de energías renovables, las PEM se utilizan en el transporte como autobuses, automóviles y dispositivos electrónicos portátiles como computadoras y teléfonos.

En la figura 19, se muestra el esquema básico de una pila de combustible tipo PEM, la parte principal es el conjunto membrana y electrodos conocido con el termino MEA (Membrane Electrode Assembly), a cada lado de la membrana tiene un electrodo, el electrodo positivo se encuentra en el cátodo donde se produce la reacción de oxidación del combustible y el electrodo negativo, ánodo se produce la oxidación de comburente. El material que la forma es poroso sobre la cual se distribuye homogéneamente las partículas del catalizador, en los electrodos se usa pequeñas partículas de platino como catalizador.

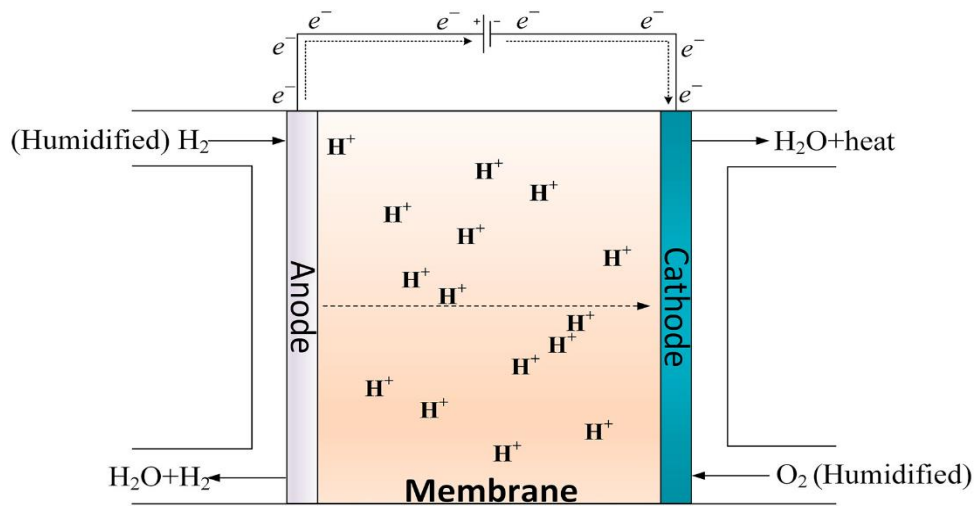
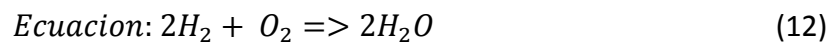
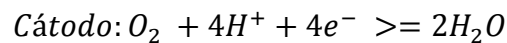
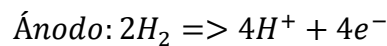


Figura 19. Esquema de una pila de combustible PEM [86].

Las reacciones químicas que se producen en una PEM es [87]:



Combustibles líquidos como el etanol que poseen una alta densidad energética son utilizados como alternativa al uso de hidrógeno como combustible. Las celdas de combustible de metanol directo (DMFC) son una tecnología que ofrece una menor densidad de potencia y eficiencia respecto a una PEMFC / H₂, pero tienen una mayor simplicidad adicional a una mayor densidad de energía.

Las células SOFC (óxido metálico fuel cell) es uno de los tipos de celdas de combustibles eficientes donde producen electricidad directamente de un combustible, entre las ventajas de este tipo de tecnología es pertenecer a los combustibles flexibles, adecuados para cualquier sistema combinado para generación de hidrógeno, energía y refrigeración o calefacción [88], mientras que las desventajas que presentan es la degradación de los componentes por corrosión debido a la alta temperatura de funcionamiento y un mayor tiempo de arranque. La temperatura de operación es de 600 a 1000 °C, a estas temperaturas se produce una gran conductividad iónica del electrolito debido a la movilidad de los aniones oxígeno. Este tipo de tecnología es utilizado en sistemas híbridos con generadores de



biomasa, información adicional se puede encontrar en las siguientes referencias [89],[90],[91].

Las celda de combustible de carbonato fundido MCFC es una opción para generación de electricidad con un gran potencial, pero aún está en fase de investigación acerca del tiempo de vida para demostrar la sostenibilidad económica para competir con otro tipo de tecnologías probadas [92]. Este tipo de celda de combustible trabaja a altas temperatura aproximadamente 650 °C, las partes activas del elemento son el cátodo, ánodo y matriz que es donde se empapan los carbonatos, para el ensamblaje de la pila se utiliza varios elementos de aceros especiales como colectores anódicos y catódicos, placa de presión, placas bipolares entre otras.

La eficiencia energética de la celda de combustible es de más del 80%, con gas natural se logra una eficiencia de hasta el 52%. La eficiencia eléctrica típica de los sistemas MC es aproximadamente el 47% mientras la eficiencia térmica varía del 30 al 35% [93].

Las pilas de combustible de ácido fosfórico PAFC en sus inicios se utilizaron como celdas de combustible para la calefacción en la década del 70, alrededor de 400 sistemas de mediana escala (85 MW) han sido utilizados para cogeneración y están en funcionamiento especialmente en Alemania, Estados Unidos y Japón. Actualmente la tecnología no se ha distribuido al sector residencial, sin embargo se ha realizado sistemas de demostración a pequeña escala de 1kW [94]. La temperatura de funcionamiento es del alrededor de 220 °C.

Las células de combustible alcalinas AFC se desarrollaron a inicios del siglo XX están operadas con una solución electrolítica líquida de hidróxido de potasio o hidróxido de sodio que es retenida en una matriz tradicionalmente de asbesto, debido a la naturaleza conductora de todos los hidróxidos alcalinos. Entre las ventajas que presenta esta las temperaturas de funcionamiento menor a 120 °C generalmente trabajan entre 23 y 70 °C sin embargo una de las desventajas asociada a este tipo de pilas de combustible es el líquido electrolito que reacciona con los bicarbonatos formadores de dióxido de carbono y las sales de carbonato.

En la siguiente tabla se muestra las principales características de las pilas de combustible mencionadas en el documento.



Tabla 8. Comparación de los diferentes tipos de pilas de combustible

Tipo	Electrolito	Temp. Operación [°C]	Potencia	Eficiencia	Aplicaciones
PEM	Polímero compuesto por ácido perfluorosulfónico	< 120	< 1kW - 100kW	60%	Portátiles, Transporte, Vehículos
DMFC	Carbonatos alcalinos	600-700	40kW - 125kW	60%	Industria, Transporte
SOFC	Zirconia estabilizada con ytrio	500-1000	1kW - 2MW	60%	Sistema auxiliar en automóviles, Generación de electricidad y calor
MCFC	Aleación de níquel	600-700	10kW - 2MW	60%	Generación centralizada de energía eléctrica para aplicaciones industriales
PAFC	Ácido fosfórico	150-205	50kW - 400kW	40%	Aplicaciones estacionarias
AFC	Mezcla fundida de hidróxido de potasio	< 100	1kW - 100kW	70%	Misiones espaciales y/o militares, Transporte

La pila de combustible AFC es estructuralmente similar a la de las celdas de combustible PEM, pero con la diferencia que tiene una membrana de intercambio de aniones en el AEMFC en lugar de una membrana de intercambio de protones (PEM) [95]. Posee diversos catalizadores como oro, plata, platino, níquel y óxidos metálicos.

4.4.2 Modelado de la pila de combustible

A través de las investigaciones se han presentado varios modelos de pilas combustibles, en algunos casos de gran aceptación por la comunidad científica, donde el modelado se utiliza para predecir el rendimiento del elemento, emulando correctamente los datos experimentales tales como la alta densidad de corriente, presión, temperatura y humidificación [46].

Paduelle, mediante un software comercial presenta un modelo reducido de la pila de combustible, en el trabajo diseña un modelo dinámico de un sistema de energía para satisfacer los requisitos dinámicos de la red y una operación de celda segura, los autores realizan una serie de simplificaciones que son la base de nuevos modelos reducidos [96].



Literatura reciente se puede encontrar en la referencia [97] donde se presenta un modelo para una celda de combustible tipo PEM considerando la difusión a través de los electrodos porosos del combustible humidificado y los gases oxidantes, mediante la ecuación de Nernst y Butler-Volmer se calcula el potencial de equilibrio termodinámico y la cinética de reacción respectivamente, numéricamente se resuelve el modelo donde se analiza el rendimiento de la celda de combustible y el transporte de agua en un rango de densidades de operación de corriente.

Herramientas como la dinámica de fluidos computacionales (CFD) puede simular con precisión los principales fenómenos de transporte que sucede en una PEM, en la referencia [98] el autor utiliza OpenFOAM (Open Field Operation and Manipulation) que es un software gratuito de CFD y de código abierto, desarrollado principalmente por OpenFoam Ltd, los resultados son comparados con resultados anteriores y experimentales lo cual demuestra la efectividad del modelo presentado.

El modelado matemático de una PEM es de vital importancia ante la dificultad de encontrar estimaciones experimentales del rendimiento real de la pila de combustible por las diversas variables, fenómenos y condiciones operativas que se presentan tales como la presión del combustible, humedad del combustible y temperatura de trabajo, en la referencia [99] desarrollan un modelo preciso que incluye el comportamiento dinámico de la pila, en el documento presentan una serie de estructuras de modelos matemáticos simples pero más realistas para una celda de combustible PEM, los modelos presentados predicen el comportamiento de polarización de la celda de combustible PEM en diferentes condiciones de carga.

Para calcular la tensión de salida V_{fc} se utiliza la ecuación 12, el resultado se logra a través de la tensión desarrollada en el interior de la FC y los huecos de tensión.

$$V_{fc} = E_{OC} - V_{act} - V_{ohm} = E_{oc} - NA \ln \left(\frac{i_{fc}}{i_o} \right) - R i_{fc} \quad (13)$$

donde E_{OC} (V) es la tensión a circuito abierto, i_o (A) es la corriente de intercambio, A (V) es la pendiente de Tafel, N es el número de celdas, i_{fc} (A) es la corriente de salida de la pila de combustible y R (Ω) es la resistencia de la celda.



Un modelo de pila de celdas de combustible de membrana de intercambio de protones (PEM) se puede encontrar en Mathwork, el bloque es desarrollado por Olivier Tremblay de la Escuela de Tecnología Superior, Montreal [100], en el presente trabajo el modelo es una guía para el dimensionamiento óptimo mientras que para el análisis económico se utilizan modelos desarrollados por los software comerciales de componentes comerciales.

4.5 Electrolizador

El hidrógeno no existe en su estructura molecular en la naturaleza lo cual imposibilita la implementación a gran escala de la economía del hidrógeno [101], por el momento el hidrógeno de alta calidad se produce mediante la conversión electroquímica del agua en hidrógeno y oxígeno a través de un proceso conocido como electrólisis del agua. En 1789, Troostwijk y Diemann descubrieron el fenómeno del electrólisis, una de las tecnologías electrolíticas utilizadas a nivel comercial en el mundo es la electrólisis alcalina la cual se ha convertido en una tecnología madura para la producción de hidrógeno [102] sin embargo en 1960 General Electric desarrolla el primer electrolizador de agua basado en un concepto de electrolítico de polímero sólido, más tarde se utilizó una membrana de poliestireno sulfonado sólido como electrolítico, al concepto se lo conoce como electrólisis de agua de membrana con intercambio de protones PEM.

La electrólisis de agua PEM ha sido promovido debido a su diseño de sistema compacto, temperatura de funcionamiento, capacidad de operación y una mayor densidad de corriente respecto con la tecnología alcalina tradicional, sin embargo, el alto costo de los componentes y una vida útil limitada han sido limitantes para el desarrollo de la tecnología PEM [103], adicionalmente tiene la característica de los módulos de electrólisis compactos y las propiedades estructurales de los conjuntos de electrodos de membrana (MEA) con lo cual la PEM permite altas presiones operativas, soportando las diferencias de presión entre los compartimentos de los electrodos en el orden de magnitud de 5×10^6 [104].

La producción de hidrógeno derivado de fuentes de energías limpias no produce emisiones de CO₂, por lo que almacenar el exceso de energía solar o eólica es viable, adicionalmente que el hidrógeno obtenido mediante la electrólisis del agua es altamente puro con un 99.9% lo que puede tener aplicaciones industriales.

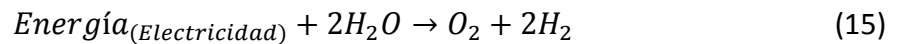


La energía química que se almacena como hidrógeno es obtenida de la electrólisis del agua, de la energía eléctrica y térmica, el oxígeno se produce como un subproducto. Según las leyes de electrólisis Faraday, la producción de hidrógeno es directamente proporcional a la carga eléctrica que se transfiere a los electrodos. Mediante la ecuación 14 se puede calcular la tasa de producción de hidrógeno (mols-1) de una celda electrolítica.

$$f_{H_2} = \eta F \frac{i_{cell} \times A_{cell}}{zF} \quad (14)$$

Donde, z es el numero de moles transferidos en la reaccion , F es la constante de Faraday ($9.6485 \times 10^4 \text{ Cmol}^{-1}$), i_{cell} es la densidad de corriente (Acm^{-2}), A_{cell} es el área efectiva de la celda (cm^2) y ηF es la eficiencia de faraday tambien conocida como eficiencia actual [104].

El exceso de energía eléctrica de las diferentes fuentes que se desea almacenar se deriva hacia un electrolizador, en el dispositivo el paso de la corriente disocia agua en sus dos componentes: oxígeno (O_2) e hidrógeno (H_2) según la reacción:



4.5.1 Tipos de Electrolizador

La electrólisis es una tecnología madura, bien desarrollada, en el mercado existen varios tipos de electrolizadores a continuación, se describe los principales.

Electrolizador de agua alcalina para la producción de hidrógeno, son principalmente utilizados para la producción de hidrógeno a gran escala, para su funcionamiento utilizan un electrolito liquido con KOH y/o una solución acuosa de NaOH, la concentración del electrolito es aproximadamente un 25%, la temperatura de funcionamiento es baja entre 60 y 80 °C. El diafragma utilizado es de asbesto y utiliza materiales de Niquel como electrodo, el hidrógeno producido es altamente puro 99% pero también se crea una niebla alcalina en el gas generado que tiene que ser eliminada típicamente por desorción. La máxima densidad de corriente de funcionamiento del electrolizador alcalino es menor a 400 mA/cm² y el consumo de energía para la producción de energía es de 4.5 a 5.5 kWh/Nm³ obteniendo una eficiencia del 60%.



Se tiene que tener en cuenta el equilibrio de presión entre los lados del ánodo y cátodo para evitar que el hidrógeno/oxígeno penetre en el diafragma poroso de asbesto lo cual puede ocasionar una explosión.

Membrana de intercambio de protones PEM, se considera como una tecnología prometedora, ideales para aplicaciones de mediana y pequeña escala. El funcionamiento se basa en la tecnología de celda de combustible de membrana de intercambio de protones, dicha membrana reemplaza el asbesto con protones conducidos en la membrana, en este tipo de tecnología al no tener una niebla alcalina como en el caso anterior es una tecnología verde respetuosa con el medio ambiente, la densidad de corriente de operación de las PEM es $10A/cm^2$ con lo que presenta una ventaja frente a otras tecnologías de electrolisis de agua alcalina, se puede acotar otra ventaja importante a nivel industrial es la simplicidad de equilibrar plantas de electrolisis PEM. Lo que le hace poco atractiva el uso a gran escala son el costo más elevado respecto a la alcalina debido a los metales preciosos que se utilizan como electrocatalizadores para la reacción de electrólisis, varias investigaciones se han realizado con el objetivo de reducir el precio presentando mejoras en los materiales usado en los electrodos.

Electrólisis de oxígeno iónico, es una nueva tecnología en etapa de desarrollo, su funcionamiento se basa en el uso de una membrana de cerámica que conduce de iones de oxígeno, el proceso de electrolisis se produce a temperaturas superiores a los $500\text{ }^\circ\text{C}$. La celda utilizada en el proceso se conoce como celda de electrólisis de óxido sólido (SOEC), el principio de operación de la celda es el proceso inverso de la celda de combustible de óxido sólido [105].

En la figura 20 se enumera las principales características de las tecnologías usadas para electrólisis, se destacan de 2 tipos, el primero de electrolisis de baja temperatura donde se encuentran las de tipo alcalina, el segundo tipo es de electrolisis de alta temperatura y se encuentran las de ion de oxígeno. La tecnología por cambio de protones está entre las de baja temperatura y alta temperatura

	Low Temperature Electrolysis			High Temperature Electrolysis		
	Alkaline (OH ⁻) electrolysis	Proton Exchange (H ⁺) electrolysis		Oxygen ion(O ²⁻) electrolysis		
	Liquid	Polymer Electrolyte Membrane		Solid Oxide Electrolysis (SOE)		
Operation principles						
Charge carrier	OH ⁻	OH ⁻	H ⁺	H ⁺	O ²⁻	O ²⁻
Temperature	20-80°C	20-200°C	20-200°C	500-1000°C	500-1000°C	750-900°C
Electrolyte	liquid	solid (polymeric)		solid (ceramic)		
Anodic Reaction (OER)	4OH ⁻ → 2H ₂ O + O ₂ + 4e ⁻	4OH ⁻ → 2H ₂ O + O ₂ + 4e ⁻	2H ₂ O → 4H ⁺ + O ₂ + 4e ⁻	2H ₂ O → 4H ⁺ + 4e ⁻ + O ₂	O ²⁻ → 1/2 O ₂ + 2e ⁻	O ²⁻ → 1/2 O ₂ + 2e ⁻
Anodes	Ni > Co > Fe (oxides) Perovskites: Ba _{0.5} Sr _{0.5} Co _{0.8} Fe _{0.2} O _{3-δ} , LaCoO ₃	Ni-based	IrO ₂ , RuO ₂ , Ir _x Ru _{1-x} O ₂ Supports: TiO ₂ , ITO, TiC	Perovskites with protonic-electronic conductivity	La ₂ Sr _{1-x} MnO ₃ + Y-Stabilized ZrO ₂ (LSM-YSZ)	La ₂ Sr _{1-x} MnO ₃ + Y-Stabilized ZrO ₂ (LSM-YSZ)
Cathodic Reaction (HER)	2H ₂ O + 4e ⁻ → 4OH ⁻ + 2H ₂	2H ₂ O + 4e ⁻ → 4OH ⁻ + 2H ₂	4H ⁺ + 4e ⁻ → 2H ₂	4H ⁺ + 4e ⁻ → 2H ₂	H ₂ O + 2e ⁻ → H ₂ + O ²⁻	H ₂ O + 2e ⁻ → H ₂ + O ²⁻ CO ₂ + 2e ⁻ → CO + O ²⁻
Cathodes	Ni alloys	Ni, Ni-Fe, NiFe ₂ O ₄	Pt/C MoS ₂	Ni-cermets	Ni-YSZ Subst. LaCrO ₃	Ni-YSZ perovskites
Efficiency	59-70%		65-82%	up to 100%	up to 100%	-
Applicability	commercial	laboratory scale	near-term commercialization	laboratory scale	demonstration	laboratory scale
Advantages	low capital cost, relatively stable, mature technology	combination of alkaline and H ⁺ -PEM electrolysis	compact design, fast response/start-up, high-purity H ₂	enhanced kinetics, thermodynamics: lower energy demands, low capital cost		+ direct production of syngas
Disadvantages	corrosive electrolyte, gas permeation, slow dynamics	low OH ⁻ conductivity in polymeric membranes	high cost polymeric membranes; acidic; noble metals	mechanically unstable electrodes (cracking), safety issues: improper sealing		
Challenges	Improve durability/reliability; and Oxygen Evolution	Improve electrolyte	Reduce noble-metal utilization	microstructural changes in the electrodes: delamination, blocking of TPBs, passivation	C deposition, microstructural change electrodes	

Figura 20. Características de las principales tecnologías electrolisis [83].

4.5.2 Modelado del Electrolizador

El modelado del electrolizador se realiza para conocer la relación entre el consumo de energía eléctrica de elemento y el hidrógeno producido del mismo. Los voltajes nominales de las celdas electroquímicas trabajan a tensiones bajas generalmente no exceden los 100V, mientras que la intensidad en corriente continua es elevada. La potencia de alimentación se la puede calcular mediante la ecuación 16 [106], [107]:

$$P_{cell} = V_{cell} \times I \quad (16)$$

$$V_{cell} = E_{cell}^0 + \eta_{act,(a,c)} + \eta_{ohm} \quad (17)$$

Se tiene que tener en cuenta los varios voltajes de circuito abierto para calcular la polarización de la celda, para el cálculo se utiliza la ecuación de Nernst, donde se considera el efecto de la temperatura y la concentración de la especie. A una presión y temperatura estándar el valor de E_o es 1.23V [108].



$$E_{cell}^0 = E_{rev}^0 - 0.9 \times 10^{-3}(T - 298) + \frac{RT}{4F} \ln \left(\frac{P_{H_2}^2 \times P_{O_2}}{P_{(H_2O)}} \right) \quad (18)$$

El potencial reversible revela el efecto termodinámico de la reacción electroquímica, P_{H_2O} , P_{H_2} , P_{O_2} son las presiones parciales del vapor de agua, hidrógeno y oxígeno respectivamente, T es la temperatura del electrolizador, F es la constante de Faraday. El efecto de la presión no es considerado. Aunque el potencial reversible del agua es 1,229 V a 25°C, el potencial de disociación del agua está influenciado por la actividad de los electrodos [109] por lo tanto la ecuación se plantea de la siguiente forma:

$$E_{rev}^0 = 1.229 - 0.9 \times 10^{-3}(T - 298) \quad (19)$$

El potencial reversible refleja el efecto termodinámico de la reacción electroquímica, donde se encuentran las presiones parciales de hidrógeno, oxígeno y vapor de agua respectivamente. En este estudio, el efecto de la presión no se tiene en cuenta y se utiliza un valor dependiente de la temperatura del voltaje de celda reversible.

El sobrepotencial de activación se basa en la cinética del electrodo en el sitio de reacción. Se puede interpretar como la sobretensión de activación es un valor medido de la activación de los electrodos, la sobretensión se calcula usando la ecuación de Butler-Volmer (B – V) tanto para el ánodo como el cátodo [110]:

$$\eta_{act,i} = \frac{RT}{F} \ln \left[\frac{J}{2J_{0,i}} + \sqrt{\left(\frac{J}{2J_{0,i}} \right)^2 + 1} \right] \quad i = a, c \quad (20)$$

Para el análisis del técnico económico es necesario calcular el costo del ciclo de energía C_{CEle_FC} (USD) correspondiente a una cierta potencia P (kW), durante 1 h, no depende de la potencia, y se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$C_{CEle_FC} = \frac{\frac{C_{Ele}}{Life_{Ele}} + C_{O\&M_Ele} + \frac{C_{FC}}{Life_{FC}} + C_{O\&M_FC}}{\eta_{Ele} \times \eta_{FC}} \quad (21)$$



donde $LifeEle$ (h) es el tiempo de vida del electrolizador, $CEle$ (USD) es el coste fijo del electrolizador, $CO\&M_Ele$ (USD/h) es el costo de operación y mantenimiento del electrolizador, η_{Ele} es el rendimiento del electrolizador y η_{FC} es el rendimiento de la FC.

4.6. Tanque de hidrógeno

4.6.1 Introducción

El hidrógeno puede ser producido comercialmente mediante combustibles fósiles, sin embargo, también se considera una de las principales soluciones medioambientales para almacenamiento y generación de energía si se produce de fuentes de energías limpias, la ventaja del hidrógeno es la emisión cero de gases de efecto invernadero al ser producido por fuentes de energía renovables. El hidrógeno producido en exceso por un sistema híbrido de energías renovable es almacenado como subsistema de respaldo y seguridad cuando la carga lo requiera en caso de que los generadores no puedan cumplir con los requerimientos del consumo, sin embargo, el material para el almacenamiento de H_2 tiene que ser seguro, confiable y rentable, el tema de almacenamiento de hidrógeno es desafiante por lo que los materiales utilizados en la construcción no pueden tener una reacciones o interacciones con el H_2 [111].

El hidrógeno es un gas combustible, altamente inflamable, inodoro, insípido, incoloro y no tóxico por lo que la seguridad es la prioridad al momento de seleccionar un sistema de almacenamiento del gas.

Cada una de las técnicas de almacenamiento tradicionales posee sus propiedades sin embargo no en todos los casos satisfacen los requerimientos del almacenamiento, transporte, costes asociados, eficiencia energética, seguridad, tamaño y peso. El tipo de almacenamiento más extendido es de cilindros contenedores de gas comprimido, son más costosos y tiene una baja carga útil por lo que investigaciones buscan otros métodos de almacenaje como los nanotubos de carbono.

Para sistema de generación eléctrica aislada o descentralizado se utilizan sistemas estacionarios de almacenamiento por lo que tienen menor limitación respecto a la superficie ocupada, peso y volumen.



Los principales sistemas de almacenamiento se mencionan, aunque del listado a presentar las tres primeras han sido comercializadas por tener una confiabilidad, las siguientes están en fase de investigación:

- En gas a presión
- En forma líquida
- En carbón, grafito, nanofibras
- En forma de compuesto químico
- En microesferas de vidrio
- En zeolita

Almacenamiento de gas a presión, es la forma de almacenamiento más utilizado en el mercado, el H₂ puede ser almacenado en forma gaseosa en depósitos de superficie móviles o estacionarios y en cavernas subterráneas, para el envase en botellas o plataformas el gas se comprime a 200 atmósferas, para disminuir el peso para el transporte se utiliza envases de materiales tipo composite poliméricos que tienen los mismos niveles de seguridad que los envases de acero. En proyectos de investigación se ha utilizado depósito a 10000 psi los cuales han pasado las pruebas de seguridad para ser certificados pero su uso está limitado sin lograr ser comercializados.

Para almacenar grandes cantidades de hidrógeno se utiliza almacenamiento subterráneo, una de las opciones son los pozos de petróleo o gas agotados o en cavernas porosas de acuíferos las pérdidas están entre el 1 y 3%, es necesario evaluar el costo energético de la compresión de H₂.

Almacenamiento de hidrógeno líquido LH₂, los principales campos de acción son las aplicaciones espaciales y de transporte, el punto de ebullición es de -252.76 °C a 1 atm en estos valores la cantidad de energía almacenada puede alcanzar los 8.4MJ/l. Para poder almacenar hidrógeno líquido a presión atmosférica se tiene que mantener temperaturas criogénicas, el hidrógeno es licuado en un complejo proceso multi-estado donde se incluye el uso de nitrógeno líquido con una secuencia de compresores, adicional al complejo proceso donde se controla las proporciones de dos tipos de moléculas llamadas orto-hidrógeno y para-hidrógeno es necesario tanques aislados a baja presión con el objetivo de evitar que el



elemento químico pase a vapor en caso de aumentar la presión dentro del tanque. Este es uno de los principales inconvenientes de manipular o almacenar gas licuado, el consumo energético teórico es de 3.3 kWh/kg según el ciclo de Carnot en el proceso de licuefacción.

Almacenamiento en hidruros metálicos, en los años 60 investigadores empezaron a trabajar con compuestos metálicos por presentar la propiedad de combinación con el hidrógeno la reacción era más o menos reversible, la aplicación de este tipo de almacenamiento de H₂ mediante hidruros metálicos tiene varias posibilidades de inserción desde pequeños contenedores hasta grandes sistemas de calefacción, es considerada la forma más segura de almacenamiento de hidrógeno, es fiable, pero a un costo mayor. Para almacenar H₂ el sistema tiene que cumplir los siguientes requisitos:

- Facilidad de ser formado y descompuesto el hidruro
- La temperatura de descomposición de hidruro correspondiente a la presión de equilibrio debe ser compatible con la seguridad del sistema.
- Tolerancia ante posibles impurezas gaseosas del hidrógeno, las cuales dificultan las reacciones del sistema disminuyendo el tiempo de vida
- Condiciones óptimas de operación durante los ciclos de carga y descarga

De forma comercial se pueden encontrar varios tipos de hidruros con ciclos de carga y descarga a diferentes presiones y temperaturas [112].

La masa de hidrógeno almacenada se puede calcular mediante la ecuación (22).

$$M_t = M_{t-1} + \int m_{H_2} dt \quad (22)$$

4.7 Modelado de la batería

4.7.1. Introducción

La batería es el componente crucial como sistema de almacenamiento y seguridad de un sistema híbrido aislado, la función del elemento consiste en almacenar el exceso de energía producida por los generadores y proporcionar energía en caso de ser requerido por la carga



cuando los generadores no están en capacidad de satisfacer al consumidor. El sistema de almacenamiento de energías se representa por la combinación de tres funciones, la primera el consumir energía, la segunda acumular energía empleando algún tipo de tecnología y finalmente proveer o generar energía para el sistema. En su forma básica la batería consiste en dos o más celdas electroquímicas unidas que logran transformar la energía química en energía eléctrica, el principio de funcionamiento de las pilas de combustible consta de dos electrodos unidos por un electrolito, en los electrodos se produce una reacción química la cual causa la generación de energía eléctrica, en las baterías recargables las reacciones químicas son reversible.

Las baterías actualmente tienen altos beneficios de inversión, por lo que es el sistema de almacenamiento más utilizado, se caracterizan por su respuesta rápida en caso de una fluctuación de energía y un alto potencial de comercialización, durante muchos años estudios e investigaciones se han llevado a cabo desarrollando nuevas tecnologías de baterías, obteniendo beneficios como mejoras en la eficiencia, la densidad de energía, densidad de potencia y alargando el tiempo de vida, la instalación de un banco de baterías es sencillo y flexible por lo cual es otro mérito para el éxito de este tipo de sistemas de almacenamiento [113].

Las baterías de plomo ácido son ampliamente utilizado en el mercado de las energías renovables por el costo del kWh, investigaciones desarrolladas intentan mejorar las características de las mismas, una mejora es la integración de carbono de alto contenido en el electrodo negativo de la batería con lo cual se elimina de manera efectiva la sulfatación logrando un aumento en la vida útil del ciclo, el inconveniente que presenta la evolución del hidrógeno es el aumento de la presión interna lo que conlleva a la pérdida de agua. En la referencia [114] revisa las formas efectivas para inhibir la evolución del hidrógeno y aumentar la vida útil de la batería de plomo-ácido lo cual es una desventaja frente a otro tipo de tecnologías.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos presento informes técnicos sobre el desarrollo y la aplicación de varios tipos de baterías avanzadas, prestando mayor atención en investigaciones de baterías súper plomo, plomo avanzado, ion litio, baterías de flujo, baterías sulfúricas, baterías metal aire [115].



4.7.2. Tipos de baterías

Desarrollar nuevas baterías o mejorar las prestaciones de las existentes ha generado un constante interés de los centros de investigación, varios tipos de baterías existen en la actualidad, entre las principales baterías se destacan las de plomo ácido (lead acid), baterías ion litio, baterías de níquel, batería de azufre con sodio, batería de níquel con hidruros metálicos y baterías de flujo a base de vanadio. Se realiza un breve repaso de las características, ventajas y desventajas de las baterías de plomo ácido, de litio y con base de níquel, tres de las baterías más usadas y más estudiadas.

Batería de plomo ácido, han sido ampliamente utilizadas en los vehículos, sin embargo, por sus prestaciones se utilizan para sistemas de generación renovable, es un tipo de batería que tiene dos electrodos uno positivo y el otro negativo, trata el plomo y su óxido como electrodos, al conectarlos forman un circuito cerrado, para completar el circuito utiliza como electrolito una solución de ácido sulfúrico. Se genera la corriente eléctrica cuando los electrones fluyen de un electrón a otro.

La tecnología de almacenamiento de las baterías plomo ácido ha sido ampliamente utilizada, una de las principales razones es un menor coste frente a otro tipo de tecnología de almacenamiento, un escaso mantenimiento y alta durabilidad además de la tensión obtenida por cada celda que es uno de los más altos 2V. Durante años han sido utilizadas en centrales eléctricas como respaldo y en subestaciones transformadoras lo cual ha sido un plus en la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia [116].

Entre los inconvenientes que presenta este tipo de baterías se puede mencionar una baja densidad de energía, largos tiempos de carga, auto descarga en vacío, la capacidad disminuye ampliamente en el caso de descarga profunda, bajo ciclo de vida y contaminación ambiental. Entre las mejoras presentadas esta la adición de carbón activado en la placa negativa con el propósito de aumentar el tiempo de vida.

Baterías de Níquel Cadmio, son consideradas la competencia directa de las baterías de plomo ácido gracias al tener cerca de dos veces la energía específica, el principal mercado de las baterías NiCd son los productos electrónicos portátiles como tabletas, Smartphone y computadoras portátiles, sin embargo, tienen un gran potencial en el uso de sistemas de



energías renovables aislados para proporcionar energía confiable en zonas sin acceso a la red convencional. Tiene hasta 2500 ciclos de carga y descarga y con un amplio margen de temperatura para trabajar.

Las baterías NiCd presentan como desventaja una baja tensión por celda, en condiciones estándar es 1,25 V por lo que para tener un determinado voltaje a la salida requiere un mayor número de celdas en serie, al lograr el voltaje deseado el costo del producto se encarece, el coste final de la batería es mayor que otro tipo de tecnología. Adicional a esto se suma lo cancerígeno que puede llegar a convertirse el cadmio afectando a la salud de los usuarios. Otra desventaja de este tipo de baterías es el efecto memoria que es un fenómeno que reduce la capacidad cuando la batería no se ha descargado por completo, la capacidad máxima es disminuida considerablemente.

Baterías de Litio, han tenido un gran campo de acción debido a la combinación de alta energía y densidad de potencia, lo cual la convierte en la tecnología preferida para herramientas eléctricas, electrónica portátil, vehículos eléctricos y sistemas de energías renovables por la alta eficiencia de las baterías. La alta eficiencia de este tipo de baterías mejora la calidad de la energía de fuentes intermitentes renovables como la eólica, solares, geotermia, etc.

La batería de litio posee dos o más celdas donde se encuentran separados los iones de litio, en el proceso de descarga los iones de las dos celdas se combinan químicamente para obtener el elemento estable, la combinación es de forma exotérmica lo que produce energía para ser aprovechada. Cuando se cumple el tiempo de vida, los iones se encuentran en su estado fundamental y no quedan más iones para combinarse. La tensión nominal de cada celda es mayor que el de las tecnologías anteriores y se encuentran entre 3 - 4 voltios y la densidad de energía es aproximadamente tres veces las de plomo ácido.

Sin embargo, algunos investigadores dudan en que las baterías de ion litio puedan ser la solución a las necesidades energéticas mundiales, la razón que fundamentan es la escasez del litio y algunos de los metales de transición que utilizan y en algún momento puede ser un problema.

En la tabla 9 se presenta las principales características de diferentes tipos de baterías que se encuentran en el mercado, las baterías de plomo ácido junto a la de iones de aluminio tienen



el menor costo de USD por kWh, mientras la de ion litio tiene la mejor eficiencia y tiempo de vida, pero el costo es mayor.

Tabla 9. Parámetros de comparación de diferentes tipos de baterías.

Tipo de Batería	Potencia Nominal (MW)	Densidad de energía (Wh/kg)	Duración de descarga (h)	Eficiencia (%)	Tiempo de vida/ciclos	Costo (USD/kWh)
Plomo acido	< 36	< 50	< 8	75-85	3-12 años/500-1200	300 - 600
Ion-litio	< 102	< 200	< 6	90-94	5-15 años/1000-10000	1200 - 4000
Flujo a base de vanadio	< 28	< 30	< 10	70-85	5-15 años/12000-18000	600 - 1500
Azufre y sodio	< 50	< 240	< 8	75-86	5-10 años/2500-4000	1000 - 3000
Iones de aluminio	N/A	< 60	< 6	90-94	5-15 años/1000-10000	300 - 600

Las baterías utilizadas para el presente trabajo son de plomo acido de 1 kWh, donde se ha ajustado a un 40% de mínimo descarga, en la figura 21 se muestra la curva de capacidad para una corriente de 0.83 A tiene una capacidad de 83.33 Ah mientras que para la menor capacidad 48.67 Ah la corriente es 24.33 A.

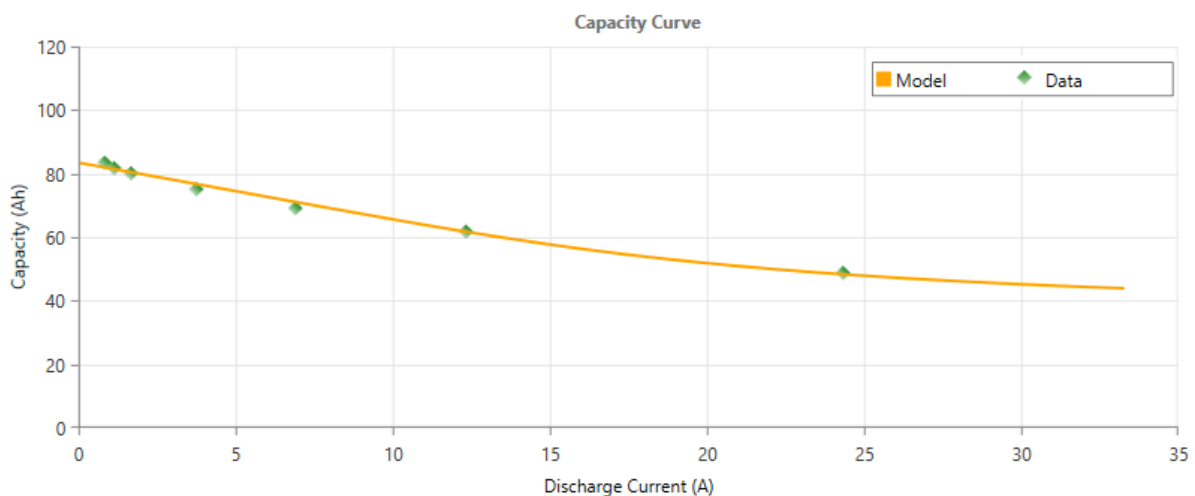


Figura 21. Curva de capacidad de batería plomo acido de 1kWh



Las baterías de plomo ácido tienen un menor tiempo de vida, lo que se traduce a un menor número de ciclos, en la figura 22 se muestra que en cuanto una mayor profundidad de descarga disminuye el tiempo de vida, cuando tiene una descarga del 90% el número de ciclos es de aproximadamente 1000, para 2500 ciclos la descarga es de aproximadamente del 40% con un rendimiento de por vida del 400 kWh.

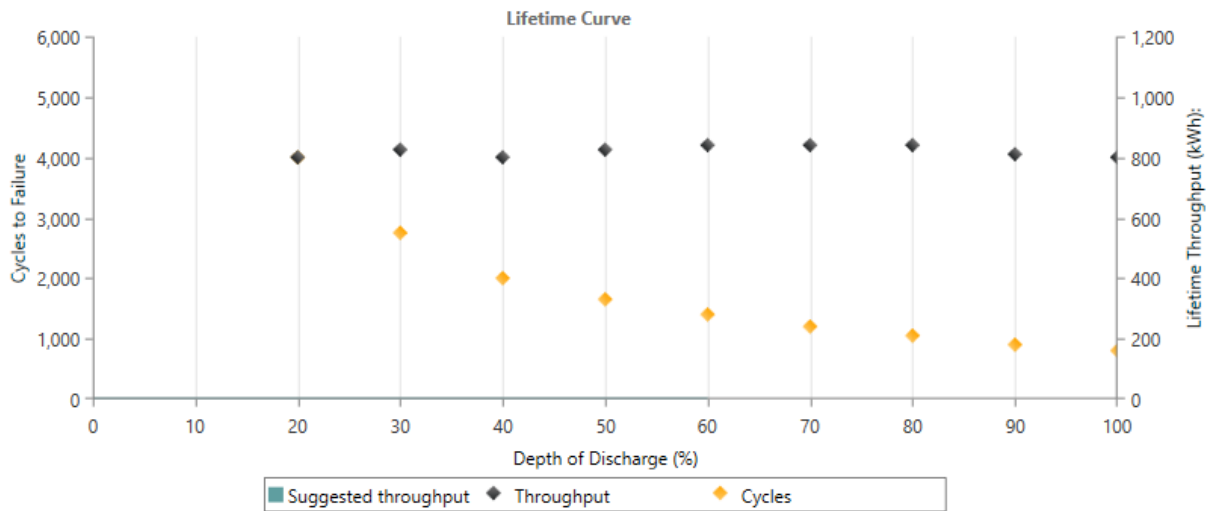


Figura 22. Tiempo de vida de las baterías plomo ácido



Capítulo 5. Dimensionamiento óptimo de sistemas híbridos mediante dos métodos.



5.1 Introducción

Hoy en día, casi 1.400 millones de personas en todo el mundo no tienen acceso a la electricidad, donde casi el 85% reside en áreas rurales [35]. En áreas remotas, como islas, montañas y desiertos, la electricidad generalmente es suministrada por generadores basados en motores de combustión interna (ICE). En la mayoría de los casos, la generación de energía a partir de combustibles fósiles es considerablemente costosa y emite una cantidad significativa de dióxido de carbono (CO₂) al aire. Además, cuando se usan combustibles fósiles para la conversión de electricidad en ICE, la mayor parte de su energía química se desperdicia en forma de pérdidas térmicas, convirtiendo realmente una cantidad relativamente pequeña de energía en electricidad [117]. Además, el transporte de dichos combustibles a áreas remotas y su posterior almacenamiento también presentan varios desafíos.

Existen zonas rurales carentes de paisajes montañosos, imposibilitando la construcción de represas hidroeléctricas. Sin embargo, estas áreas podrían ubicarse muy cerca de los ríos, con un flujo de agua significativo, que permitiría aprovechar la corriente para generar energía. Además este tipo de tecnología provoca un impacto ambiental mínimo que la hace atractiva para el uso a pequeña escala, a diferencia del causado por el sistema eléctrico convencional [118]. La utilización adecuada de los recursos naturales para un suministro de energía confiable es una tarea muy compleja debido a diversas limitaciones, como la falta de previsibilidad del clima.

El sistema híbrido de energía renovable (HER), constituido por recursos solares y fluviales, ofrece soluciones ventajosas para ubicaciones remotas o áreas no atendidas por la red eléctrica nacional [119]. El proyecto propone la integración de paneles fotovoltaicos (PV) y turbinas hidrocínicas (HKT) en un sistema de almacenamiento de energía convencional que consiste en un banco de baterías (BB). El sistema también agrega un generador diésel (DG) para respaldo que funcionaría solo en casos de extrema necesidad, como errores operacionales de los generadores principales o las baterías, situaciones de emergencia e incluso etapas invisibles de mayor demanda, lo cual será muy improbable.

El proyecto llevado a cabo por Montoya et al. muestra un valioso enfoque tecnológico considerando la energía cinética de los canales de descarga de las grandes centrales



hidroeléctricas [120]. Este estudio proporciona un buen comienzo para respaldar la funcionalidad del subsistema que trabaja con el flujo del río y el cumplimiento de los niveles de energía requeridos para generar.

Según numerosos estudios, los sistemas híbridos son más confiables para el dimensionamiento que para usar solo un tipo de generación de origen renovable. Siendo la razón, para que varios autores utilicen diversas metodologías y algoritmos para una optimización idónea [14].

El dimensionamiento adecuado de un sistema híbrido, incluido el desarrollo de modelos matemáticos y la adopción de técnicas de optimización, es obligatorio para lograr una explotación tecnológica y económicamente eficiente de los recursos. En este contexto, el software de modelo de optimización híbrida para electricidad renovable (HOMER) es una herramienta poderosa para resolver el problema de dimensionamiento, mediante el uso de carga de datos ambientales por hora, minimizando de manera óptima el costo del valor actual neto del sistema [121].

Otra herramienta poderosa, para el dimensionamiento técnico óptimo de los sistemas híbridos de generación de energía renovable, es la Optimización de Diseño Simulink (SDO) de MATLAB®, que se utilizará para la optimización de un sistema híbrido en la presente tesis.

5.2 Métodos de muestreos para optimización

5.2.1 Algoritmo genéticos

Uno de los algoritmos ampliamente utilizados para optimizar un problema mediante una función objetiva es el algoritmo genético (AG) en el cual se solucionan problemas de optimización con o sin restricciones basándose en un proceso de evolución natural o genético de los seres vivos que imita la evolución biológica [122]. El algoritmo modifica repetidamente una población de soluciones individuales, el algoritmo selecciona individuos de la población actual de forma aleatoria para utilizarlo como padres con el objetivo de producir hijos para la siguiente generación acorde con el principio de la supervivencia de los más fuertes, tras varias generaciones sucesivas, el algoritmo es capaz de ir creando soluciones a problemas reales y evoluciona hacia una solución óptima.



El algoritmo genético consiste en una función matemática que toma como entrada a individuos y como salida se genera descendencia óptima para la nueva generación, se puede aplicar para solucionar problemas donde algoritmos de optimización estándar presentan salidas no adaptadas a las soluciones esperadas, se incluye los problemas en los que la función objetivo es discontinua, estocástica, altamente no lineal o no diferenciable.

El algoritmo genético se basa en derivadas de dos formas principales con lo cual se difiere de un algoritmo de optimización clásico, en la tabla 10 se resume las diferencias:

Tabla 10. Características de algoritmos genéticos.

Algoritmo clásico	Algoritmo genético
Genera un único punto en cada iteración. La secuencia de puntos se aproxima a una solución óptima	Genera una población de puntos en cada iteración. El mejor punto de la población se aproxima a una solución óptima
Selecciona el siguiente punto de la secuencia mediante un cálculo determinista	Selecciona la siguiente población mediante un cálculo que emplea generadores de números aleatorios

La optimización mediante el algoritmo genético comienza con crear una población inicial al azar, mediante la población inicial se crea una secuencia de nuevas poblaciones utilizando los individuos de la generación actual para crear la siguiente población, la nueva población se logra con los siguientes pasos:

- Puntuaciones crudas fitness son valores de las puntuaciones de cada miembro de la población actual al computar su valor de aptitud.
- La escala de las puntuaciones crudas fitness para convertirlos en un rango más útil de los valores. Estos valores de escalados se llaman valores de expectativa.
- Selecciona a miembros, llamados a padres, basados en sus expectativas.
- Algunos de los individuos en la población actual que tienen baja aptitud se eligen como elite. Estos individuos élite se pasan a la siguiente población.
- Produce a hijos de los padres, los niños se producen ya sea por cambios al azar a un solo padre —mutación, o mediante la combinación de las entradas del vector de un par de padres, crossover.
- Sustituye a la población actual con los niños para formar la próxima generación.



El algoritmo se detiene cuando uno de los criterios de parada se cumple, se tiene que conocer las condiciones para el algoritmo de parada.

5.2.2 Latin Hypercube

El muestreo de hipercubo latino (LHS) es una forma de muestreo estadístico para generar unos valores casi aleatorios de parámetros de una distribución multidimensional. Utiliza un esquema estratificado para mejorar la cobertura del espacio de entrada k-dimensional en modelos informáticos [123]. Una sola muestra concede información válida cuando alguna variable de entrada predomina ciertos intervalos de tiempo o respuestas. Al analizar todo el rango, cada una de las variables tienen la oportunidad de mostrarse como importante, si es que realmente es importante. En caso de que una variable de entrada no es importante, entonces el método de muestreo es de poca o ninguna preocupación.

Los valores del esquema de muestreo estadístico se pueden emparejar para garantizar una estructura de correlación deseada entre las k variables de entrada. El muestreo de hipercubo latino es más eficiente que un simple muestreo aleatorio cuando se trata con una variedad de condiciones es usado para construir experimentos de sistemas informáticos o para la integración de Monte Carlo.

Para analizar las sensibilidades de la función de costo al optimizar una función objetiva se utilizan comandos que soporten el análisis de sensibilidad global, las distribuciones de las muestras de los parámetros se especifican como normal o uniforme, la función de costo de optimización se evalúa en cada punto de la muestra, la tendencia de la salida de la función de costo se pueden analizar visualmente, de igual forma la herramienta permite analizar de forma cuantitativa la relación entre la función de evaluación y las muestras. Los métodos de análisis se pueden configurar para utilizar los datos clasificados o sin procesar.

El código para optimizar una función mediante latín hipercubo es:

```
X = lhsdesign(n,p)
```

```
X = lhsdesign(...,'iterations',k)
```

```
X = lhsdesign(...,'criterion',criterion)
```

```
X = lhsdesign(...,'smooth','off')
```

Descripción



$X = \text{lhsdesign}(n,p)$ devuelve una matriz X de n multiplicado por p , que contiene una muestra de Latín hipercubo de n valores en cada una de las p variables. Para cada columna de X , los valores de n de cada intervalo $(0,1/n)$, $(1/n,2/n)$, $(1-1/n,1)$, son al azar distribuidas y permutadas.

$X = \text{lhsdesign}(\dots, \text{'smooth'}, \text{'off'})$ produce puntos en los puntos medios de los intervalos anteriores: $0.5/n$, $1.5/n, \dots, 1-0.5/n$. El valor predeterminado es 'on' .

$X = \text{lhsdesign}(\dots, \text{'criterion'}, \text{criterion})$ genera iterativamente Latín hipercubo de muestras para encontrar el mejor acuerdo con criterio, que puede ser 'none' , 'maximin' , o 'correlation' [124].

El muestreo del hipercubo latino puede lograr disminuir el número de ejecuciones necesarias para estabilizar la simulación de Monte Carlo por un factor enorme. Los procesos de simulación pueden requerir hasta un 30% menos de cálculos para obtener una distribución uniforme de los resultados. El proceso es fácil, simple y rápido de implementar, colabora en garantizar que la simulación de Monte Carlo se lleve a cabo en todas las distribuciones variables, tomando en cuenta incluso las extremidades improbables como se desearía.

5.2.3 Nelder-Mead

Es una opción de Matlab fácil de visualizar que se utiliza para encontrar el mínimo de una función multivariable o escalar de varias variables utilizando un método sin derivados, para resolver el problema se proporciona un conjunto inicial de puntos cuales representan estimaciones de la solución. Un simplex se forma con el número de puntos suministrados es uno mayor que la dimensión espacial, el algoritmo evalúa la función para cada punto del simplex considerando varias opciones de buscar una mejor estimación de la función. Se encuentra la sustitución de un vértice del simplex por su imagen reflejada, o reduciendo o expandiendo el simplex [125].

Una de las restricciones al usar el algoritmo es, aunque el usuario detalle un simplex inicial de valores iniciales, Nelder-Mead no está reducido a buscar solo dentro de ese simplex. El usuario no puede obligar el algoritmo para buscar solo dentro de una región acotada.

$x_{\text{opt}} = \text{nelder_mead}(\text{simplex}, f, \text{flag})$

de dónde



x_{opt} es la estimación del programa para el minimizado de la función.

simplex es una matriz donde una lista de puntos distintos que sirven como conjeturas iniciales para encontrar la solución. Si la dimensión del espacio es M , la matriz debe contener exactamente $M + 1$ puntos.

flag es un argumento no obligatorio; al estar presente y se establece en 1, hará que el programa muestre una imagen gráfica de los contornos y el procedimiento de solución. Tenga en cuenta que esta opción solo tiene sentido para problemas en 2D, es decir, con $N = 2$.

f es el "identificador de función"; es decir, ya sea una expresión entre comillas para la función o el nombre de un archivo M que define la función, precedido por un signo "@".

Para resolver el problema de optimización, se utiliza el interfaz Simplex Search mediante la línea de comando fminsearch, la solución está basada en el algoritmo Nelder-Mead, el enfoque es utilizado si la función de costo o restricciones no son continuas o diferenciables, el algoritmo no utiliza el gradiente de la función de costo. El método de optimización en la caja de herramientas de Matlab utiliza las funciones fminsearch y fminbnd, la segunda función se utiliza si está optimizando un parámetro escalar.

Problema minimizado

$$\min_x F(x) \quad (23)$$

Matlab formula el problema en dos pasos, mezclando minimización y factibilidad, en el paso el problema encuentra una solución factible mediante la ecuación 24.

$$\min_x \max(C(x)) \quad (24)$$

El segundo paso trata de minimizar la función objetivo. Matlab usa los resultados del paso 1 como presunciones iniciales. Mantiene la viabilidad mediante la introducción de una barrera discontinua en el objetivo de optimización.

$$\min_x \Gamma(x)$$

Donde

$$\Gamma(x) = \begin{cases} \infty & \text{si } \max(C(x)) > 0 \\ F(x) & \text{de otra manera} \end{cases} \quad (25)$$

5.3 Problema bajo estudio

El dimensionamiento del sistema de generación híbrido propuesto en este capítulo se utiliza para satisfacer la demanda de energía de los habitantes de la Isla Santay, golfo de Guayaquil (Ecuador). La isla se encuentra a 800 metros de distancia de la ciudad de Guayaquil. El área de la isla comprende 2.179 hectáreas. Allí radican 56 familias ubicadas en 46 casas, 36 de las cuales se encuentran al ingreso de la zona, con un promedio de entre 207 y 230 habitantes [126] en la figura 23 se presenta una vista de los habitantes de la isla.



Figura 23. Vista panorámica de la isla Santay

Para cumplir con la demanda de los habitantes de la isla se asume una carga de consumo diaria, tal como se muestra en la Fig. 24 de acuerdo a la curva característica residencial de los ecuatorianos de la zona de Guayaquil [127], el consumo se caracteriza por: un consumo mínimo (4,1 kW), el consumo medio (5,8 kW) y el consumo máximo (8,4 kW).

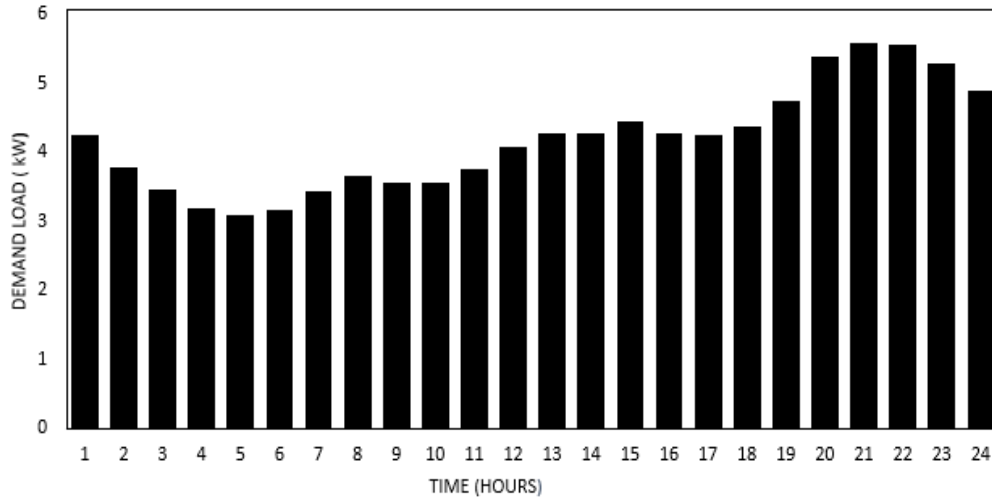


Figura 24. Curva de consumo de habitantes de la Isla

5.3.1 Descripción del sistema.

El sistema híbrido bajo estudio es una combinación de paneles fotovoltaicos y una turbina de río cumpliendo la función de generadores, la integración de este tipo de energías renovables es un reto importante debido a los cambios climatológicos constantes lo que lleva a una difícil predictibilidad de generación, la combinación de estas fuentes de energía ayuda a mejorar la eficiencia del sistema y la fiabilidad del suministro.

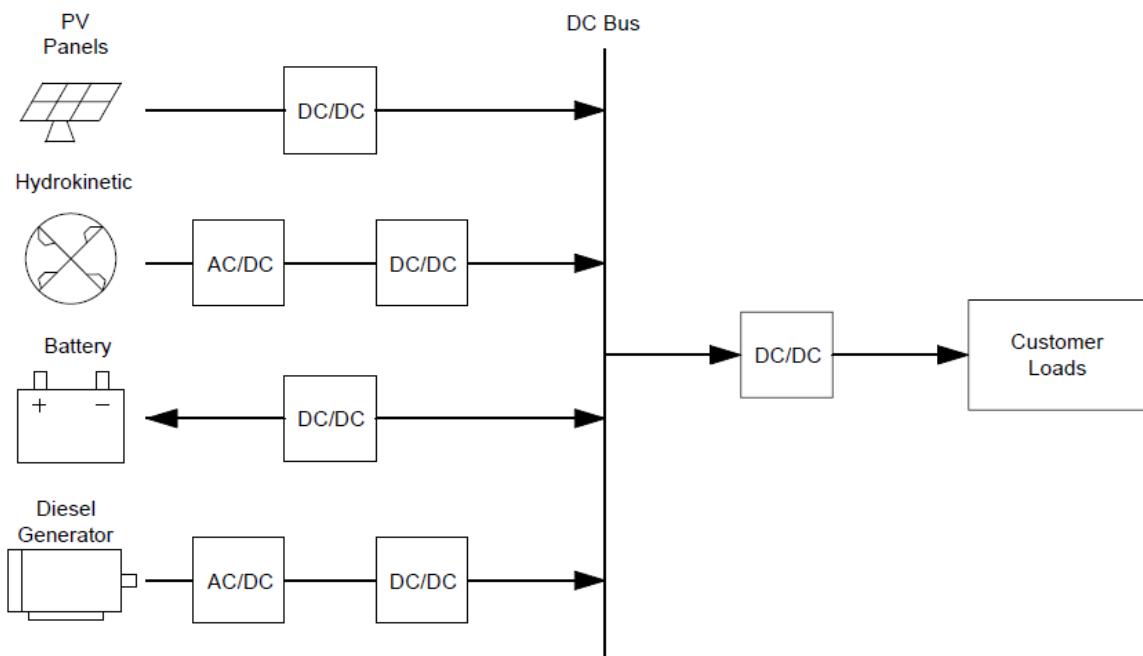


Figura 25. Sistema híbrido propuesto.



Por otra parte, el correcto dimensionamiento de baterías para el almacenamiento de energía proveniente de las fuentes renovables se introduce con el fin de suavizar el desajuste de distribución del tiempo entre el sistema de producción de energía y la carga. Debido a eventos como el mal tiempo el sistema puede fracasar por tal razón como medida de seguridad surge la necesidad de un sistema de generación a diésel a pesar del impacto ecológico que pueda causar.

5.4 Modelo matemático de los componentes del sistema

Un modelo matemático es un formulismo matemático donde todos los comportamientos se pueden simular mediante ecuaciones matemáticas, las variables son establecidas de acuerdo al entorno que se desarrolle y al resultado a obtener. El análisis de pre factibilidad, dimensionamiento óptimo, el modelado, aspectos de control y problemas de fiabilidad de los sistemas híbridos independientes son discutidos en la literatura [128], la modelización matemática de los sistemas PV/HKT/Batería/Diésel es necesario para predecir diversos aspectos en el rendimientos del sistema. Basándose en los datos meteorológicos y en la carga adecuada el sistema puede funcionar de forma segura y económica.

5.4.1 Modelo matemático del generador fotovoltaico.

La predicción de la radiación solar es crucial para el modelado de generación fotovoltaica. Una serie de modelos empíricos simples pueden predecir con precisión la radiación solar global, en la referencia [47] evalúan cuatros modelos existentes basados en el día del año y se desarrolló un nuevo modelo empírico para estimar la radiación solar global diaria en una superficie horizontal.

Se han desarrollado modelos y software para estimar la radiación solar precisa mediante el uso de diversos parámetros meteorológicos tales como (latitud, longitud y altitud) y parámetros climatológicos (es decir la duración de la sol, la humedad, el índice de claridad, el mes estudiado, la temperatura, la nubosidad, la velocidad del viento, la presión atmosférica y la radiación difusa) [48].

La potencia de salida del generador fotovoltaico (PPV), medida en kW, representa el PV en función de la radiación solar incidente en el sistema fotovoltaico (GT) en kW/m^2 , la radiación incidente en condiciones de prueba estándar (GT,STC) es un valor constante de 1 kW/m^2 , la



potencia nominal de los paneles fotovoltaicos ($P_{PV,Rated}$), medida en kW y el factor de escala (d_r). Se tiene que tener en cuenta la reducción de la potencia de salida en las condiciones de funcionamiento del mundo real en comparación con las condiciones nominales de PPV. La ecuación (26) modela matemáticamente el PPV.

$$P_{PV} = P_{PV,Rated} \times d_r \times \left(\frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) \quad (26)$$

Entre las principales características del panel fotovoltaico Canadian Solar Pro modelo CS6K-285M, se puede enumerar un factor de escala del 88%, una capacidad de 0,285 kW, una vida útil de 25 años, un efecto de temperatura en la potencia de -0.41%/C y una eficiencia del 17.4%.

5.4.2 Turbina Hidrocinética

Una turbina hidrocinética es un generador sumergido en agua que aprovecha el flujo del líquido para producir energía, el principio de operación de una HKT es similar a una turbina de viento, la turbina hidrocinética extrae la energía cinética del agua en movimiento sin necesidad de una presa o tubería de carga, el impacto ambiental es prácticamente nulo a diferencia de los sistemas hidroeléctricos convencionales [76], esta tecnología es confiable para electrificaciones remotas y de pequeña potencia [77].

La potencia de salida de una turbina hidrocinética se caracteriza por el coeficiente de potencia C_p que se representa como la relación entre la potencia producida por la turbina y la potencia real disponible del flujo de agua, la potencia desarrollada por el sistema hidrocinético se puede calcular mediante la siguiente ecuación [52]:

$$P_{HKT} = \frac{1}{2} \times \rho W \times A \times v^3 \times C_p, H \times \eta_{HKT} \quad (17)$$

donde ρW es la densidad del agua (1000kg/m^3), C_p, H es el coeficiente de rendimiento de la turbina hidrocinética, η_{HKT} es la eficiencia combinada de la turbina hidrocinética y el generador, A es el área de la turbina (m^2), v es la velocidad de la corriente de agua (m/s).



Para el diagrama de bloques hemos utilizados ecuaciones basadas en el perfil de velocidad en canales abiertos por la ley de la potencia. Estas leyes son ampliamente utilizadas por ser teóricamente perfeccionadas y ser relativamente más correctas en representar los perfiles de velocidad vertical [78].

La potencia producida por la turbina hidrocínética es calculada mediante la ecuación 28:

$$P_{turbina} = \frac{2\pi NT}{60} \tag{28}$$

donde, N es la revolución por minuto de la turbina (rpm), T es el torque producido por la turbina. Por lo tanto, el coeficiente de potencia antes mencionado de la turbina hidrocínética se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$C_p = \frac{P_{turbina}}{P_{cinetica}} \tag{29}$$

Conocida la velocidad del río mediante las leyes antes mencionadas se simula una turbina de río comercial Smart Hydro Power donde el fabricante presenta la curva de potencia obtenida durante una prueba en el instituto SVA Postdam, la potencia generada oscila entre 0.25 kW y 5 kW. La implementación del subsistema se muestra en la figura 26.

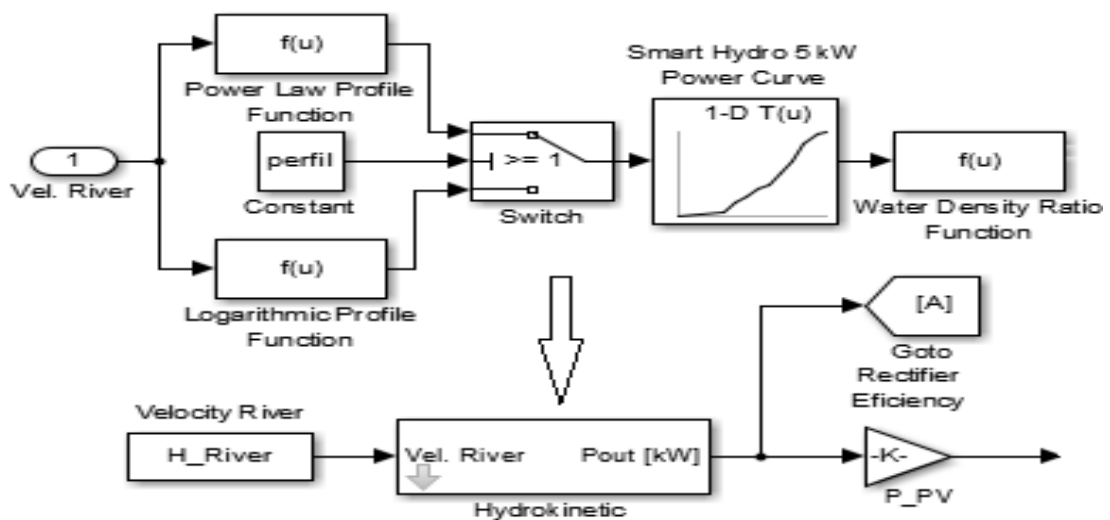


Figura 26. Diagrama de bloques de la turbina hidrocínética en Simulink



La turbina tiene 3 palas en el rotor alcanzando 1000 mm de diámetro, capaces de generar una velocidad de rotación desde 90 hasta 230 rpm, los resultados pueden variar dependiendo las condiciones del agua del río según menciona el fabricante, en el modelo se agrega otro bloque llamado Water Density Ratio Function [80].

5.4.3 Modelo de la batería

La batería está representada por el modelo de batería cinética (KiBaM) [12]. La batería posee una fuente de tensión interna (E) en serie con una resistencia interna (R0). La resistencia interna es constante y el voltaje interno varía con el estado de la carga. Entonces, la tensión del terminal (V) viene dada por la ecuación.

$$V = E - R0 \times I \quad (30)$$

Dependiendo de la energía producida a partir de las fuentes de recursos renovables (PV + HKT) y la demanda de potencia de la carga, la batería se puede encontrar en dos estados, de carga y descarga. Los modos de carga y descarga, se pueden calcular mediante las ecuaciones (31,32) [129].

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + \frac{E_{bat}(t) \times \eta_{cbat}}{P_{bat}} \times 100 \quad (31)$$

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + \frac{E_{bat}(t) \times \eta_{dbat}}{P_{bat}} \times 100 \quad (32)$$

Donde SOC (t) es el estado de carga en el momento t, E_{bat} es el intercambio de energía durante el paso de tiempo Δt , P_{bat} es la capacidad nominal de la batería y η_{cbat} , η_{dbat} son la carga de la batería y la eficiencia de descarga, respectivamente.

EL banco de baterías se modela utilizando los datos de una batería de tipo genérica de plomo-ácido de 1 kWh [130], que tiene una tensión nominal de 12 V, una capacidad máxima de 83.4 Ah, una relación de capacidad de 0.403, una constante de velocidad de 0.827 1/h y una corriente de carga máxima de 16.7 A.



5.4.4 Generador diésel

Los generadores a diésel están incorporados en los sistemas híbridos para seguridad del suministro en caso de condiciones climáticas adversas. La estrategia de despacho de energía DG y el estado de la batería determina el encendido o apagado. En el presente trabajo se emplea una estrategia de seguimiento de potencia, el generador diésel este encendido cuando la $PV+HKT - P_{carga} - P_{bat}$ se encuentra dentro de los límites superior e inferior de la función objetivo con lo cual el sistema no es capaz de satisfacer la carga.

El generador diésel se apaga cuando supera el nivel superior de la función objetivo. En esta estrategia, el generador diésel se enciende sólo cuando sea necesario y esto en términos económicos del uso de los generadores diésel y del costo del combustible. El generador diésel produce energía suficiente para satisfacer la demanda de carga en caso de emergencia, mientras tanto la batería se carga por los generadores renovables [131], [132].

El modelo de generador diésel da una descripción de la tasa de consumo de combustible en función de la velocidad y la potencia mecánica a la salida del motor [133]. Para el diagrama de bloques del modelo en Simulink se ha utilizado un modelo simple de primer orden que relaciona el consumo de combustible (posición del estante de combustible) con la potencia mecánica del motor. La eficiencia de la combustión \mathcal{E} es la relación de la potencia efectiva.

$$\mathcal{E} = \frac{zWiv}{\dot{m}_f HHV} \quad (33)$$

donde HHV (kJ/kg) es el mayor valor de calentamiento del combustible, \dot{m}_f (kg/s) es la tasa de combustible quemado, v es el ciclo de carrera por segundo, W_i (kJ) es el trabajo efectivo medio, z es el número de cilindraje (que funcionan durante un ciclo de combustión). La potencia mecánica real P_f del motor diésel sin considerar las pérdidas mecánicas viene dada por la ecuación 34 [134].

$$P_f = zV_h v p_i = V_H v p_i = V_H \frac{\omega_m}{\pi K} P_i \quad (34)$$



donde K es el número de carreras, V_H (m^3) es el volumen total de carrera del motor diésel y ω_m (rad/s) es la velocidad del motor de combustión [135], [136].

La implementación del subsistema del generador de combustión interna en simulink se puede observar en la figura 27, se utiliza un modelo simple de primer orden que proporciona un enfoque satisfactorio de la tasa de consumo de combustible (posición del rack de combustible) en función de la velocidad y la potencia mecánica en la salida del motor [133]. Los datos de entrada para el modelo de generador diésel se configuraron de la siguiente manera; potencia de 10 kW, un diámetro del cilindro de 77 mm, una carrera del pistón de 81 mm y una velocidad de 1800 rpm.

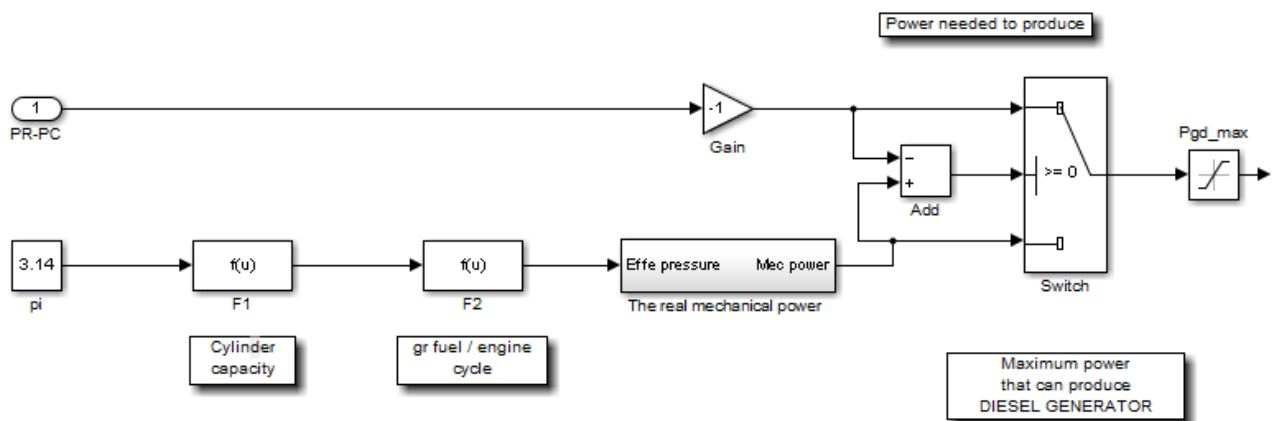


Figura 27. Diagrama de bloques del generador diésel en Simulink.

5.5 Simulink Desing Optimization

Simulink es un toolbox de programación visual que funciona sobre el entorno de Matlab utilizado en gran medida para simular sistemas dinámicos, Simulink Design Optimization (SDO) presenta herramientas interactivas y bloques para análisis de los parámetros del modelo, la sensibilidad del modelo es determinado, las influencias en los parámetros del comportamiento son calculados. El toolbox puede estimar los parámetros del modelo procesando los datos de prueba, para mejorar el tiempo de respuesta, el consumo de energía y el ancho de banda, se puede optimizar de manera conjunta los parámetros físicos de la planta y las ganancias algorítmicas [137].



5.5.1 Definición de los parámetros a utilizar

Se tiene que desarrollar el modelo o planta para ser usado en la optimización con SDO, el modelo está compuesto por bloques que representan los generadores de energía renovables, carga y otros componentes del sistema, cada uno de los bloques posee una máscara donde se introduce los distintos parámetros numéricos que definen a los mismos. Los parámetros numéricos es el dimensionamiento donde se especifica el número de unidades o potencia nominal de los componentes. La optimización mediante SDO va intentar encontrar los parámetros de dimensionamiento óptimo que minimicen una determinada función, por lo tanto, es necesario decidir los parámetros de dimensionamiento que se requiere optimizar, se puede escoger uno de ellos, varios o todos. El valor de capacidad de los elementos del sistema a ser optimizado es sustituido por una variable.

5.5.2 Definición de la función objetivo

El funcionamiento básico de Simulink Design Optimization es intentar encontrar los valores mínimos de los parámetros de dimensionamiento definido anteriormente de forma tal que la respuesta temporal de alguna de las variables del modelo esté acotada según unas restricciones que han de especificarse. Por lo tanto, en esta segunda parte del primer paso, lo que hay que definir es qué señal del modelo, se va a utilizar como función objetivo de minimización. El diseñador tiene la decisión sobre qué y cómo quiere llevar a cabo el proceso de optimización, una de las opciones para el sistema autónomo presentado en el trabajo es el criterio de exceso de potencia sea el mínimo y que la potencia nunca sea negativa, lo que se traduce que el generador se convierta en una carga, la implementación se realiza mediante el siguiente procedimiento:

- Abrir el Simulink Library Browser
- Bajo la opción de Simulink Design Optimization escoger Signal Constraints.
- Escoger el bloque Check Custom Bounds y llevarlo al modelo de simulink.
- Finalmente conectar la señal escogida a la entrada del bloque.



5.5.3 Definición de los límites de evolución de la señal objetivo

Los límites son las restricciones que está sujeta la función objetivo para maximizar o minimizar una función lineal dentro del campo de la programación matemática. Al abrir el bloque Check custom bounds, aparece el bloque Block Parameters donde se incluye los límites superior e inferior entre los que se permite que evolucione la señal objetivo tal como se muestra en la figura 28. Los límites se fijan indicando mediante pares de valores el tiempo y la amplitud de cada tramo. Existen casos donde puede ser un solo tramo. Los valores que se escojan para los límites está dentro de los criterios y experiencia de cómo pueda llegar a funcionar el modelo.

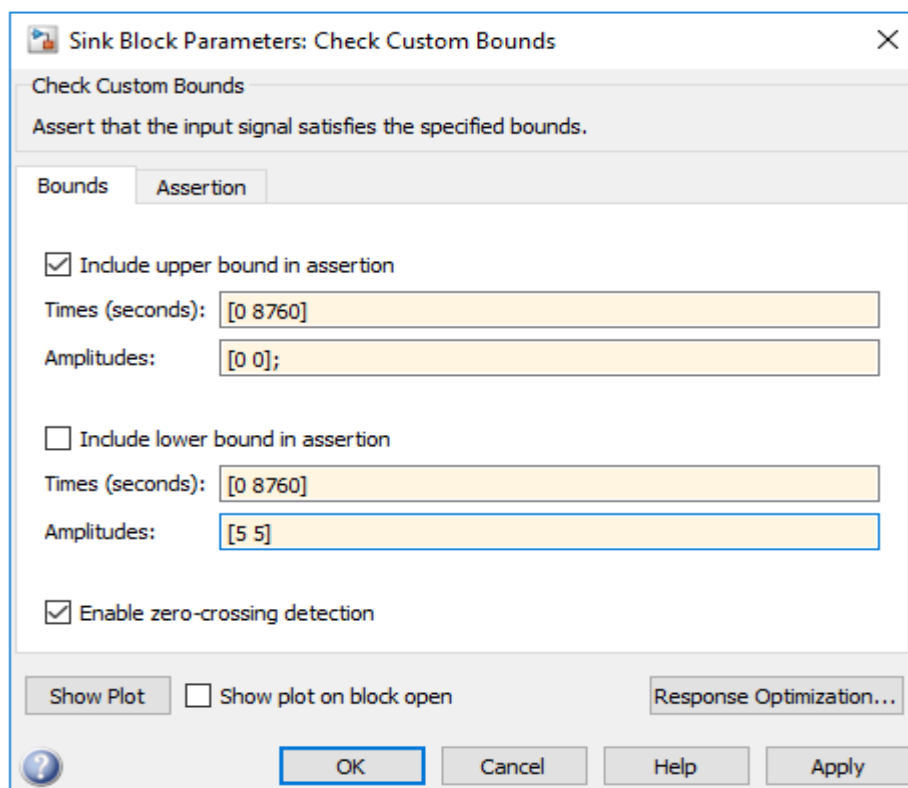


Figura 28. Definición de los límites mínimos y máximos de la función.

5.5.4 Definición de las variables a optimizar

Antes de definir las variables a optimizar, en el workspace de MATLAB tiene que estar cargadas todas las variables necesarias para poder ejecutar el modelo, los valores iniciales son predefinidos para los parámetros que se van a optimizar, las variables tendrán un valor asignado en el workspace, al estar las variables de análisis definidas se continua con el



procedimiento, design variable set donde aparece todas las variables para el análisis como se muestra en la figura 29.

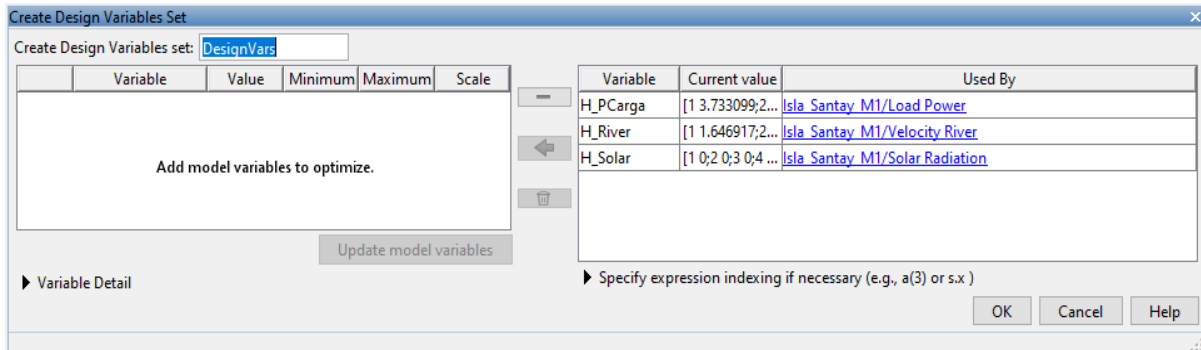


Figura 29. Variables a optimizar del sistema.

En la ventana se escoge las variables a optimizar, en la parte derecha de la figura se muestra las variables a optimizar. Al pinchar la variable a optimizar aparece la opción para definir los valores máximos y mínimos, estos valores son los límites que se permite a SDO modificar para obtener el óptimo.

5.5.5 Definición de las opciones de optimización

Las opciones de optimización del SDO se define en la ventana Response Optimization, en la pestaña Optimizatio Options se selecciona el método de optimización, entre las opciones que presenta SDO se encuentra Genetic Algorithm (GA) donde para resolver los problemas de optimización el algoritmo se basa en un proceso de selección natural donde se imita la evolución biológica, el algoritmo selecciona individuos de la población actual y los usa como padres para una próxima generación de hijos.

Latin Hypercube es un método estadístico en el cual se genera una forma de muestreo estratificado de valores de parámetros de una distribución, el algoritmo es utilizado para reducir las ejecuciones para la integración de montecarlo y Nelder- Mead es el método donde se busca el minimizado de una función escalar.

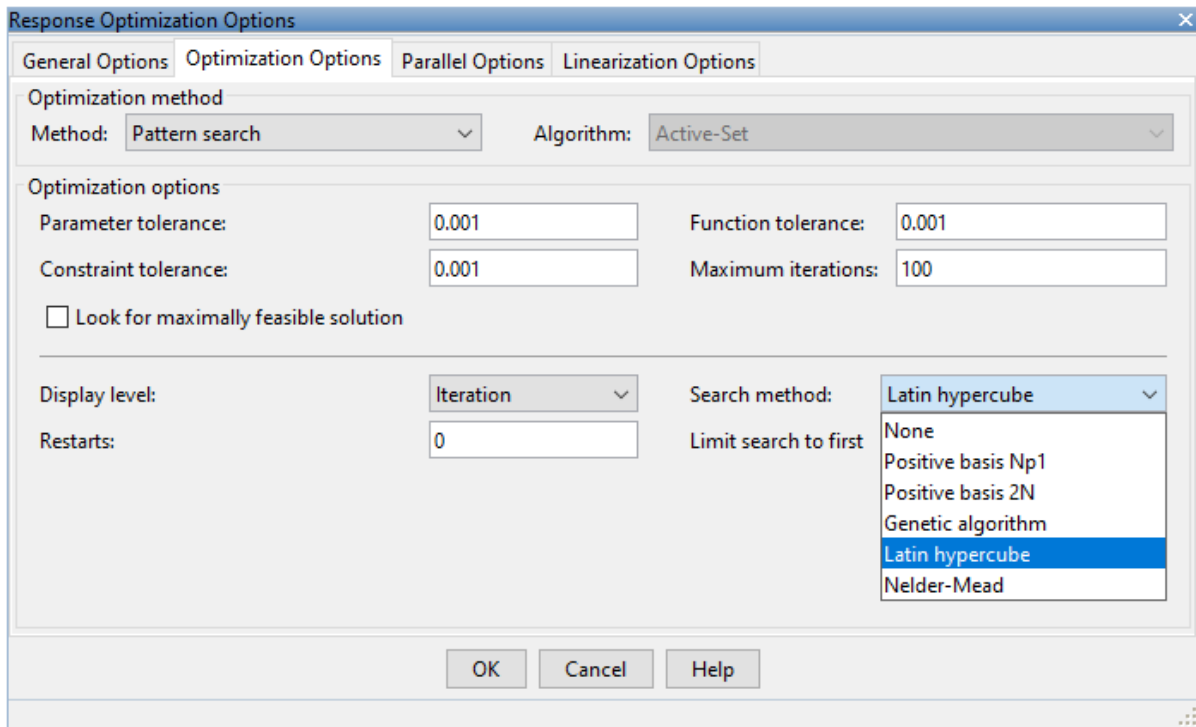


Figura 30. Opciones de optimización en Simulink.

5.6 Implementación de la optimización

Mientras que el modelo de sistema juega un papel importante en el dimensionamiento a largo plazo, la gestión de energía del sistema no lo hace. Por esta razón, el modelo de gestión de energía utilizado es sencillo. En la Figura 25, la potencia suministrada por fuentes renovables (P_{Renov}) se calcula a partir de la serie de tiempo de entrada del río de velocidad (H_{River}) y la radiación solar (H_{Solar}). En cada paso de cálculo, la potencia neta PR_{PC} se obtiene como una diferencia de la potencia renovable y la potencia solicitada por la carga. El PR_{PC} se entrega al sistema de batería. Si es positivo, la batería está cargada; si es negativo, la batería está descargada, en caso de suceder esta posibilidad y solo si la batería no puede cubrir la falta de energía, el generador diésel se utiliza para suplir la deficiencia.

Para cumplir con los objetivos, este proyecto utiliza la opción Diseño de Optimización en Simulink (SDO). Con el proceso descrito, se lleva a cabo la selección de los parámetros de ajuste, los parámetros del modelo a optimizar, mientras que el resto permanece como parámetros definidos. En este contexto, el PV, HKT y el número de baterías describen los parámetros de ajuste, mientras que la potencia nominal del generador diesel es un parámetro definido. Para el proceso de optimización, es obligatorio establecer los valores iniciales,



mínimo y máximo de cada parámetro de ajuste. Además, los valores iniciales o semillas y el rango de variación de los parámetros se pueden encontrar a través de las ecuaciones del modelo matemático de los componentes del sistema. Por lo tanto, la precisión de estos valores, así como la precisión de los modelos matemáticos, llevan a un proceso de optimización positivo.

En segundo lugar, la señal del modelo debe determinarse teniendo en cuenta los valores de ajuste de los parámetros de ajuste para evitar que supere los límites. La señal seleccionada en el proceso de optimización es la potencia acumulada en la batería PV + HKT-Pbat-Pload. Para el dimensionamiento propuesto, una vez que el Pbat alcanza un valor de 0 kW, hasta -9 kW, el sistema enciende la GD. El valor ajustado corresponde a la potencia GD; la señal de entrada cumple los límites especificados. Los límites se establecen indicando por pares de valores el tiempo y la amplitud de cada sección.

Finalmente, la etiqueta opciones de optimización permite elegir la optimización y los métodos de búsqueda. Existen tres tipos de métodos de optimización: Gradient Descent, Pattern Search y Simplex Search. Después de probar varios casos, la búsqueda de patrones es el método seleccionado porque permite encontrar valores apropiados para los parámetros de ajuste. Además, esta investigación considera tres de los cinco algoritmos disponibles para la búsqueda de patrones debido al nivel de optimización encontrado después de varias pruebas. Latin Hypercube, Genetic Algorithm y Nelder-Mead arrojaron los resultados más adecuados cuando se aplicaron a la simulación del sistema.

No obstante, para controlar el proceso de optimización se tiene cuatro parámetros. La tolerancia del parámetro, que finaliza el proceso de optimización cuando los valores de los parámetros sucesivos cambian menos que este indicador. La tolerancia de restricción, que representa el valor máximo por el cual las restricciones pueden ser violadas, pero aún permiten una convergencia exitosa. La tolerancia de función, que no se usó porque solo es útil para el método de búsqueda Simplex, finaliza el proceso de optimización cuando los valores de función sucesivos son menores que este indicador y las iteraciones máximas, que indican el número máximo de iteraciones que puede ejecutar el proceso de optimización.

Una vez que se realizan todos estos procesos, el SDO convierte automáticamente los requisitos especificados en la tarea dos, en un problema de optimización restringido. Por lo



tanto, resuelve el problema utilizando el método de optimización y el algoritmo elegido en la tarea tres.

En el modelo simulado, todos los generadores de electricidad, es decir, PV, HKT, BB y DG están conectados a un bus de CC común a través de convertidores de potencia para la gestión de la energía. La aplicación de técnicas de optimización SDO, para el tamaño del sistema elegido, validó la confiabilidad del sistema [8].

En la figura 31 se muestra el modelo de todo el sistema completo y del bloque check custom bounds donde se ingresa todos los parámetros mencionados anteriormente, los datos de entrada son obtenidos de programas comerciales mientras que toda la información retorna al interfaz de Matlab para su respectivo análisis.

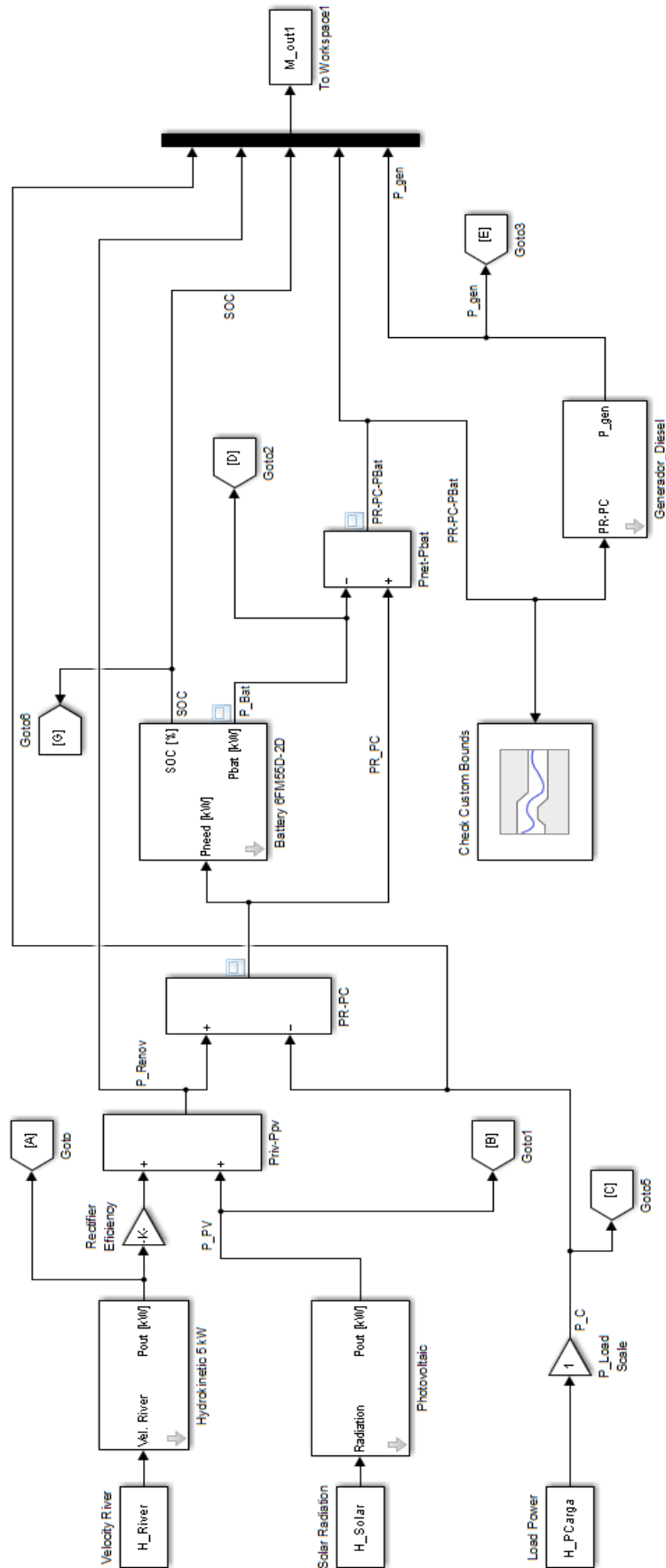


Figura 31. Diagrama de bloques implementado en Simulink



La Figura 32 muestra datos meteorológicos reales para la irradiación solar a intervalos de 1 hora durante 1 año. Estos datos se obtienen a través del software HOMER con datos de la NASA. El generador fotovoltaico utiliza estos datos como entrada H_Solar para simular y optimizar el sistema.

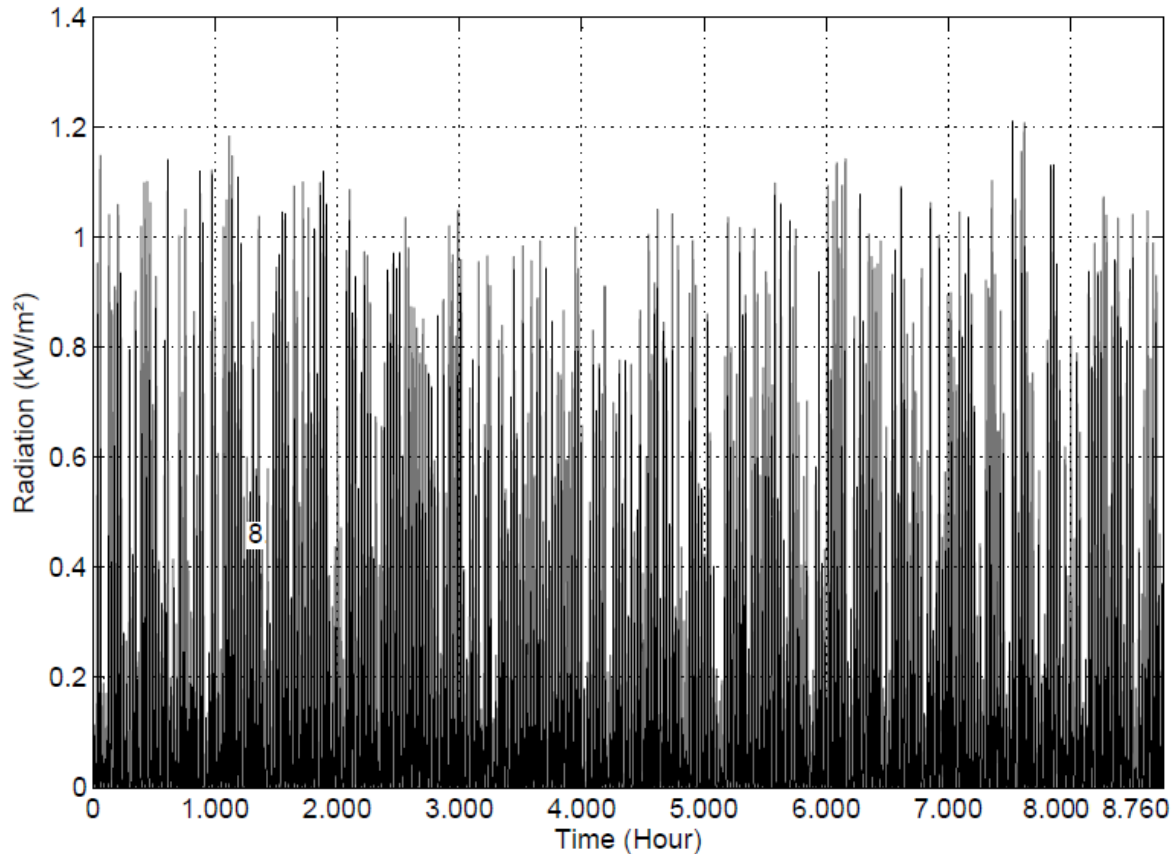


Figura 32. Radiación solar en la ubicación seleccionada

Los datos de velocidad del río en una serie de tiempo es proporcionado por el Instituto Oceanográfico de La Marina de Ecuador, estos datos son utilizados como entrada H_River de la turbina HKT en el modelo completo del sistema.

5.7 Análisis de resultados y discusión

El algoritmo propuesto contempla la falta de electrificación en isla de Santay debido a problemas de geografía. La Tabla 11 presenta los resultados del dimensionamiento técnico siguiendo el método de búsqueda de patrones SDO, ajustando los parámetros a través de los tres métodos que ofrece esta herramienta: hipercubo latino, algoritmo genético y Nelder-Mead. Para validar el tamaño óptimo, los resultados se comparan con los obtenidos a través del software Homer.



Tabla 11. Resultados del dimensionamiento optimizado del subsistema a través de las herramientas SDO y Homer.

	Simulink Desing Optimization			M2
	Genetic algorithm	Latin hypercube	Nelder - Mead	HOMER
Potencia HKT (kW)	10.05	10.10	10.00	10
Generador Diesel (kW)	10	10	10	10
Potencia PV (kW)	10.2	10.16	10.1	11
Capacidad de batería (kWh)	399.84	400.24	391.55	160.13

Además, la Tabla 12 muestra los resultados de los componentes del sistema híbrido considerando los mismos métodos de optimización en un período de un año.

Tabla 12. Resultados del tamaño optimizado por año a través de SDO para cada subsistema y el sistema híbrido completo.

	Simulink Desing Optimization			M2
	Genetic algorithm	Latin hypercube	Nelder - Mead	HOMER
Energía HKT (kWh/yr)	20230	20330	20130	20130
Generador Diésel (kWh/yr)	5688	5668	5870	5335
Potencia PV (kW)	13630	13580	13500	14700
Capacidad Batería (kWh)	-128.8	-119.4	-166.1	-88.7
Batería media SOC (%)	53.74	54.07	52.15	57.86
Mínimo de batería SOC (%)	38.47	38.55	38.7	35.92

La figura 33 muestra el encendido/apagado del generador diesel, la operación y su potencia máxima (kW) requerida para suministrar la demanda. Usando el algoritmo de hipercubo latino, la energía aportada es de 5668 kWh/año. Como se muestra en la tabla 12, después de usar los tres algoritmos SDO, la batería alcanza un SOC mínimo de 38.4% usando algoritmo genético, 38.5% usando hipercubo latino y 38.7% usando Nelder-Mead. Mientras que el software Homer logra un mínimo de 35.9%. En consecuencia, SDO logra una profundidad de descarga más baja, pero una mayor duración de la batería.

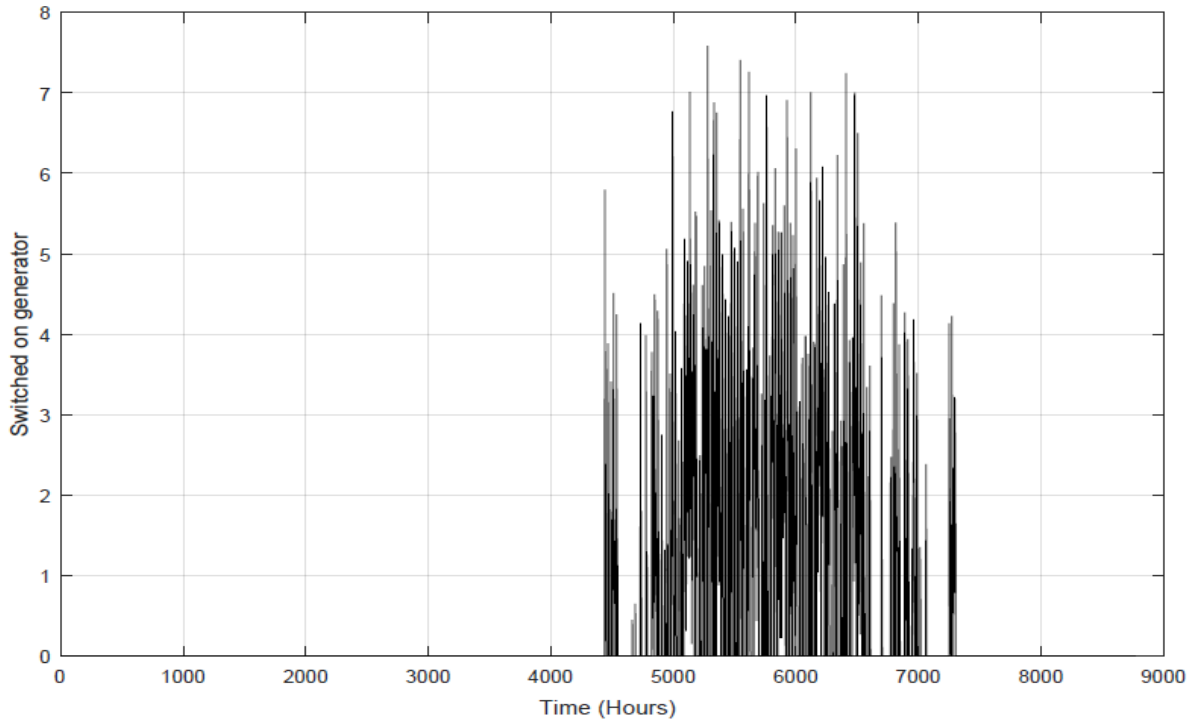


Figura 33. Funcionamiento del generador diésel

5.8 Conclusión

La implementación de sistemas híbridos autónomos para la generación de energía renovable en áreas aisladas o parques nacionales tiende a ser económica y ambientalmente más efectiva y mucho más confiable que los sistemas que explotan solo un recurso renovable.

Este sistema híbrido demuestra que se puede suministrar energía limpia segura, a pesar de la baja previsibilidad meteorológica, a los habitantes de una zona silvestre protegida.

El sistema propuesto tomaría en consideración los recursos ambientales locales a través de un tamaño técnicamente optimizado que permita la mejor combinación posible entre oferta y demanda. Además, este sistema prevé el uso de equipos respetuosos con el ecosistema y la reducción del tiempo de servicio de DG.

Los resultados de la herramienta SDO indican una mayor capacidad de almacenamiento en las baterías en comparación con HOMER. Además, el algoritmo de hipercubo latino ofrece un mejor rendimiento con un uso limitado del generador diésel que los otros algoritmos. El siguiente paso de la investigación es lograr un nuevo método de viabilidad técnica económica para el sistema híbrido con generadores de origen renovable, eliminando el uso del generador diésel.



Capítulo 6. Ubicación óptima de la turbina HKT y análisis técnico-económico de un sistema híbrido PV/HKT/H2/BB



6.1 Introducción

El excesivo consumo de combustibles fósiles, la contaminación ambiental, la volatilidad de los precios de los combustibles como riesgo a la economía de los países [138] lleva a plantearse nuevas soluciones de generación de energía limpia. En el 2016 la generación mundial de electricidad fue de 24816.4 TWh con una tasa de crecimiento por año del 2,2% [139], sin embargo en el mundo hay alrededor de 1,5 billones de habitantes sin acceso a la electricidad convencional [140].

La generación de origen renovable ha aumentado su producción en los últimos años en especial en comunidades rurales donde la ubicación y potencial energético lo permite, por lo general resulta antieconómico la alimentación eléctrica convencional a estas comunidades más aún si son islas. Una de las opciones de electrificación es mediante generadores a diésel que requieren un combustible costoso que es difícil de llevar a zonas remotas [141]. El aprovechamiento de energía proveniente de la velocidad del agua en canales abiertos se la conoce como hidrocínética, ha sido un método de generación de energía limpia emergente y ampliamente investigado para proveer energía tomando el potencial de ríos y océanos [58],[142]. Anuj en su trabajo [63] discute en detalle los beneficios, inconvenientes y condiciones para la aplicación de las turbinas hidrocínicas más utilizadas en el mercado. El uso de este tipo de tecnología se ha encontrado que es un proceso de conversión de energía con un bajo impacto ambiental que podría satisfacer la demanda de comunidades aisladas, principalmente de países en vías de desarrollo, donde la energía renovable se relaciona con el desarrollo rural sostenible [36], [143].

Ríos que tienen desembocadura al mar presentan un flujo bidireccional de agua a consecuencia del flujo y reflujos de la marea. La tecnología empleada para la instalación de este tipo de turbinas está probada y es confiable con un pequeño impacto ambiental respecto a las especies naturales del hábitat, técnicamente es muy difícil observar interacciones cercanas de mamíferos marinos y turbinas submarinas, y la probabilidad de ver una colisión es muy pequeña como se menciona en investigaciones desarrolladas [144].

Proyectos desarrollados en los últimos tiempos utilizan turbinas hidrocínicas offshore en lugares cercanos a la costa donde la influencia de las mareas es un escenario adecuado para la generación eléctrica mediante energía cinética. En la comunidad Elfin Cove al sur de Alaska



dependían del combustible diésel. El uso de 56 kW de energía mareomotriz alimentando al sistema de energía redujo 45425 litros de combustible diésel al año lo que dio como resultado un ahorro económico y una reducción anual de 244000 lb CO₂ al ambiente [145]. En Brasil se han desarrollado varios estudios y proyectos pilotos para utilizar sistemas híbridos incluyendo la energía cinética en los flujos de agua, de las experiencias adquiridas se desarrollaron nuevas técnicas, conceptos y productos en la conversión de este tipo de energía [39]. Estudios realizados revisan la tecnología, el rendimiento, la optimización del diseño y la confiabilidad de sistemas hidrocínicos [76], sin embargo la evaluación del recurso fluvial [146] ha sido poco tratado en canales abiertos. La selección de la ubicación óptima de una turbina puede ayudar a minimizar la inversión inicial y los costos operativos e impacto ambiental [147].

Diferentes investigadores han propuestos varios tipos de sistemas híbridos y tecnologías de almacenamiento que dependen de las fuentes renovables disponibles en el lugar de la implementación, sin embargo las investigaciones realizadas hasta ahora se han centrado en el modelado de sistemas, simulación, dimensionamiento y optimización [148], [4],[149].

Hegazy and Gamal [150] muestran 6 diferentes configuraciones de sistemas híbridos. La primera configuración consiste en una matriz fotovoltaica (PV) y un almacenamiento de batería. La segunda configuración emplea un electrolizador alimentado por la potencia fotovoltaica excedente que produce hidrógeno (H₂) a partir del agua por electrólisis. El H₂ producido se almacena en un tanque de almacenamiento y se alimenta a la celda de combustible para su posterior reutilización. La tercera configuración consiste en una turbina eólica con un sistema de almacenamiento de batería. La cuarta configuración es una combinación entre aerogeneradores con un sistema de almacenamiento de hidrógeno. La penúltima configuración es la combinación de generador fotovoltaico y turbina eólica. La última configuración combina una matriz fotovoltaica, una turbina eólica y una célula de combustible. Los resultados de optimización comparando el costo mínimo de la energía indicaron que el sistema PV/Fuel Cell (FC) realizó la mejor elección entre todas las configuraciones estudiadas.

Yilmaz et al [151] en su trabajo investigó cuatro métodos de energía solar asistida para la producción de hidrógeno a través de foto-electrólisis, energía solar, foto-biológica generación y energía termosolar concentrada y termoquímica fueron estudiados. En su trabajo concluye que la producción de hidrógeno a base de PV todavía enfrenta muchos desafíos, como los



altos costos de la construcción, reparación y mantenimiento adicional, y la necesidad de realizar más investigaciones para aumentar la eficiencia y reducir los costos.

Kusakana [152] en su trabajo simula dos diferentes opciones de sistemas autónomos (hydrokinetic/battery and hydrokinetic/PHS) encontrando que el novedoso sistema hidrocínético basado en el almacenamiento de micro-bombeo es una solución rentable, confiable y respetuosa con el medio ambiente para lograr una autonomía energética del 100% en comunidades remotas y aisladas.

El uso de baterías como sistema de almacenamiento ha sido generalizado en las diferentes configuraciones de sistemas híbridos. Zhang [153] revisa y compara las características de la batería de almacenamiento de energía de la red actual y futura, enumera las ventajas y desventajas de diferentes tipos de baterías y señala que el rendimiento y la capacidad del sistema de almacenamiento de energía de batería a gran escala dependen de la batería y del sistema de condición de potencia (PCS). La investigación señala los problemas críticos que deben abordarse durante la construcción y operación del sistema de almacenamiento

Para realizar todos estos modelos se requieren herramientas informáticas [14], entre una de las herramientas de simulación más potentes y utilizadas es HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable) [154], [155]. Entre las bondades de este software esta la simulación y análisis tecno-económico de un sistema híbrido, logrando la fiabilidad y autonomía [156] adicional a la optimización del tamaño y el análisis de sensibilidad del sistema que se puede lograr [157].

En la referencia [158] se investiga desde el punto técnico económico un modelo híbrido de energía renovable que utiliza energía de hidrógeno como opción de almacenamiento, HOMER define el tamaño óptimo de los equipos en función de los datos geográficos y meteorológicos de la isla. El costo actual neto (NPC) selecciona el sistema óptimo, el costo de la energía (COE) se calcula con el costo anual total (CAT). La selección de la ubicación óptima de generadores hidrocínicos como aporte energía primaria junto con el estudio técnico económico del sistema propuesto ha sido poco tratado. El presente capítulo tiene como objetivo la solución energética a los habitantes de la isla Santay mediante un estudio técnico económico para analizar la viabilidad del sistema.



La isla está rodeada por el río Guayas donde se va a ubicar la turbina hidrocínética. El estudio propone una metodología dividida en varias etapas: 1) simulación y evaluación, usando el software comercial Hydrologic Engineering Center's River Analysis System (HEC-RAS) [159], de los resultados hidráulicos obtenidos por el software respecto a la velocidad del flujo en el río Guayas, se selecciona la ubicación idónea de la turbina, los resultados simulados son validados con datos reales medidos por el Instituto oceanográfico de la Armada (INOCAR) 2) determinación de la configuración y dimensionamiento del sistema híbrido para el suministro eléctrico de la isla, compuesto por generadores fotovoltaicos y hidrocínicos, teniendo como respaldo y almacenamiento un subsistema de baterías e hidrógeno (electrolizador, tanque de hidrógeno y pila de combustible); y 3) Evaluación técnico-económica del sistema híbrido diseñado, en la que se evalúan los resultados conseguidos, el costo actual neto del sistema (NPC) y el costo de la energía (COE).

6.2 Evaluación del potencial energético del río y ubicación óptima de las turbinas

Para la evaluación del potencial energético del río Guayas y del lugar adecuado para la ubicación de turbinas se ha seleccionado el software sistema de análisis de ríos del Centro de Ingeniería Hidrológica (HEC) sistema de análisis de río (HEC-RAS) versión 5.0.3 [159], lo que permite realizar cálculos hidráulicos fluviales del flujo inestable unidimensionales y 1D y 2D.

La elección del software se basó en la simplicidad de datos de entrada necesarios para la simulación, la precisión a evaluar ríos de gran anchura y caudal, la simplicidad de las ecuaciones y los límites estrictos de un modelo unidimensional (1D) permite la adquisición de caudal medio para cada sección con alta fiabilidad reduciendo así la necesidad de recursos computacionales [160].

HEC-RAS como modelo de cálculo no deja de ser una aproximación al flujo en lámina libre, por lo que resuelve el flujo gradualmente variado a partir de la ecuación de balance de energía Trinomio de Bernoulli en dos secciones dadas para nuestro estudio. Una hipótesis básica en la que se basa HEC-RAS es que el flujo simulado debe ser unidimensional, de manera que la única componente de la velocidad que se considera es la componente en la dirección del movimiento. La dirección vertical y transversal se consideran despreciables [161]. Para flujo inestable, HEC-RAS resuelve las ecuaciones completas de Saint Venant en una dimensión para flujo inestable en canales abiertos:



$$\frac{\partial y}{\partial t} + y \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial y}{\partial x} = 0 \quad (35)$$

$$S_f = S_o - \frac{\partial y}{\partial x} + \frac{v}{g} \frac{\partial v}{\partial x} + \frac{1}{g} \frac{\partial v}{\partial t} \quad (36)$$

donde v es el promedio de velocidad [LT^{-1}]; y es la profundidad del canal [L], x es la longitud transversal del río desde el origen [L]; S_o es la pendiente del canal; S_f es la pendiente de fricción del canal; g es la gravedad [LT^{-2}].

Estas ecuaciones se discretizan utilizando el método de diferencias finitas y se resuelven utilizando el esquema de Preissmann o cuatro puntos [162],[147].

En el modelo a desarrollar para el río Guayas se ha establecido su ubicación frente a la isla Santay, como se muestra en la figura 34, por tener como objetivo primordial satisfacer energéticamente a los habitantes, la comuna se encuentra en las coordenadas geográficas $2^{\circ}12.5'S$, $79^{\circ}52.2'W$. Para la simulación del perfil de velocidades en la sección transversal de la ubicación considerada se debe disponer de batimetría georreferenciada, siendo un elemento crucial para el modelado hidráulico con HEC-RAS.

Actualmente existen métodos de estimación de batimetría cuando se tiene datos limitados a través de la reconstrucción del perfil batimétrico de una sección transversal la cual logran mediante la aplicación del principio de máxima entropía y proponen un procedimiento para su parametrización como lo explican en la referencia[163].

El modelo hidráulico se obtuvo de datos de batimetría tomadas para obras contempladas en el río Guayas [164] como el puente peatonal que une Guayaquil con la isla Santay y por la cartografía del área que se halla descrita en la información pública disponible en la plataforma del INOCAR [165] y el Instituto Geográfico Militar (IGM). Para la isla Santay se posee mapas cartográficos en la escala de 1:25000 NV-A3bm 3687 III SE.



Figura 34. Sección transversal del río Guayas

Para el esquema básico del modelo se debe definir la planta del río esquematizando el curso principal. La geometría del canal se obtiene mediante la creación de tres secciones transversales con una distancia de 150m entre cada sección aguas abajo (Downstream reach lengths). La distancia entre secciones depende del tipo de flujo y de la geometría del canal.

Cada sección transversal se divide en estaciones representada por la coordenada X mientras que los datos de batimetría se representan con la coordenada Y (Elevation). Cada perfil transversal debe ir acompañado de los coeficientes de fricción de Manning el cual toma en cuenta el tipo de terreno, la vegetación y el uso dado a la zona. El coeficiente puede tener un valor distinto para cada una de las tres zonas que conforma la sección transversal: left overband (LOB) lo que corresponde al margen izquierdo del cauce, main channel (Channel) cauce principal y right overband (ROB) margen derecho del cauce. Como parte final de la geometría del canal se indican los coeficientes contracción y expansión para determinar las pérdidas de energía entre dos secciones contiguas, las pérdidas pueden producirse por ensanchamiento entre la sección actual y la inmediata aguas abajo. Se recomienda para una transición gradual 0.1 (contracción) y 0.3 (expansión)

El caudal se incorpora en el extremo aguas arriba, en el río Guayas es de $3500 \text{ m}^3/\text{s}$ [166], es un valor referencial para la simulación. A continuación, se establecen las condiciones de contorno para definir los niveles de agua de partida, tanto aguas arriba como aguas abajo. Los resultados de simulación indica la máxima velocidad que alcanza el río Guayas es 2.34 m/s , esta velocidad se logra en 2 ubicaciones a -200 m y 200 m en los recuadros en negro de

la Figura 35 se muestra la distribución de velocidades en una sección transversal, se escoge la primera distancia por estar cerca a la carga.

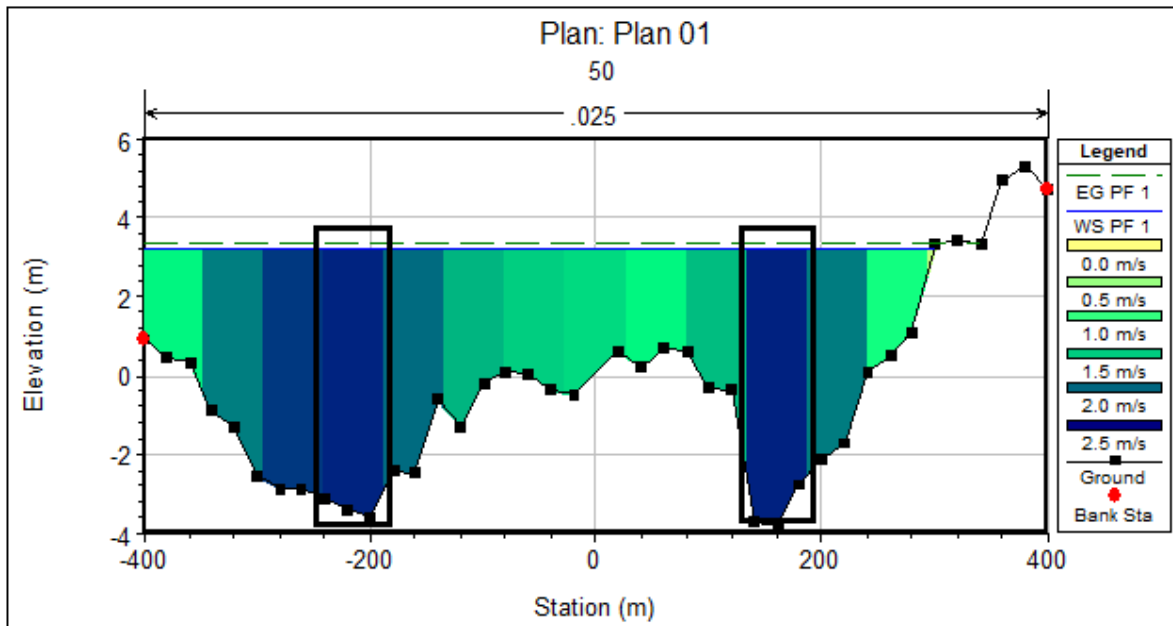


Figura 35. Velocidades entre las estaciones de una sección transversal.

6.3. Análisis del Sistema híbrido propuesto

La figura 36 muestra la configuración del sistema de generación híbrido propuesto en este trabajo para satisfacer la demanda de energía de una carga, ubicada en la Isla Santay (Guayaquil), Ecuador. La carga presenta un consumo diario de energía, caracterizado por: consumo mínimo (3,1 kW), consumo medio (4,18 kW) y consumo máximo (5,6 kW), son los mismos valores que se utilizó para el sistema del capítulo 5.

Tanto la hidrocínética (HKT) como la fotovoltaica son las principales fuentes de energía, mientras que la combinación de FC-Electrolizador y la batería se utilizan como sistema de respaldo y almacenamiento. El electrolizador produce el hidrógeno necesario para el FC, todas las fuentes de energía están conectadas a un bus de CC común a través de convertidores de potencia, lo que permite una gestión de energía adecuada. En este sistema híbrido, el exceso de energía renovable se puede almacenar en la batería o el hidrógeno producido por el electrolizador, mientras que la energía renovable deficiente puede ser proporcionada por la batería y / o FC.

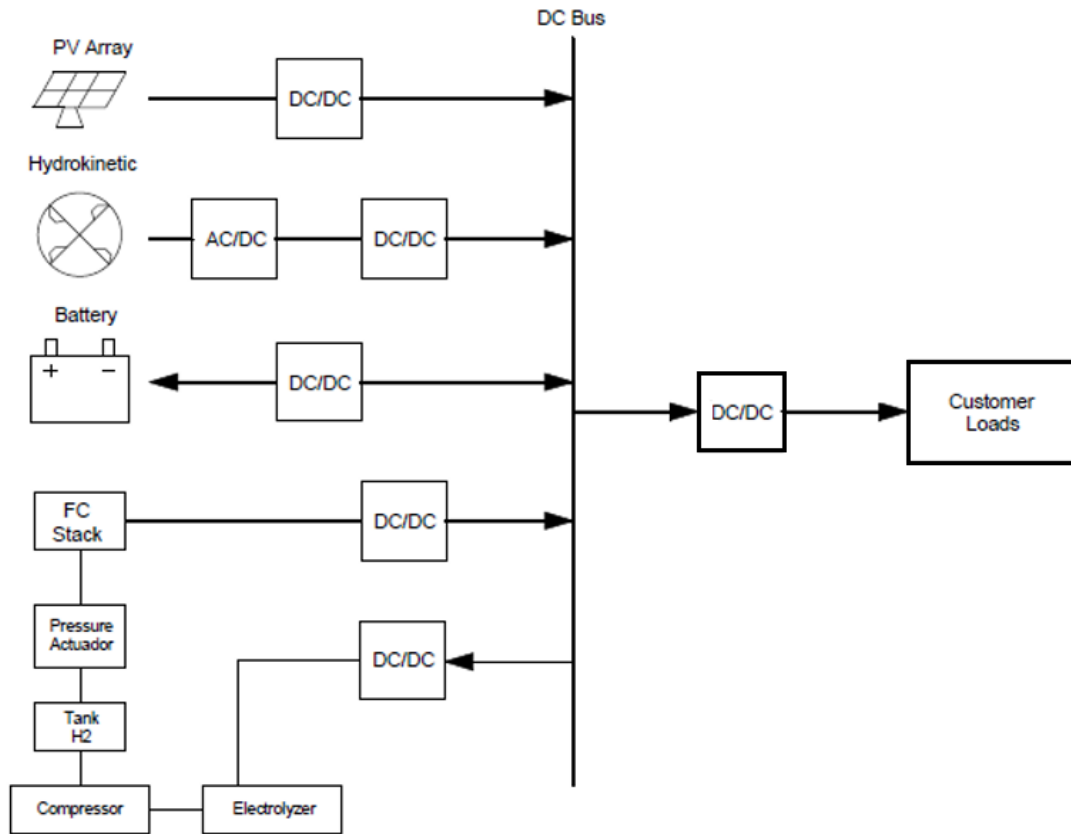


Figura 36. Sistema híbrido bajo estudio.

6.4. Componentes del sistema

6.4.1 Módulos fotovoltaicos

El modelo de los módulos fotovoltaicos policristalinos que se utilizaron para este trabajo tiene una potencia de 285 W y la eficiencia de cada módulo en condiciones estándar de temperatura (STC) es 17,41%. Los detalles del módulo se pueden observar en la tabla 6.

Por la ubicación idónea de la isla, existe una abundante radiación solar con un promedio anual de 12h de luz diaria [167], la energía proveniente del sol se convierte en una fuente prometedora para ser aprovechada. La estimación de la potencia máxima se convierte en un importante parámetro del sistema, para efectos de cálculo se tiene en cuenta las pérdidas a consecuencias del cableado, la suciedad, temperaturas elevadas que reducen el rendimiento del panel fotovoltaico.

La temperatura en las células solares puede ser determinado mediante la ecuación 37, mientras aumenta la temperatura, se reduce la eficiencia:



$$T_C = T_{amb} + G_S \left(\frac{NOCT-25}{1000} \right) \quad (37)$$

donde T_{amb} es la temperatura ambiente, G_S es la radiación global del sector seleccionado, $NOCT$ es la temperatura de operación de la celda fotovoltaica en condiciones preseleccionadas (radiación global de 1000 W/m^2 , a una temperatura ambiente $25 \text{ }^\circ\text{C}$).

El costo capital inicial de cada módulo es de US\$ 300/285W donde está incluido el costo del módulo junto a la instalación de la matriz.

Para el estudio se contempla que el costo inicial es el mismo que de reemplazo, mientras que el costo de operación y mantenimiento (O&M) es insignificante considerado cero por no tener partes móviles [168].

6.4.2 Turbina hidrocínética

Para la presente tesis se utiliza la turbina Smart monofloat de 5 kW del fabricante smart hydro power [80]. La energía generada por el sistema hidrocínético (HKT) es una función de la densidad del agua (ρ_W) en kg/m^3 , HKT coeficiente de rendimiento (C_p,H), combined HKT-eficiencia del generador (η_{HKT}), HKT área (A) en m^2 , flujo de velocidad de agua (v) en m/s , y tiempo (t) en segundos [132]. Las características técnicas y costo de la turbina son presentadas en la tabla 7 proporcionadas por el fabricante, con los datos de velocidad proporcionados obtenemos la máxima potencia eléctrica que se puede obtener utilizando turbinas hidrocínéticas [147], [169]:

6.4.3 Baterías plomo acido

La energía producida en exceso es almacenada mediante un banco de baterías que será utilizado durante las horas de la noche o cuando se tenga un consumo pico y no logre ser abastecido mediante la generación renovable. El banco de baterías utilizadas en el sistema es de plomo acido, con las características que se muestran en la tabla 13.

Las baterías son una de las más utilizadas para este tipo de trabajo por el número de ciclos ya que tienen un tiempo de vida de 15 años con 2000 ciclos y una eficiencia energética del 85% adicional que es una tecnología conocida [170].



Tabla 13. Parámetros de las baterías plomo ácido.

Batería	
Modelo	Kinetic Battery
Voltaje Nominal (V)	12
Capacidad Nominal (kWh)	1
Máxima Capacidad (Ah)	83.4
Capacidad promedio	0.403
Constante de velocidad (1/hr)	0.827
Eficiencia de ida y vuelta (%)	80
Corriente de máxima carga (A)	16.7
Capital (\$)	300
Costo de reemplazo (\$)	300
Operación y mantenimiento (\$/año)	10

Para calcular el número de baterías N_{bat} que funcionaran durante la vida del sistema híbrido se utiliza la ecuación (38).

$$N_{bat} = \text{ceil} \left(\frac{\text{Life}_{HS} \times \text{Life}_{bt}^{pu,year}}{T_{bat}^{life}} \right) \quad (38)$$

donde T_{bat}^{life} es el periodo de tiempo transcurrido desde el inicio del año hasta la última batería reemplazada, Life_{HS} es la vida útil del sistema híbrido (25 años), $\text{Life}_{bt}^{pu,year}$ es la duración de la batería en el último año y ceil lleva a la expresión al entero cercano o igual a la suma [171].

6.4.4 Pila de combustible

En la actualidad se pueden encontrar comercialmente varios tipos de fuel cell (FC) usados en plantas de generación. En este trabajo, para el sistema de almacenamiento utilizamos una pila de combustible tipo Proton exchange membrane (PEM) FC [84]. Este modelo representa una de las mejores opciones para la generación distribuida, al contar con ventajas tales como la alta densidad de potencia, potencia específica, baja temperatura de funcionamiento, longevidad [85], eficiencia, buen comportamiento dinámico y capacidad relativa para adaptarse rápidamente a los cambios en la demanda de potencia. En este tipo de tecnología los equipos auxiliares, compresores, convertidores DC/DC determinan el costo de la pila de combustible.



Diferentes trabajos indican un costo de capital inicial del sistema de celda de combustible de comprendido entre \$2000/kW y \$6000/kW, los costos de instalación, reemplazo y operación se estiman dependiendo de la potencia del sistema \$3000, \$2500 y \$0.080/h, respectivamente para un sistema de 5 kW [172], [173] y la cantidad de generación de FC de la generación total del sistema híbrido se evalúa considerando la probabilidad de pérdida de suministro de energía (LPSP) [174], la vida útil y la eficiencia de la celda de combustible se consideran 40,000 h y 50%, respectivamente. Para el trabajo desarrollado se considera \$3000/kW.

El consumo de hidrógeno del FC en 1 h está relacionado con la potencia del FC por la siguiente expresión:

$$q_{H_2}^{con} = \frac{P_{fc}}{E_{low,H_2} \cdot \eta_{therm} \cdot U_f \cdot \eta_{fc}} \left[\frac{kg}{h} \right] \quad (39)$$

donde P_{fc} es la potencia de salida suministrada por el FC; E_{low,H_2} es el valor de calentamiento más bajo del hidrógeno ($E_{low,H_2} = 33.35$ kWh/kg); η_{therm} es la eficiencia termodinámica (0.98 a 298 K); U_f es la eficiencia de utilización del combustible definida como una relación entre la masa de combustible que reacciona en el FC y la masa de combustible que ingresa al FC; y η_{fc} es la eficiencia de FC, que es la relación entre la tensión de salida de FC unitaria y la tensión reversible de estado estándar (1.229 V) [171].

El electrolizador es el encargado de generar hidrógeno para la FC, es un dispositivo que genera hidrógeno y oxígeno a partir del agua. La tasa de producción de hidrógeno del electrolizador se calcula mediante la ley de Faraday [27]. Al proporcionar energía del bus de CC, el agua (H₂O) se puede dissociar en las moléculas diatómicas de hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂). A diferencia de la reacción electroquímica que se produce en un FC para proporcionar tensión de CC adicional, un electrolizador convierte la energía eléctrica de CC en energía química almacenada en el hidrógeno [20].

Las ventajas de los electrolizadores PEM son las altas densidades de corriente, eficiencia de alto voltaje, buen rango de carga parcial, respuesta rápida del sistema, alta pureza del gas entre las desventajas se puede acotar el alto costo de los componentes, ambiente corrosivo ácido y posiblemente baja durabilidad. El tiempo de arranque en frío es de segundos a



minutos, la operación transitoria es mejor que la de los electrolizadores alcalinos (5% -> 100% de la capacidad) [103].

Los electrolizadores PEM tienen una eficiencia de conversión del 40 al 60% similares a los electrolizadores alcalinos, pero son más caros, debido a la membrana y metales nobles [175], [176], aunque estudios prometedores consideran un 85% de eficiencia [177]. El costo de inversión varía de \$1900 a \$3700 por kW y se espera que los costos de los electrolizadores PEM se reduzcan en el rango de 300 a 1300 dólares por kW para el 2030 [178]. Para el presente estudio, el costo de instalación es \$2000/kW, el costo de reemplazo es \$1500/kW y el costo anual de operación y mantenimiento es considerado \$20/año. La eficiencia es considerada del 85% y el tiempo de vida es de 15 años.

6.4.5 Tanque de hidrógeno

El hidrógeno generado del electrolizador necesita ser almacenado en un tanque para abastecer al FC. El tanque almacena el hidrógeno para luego alimentar a la celda de combustible. El tamaño está basado en el sistema por esta razón el precio varía. El precio de un tanque con 1 kg de capacidad de hidrógeno se estima en \$ 1500. El costos de reemplazo se estiman en \$1500 por kg similar a estudios realizados [179], [173]. Se consideran diferentes tamaños de tanques (0 - 20 kg) para tener diferentes configuraciones. La vida útil del tanque de hidrógeno se estima en 25 años [177].

6.4.6 Convertidor electrónicos de potencia

Los componentes del sistema propuesto en la figura 36 necesitan convertidores de DC/DC para interconectarse en el bus DC, la turbina hidrocínética utiliza un rectificador AC/DC, la conexión entre el bus DC y las cargas se realiza mediante un convertidor DC/AC. Los convertidores deben responder a varios desafíos, en términos de relación de voltaje, ondulación de corriente de salida, eficiencia energética, costo y confiabilidad en caso tolerancia a fallos del interruptor de alimentación [180]. Para la simulación se considera un rango de inversores de (0-20kW) con un 95% [181] de eficiencia y un tiempo de vida útil de 15 años, el capital inicial del inversor es de \$ 300/kW y el costo de reemplazo es igual al del capital inicial. El costo de O & M es cero para los inversores.



6.5. Resultados de la optimización

6.5.1 Descripción de los parámetros de entrada

Conocida la ubicación óptima para la instalación de las turbinas, se realiza el estudio técnico económico del sistema híbrido propuesto mediante el software Homer para alcanzar los objetivos se requiere de varios parámetros de entrada, estos parámetros son la velocidad del río, radiación solar, carga del sistema y los costos iniciales para cada componente del sistema. Cada uno de los componentes son descritos en el presente capítulo.

6.5.2 Velocidad del río

La ubicación elegida maximiza la energía generada por la turbina de río, para la simulación utilizamos las velocidades de río proporcionadas el Instituto Oceanográfico de la Armada del Ecuador [165] a lo largo de un año, en la figura 37 se muestra la evolución promedio anual de la velocidad, los datos son tomados tres veces al día, el eje X indica el número de medidas tomadas anualmente. La mayor velocidad registrada es 2.26 m/s, la velocidad lenta es 0.31 m/s y el promedio es 1.39 m/s, a consecuencia tener una velocidad promedio baja es necesario ubicar la turbina en el lugar óptimo para aprovechar de forma eficiente la velocidad del agua.

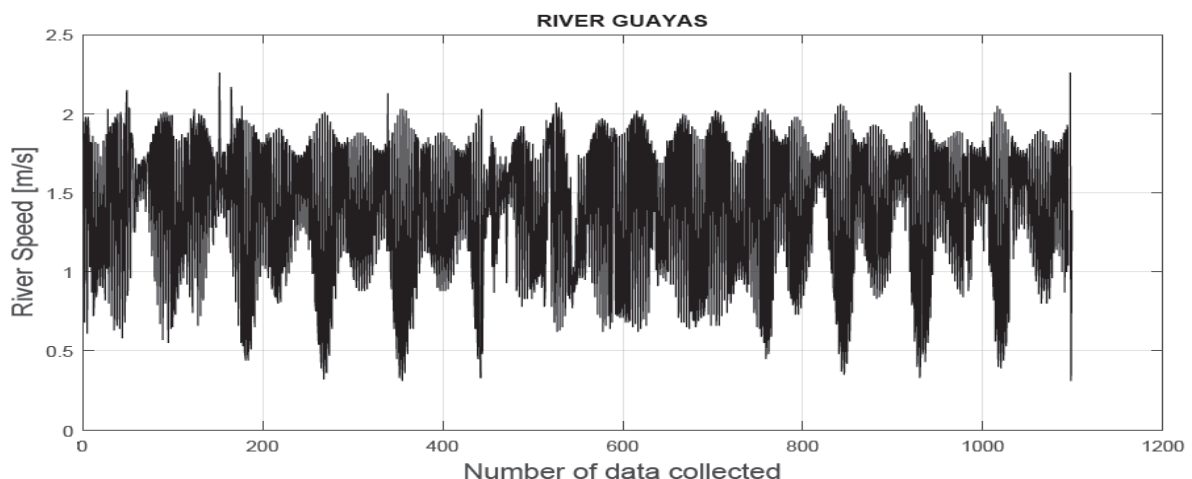


Figura 37- Velocidades entre las estaciones de una sección transversal.

Mediante el software Homer, los datos de radiación solar se obtuvieron de National Aeronautics and Space Administrative, NASA [182]. Los datos de la radiación solar mensual es



el promedio de los últimos 22 años en la Isla Santay, Ecuador ($2^{\circ} 12.5'S$, $79^{\circ} 52.2'W$). El rango de radiación va desde los 2200 kWh/m²/día en diciembre hasta un máximo de 6809 kWh/m²/día en junio, teniendo en cuenta un promedio anual de 4630 kWh/m²/día.

6.5.1 Sistema compuesto por PV, HKT, Batería y pila de combustible

Por el tipo de fuentes primarias de energías que se tienen en el lugar de simulación y el consumo de la carga, HOMER lleva a cabo cientos de configuraciones para dar como resultado el dimensionamiento óptimo del sistema propuesto en la figura 36. El sistema híbrido óptimo resultante de HOMER está compuesto por dos fuentes de generación, una matriz fotovoltaica (22 kW), y un grupo de turbinas HKT (15 kW), un subsistema de FC (6 kW), un electrolizador (6 kW), un tanque para hidrógeno (5 kg) y un banco de baterías (25 unidades).

Los resultados de optimización dado por HOMER de acuerdo a las especificaciones se observan en la tabla 14. De las diferentes configuraciones del sistema, se ha seleccionado una en base: 1) menor capital inicial que es el costo de los componentes al inicio del proyecto 2) costo presente total neto, se define como el valor presente de todos los costos incurridos a lo largo de la vida, menos el valor presente de todos los ingresos que se obtienen durante su funcionamiento 3) costo de la energía la cual se define como el costo promedio por kWh de energía eléctrica útil producida por el sistema con lo cual proporciona un medio para comparar el costo total de energía para cada escenario de electrificación específico que está siendo considerado, el resultado se logra dividiendo el costo anualizado de la electricidad producida para la producción total de energía útil 4) el déficit máximo de capacidad que es el valor máximo permitido de la fracción de déficit de capacidad, el último término es la capacidad total dividido por la carga eléctrica total. HOMER considera un sistema inviable o inaceptable con un valor más alto de la fracción de escasez de capacidad.

Permitir una cierta escasez de capacidad puede cambiar los resultados dramáticamente en algunos casos. Esto puede suceder si se produce un pico muy alto durante un tiempo muy corto [183] y 5) costes de mantenimiento, operación y reemplazo anualizados que son los costos que involucran la conservación de los componentes en buen estado y evitar su degradación a corto plazo, los costos anuales de mantenimiento y operación incrementa con el tiempo de funcionamiento del sistema. La simulación logro los siguientes resultados, el



capital inicial del sistema es \$64,040, TNPC es \$107,978, COE es 0.2012 \$/kWh y la escasez de capacidad es 2.07% de la carga total, lo que significa que el sistema puede proporcionar casi la demanda de carga completa. El costo operativo anual es de \$ 2,789, los costos nivelados para el PV y HKT fueron de \$ 0,014 y \$ 0,06 por \$ / kWh, respectivamente.

Tabla 14- Resultados de optimización de PV, HKT, FC y baterías

PV (kW)	FC (kW)	HKT 5 kW (Unidad)	Batería (1kWh plomo acido)	Electrolizador (kW)	H2 Tanque (kg)	Capital inicial (\$)	Costo Operación (\$/año)	Total NPC (\$)	COE (\$/ kWh)	Escases de capacidad (%)	Carga no satisfecha (%)
22	6	3	25	6	5	64,040	2,789	107,978	0.2012	2.07	1.62
22	6	3	25	6	6	65,540	2,800	109,659	0.2042	1.94	1.52
22	6	3	20	8	8	71,040	2,976	117,921	0.219	1.76	1.38
20	6	3	25	6	10	70,900	2,792	114,887	0.214	2.02	1.61
20	8	3	25	8	10	80,900	3,190	131,151	0.244	1.74	1.36

En la tabla 14 se puede observar que los costes de capital de la pila de combustible, Electrolizador and HKT son los más altos \$18,000, \$12,000 y \$12,000 respectivamente. La batería tiene el mayor costo de reemplazo seguido por el HKT. La FC junto a la HKT tienen los costos de O&M altos, mientras que en el tanque de hidrógeno y PV el costo de O&M es cero debido al no tener partes móviles ni consumibles. Al no existir un subsistema de combustión interna en el sistema propuesto y como el hidrógeno es producido por el electrolizador, el costo de combustible es cero. La HKT junto con las baterías tienen el mayor coste total \$28,160 y \$25,758 respectivamente, esto se debe al alto coste de reemplazo y O&M.

Tabla 15. Detalle de costos de PV, HKT y banco de baterías

Componente	Capital (\$)	Reemplazo (\$)	O & M	Salvamento (\$)	Total (\$)
PV CSK-285M	7,040	0	0	0	7,040
Electrolizador	12,000	5,054	1,890	-1,146	17,797
Pila de combustible	18,000	0	7,287	-3,565	21,722
Batería 1kWh	7,500	17,108	3,938	-2,788	25,758
Tanque H2	7,500	0	0	0	7,500
HKT Smart	12,000	13,728	4,725	-2,293	28,160
Sistema	64,040	35,891	13,115	-9,793	103,252

Los detalles de generación y consumo de energía eléctrica se dan en la Tabla 16. Donde el subsistema de PV aporta con el 48.6% del total generado, la máxima salida es 18.1 kW, mientras la mínima salida es 0 kW por no generar durante las horas de la noche, y trabaja



4,869 h/año, en la figura 38 se muestra la potencia generada por el sistema PV durante un año.

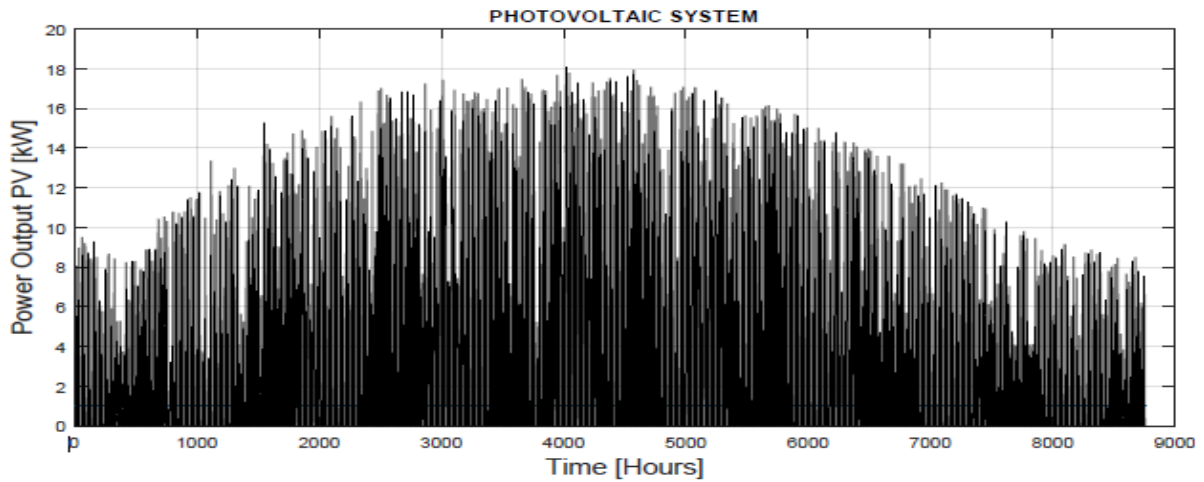


Figura 38. Potencia generada por el sistema fotovoltaico.

La turbina hidrocínética aporta el 48% de la energía consumida con una máxima salida de 5.98 kW, la mínima salida es 1.37 kW y trabaja durante todo el año a consecuencia del constante flujo de agua. Mientras que FC solo suministra el 3.4% de los 61,652 kWh/año de generación, en la figura 39 se observa el arranque de la pila de combustible mediante la entrega de potencia, tiene un alto costo de generación fija de energía \$ 1.05/h, la pila de combustible opera durante 771 h/año con una producción eléctrica 2,099 kWh/año y el consumo de combustible 126 kg.

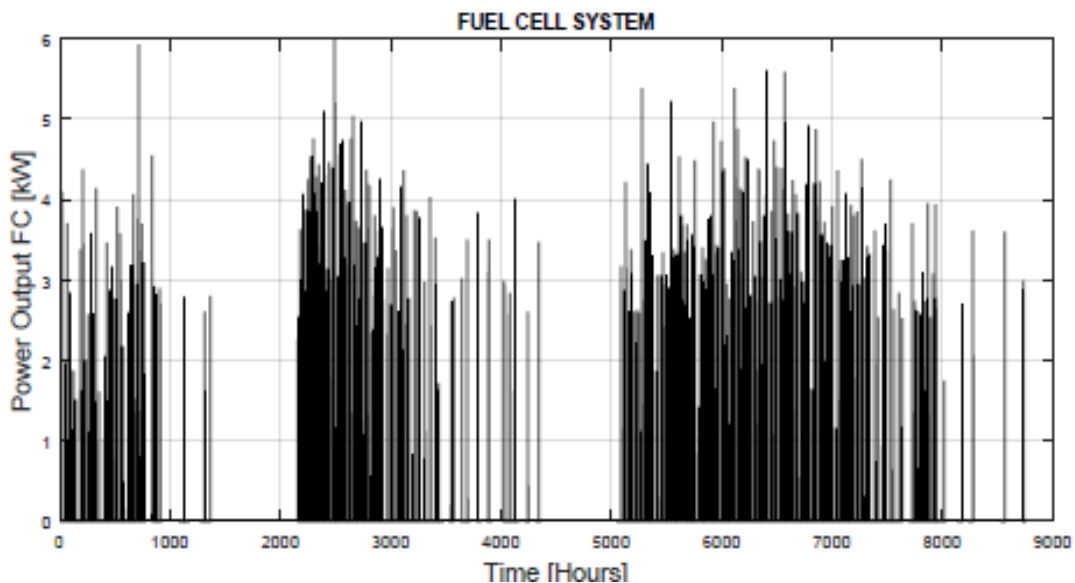


Figura 39. Potencia generada por la pila de combustible.



El electrolizador tiene un consumo de 6,053 kWh/año con una producción máxima de 0,129 kg/h, la producción total es de 130 kg/año y el consumo específico de 46,4 kWh/kg, y un combustible promedio por día de 0,354 kg/día.

En la figura 40 se observa la producción mensual de hidrógeno. El tanque de hidrógeno tiene una capacidad de almacenamiento de energía de 167 kWh y una autonomía del tanque de 42.1 h. El promedio de la salida del electrolizador se redujo en los meses de enero, abril y octubre. El almacenamiento de hidrógeno depende del funcionamiento del electrolizador, cuando está operativo y el FC se encuentra inactivo el nivel de almacenamiento aumenta.

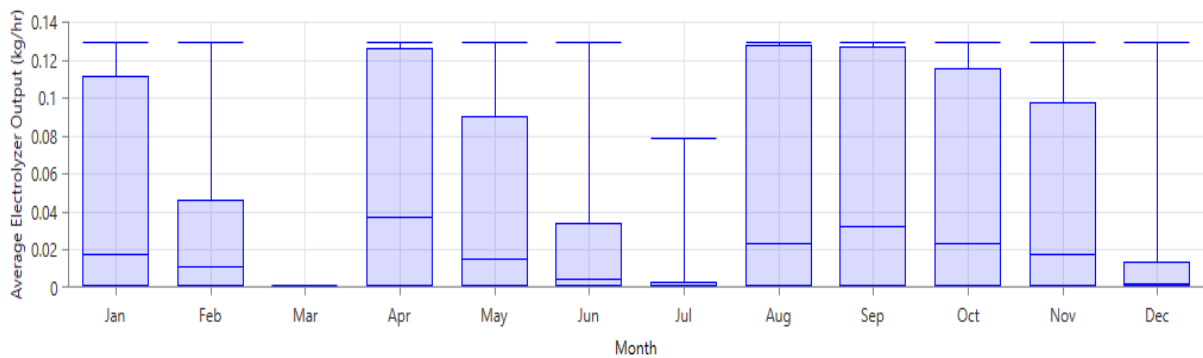


Figura 40. Promedio de salida mensual del electrolizador.

En la figura 41 se observa estado de carga y descarga (SOC) del banco de la batería mensual donde la mayor parte del año permanece entre el 40% y 100%, con lo cual se asegura un tiempo de vida de 6.21 años cumpliendo con la demanda de la carga. La salida de energía es 2,882 kWh/año que es la suma de energía que descarga al año mientras las pérdidas son 720 kWh/año que se obtiene mediante la diferencia entre la energía de entrada y la energía de salida o descarga, en la figura 42 se observa la potencia entregada por las baterías durante un año.

Durante el día cuando los generadores, principalmente el fotovoltaico excede la energía requerida por la carga, la batería empieza el proceso de carga. En caso de que la demanda sea mayor a la generada, las baterías y la pila combustible suministran la energía necesaria para satisfacer la carga.

Tabla 16. Resultados de generación de PV, HKT, FC y banco de baterías

Salida de generación (kWh/año)



PV	HKT	Fuel Cell	Rendimiento anual	
			de la batería	Total de generación
29,981	29,572	2,099	3,222	61,652
48.6%	48%	3.40%	---	100%

Parámetros del sistema (kWh/año)				
Cargas en DC	Total de Consumo	Exceso de electricidad	Carga no satisfecha	Escasez de capacidad
34,077	40,130	20,805	561	716
84.90%	100%	33.70%	1.62%	2.07%

La temperatura afecta al funcionamiento correcto del banco de baterías, a una temperatura de 0 °C se tiene 80% de la capacidad nominal, a 30°C llega una capacidad nominal del 105%, la curva de potencia a consecuencia de la temperatura se puede observar en la figura 11.

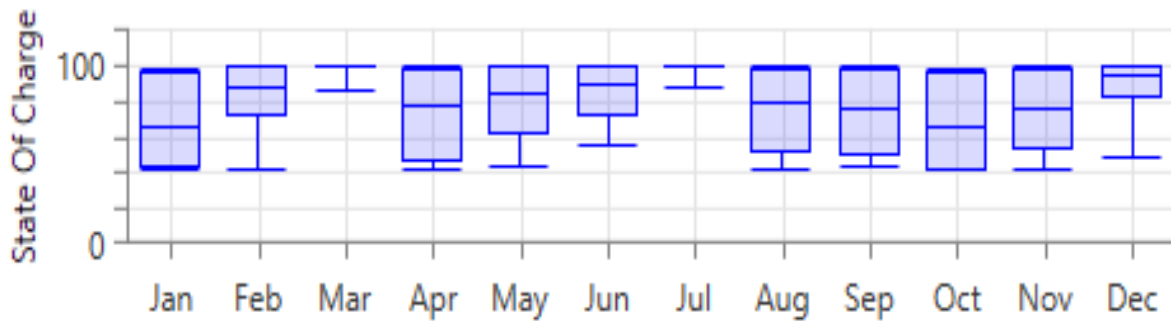


Figura 41. Estado de la carga del banco de baterías

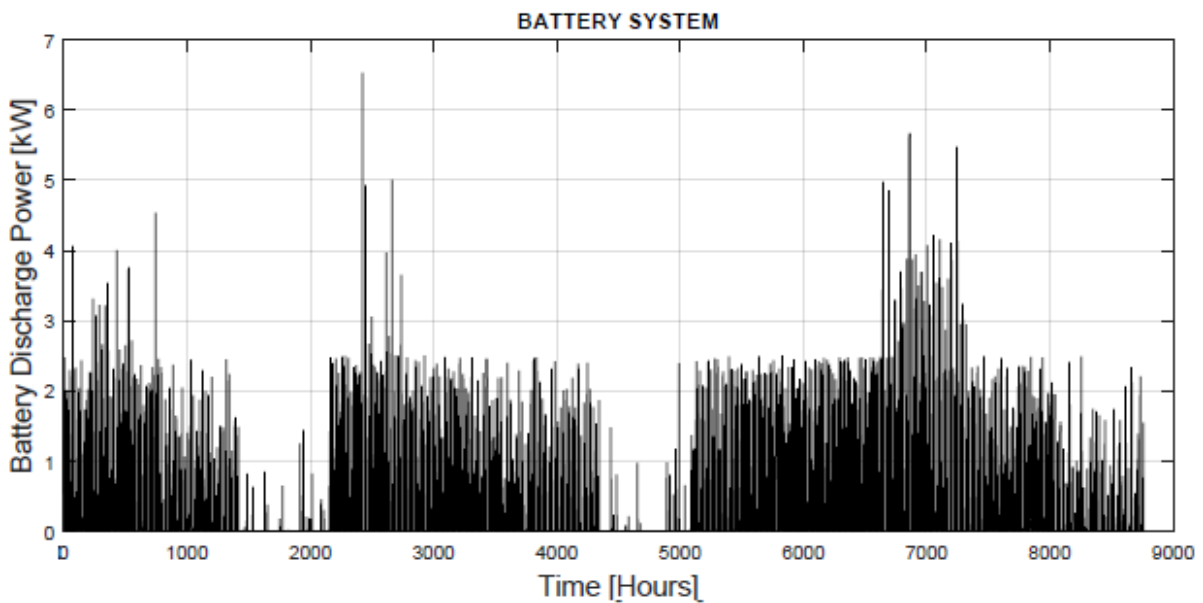


Figura 42. Energía aportada por la batería.



En la Figura 43 se muestra la producción eléctrica media mensual, donde los meses de marzo y julio tienen la mayor producción de energía de origen renovable, sin necesitar generación mediante la FC.

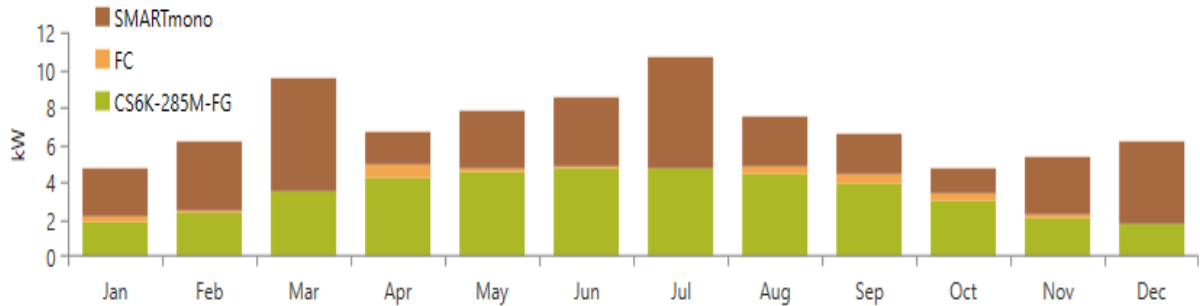


Figura 43. Promedio mensual de producción de electricidad.

Debido al tamaño de los paneles fotovoltaicos y la constante generación mediante HKT y el bajo consumo durante las horas de la mañana y tarde el exceso de generación de electricidad es alto 33.7% (20,805 kWh/año) del total de generación renovable, mientras el porcentaje de consumo carga primaria en DC es 84.9% (34,077 kWh/año).

El flujo de caja de los componentes del sistema simulado se muestra en la figura 44 mediante barras, la primera barra para el año cero y debajo de la línea cero representa el costo inicial de todos los componentes, el valor negativo indica un flujo de salida, reemplazo de equipo u operación y mantenimiento (O & M). Se puede observar que hasta el año 24 se tienen egresos de los componentes, mientras que en el año 25 se tiene un valor positivo que representa un ingreso que puede ser por venta de electricidad o el valor residual de los equipos al cumplir el ciclo del proyecto.

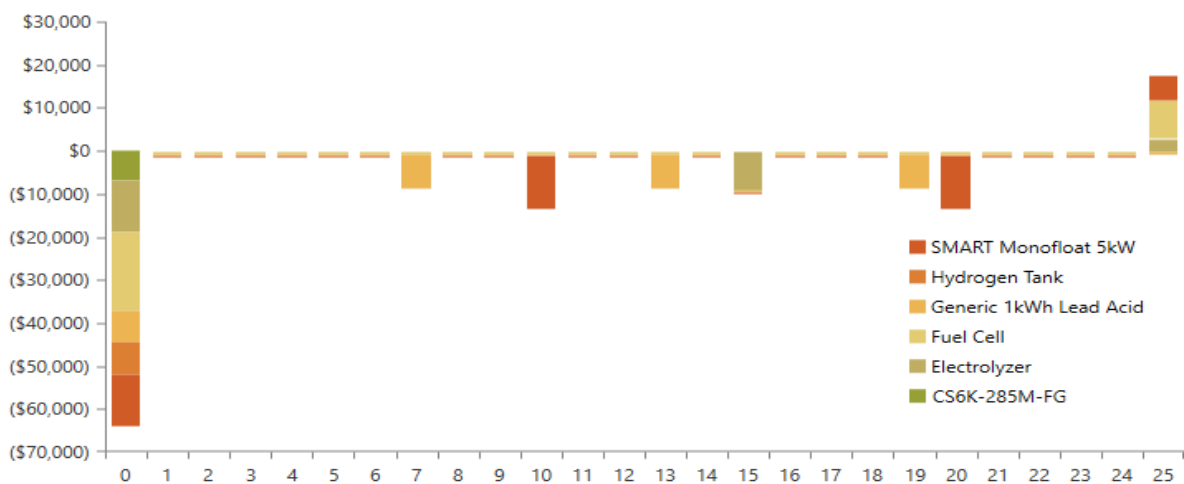


Figura 44. Flujo de caja de los componentes



El costo inicial del subsistema a base de hidrógeno es el 58.5% (\$37,500) del costo total del sistema, el monto no permite la recuperación del capital en corto plazo, la implementación del sistema deber estar amparado en la regulación 003/11 denominada "Determinación de la metodología para el cálculo del plazo y de los precios referenciales de los proyectos de generación y autogeneración", se incluyen el uso de energías renovables.

6.6. Conclusión

En el presente trabajo se ha determinado la ubicación optima de turbinas de rio para obtener la máxima generación junto a un sistema híbrido, el estudio demuestra que el sistema es técnicamente viable, es capaz de satisfacer la demanda aprovechando al máximo las fuentes renovables (PV y HKT), con una adecuada gestión de los dispositivos de almacenamiento de energía (batería y H2), para mantener un nivel de carga adecuado.

Para determinar la ubicación optima de la turbina se ha utilizado el software HEC-RAS el cual mediante los datos de batimetría y caudales arroja resultados de velocidad en diferentes estaciones de una sección transversal del rio, la máxima velocidad es 2.34 m/s la cual es similar a los 2.26 m/s tomadas en campo, mientras con el software HOMER se realiza la optimización del sistema híbrido propuesto PV, HKT, Batería y FC donde se evalúa la compatibilidad técnica económica, se analizan 5 principales parámetros el costo inicial, TNPC, escases de capacidad, LCOE y costo de reemplazo, mantenimiento y operación. Los resultados muestran que el subsistema de hidrógeno tiene el mayor precio de coste inicial \$37,500 (58.5%) y un aporte del 3.4% del total de la generación, para el sistema híbrido propuesto el COE es 0.20 \$/kWh, el capital inicial del sistema es \$64,040, TNPC es \$107,978.

El precio actual del subsistema de hidrógeno no resulta rentable económicamente. Se espera en los próximos trabajos analizar cuanto debería bajar el precio de los componentes más caros en un futuro cercano para que el sistema híbrido también fuese rentable económicamente.



Capítulo 7. Análisis económico de varias opciones de almacenamiento de energía para sistemas de ER



7.1 Introducción

El desarrollo de energía renovable con costos marginales, como la energía solar o eólica, está logrando un aumento de financiamiento en los mercados energéticos liberalizados. América Latina y el Caribe tiene 173.25 GW de capacidad instalada en energía renovable, principalmente de tres fuentes primarias, hidroeléctrica, eólica (12.3 GW) y solar (1.95 GW) desarrollada en los últimos años [184], [185]. El dimensionamiento de un sistema híbrido y el manejo adecuado de la energía de fuentes intermitentes es una tarea compleja debido a la poca previsibilidad del clima. Varios investigadores han propuesto metodologías, algoritmos matemáticos y aplicaciones de software para lograr un tamaño óptimo [186],[187]. Los sistemas de almacenamiento cumplen dos funciones principales.

La primera función es el almacenamiento del exceso de energía cuando la carga no lo requiere y la segunda es suavizar las variaciones de la red como resultado de la intermitencia de las fuentes primarias o el arranque de algunos equipos. Amrouche [188] presenta una visión general de las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica para reducir estas fluctuaciones. Actualmente, hay varios tipos de almacenamiento de energía comercialmente disponibles. Entre ellos se encuentran el bombeo hidráulico, baterías, aire comprimido, supercapacitor y volante de inercia.

Evans [189] revisa las tecnologías de almacenamiento, comparando los parámetros de eficiencia, capacidad de energía, densidad de energía, tiempo de ejecución, costos de inversión de capital, tiempo de respuesta, vida útil en años o ciclos y auto descarga. Concluyendo que la elección del sistema de almacenamiento depende de los requisitos individuales, tales como la capacidad del sistema y la seguridad en la entrega de energía.

En la referencia [190] se investiga el problema de dimensionamiento óptimo de los sistemas de almacenamiento. La solución se logra a través de la optimización, utilizando un enfoque de programación no lineal en GAMS y considerando varias restricciones operacionales para obtener el costo total mínimo del sistema, el modelo se prueba experimentalmente.

Jacob [191] desarrolla una metodología para dimensionar un sistema de almacenamiento utilizando análisis de pellizco. El análisis utiliza una simulación de series de tiempo del sistema, donde la generación siempre debe exceder la carga de un sistema híbrido aislado basado en



energías renovables. La metodología define el espacio de diseño como combinaciones factibles de almacenamiento a corto, mediano y largo plazo.

Los programas comerciales se utilizan para el dimensionamiento óptimo de sistemas híbridos. HOMER es una herramienta muy utilizada por los investigadores. A través de simulaciones, se logra la cantidad de componentes necesarios para satisfacer la demanda, proporcionando los costos mínimos del sistema y la operación, y cumpliendo con las limitaciones técnicas y las emisiones.

7.2 Tecnologías de almacenamiento

En esta sección del capítulo, se revisan los diferentes tipos de almacenamiento de energía. La entrega de energía almacenada depende de las necesidades de la carga. Las diferentes tecnologías de almacenamiento se muestran la figura 45 con su capacidad de almacenamiento en la escala de tiempo.

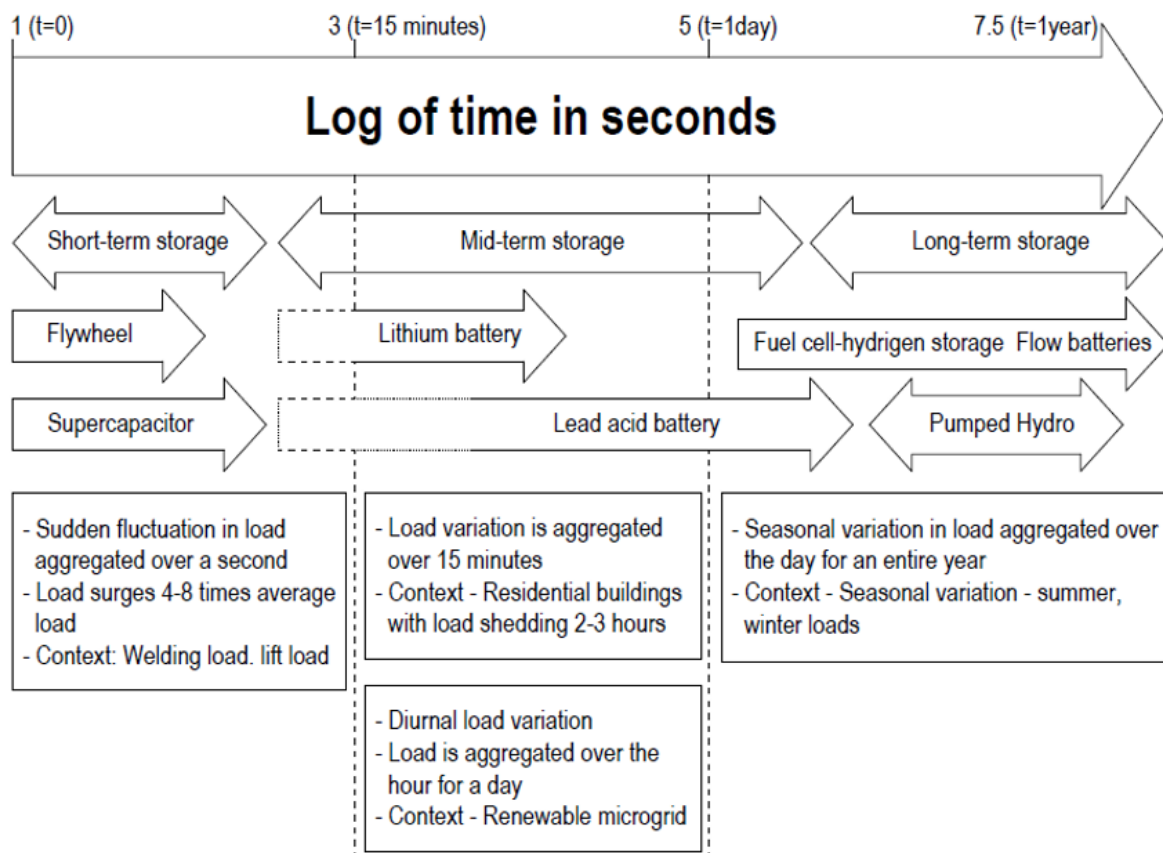


Figura 45. Tecnologías de sistemas de almacenamiento



7.2.1 Almacenamiento de energía del volante de inercia

El almacenamiento de energía del volante representa una opción ecológica, ya que está hecho de metales básicos no peligrosos y fibras de carbono. Utiliza un volante que gira a muy alta velocidad. Las ruedas de inercia almacenan energía en su forma cinética [192]. Volantes proporcionan una cantidad de energía en poco tiempo. La vida operativa es de varios millones de ciclos completos a diferencia de las baterías, pueden alcanzar hasta 20 años de vida útil [193]. La cantidad de energía almacenada viene dada por la ecuación (40).

$$E = \frac{1}{2} I \times \omega^2 \quad (40)$$

Donde, I es el momento de inercia del volante y ω es la velocidad angular.

7.2.2. Supercapacitor

El elemento se compone de dos electrodos en paralelo con un material dieléctrico entre ellos, se diferencia del condensador convencional debido a su alta capacidad y corriente de descarga [193]. Los supercapacitores se pueden cargar y descargar rápidamente. El largo ciclo de operación sin degradación lo hace atractivo para su uso. Se utilizan principalmente para arrancar motores, actuadores y vehículos eléctricos [194].

7.2.3 Batería de Litio

La batería de litio transforma la energía química de sus compuestos metálicos de litio en energía eléctrica a través de reacciones de oxidación y reducción. Las ventajas ofrecidas son: 100% de eficiencia, el máximo rendimiento de todos los tipos de baterías, densidades de carga entre 90-190 Wh/kg y bajo impacto ambiental debido a sus componentes reciclables.

La principal barrera en el uso extendido de este tipo de batería es el costo debido al embalaje especial y al circuito interno de protección contra sobrecarga. La capacidad de almacenamiento eléctrico de una batería de ión de litio está limitada por la cantidad de litio que puede quedar atrapada en el ánodo de la batería. El tiempo de vida útil es de 3.000 ciclos a una profundidad de descarga del 80%, el costo es de 800-1100 \$/kWh [195].



7.2.4 Batería de plomo ácido

Las baterías de plomo-ácido son ampliamente utilizadas en sistemas de energía renovable y otras aplicaciones, son baterías recargables y están compuestas por un ánodo de plomo metálico, un cátodo de dióxido de plomo y un electrolito de solución de ácido sulfúrico. Entre las ventajas que presenta se encuentran el costo bajo entre 500 y 150 \$/kWh respecto a otro tipo de baterías, simplicidad en la fabricación, y una rápida reacción electroquímica, eficiencia del 72%.

La principal desventaja de este tipo de baterías es el uso de componentes de metales pesados, peligrosos para el medio ambiente, el tiempo de vida es limitado. Se han desarrollado varios tipos de baterías de plomo-ácido, baterías de antimonio de plomo, baterías SLI (encendido y encendido), baterías de plomo-ácido reguladas por válvula (VRLA), baterías de plomo-ácido inundadas, baterías de plomo y calcio, baterías de esteras de vidrio absorbido AGM, baterías de gel, pilas y baterías de ciclo profundo. Los dos últimos se utilizan comúnmente en sistemas de energía renovable de fuentes no convencionales [196].

7.2.5 Electrolizador y pila de combustible

El sistema de almacenamiento de energía de hidrógeno es una tecnología limpia. Es una opción aceptable para las comunidades remotas que no están conectadas a una red convencional. Actualmente hay una gran variedad de celdas de combustible disponibles comercialmente. El tipo PEM se utiliza para sistemas híbridos a pequeña escala [197]. El exceso de energía producida por los generadores alimenta al electrolizador, que es un dispositivo que genera hidrógeno y oxígeno a partir del agua. El hidrógeno producido se almacena en un tanque o se lleva directamente a la celda de combustible.

7.2.6 Almacenamiento de bombeo hidráulico.

El almacenamiento hidráulico bombeado (PHS) es una tecnología madura y disponible comercialmente, almacena y genera electricidad a través de dos tanques de agua a diferente alturas, la energía producida en exceso alimenta una bomba que envía agua desde un depósito inferior a un depósito superior [84].

Cuando la demanda es mayor que la generación, el agua almacenada en el tanque superior pasa a través de una turbina que produce energía eléctrica. En algunos casos, los sistemas de



bombeo se basan en máquinas eléctricas e hidráulicas reversibles. La energía utilizada para bombear agua desde el reservorio inferior se obtiene mediante la ecuación (41), donde V es el volumen de agua, h es la altura del reservorio superior, η_p es la eficiencia de bombeo. La energía suministrada por el sistema a la red por el generador, de eficiencia η_g , se puede obtener mediante la ecuación (42).

$$E_{pumping} = \frac{\rho \cdot g \cdot h \cdot V}{\eta_p} \quad (41)$$

$$E_{generator} = \rho \cdot g \cdot h \cdot V \cdot \eta_g \quad (42)$$

7.3 Caso de estudio.

Los cálculos se realizan para satisfacer la demanda de los habitantes de la isla Santay, los consumos utilizados son similares a los capítulos anteriores, con un consumo mínimo (3,1 kW), un consumo promedio (4,18 kW) y un consumo máximo (5,6 kW). Los sistemas estudiados se han elegido en función del almacenamiento de energía ampliamente utilizado: 1,2) plomo ácido y baterías de litio comúnmente utilizadas; 3) la pila de combustible es una tecnología totalmente renovable que ha tenido aplicaciones a pesar de sus altos costos de aplicación; 4) la hidráulica bombeada es una tecnología prometedora con una alta capacidad de aplicación.

La abundante radiación solar, $2^\circ 12.5'S$, $79^\circ 52.2'W$ se muestra en la figura 32. Los datos se obtuvieron a través del software HOMER; el promedio anual es de $4.630 \text{ kWh/m}^2/\text{ día}$, se explota la energía cinética del caudal del río. Los datos anuales de velocidad del río se muestran en la figura 37. Estos datos son proporcionados por el Instituto Oceanográfico de la Armada Ecuatoriana (INOCAR) [20]. La velocidad registrada más alta es de 2.26 m/s , la velocidad lenta es de 0.31 m/s y el promedio es de 1.39 m/s . Para llevar a cabo la simulación, se toman los valores medios mensuales.

7.3.1 Sistema conformado por PV, HKT, batería de litio

La configuración óptima es obtenida por HOMER. El programa lleva a cabo cientos o incluso miles de configuraciones para lograr el tamaño óptimo del sistema evaluado en la figura 46. Cada sistema se evalúa mediante cuatro parámetros: 1) capital inicial más bajo, 2) costo actual neto total, que es el valor presente de todos los costos del sistema a lo largo de la vida



útil, 3) el costo de la energía, que es el costo promedio por kWh producido por el sistema 4) la máxima escasez de capacidad que es el valor máximo permitido de la fracción de escasez de capacidad.

El tamaño óptimo resultante es un conjunto fotovoltaico (42 kW), 3 turbinas HKT (15 kW), un banco de baterías de ion litio de 1kWh (50 unidades) y un convertidor (10 kW). La tabla 17 muestra las características técnicas del sistema. La simulación proporcionó los siguientes resultados, el capital inicial del sistema es \$ 48,400, el costo total neto del sistema es de \$ 96,804, COE es 0.178 \$ / kWh, la falta de escases de capacidad es de 0.29% y la carga eléctrica que el sistema no puede satisfacer es 72.2 kWh/año lo que representa el 0.20% de la energía total anual.

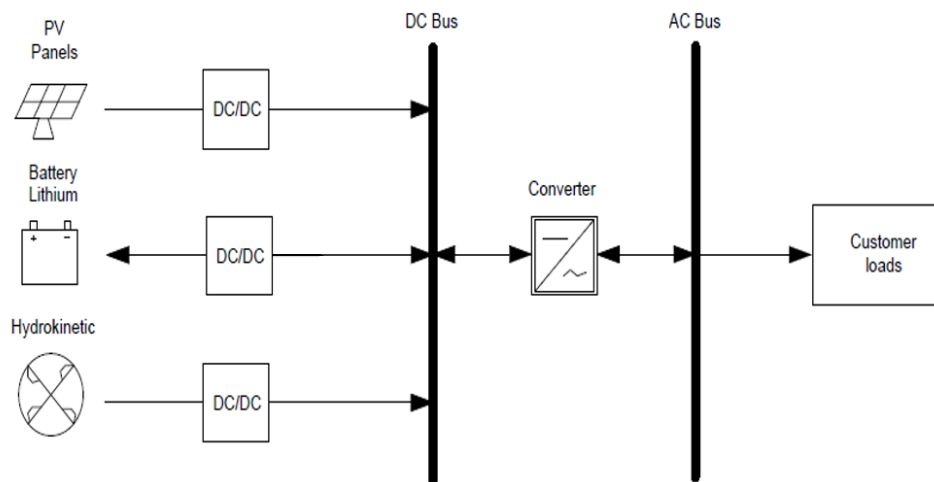


Figura 46. Sistema compuesto por PV, HKT, batería de litio

El costo operativo anual es de \$ 2,435, los costos nivelados para el PV y HKT fueron de \$ 0,0149 y \$ 0,065 por \$/kWh, respectivamente, lo que representa el menor costo de generación para el sistema fotovoltaico a pesar que funciona alrededor de doce horas diarias de acuerdo a la privilegiada ubicación de la localidad en estudio. La energía almacenada por las baterías es de 6,592 kWh/año, la energía de salida es 6,063 kWh/año, el agotamiento del almacenamiento es de 6,28 kWh/año y las pérdidas es de 565 kWh/año, el rendimiento de vida útil es de 94,587 kWh y la vida útil esperada es de 15 años. Los componentes que tienen un mayor costo de capital son las baterías y los paneles solares con \$ 30,000 y \$ 13,440 respectivamente.



Tabla 17. Parámetros técnicos del primer sistema

Componentes	PV	HKT	Inversor
Capacidad Nominal (kW)	42	15	10
Salida Media (kW)	6.53	3.38	3.95
Salida Máxima (kW)	34.5	5.98	8.54
Factor de capacidad (%)	15.6	22.5	39.5
Producción Total (kWh/año)	57,236	29,547	-----
PV Penetración (%)	165	85.4	-----
Horas de operación	4,189	8,760	8760

El componente con el costo de reemplazo más alto es el banco de baterías con \$ 16,847. El costo por operación y mantenimiento de la batería es de \$ 7,876. El costo neto total del sistema es de \$ 96,803. Está compuesto por los siguientes componentes: capital \$ 58,440, reemplazo \$ 32,260, el coste de operación y mantenimiento es de \$ 12,601, el costo de rescate es de \$ 6,498.

7.3.2 Sistema batería plomo ácido PV, HKT,

En la figura 47 se muestra el sistema híbrido propuesto, luego de múltiples soluciones, el sistema optimo está formado por una matriz fotovoltaica de 45 kW, 3 unidades de turbinas HKT con un total de 15 kW, un banco de baterías de 55 unidades de 1kWh cada una y un convertidor DC/AC de 10 kW.

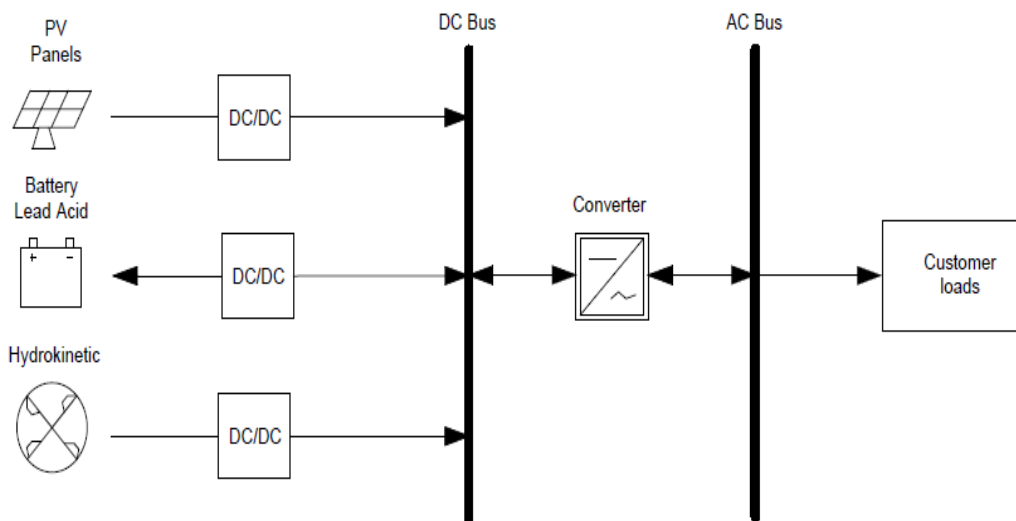


Figura 47. Configuración de batería plomo ácido PV, HKT.



El costo de capital inicial del sistema en estudio es \$ 51,900, el costo total neto del sistema es de \$ 106,854, el costo nivelado de la energía alcanza un valor de 0.196 \$/kWh, la falta de capacidad es 0.232% lo cual está dentro de las restricciones adoptadas para la optimización del sistema propuesto y carga eléctrica sin carga es 57.7 kWh / año (0.16%) de la carga total anual. El costo operativo anual es de \$ 3,489, los costos nivelados para el PV y HKT fueron de \$ 0,0149 y \$ 0,0605 por \$/kWh, respectivamente, nuevamente en la configuración presentada el menor costo del kWh es logrado por el sistema fotovoltaicos.

El exceso de energía almacenada por las baterías de plomo ácido es de 7,530 kWh/año, la salida de energía es de 6,029 kWh/año, el agotamiento del almacenamiento es de 5,97 kWh/año y las pérdidas son de 1,507 kWh/año que es la diferencia de energía entre la entrada y la salida del banco de baterías, el rendimiento de por vida 60,000 kWh y la vida útil esperada de 8,90 años.

Los componentes que tienen un mayor costo de capital son las baterías y los paneles solares con \$ 22,500 y \$ 14,400 respectivamente. El componente con el costo de reemplazo más alto es el banco de baterías con \$ 27,321, lo mismo sucede con el costo por operación y mantenimiento \$ 11,814. El costo total del sistema es de \$ 106,853, que se desglosa por un capital de \$ 51,900, el costo de reemplazo es \$ 42,734, el costo de operación y mantenimiento es de \$ 16,540, y el costo de rescate es \$ 4,320.

Tabla 18. Parámetros técnicos del segundo sistema.

Componentes	PV	HKT	Inversor
Capacidad Nominal (kW)	42	15	10
Salida Media (kW)	6.53	3.38	3.95
Salida Máxima (kW)	34.5	5.98	8.54
Factor de capacidad (%)	15.6	22.5	39.5
Producción Total (kWh/año)	57,236	29,547	-----
PV Penetración (%)	165	85.4	-----
Horas de operación	4,189	8,760	8760

7.3.3 Sistema conformado por PV, HKT y pila de combustible

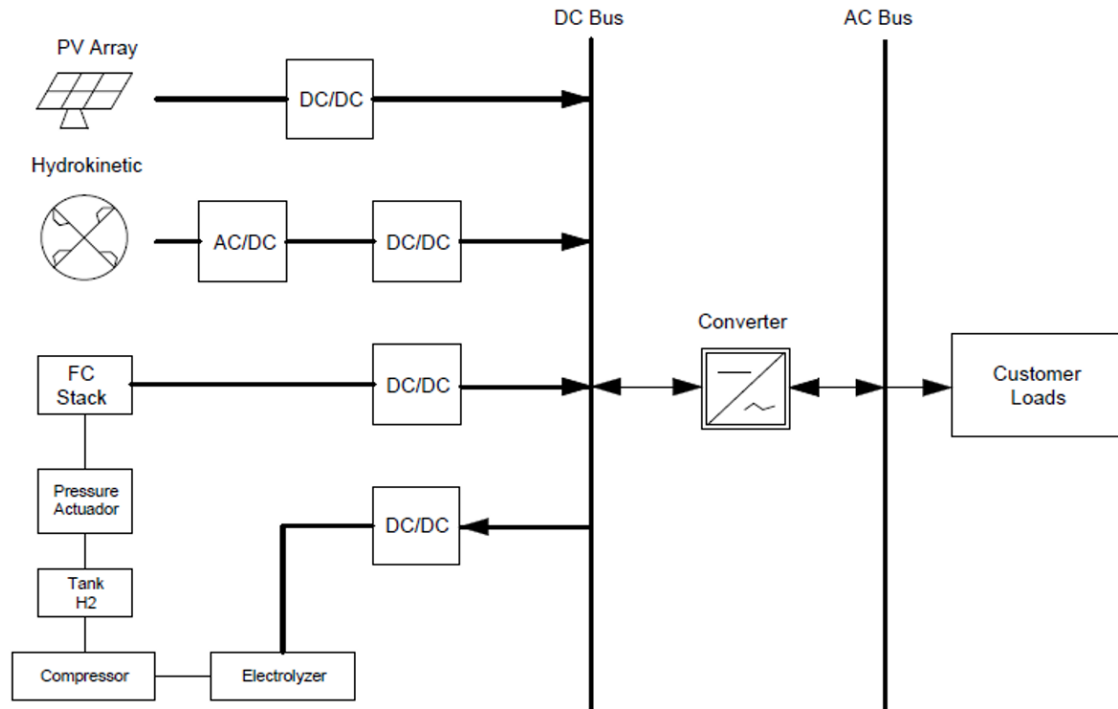


Figura 48. Sistema PV, HKT, pila de combustible

La arquitectura del sistema propuesto se presenta en la Fig. 48, donde el sistema se compone de una matriz fotovoltaica de 40 kW, tres turbinas hidrocinéticas con una potencia instalada de 15 W, una celda de combustible de 6 kW, y un electrolizador de 10 kW, la capacidad del tanque de hidrógeno es de 30 kg. Los resultados de optimización dados por HOMER de acuerdo con las especificaciones se muestran en la Tabla 19. La simulación proporcionó los siguientes resultados: el capital inicial del sistema es \$ 110,800, TNPC es \$ 189,640, el costo de la energía nivelada es 0.348 \$/kWh, costo operativo es \$ 5,005, falta de capacidad es 0.27% y carga eléctrica no satisfecha es de 62.6 kWh/año (0.18%) de carga total.

Los costos nivelados para el PV y HKT fueron de \$ 0.0149 y \$ 0.0605 por \$/kWh, respectivamente. El subsistema de celda de combustible presenta los siguientes resultados: producción eléctrica es 6058 kWh/año, horas de operación 3,805 h/año, el número de arranque es de 623 al año, el costo de generación fijo es 1,05/h, el consumo de combustible es de 363 kg y una vida útil de 10.5 años.

En el tercer sistema en estudio, los costos de capital del tanque de hidrógeno, el electrolizador y la celda de combustible son los más altos \$ 45,000, \$ 20,000 y \$ 18,000, respectivamente. La celda de combustible tiene el costo de reemplazo más alto y la operación y mantenimiento con \$ 20,030 y \$ 35,962, respectivamente.



El HKT tiene el segundo costo más alto de O&M con \$ 4,725, mientras que el tanque de hidrógeno y PV el costo de O&M es cero debido a que no tiene partes móviles ni consumibles. El costo total del sistema es \$ 189,639, que consta de los siguientes artículos: capital \$ 110,800, reemplazo \$ 43,867, O&M \$ 43,838, salvamento \$ 8,866.

Tabla 19. Parámetros técnicos del tercer sistema

Componentes	PV	HKT	FC	Electrolizador	Inversor
Capacidad Nominal (kW)	40	15	6	10	10
Salida Media (kW)	6.22	3.38	1.59	2.07	3.95
Salida Máxima (kW)	32.9	5.98	6	0.215 (kg/h)	8.54
Factor de capacidad (%)	15.6	22.5	11.1	19.5	38.9
Producción Total (kWh/año)	54,510	29,572	6,058	369 (kg/año)	-----
PV Penetración (%)	157	85.4	-----	-----	-----
Horas de operación	4,189	8,760	3,805	3,308	8760

7.3.4 Sistema conformado por almacenamiento bombeo hidráulico PV, HKT.

El sistema simulado se muestra en la Fig. 49. Los componentes resultantes de la optimización son una matriz fotovoltaica de 30 kW, tres turbinas hidrocinéticas con un total de potencia instalada de 15 kW, la bomba hidráulica es de 245 kWh y un convertidor de 10 kW

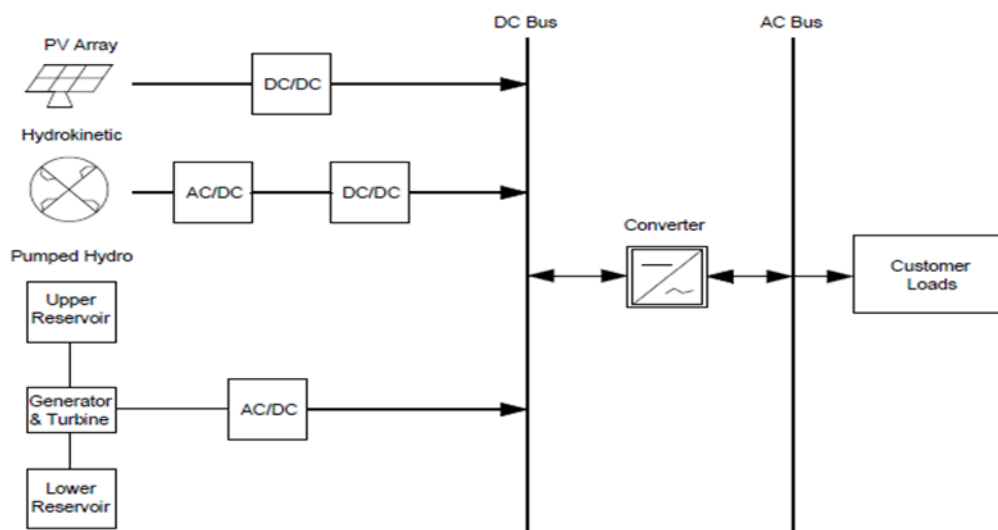


Figura 49. PV, HKT, sistema bombeo hidráulico



El bombeo hidráulico tiene un reservorio que puede almacenar hasta una capacidad de 1000 m³ de agua, que puede descargarse durante 12 horas.

En la tabla 20 se muestra los parámetros del sistema 4 en estudio. El costo de capital inicial del sistema en estudio es de \$ 42,600, TNPC es de \$ 86,996, COE es de \$ 0,159 / kWh, la falta de capacidad es de 0.04% y los escapes de carga eléctrica es 10.4 kWh/año (0.02%) de la carga total. El costo operativo anual es de \$ 2,818, los costos nivelados para el PV y HKT fueron de \$ 0,0149 y \$ 0,0605 por \$ / kWh, respectivamente.

El exceso de energía almacenada por la energía hidroeléctrica bombeada es de 12,540 kWh / año, la salida de energía es de 10,178 kWh / año, el agotamiento del almacenamiento es de 23,5 kWh / año y las pérdidas son de 2,385 kWh / año, el rendimiento de por vida de 79,164 kWh y la vida útil prevista de 7 años.

Los componentes que tienen un mayor costo de capital son la central hidroeléctrica bombeada y los paneles solares con \$ 22,000 y \$ 9,600, respectivamente. El componente con el costo de reposición más alto es la turbina de río con \$ 9,152, mientras que el mayor costo por operación y mantenimiento es la hidroeléctrica bombeada con \$ 31,504.

El costo total del sistema es de \$ 86,995 con un capital inicial de \$ 42,600, el costo de reemplazo es de \$ 1,733, el costo de operación y mantenimiento es de \$ 34,655, el costo de rescate \$ 1,993.

Tabla 20. Parámetros técnicos del cuarto sistema

Componentes	PV	HKT	Inversor
Capacidad Nominal (kW)	30	15	10
Salida Media (kW)	4.67	3.38	3.95
Salida Máxima (kW)	24.7	5.98	8.54
Factor de capacidad (%)	15.6	22.5	39.5
Producción Total (kWh/año)	40,883	29,572	-----
PV Penetración (%)	118	85.4	-----
Horas de operación	4,189	8,760	8760



7.4 Análisis

La tabla 21 muestra los resultados de todos los sistemas propuestos, la configuración de PV/HKT/PUMP HYDRO logra los mejores resultados con costo nivelado de energía de 0.159 \$/kWh, el costo total neto es de \$ 86,996, el costo operativo es de \$ 2,818, el capital inicial es de \$ 42,600, la escasez de capacidad (%) es solo 0.02% con 14.3 kWh/año, lo que asegura el suministro constante de energía, el almacenamiento de autonomía es de 64.3 horas.

Al tener un sistema fotovoltaico más bajo que los otros sistemas evaluados es de 30 kW, la producción de energía renovable es de 60,597 kWh. La figura 50 muestra el comportamiento anual de la energía almacenada en el reservorio, durante los meses de febrero y mayo hay menos almacenamiento debido al poco exceso de energía renovable.

En parte del segundo mes del año el sistema de bombeo hidráulico entrega la máxima capacidad de energía por lo que el reservorio se encuentra prácticamente vacío, esto es debido a la poca generación de energía renovable y al consumo de la carga sin embargo apenas un 0.02% de energía es no satisfecha lo que significa que el tipo de almacenamiento por bombeo hidráulico es altamente confiable, cuando otros tipos de sistemas están alrededor de 2% con un costo total mayor.

Tabla 21. Resultados económicos de la simulación

Sistema	COE (\$)	NPC (\$)	Costo de operación (\$)	Capital inicial (\$)	Costo capital PV (\$)	Escases de capacidad (%)	Producción renovable (kWh)	Autonomía (h)	Rendimiento anual (kWh)	Tiempo de vida (año)
PV/HKT/B LITIO	0.178	96,804	2,435	58,440	13,440	0.29	86,808	9.0	6,285	15.0
PV/HKT/B LEAD ACID	0.196	106,854	3,489	51,900	14,400	0.23	90,896	11.4	6,741	8.9
PV/HKT/FC	0.348	189,640	5,005	110,800	12,800	0.27	90,140	253.0	-----	10.5
PV/HKT/PUMP HYDRO	0.159	86,996	2,818	42,600	9,600	0.04	60,597	64.3	11,309	7.0

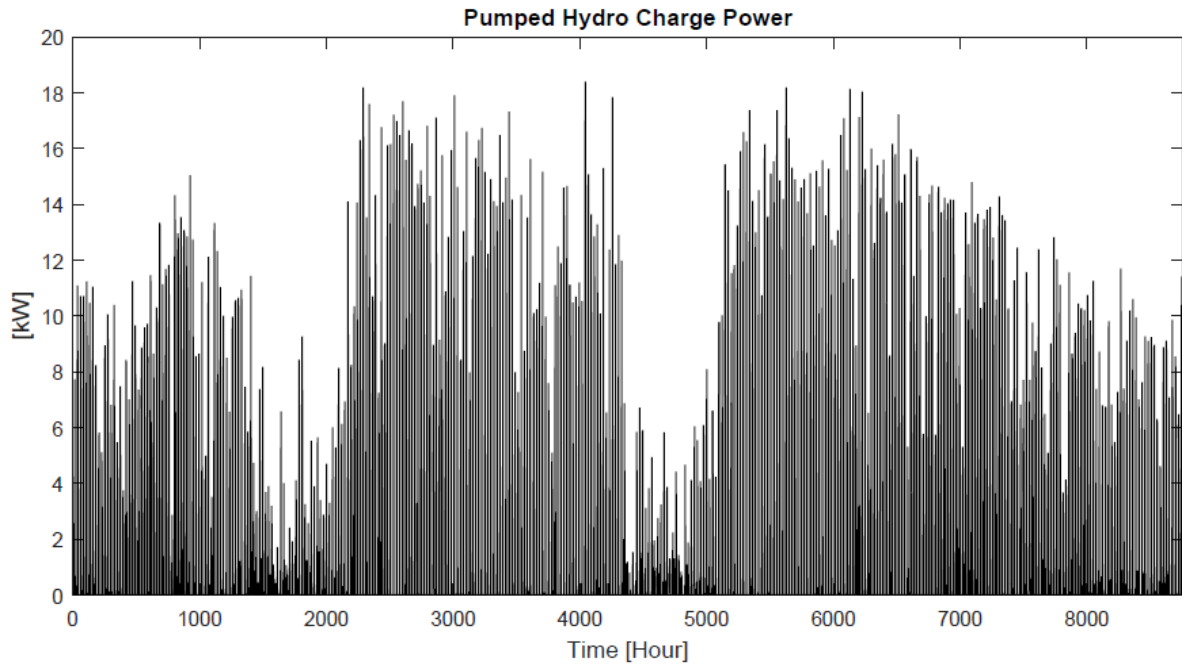


Figura 50. Comportamiento anual de la potencia hidroeléctrica bombeada.

El comportamiento anual de la potencia de descarga hidráulica bombeada se observa en la Fig.51. El valor máximo de descarga es de 7,84 kW, mientras en los meses de febrero y mayo, el reservorio entrega más energía debido a una menor generación renovable.

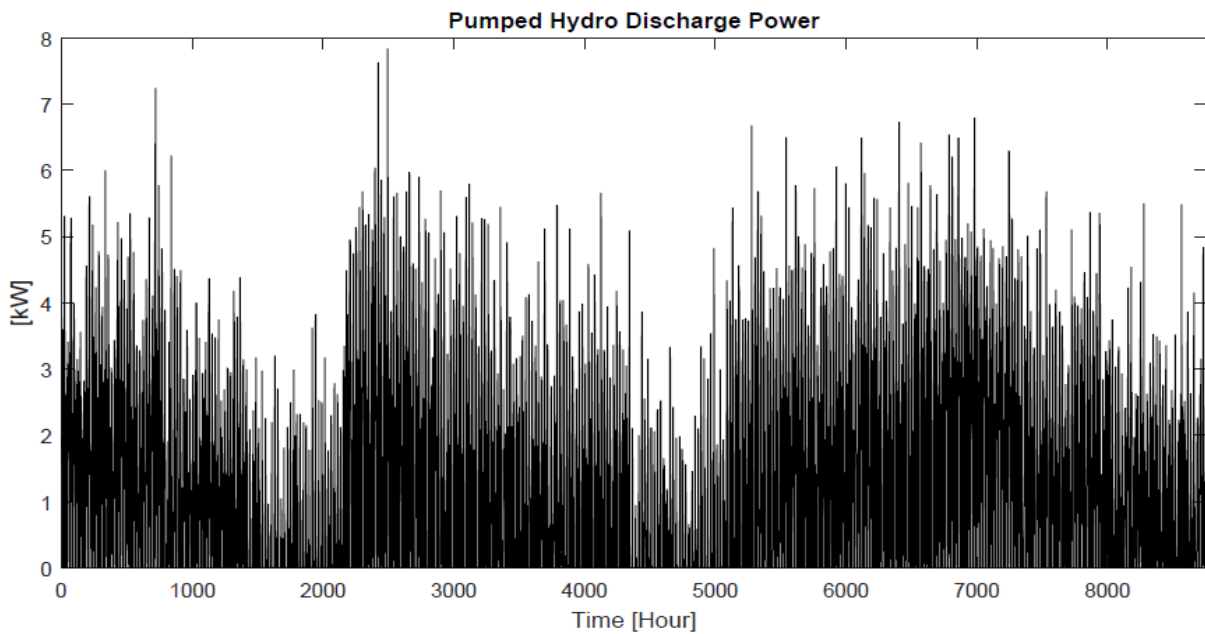


Figura 51. Comportamiento anual de la potencia de descarga de bombeo hidráulico



La energía almacenada en la hidroeléctrica bombeada se observa en la Fig. 52. La mayor parte del año se mantiene con 250 kWh, excepto durante el mes de enero, cuando tiene una descarga profunda que resulta en una carga eléctrica insatisfecha de 0.02%, el promedio anual es 226 kWh, lo que garantiza un sistema fiable.

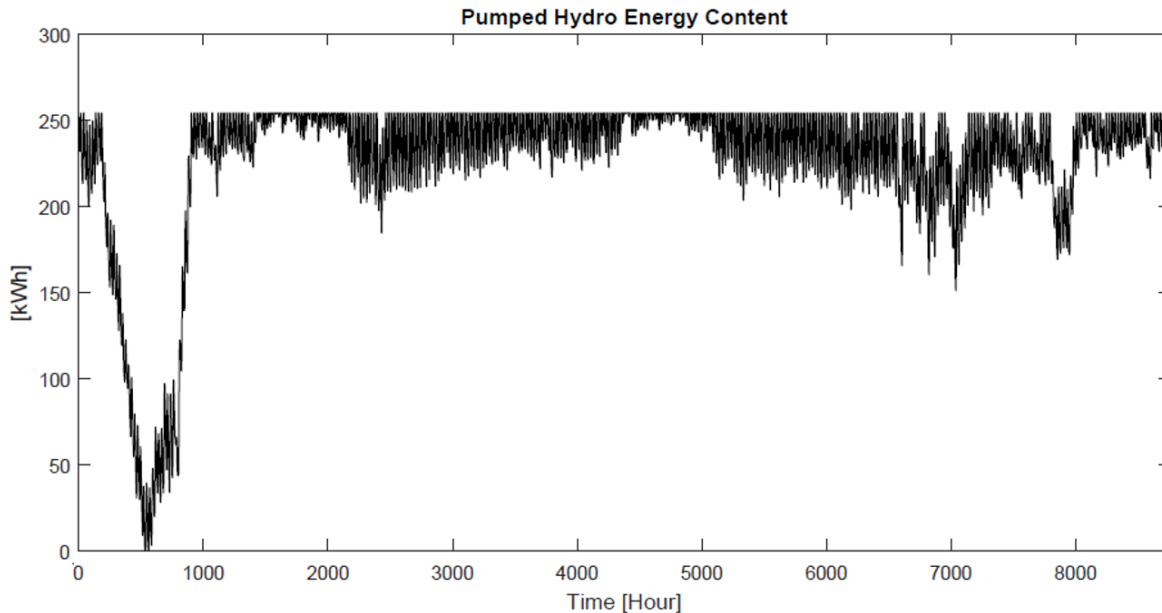


Figura 52. Comportamiento de la energía almacenada en el bombeo hidráulico

7.7 Conclusión

Durante el presente capítulo se ha presentado un estudio sobre diferentes tecnologías de almacenamiento de energía aplicado a un sistema híbrido compuesto por generadores fotovoltaicos y turbinas hidrocinéticas. Los resultados muestran que todos los sistemas analizados satisfacen la demanda. El sistema con almacenamiento de hidrógeno presenta el costo neto total más alto (TNPC) con \$ 189,639. Sin embargo, en los últimos años ha habido una reducción en los costos de implementación y es una tecnología totalmente ecológica.

El sistema basado en bombeo hidráulico tiene mayores ventajas que los otros sistemas evaluados, entre los cuales se destaca la carga eléctrica no satisfecha de 10.4 kWh/año, el costo neto total (NPC) de \$ 86,995 y el costo nivelado de energía COE es 0.159 \$/kWh, la desventaja que presenta el sistema de almacenamiento es el tiempo de vida con un aproximado de 7 años.



Capítulo 8. Conclusiones y futuros trabajos



8.1 Conclusiones y aportaciones de la tesis

Durante la Tesis Doctoral se ha presentado mejoras al dimensionamiento óptimo de sistemas híbridos con energías renovables mediante una serie de análisis, simulaciones y propuestas. Entre las principales aportaciones originales de la tesis se puede concluir:

En el tercer capítulo de la tesis se realiza un análisis cualitativo de los proyectos ejecutados por el gobierno ecuatoriano para lograr políticas de generación renovable, donde se tiene como objetivo identificar y evaluar el nivel de incorporación y el rendimiento de los métodos de generación renovable con el fin de aportar electricidad de fuentes limpias al sistema energético nacional, los resultados analizados muestran la funcionalidad del plan maestro de electrificación, de manera que para el 2018 el 63.66% de la potencia efectiva para generación de electricidad es de fuentes de energía renovable.

En la parte técnica de la tesis, los resultados obtenidos respecto al dimensionamiento técnico de un sistema híbrido, teniendo en cuenta las metodologías revisadas y estudiadas, permiten concluir que la solución obtenida mediante la aplicación del algoritmo hipercubo latino en SDO es similar a la obtenida por un software especializado, por lo que esta metodología se considera válida. Además, la herramienta SDO limita el uso de equipos de emergencia, en el caso concreto del sistema del generador diésel, de manera que el sistema de respaldo presenta una mayor capacidad de almacenamiento en comparación con HOMER.

En un segundo sistema, la carga aislada escogida para las simulaciones está rodeada por el río Guayas, por tal razón es indispensable obtener el mayor beneficio energético de los generadores hidrocinéticos. Para conseguir esto, es indispensable encontrar la ubicación óptima de la turbina, es decir, donde se obtenga la mayor velocidad del fluido. Para acotar la ubicación óptima del generador hidrocinética se ha utilizado el software libre HEC-RAS y datos de batimetría y caudales del río Guayas proporcionados por los entes gubernamentales del País. El programa arroja como resultados la velocidad para cada estación de una sección transversal, siendo la máxima velocidad de 2.34 m/s, la cual es similar a los 2.26 m/s tomadas de forma experimental en el río.

Esta parte del trabajo se complementa con la evaluación técnico-económica del sistema híbrido, una vez conocida la ubicación óptima de la turbina hidrocinética. El sistema



proporciona suministro eléctrico a cargas en AC, en el que se utiliza como sistema de almacenamiento un banco de baterías y una pila de combustible. Se analizan 5 parámetros principales que son: el costo inicial, el costo total presente neto (TNPC), el costo de la energía (COE), los escapes de capacidad y el costo de reemplazo, mantenimiento y operación. Los resultados confirman que el subsistema de hidrógeno tiene el mayor precio de coste inicial \$37,500 (58.5%) y un aporte del 3.4% del total de la generación. A pesar de ser una tecnología limpia es necesario que el coste disminuya para que sea competitiva. De hecho, el capital inicial del sistema es \$64,040, TNPC es \$107,978, el coste de energía es 0.20\$/kWh, lo cual es elevado respecto a la energía convencional del Ecuador, pero para el coste de energía internacional es competitiva.

En la parte final de la tesis se presenta un estudio sobre cuatro tecnologías de almacenamiento de energía aplicadas a un sistema híbrido, baterías de plomo ácido, baterías de litio, pila de combustible y bombeo hidráulico. Los resultados demuestran que el sistema de hidrógeno tiene el mayor coste total neto, pero es una tecnología totalmente limpia. Mientras que el sistema de bombeo hidráulico tiene las mejores ventajas en lo que respecta a la carga no satisfecha, costo de la energía, pero el tiempo de vida del sistema es limitado.

8.2. Futuras líneas de investigación

Son varias las líneas de investigación que quedan abiertas de acuerdo con la investigación realizada en esta la tesis. A continuación, se presentan posibles trabajos a desarrollar en el futuro:

- Estudio, modelado, dimensionamiento técnico para sistemas híbridos aislados basado en técnicas heurísticas o metaheurísticas.
- Desarrollo de nuevas estrategias de control supervisor inteligente para la gestión de energía del sistema híbrido aislado.
- Evaluar el impacto económico ocasionado por el sistema de hidrógeno sobre el sistema, presentando un análisis de cuánto tiene que disminuir el precio de los componentes para que el sistema sea rentable.



- Determinar la ubicación óptima y tamaño de los generadores mediante algoritmos de optimización, teniendo en cuenta el crecimiento de la carga y minimizando las pérdidas totales de energía.
- Diseño de sistemas de almacenamiento basado en el tamaño respecto al criterio costo-confiabilidad analizando la influencia de intermitencia de la generación en la configuración y operación del sistema.



Curriculum vitae

Datos Personales

Nombre: Juan Carlos Lata García

Fecha de nacimiento: 27 noviembre de 1984

Títulos académicos

Máster en Sistemas y Dispositivos Fotovoltaicos

Universidad de País Vasco – España 2014

Licenciado en Control Industrial

Escuela Superior Politécnica del Litoral 2010

Tecnólogo en Electrónica

Escuela Superior Politécnica del Litoral 2008

Cursos realizados

Curso de entrenamiento Codificadoras, Videojet, Brasil, 2012, 40 horas

Curso entrenamiento en Detectores de Metales, Metler Toledo, EEUU, 2013, 40 horas

Cursos de Actualización científica Pedagógica, UPS, Ecuador, 2015-2017, 160 horas

Experiencia Laboral

Abril 2007 – diciembre 2012 NESTLE, Sector Empresarial

Guayaquil, Ecuador Instrumentista

- Mantenimiento preventivo correctivo de equipos de planta
- Programación de PLC.
- Mantenimiento de tableros y sistemas de control.
- Configuración de arrancadores directos y estrella triangulo.
- Cumplimiento de cronograma de calibración de componentes de Planta
- Implementación de lockout (Etiquetado y bloqueo de máquinas)

Diciembre 2012 – octubre 2013 Linde - Aga

Guayaquil, Ecuador Supervisor de operaciones y mantenimiento

- Control de producción de Gases industrial mediante Scada
- Inspección de equipos de planta



Septiembre 2014 – marzo 2015 Andec

Guayaquil, Ecuador Supervisor Eléctrico Acería

- Supervisión de Sistema de Potencia
- Mantenimiento a Sistema de compensación de Factor de Potencia
- Mantenimiento predictivo a Subestaciones

Oct 2015 – Actualidad Universidad Politécnica Salesiana

Guayaquil, Ecuador Docente

- Electrónica analógica
- Energía y medio ambiente
- Diseño eléctrico
- Monitoreo



Contribuciones

Journal citation reports (JCR)

1. J. Lata-García, F. Jurado, L. M. Fernández-Ramírez, and H. Sánchez-Sainz, “Optimal hydrokinetic turbine location and techno-economic analysis of a hybrid system based on photovoltaic/hydrokinetic/hydrogen/battery,” *Energy*, vol. 159, pp. 611–620, Sep. 2018.
2. J. Lata-García, F. Jurado-Melguizo, H. Sanchez-Sainz, C. Reyes-Lopez, and L. Fernández-Ramirez, “Optimal sizing hydrokinetic-photovoltaic system for electricity generation in a protected wildlife area of Ecuador,” vol. 263906, pp. 1103–1114, 2018. **Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences**
3. J. Lata-García, C. Reyes-Lopez, and F. Jurado, “Attaining the Energy Sustainability: Analysis of the Ecuadorian Strategy Ku zrównoważoności energetycznej: analiza Strategii Ekwadorskiej,” vol. 13, no. 1, pp. 21–29, 2018. **Problemy Ekorozwoju**

Congresos Internacionales

1. J. Lata-García, C. Reyes-Lopez, F. Jurado, L. M. Fernández-Ramírez, and H. Sanchez, “Sizing optimization of a small hydro/photovoltaic hybrid system for electricity generation in Santay Island, Ecuador by two methods,” in 2017 CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies, CHILECON 2017 - Proceedings, 2017, vol. 2017–IEEE
2. J. Lata-García, G. Ampuño, and F. Jurado, “Estudio de viabilidad de un sistema autónomo híbrido basado en PF/HKT/BB/PC.” 03-Aug-2018 Lima- Perú. Innovation in Education and Inclusion: Proceedings of the 16th **LACCEI** International Multi-Conference for Engineering, Education and Technology. ISBN 978-0-9993443-1-6
3. J. Lata-García, G. Ampuño, and F. Jurado, “Diseño óptimo de una estación de carga de vehículos eléctricos basada en la inclinación de paneles solares.” 03-Aug-2018 Lima- Peru. Innovation in Education and Inclusion: Proceedings of the 16th **LACCEI** International Multi-Conference for Engineering, Education and Technology. ISBN 978-0-9993443-1-6
4. J. Lata-García, F. Jurado and Víctor Larco. Review and resource assessment, solar energy in different region in Ecuador. **REEE 2018** | Paris, France | October 29-31, 2018.



5. J. Lata-García, Jessica Mena and G. Ampuño. Optimal design of a charging station for electric vehicles based on renewable energy. **MOVICI-MOYCOT 2018: Joint Conference for Urban Mobility in the Smart City.** Medellin - Colombia



Referencias

- [1] M. F. Akorede, H. Hizam, and E. Pouresmaeil, "Distributed energy resources and benefits to the environment," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 2, pp. 724–734, Feb. 2010.
- [2] J. Lata-García, C. Reyes-Lopez, F. Jurado, L. M. Fernández-Ramírez, and H. Sanchez, "Sizing optimization of a small hydro/photovoltaic hybrid system for electricity generation in Santay Island, Ecuador by two methods," in *2017 CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies, CHILECON 2017 - Proceedings*, 2017, vol. 2017–Janua.
- [3] "A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control." .
- [4] "Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 8, pp. 2111–2118, Oct. 2009.
- [5] L. P. Ghimire and Y. Kim, "An analysis on barriers to renewable energy development in the context of Nepal using AHP," *Renew. Energy*, vol. 129, pp. 446–456, Dec. 2018.
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Energy, "Informationsportal Erneuerbare Energien - Erneuerbare Energien in Zahlen." [Online]. Available: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/erneuerbare_energien_in_zahlen.html. [Accessed: 21-Oct-2018].
- [7] P. Nema, R. K. Nema, and S. Rangnekar, "A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 8, pp. 2096–2103, 2009.
- [8] I. El Kafazi, R. Bannari, E. B. E. I. Adiba, H. Nabil, and T. Dragicevic, "Renewable energies: modeling and optimization of production cost," *Energy Procedia*, vol. 136, pp. 380–387, Oct. 2017.
- [9] N. L. Panwar, S. C. Kaushik, and S. Kothari, "Role of renewable energy sources in environmental protection: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 3, pp. 1513–1524, Apr. 2011.
- [10] H. HassanzadehFard and A. Jalilian, "Optimal sizing and location of renewable energy based DG units in distribution systems considering load growth," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 101, pp. 356–370, Oct. 2018.
- [11] A. G. Olabi, "Renewable energy and energy storage systems," *Energy*, vol. 136, pp. 1–6, Oct. 2017.
- [12] Y. Yang, S. Bremner, C. Menictas, and M. Kay, "Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, pp. 109–125, Aug. 2018.
- [13] W. Won, H. Kwon, J.-H. Han, and J. Kim, "Design and operation of renewable energy sources based hydrogen supply system: Technology integration and optimization," *Renew. Energy*, vol. 103, pp. 226–238, Apr. 2017.
- [14] A. Cano, F. Jurado, H. Sánchez, L. M. Fernández, and M. Castañeda, "Optimal sizing of stand-alone hybrid systems based on PV/WT/FC by using several methodologies," *J. Energy Inst.*, vol. 87, no. 4, pp. 330–340, 2014.
- [15] M. J. Khan, A. K. Yadav, and L. Mathew, "Techno economic feasibility analysis of different



- combinations of PV-Wind-Diesel-Battery hybrid system for telecommunication applications in different cities of Punjab, India,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, pp. 577–607, Sep. 2017.
- [16] M. A. M. Ramli, H. R. E. H. Boucekara, and A. S. Alghamdi, “Optimal sizing of PV/wind/diesel hybrid microgrid system using multi-objective self-adaptive differential evolution algorithm,” *Renew. Energy*, vol. 121, pp. 400–411, Jun. 2018.
- [17] S. Ruggiero and H. Lehkonen, “Renewable energy growth and the financial performance of electric utilities: A panel data study,” *J. Clean. Prod.*, vol. 142, pp. 3676–3688, 2016.
- [18] Y. Dong and K. Shimada, “Evolution from the renewable portfolio standards to feed-in tariff for the deployment of renewable energy in Japan,” *Renew. Energy*, vol. 107, pp. 590–596, 2017.
- [19] B. Koo, “Examining the impacts of Feed-in-Tariff and the Clean Development Mechanism on Korea’s renewable energy projects through comparative investment analysis,” *Energy Policy*, vol. 104, no. May 2016, pp. 144–154, 2017.
- [20] D. Jacobs *et al.*, “Analysis of renewable energy incentives in the Latin America and Caribbean region: The feed-in tariff case,” *Energy Policy*, vol. 60, pp. 601–610, 2013.
- [21] A. Erdil and H. Erbyik, “Renewable Energy Sources of Turkey and Assessment of Sustainability,” *Procedia - Soc. Behav. Sci.*, vol. 207, pp. 669–679, 2015.
- [22] E. Denny, A. O’Mahoney, and E. Lannoye, “Modelling the impact of wind generation on electricity market prices in Ireland: An econometric versus unit commitment approach,” *Renew. Energy*, vol. 104, pp. 109–119, 2016.
- [23] S. Twaha, M. A. M. Ramli, P. M. Murphy, M. U. Mukhtiar, and H. K. Nsamba, “Renewable based distributed generation in Uganda: Resource potential and status of exploitation,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 786–798, 2016.
- [24] G. Aquila, E. de O. Pamplona, A. R. de Queiroz, P. Rotela Junior, and M. N. Fonseca, “An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 70, no. August 2016, pp. 1090–1098, 2016.
- [25] E. Brutschin and A. Fleig, “Innovation in the energy sector - The role of fossil fuels and developing economies,” *Energy Policy*, vol. 97, pp. 27–38, 2016.
- [26] H. Shakouri G. and S. Aliakbarisani, “At what valuation of sustainability can we abandon fossil fuels? A comprehensive multistage decision support model for electricity planning,” *Energy*, vol. 107, pp. 60–77, 2016.
- [27] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, “Plan Maestro de Electrificación 2013-2022,” Quito, 4, 2013.
- [28] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, “Plan Estratégico Institucional 2014-2017,” Quito, 2014.
- [29] Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo, “Plan Nacional del Buen Vivir 2013-2017,” Quito, 2013.
- [30] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, “Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022,” Quito, 1, 2013.
- [31] M. Cinelli, S. R. Coles, and K. Kirwan, “Analysis of the potentials of multi criteria decision analysis methods to conduct sustainability assessment,” *Ecol. Indic.*, vol. 46, pp. 138–148, 2014.



- [32] M. Martín-Gamboa, D. Iribarren, D. García-Gusano, and J. Dufour, "A review of life-cycle approaches coupled with data envelopment analysis within multi-criteria decision analysis for sustainability assessment of energy systems," *J. Clean. Prod.*, vol. 150, pp. 164–174, 2017.
- [33] N. Edomah, "On the path to sustainability: Key issues on Nigeria's sustainable energy development," *Energy Reports*, vol. 2, pp. 28–34, 2016.
- [34] N. J. Sheikh, D. F. Kocaoglu, and L. Lutzenhiser, "Social and political impacts of renewable energy: Literature review," *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 108, pp. 102–110, 2016.
- [35] K. Kaygusuz, "Energy for Sustainable Development: Key Issues and Challenges," *Energy Sources, Part B Econ. Planning, Policy*, vol. 2, no. 1, pp. 73–83, 2007.
- [36] N. Afsharzade, A. Papzan, M. Ashjaee, S. Delangizan, S. Van Passel, and H. Azadi, "Renewable energy development in rural areas of Iran," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 65, pp. 743–755, 2016.
- [37] L. Sokka *et al.*, "Environmental impacts of the national renewable energy targets - A case study from Finland," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 1599–1610, 2016.
- [38] I. Hanif, "Economics-energy-environment nexus in Latin America and the Caribbean," *Energy*, vol. 141, pp. 170–178, Dec. 2017.
- [39] "The Brazilian experience of rural electrification in the Amazon with decentralized generation – The need to change the paradigm from electrification to development," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 3, pp. 1450–1461, Apr. 2012.
- [40] M. F. Gómez and S. Silveira, "Rural electrification of the Brazilian Amazon – Achievements and lessons," *Energy Policy*, vol. 38, no. 10, pp. 6251–6260, Oct. 2010.
- [41] A. Banal-Estañol, J. Calzada, and J. Jordana, "How to achieve full electrification: Lessons from Latin America," *Energy Policy*, vol. 108, pp. 55–69, Sep. 2017.
- [42] T. Blaschke, M. Biberacher, S. Gadocha, and I. Schardinger, "'Energy landscapes': Meeting energy demands and human aspirations," *Biomass and Bioenergy*, vol. 55, pp. 3–16, Aug. 2013.
- [43] F. Besharat, A. A. Dehghan, and A. R. Faghih, "Empirical models for estimating global solar radiation: A review and case study," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 21, pp. 798–821, May 2013.
- [44] NREL, "Best Research Cell Efficiencies."
- [45] F. Haase *et al.*, "Laser contact openings for local poly-Si-metal contacts enabling 26.1%-efficient POLO-IBC solar cells," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 186, pp. 184–193, Nov. 2018.
- [46] M. J. Castañeda Balbuena, "Dimensionamiento, modelado y control de los componentes de un sistema híbrido de generación de energía eléctrica basado en energías renovables e hidrógeno," p. 1, 2013.
- [47] V. H. Quej, J. Almorox, M. Ibrakhimov, and L. Saito, "Estimating daily global solar radiation by day of the year in six cities located in the Yucatán Peninsula, Mexico," *J. Clean. Prod.*, vol. 141, pp. 75–82, 2017.
- [48] S. Mohanty, P. K. Patra, and S. S. Sahoo, "Prediction and application of solar radiation with soft computing over traditional and conventional approach – A comprehensive review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 778–796, 2016.
- [49] "MATLAB Search Results - Panel solar." [Online]. Available:



- <https://la.mathworks.com/help/search.html?qdoc=panel+solar+product%3Asps>. [Accessed: 21-Oct-2018].
- [50] H. Zhou, "Scholars' Mine Maximum power point tracking control of hydrokinetic turbine and low-speed high-thrust permanent magnet generator design Recommended Citation."
- [51] M. Kuschke and K. Strunz, "Modeling of tidal energy conversion systems for smart grid operation," in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, pp. 1–3.
- [52] D. C. Maniaci and Y. Li, "Investigating the influence of the added mass effect to marine hydrokinetic horizontal-axis turbines using a General Dynamic Wake wind turbine code," in *OCEANS'11 MTS/IEEE KONA*, 2011, pp. 1–6.
- [53] W. Valentine and K. D. von Ellenrieder, "Model Scaling of Ocean Hydrokinetic Renewable Energy Systems," *IEEE J. Ocean. Eng.*, vol. 40, no. 1, pp. 27–36, Jan. 2015.
- [54] "EMEC: European Marine Energy Centre." [Online]. Available: <http://www.emec.org.uk/>. [Accessed: 22-Oct-2018].
- [55] L. L. Ladokun, B. F. Sule, K. R. Ajao, and A. G. Adeogun, "Resource assessment and feasibility study for the generation of hydrokinetic power in the tailwaters of selected hydropower stations in Nigeria," *Water Sci.*, Jun. 2018.
- [56] R. H. van Els and A. C. P. B. Junior, "The Brazilian Experience with Hydrokinetic Turbines," *Energy Procedia*, vol. 75, pp. 259–264, Aug. 2015.
- [57] J. B. Johnson and D. J. Pride, "River, Tidal, and Ocean Current Hydrokinetic Energy Technologies: Status and Future Opportunities in Alaska," 2010.
- [58] H. J. Vermaak, K. Kusakana, and S. P. Koko, "Status of micro-hydrokinetic river technology in rural applications: A review of literature," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 29, pp. 625–633, 2014.
- [59] N. D. Laws and B. P. Epps, "Hydrokinetic energy conversion: Technology, research, and outlook," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 1245–1259, May 2016.
- [60] K. Sørnes, "Small-scale Water Current Turbines for River Applications," 2010.
- [61] M. T. Hoq, N. U. A. N. Islam, M. K. Syfullah, and R. Rahman, "Micro Hydro Power: Promising Solution for Off-grid Renewable Energy Source," *Int. J. Sci. Eng. Res.*, vol. 2, 2011.
- [62] "Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review," *Appl. Energy*, vol. 86, no. 10, pp. 1823–1835, Oct. 2009.
- [63] "Performance parameters of Savonius type hydrokinetic turbine – A Review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 289–310, Oct. 2016.
- [64] M. Shiono, K. Suzuki, and S. Kiho, "An experimental study of the characteristics of a Darrieus turbine for tidal power generation," *Electr. Eng. Japan*, vol. 132, no. 3, pp. 38–47, Aug. 2000.
- [65] S. Kiho, M. Shiono, and K. Suzuki, "The power generation from tidal currents by darrieus turbine," *Renew. Energy*, vol. 9, no. 1–4, pp. 1242–1245, Sep. 1996.
- [66] "Ocean Renewable Power Company (ORPC)." [Online]. Available: <http://www.orpc.co/>. [Accessed: 22-Oct-2018].
- [67] W. Tian, Z. Mao, and H. Ding, "Design, test and numerical simulation of a low-speed horizontal axis hydrokinetic turbine," *Int. J. Nav. Archit. Ocean Eng.*, vol. 10, no. 6, pp. 782–793, Nov. 2018.



- [68] "HARP_Opt | NWTC Information Portal." [Online]. Available: https://nwtc.nrel.gov/HARP_Opt. [Accessed: 23-Oct-2018].
- [69] P. Bachant and M. Wosnik, "Performance measurements of cylindrical- and spherical-helical cross-flow marine hydrokinetic turbines, with estimates of exergy efficiency," *Renew. Energy*, vol. 74, pp. 318–325, Feb. 2015.
- [70] J. X. Vianna Neto, E. J. Guerra Junior, S. R. Moreno, H. V. Hultmann Ayala, V. C. Mariani, and L. dos S. Coelho, "Wind turbine blade geometry design based on multi-objective optimization using metaheuristics," *Energy*, vol. 162, pp. 645–658, Nov. 2018.
- [71] E. Branlard, "The Blade Element Momentum (BEM) Method," in *Research Topics in Wind Energy*, Springer, 2017, pp. 181–211.
- [72] D. A. Tavares Dias do Rio Vaz, J. R. P. Vaz, A. L. A. Mesquita, J. T. Pinho, and A. C. Pinho Brasil Junior, "Optimum aerodynamic design for wind turbine blade with a Rankine vortex wake," *Renew. Energy*, vol. 55, pp. 296–304, Jul. 2013.
- [73] P. A. S. F. da Silva, L. D. Shinomiya, T. F. de Oliveira, J. R. P. Vaz, A. L. A. Mesquita, and A. C. P. B. Junior, "Design of Hydrokinetic Turbine Blades Considering Cavitation," *Energy Procedia*, vol. 75, pp. 277–282, Aug. 2015.
- [74] A. Boisseau, P. Davies, and F. Thiebaud, "Sea Water Ageing of Composites for Ocean Energy Conversion Systems: Influence of Glass Fibre Type on Static Behaviour," *Appl. Compos. Mater.*, vol. 19, no. 3–4, pp. 459–473, Jun. 2012.
- [75] M. Anyi and B. Kirke, "Evaluation of small axial flow hydrokinetic turbines for remote communities," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 14, no. 2, pp. 110–116, Jun. 2010.
- [76] M. I. Yuce and A. Muratoglu, "Hydrokinetic energy conversion systems: A technology status review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 72–82, 2015.
- [77] K. Kusakana, "Techno-economic analysis of off-grid hydrokinetic-based hybrid energy systems for onshore/remote area in South Africa," *Energy*, vol. 68, pp. 947–957, 2014.
- [78] H.-E. Lee, C. Lee, Y.-J. Kim, J.-S. Kim, and W. Kim, "Power Law Exponents for Vertical Velocity Distributions in Natural Rivers," *Engineering*, vol. 05, no. 12, pp. 933–942, 2013.
- [79] N.-S. Cheng, "Power-law index for velocity profiles in open channel flows," *Adv. Water Resour.*, vol. 30, no. 8, pp. 1775–1784, 2007.
- [80] Smart Hydro Power, "Hydrokinetic in-stream turbines river & canal – SMART HYDRO POWER." [Online]. Available: http://www.smart-hydro.de/renewable-energy-systems/hydrokinetic-turbines-river-canal/?noredirect=en_US. [Accessed: 16-Apr-2017].
- [81] G. M. Crawley, *The World Scientific Handbook of Energy*, vol. 3. WORLD SCIENTIFIC, 2013.
- [82] S. Apak, E. Atay, and G. Tuncer, "Renewable hydrogen energy and energy efficiency in Turkey in the 21st century," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 4, pp. 2446–2452, Jan. 2017.
- [83] J. Chi and H. Yu, "Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production," *Chinese J. Catal.*, vol. 39, no. 3, pp. 390–394, Mar. 2018.
- [84] C. Wang, M. H. Nehrir, and S. R. Shaw, "Dynamic Models and Model Validation for PEM Fuel Cells Using Electrical Circuits," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 20, no. 2, pp. 442–451, Jun. 2005.
- [85] "PEM fuel cell degradation effects on the performance of a stand-alone solar energy system,"



- Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 18, pp. 13217–13225, May 2017.
- [86] Z. Abdin, C. J. Webb, and E. M. Gray, “PEM fuel cell model and simulation in Matlab–Simulink based on physical parameters,” *Energy*, vol. 116, pp. 1131–1144, Dec. 2016.
- [87] A. Marshall, B. Børresen, G. Hagen, M. Tsytkin, and R. Tunold, “Hydrogen production by advanced proton exchange membrane (PEM) water electrolyzers—Reduced energy consumption by improved electrocatalysis,” *Energy*, vol. 32, no. 4, pp. 431–436, Apr. 2007.
- [88] X. Zhang, S. H. Chan, G. Li, H. K. Ho, J. Li, and Z. Feng, “A review of integration strategies for solid oxide fuel cells,” *J. Power Sources*, vol. 195, no. 3, pp. 685–702, Feb. 2010.
- [89] M. Speidel, G. Kraaij, and A. Wörner, “A new process concept for highly efficient conversion of sewage sludge by combined fermentation and gasification and power generation in a hybrid system consisting of a SOFC and a gas turbine,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 98, pp. 259–267, Jul. 2015.
- [90] Z. Ghaffarpour, M. Mahmoudi, A. H. Mosaffa, and L. Garousi Farshi, “Thermoeconomic assessment of a novel integrated biomass based power generation system including gas turbine cycle, solid oxide fuel cell and Rankine cycle,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 161, pp. 1–12, Apr. 2018.
- [91] G. De Lorenzo and P. Fragiaco, “Energy analysis of an SOFC system fed by syngas,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 93, pp. 175–186, Mar. 2015.
- [92] A. Mehmeti, F. Santoni, M. Della Pietra, and S. J. McPhail, “Life cycle assessment of molten carbonate fuel cells: State of the art and strategies for the future,” *J. Power Sources*, vol. 308, pp. 97–108, Mar. 2016.
- [93] A. Mehmeti, J. Pedro Pérez-Trujillo, F. Elizalde-Blancas, A. Angelis-Dimakis, and S. J. McPhail, “Exergetic, environmental and economic sustainability assessment of stationary Molten Carbonate Fuel Cells,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 168, pp. 276–287, Jul. 2018.
- [94] P. E. Dodds *et al.*, “Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 5, pp. 2065–2083, Feb. 2015.
- [95] V. Vijayakumar and S. Y. Nam, “Recent advancements in applications of alkaline anion exchange membranes for polymer electrolyte fuel cells,” *J. Ind. Eng. Chem.*, Nov. 2018.
- [96] J. Padullés, G. . Ault, and J. . McDonald, “An integrated SOFC plant dynamic model for power systems simulation,” *J. Power Sources*, vol. 86, no. 1–2, pp. 495–500, Mar. 2000.
- [97] N. Djilali and D. Lu, “Influence of heat transfer on gas and water transport in fuel cells,” *Int. J. Therm. Sci.*, vol. 41, no. 1, pp. 29–40, Jan. 2002.
- [98] R. B. Ferreira, D. S. Falcão, V. B. Oliveira, and A. M. F. R. Pinto, “Numerical simulations of two-phase flow in an anode gas channel of a proton exchange membrane fuel cell,” *Energy*, vol. 82, pp. 619–628, Mar. 2015.
- [99] S. L. Chavan and D. B. Talange, “System identification black box approach for modeling performance of PEM fuel cell,” *J. Energy Storage*, vol. 18, pp. 327–332, Aug. 2018.
- [100] L.-A. D. Olivier Tremblay, Njoya Motapon Souleman, “PEM, Fuel Cell Stack - MATLAB & Simulink - MathWorks América Latina.” [Online]. Available: <https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/6-kw-45-vdc-fuel-cell-stack.html>. [Accessed: 05-Nov-2018].
- [101] P. . Ghosh, B. Emonts, H. Janßen, J. Mergel, and D. Stolten, “Ten years of operational experience



- with a hydrogen-based renewable energy supply system," *Sol. Energy*, vol. 75, no. 6, pp. 469–478, Dec. 2003.
- [102] A. Ursua, L. M. Gandia, and P. Sanchis, "Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends," *Proc. IEEE*, vol. 100, no. 2, pp. 410–426, Feb. 2012.
- [103] "A comprehensive review on PEM water electrolysis," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 12, pp. 4901–4934, Apr. 2013.
- [104] J. Koponen, A. Kosonen, V. Ruuskanen, K. Huoman, M. Niemelä, and J. Ahola, "Control and energy efficiency of PEM water electrolyzers in renewable energy systems," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 50, pp. 29648–29660, Dec. 2017.
- [105] H. Ju, S. Badwal, and S. Giddey, "A comprehensive review of carbon and hydrocarbon assisted water electrolysis for hydrogen production," *Appl. Energy*, vol. 231, pp. 502–533, Dec. 2018.
- [106] H. Miland, R. Glöckner, P. Taylor, R. Jarle Aaberg, and G. Hagen, "Load control of a wind-hydrogen stand-alone power system," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 31, no. 9, pp. 1215–1235, Aug. 2006.
- [107] S. Rahimi, M. Meratizaman, S. Monadzadeh, and M. Amidpour, "Techno-economic analysis of wind turbine–PEM (polymer electrolyte membrane) fuel cell hybrid system in standalone area," *Energy*, vol. 67, pp. 381–396, Apr. 2014.
- [108] A. Awasthi, K. Scott, and S. Basu, "Dynamic modeling and simulation of a proton exchange membrane electrolyzer for hydrogen production," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 36, no. 22, pp. 14779–14786, Nov. 2011.
- [109] M. Shen, N. Bennett, Y. Ding, and K. Scott, "A concise model for evaluating water electrolysis," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 36, no. 22, pp. 14335–14341, Nov. 2011.
- [110] M. Ni, M. K. H. Leung, and D. Y. C. Leung, "Energy and exergy analysis of hydrogen production by a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer plant," *Energy Convers. Manag.*, vol. 49, no. 10, pp. 2748–2756, Oct. 2008.
- [111] A. M. Abdalla, S. Hossain, O. B. Nisfindy, A. T. Azad, M. Dawood, and A. K. Azad, "Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review," *Energy Convers. Manag.*, vol. 165, pp. 602–627, Jun. 2018.
- [112] pilasde.com, "Almacenamiento H₂." [Online]. Available: <http://www.pilasde.com/tecnologia-del-hidrogeno/almacenamientgo-h2>. [Accessed: 08-Nov-2018].
- [113] F. Geth, T. Brijs, J. Kathan, J. Driesen, and R. Belmans, "An overview of large-scale stationary electricity storage plants in Europe: Current status and new developments," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 1212–1227, Dec. 2015.
- [114] F. Wang *et al.*, "Research progresses of cathodic hydrogen evolution in advanced lead–acid batteries," *Sci. Bull.*, vol. 61, no. 6, pp. 451–458, Mar. 2016.
- [115] D. Howell, B. Cunningham, T. Duong, and P. Faguy, "Overview of the DOE VTO Advanced Battery R&D Program," 2016.
- [116] G. P. Hammond and T. Hazeldine, "Indicative energy technology assessment of advanced rechargeable batteries," *Appl. Energy*, vol. 138, pp. 559–571, Jan. 2015.
- [117] M. Y. E. Selim and S. M. S. Elfeky, "Effects of diesel/water emulsion on heat flow and thermal loading in a precombustion chamber diesel engine," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 21, no. 15, pp. 1565–1582, 2001.



- [118] S. P. Koko, K. Kusakana, and H. J. Vermaak, "Micro-hydrokinetic river system modelling and analysis as compared to wind system for remote rural electrification," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 126, pp. 38–44, 2015.
- [119] R. Luna-Rubio, M. Trejo-Perea, D. Vargas-Vázquez, and G. J. Ríos-Moreno, "Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies," *Sol. Energy*, vol. 86, no. 4, pp. 1077–1088, 2012.
- [120] R. D. Montoya Ramírez, F. I. Cuervo, and C. A. Monsalve Rico, "Technical and financial valuation of hydrokinetic power in the discharge channels of large hydropower plants in Colombia: A case study," *Renew. Energy*, vol. 99, pp. 136–147, 2016.
- [121] "HOMER - Hybrid Renewable and Distributed Generation System Design Software." [Online]. Available: <http://www.homerenergy.com/>. [Accessed: 18-Apr-2017].
- [122] "Algoritmo genético - MATLAB & Simulink." [Online]. Available: <https://la.mathworks.com/discovery/genetic-algorithm.html>. [Accessed: 09-Oct-2018].
- [123] R. L. Iman, "Latin Hypercube Sampling," in *Encyclopedia of Quantitative Risk Analysis and Assessment*, Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2008.
- [124] "Latin hypercube sample - MATLAB lhsdesign - MathWorks America Latina." [Online]. Available: [https://la.mathworks.com/help/stats/lhsdesign.html?searchHighlight=latin hypercube&s_tid=doc_srchttitle](https://la.mathworks.com/help/stats/lhsdesign.html?searchHighlight=latin%20hypercube&s_tid=doc_srchttitle). [Accessed: 05-Oct-2018].
- [125] R. P. (Richard P. . Brent, *Algorithms for minimization without derivatives*. Dover Publications, 2002.
- [126] "Área Nacional de Recreación Isla Santay | Bienvenidos a Guayaquil. Sitio web oficial turístico de la ciudad." [Online]. Available: <http://www.guayaquilesmidestino.com/es/naturaleza/afuera-de-guayaquil/isla-santay>. [Accessed: 12-Apr-2017].
- [127] "Plan Maestro de Electrificación 2013- 2022, Volume 2, Pag 42, Residential load curve, Guayaquil electric," 2017. .
- [128] V. Khare, S. Nema, and P. Baredar, "Solar–wind hybrid renewable energy system: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 23–33, 2016.
- [129] M. Mehrabankhomartash, M. Rayati, A. Sheikhi, and A. M. Ranjbar, "Practical battery size optimization of a PV system by considering individual customer damage function," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 36–50, 2017.
- [130] J. F. Manwell and J. G. McGowan, "Lead acid battery storage model for hybrid energy systems," *Sol. Energy*, vol. 50, no. 5, pp. 399–405, May 1993.
- [131] J. F. Manwell, W. A. Stein, A. Rogers, and J. G. McGowan, "An investigation of variable speed operation of diesel generators in hybrid energy systems," *Renew. Energy*, vol. 2, no. 6, pp. 563–571, Dec. 1992.
- [132] H. Tazvinga, B. Zhu, and X. Xia, "Optimal power flow management for distributed energy resources with batteries," *Energy Convers. Manag.*, vol. 102, pp. 104–110, 2015.
- [133] S. Roy, O. P. Malik, and G. S. Hope, "Adaptive control of speed and equivalence ratio dynamics of a diesel driven power-plant," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 8, no. 1, pp. 13–19, Mar. 1993.
- [134] G. N. Kariniotakis and G. S. Stavrakakis, "A general simulation algorithm for the accurate assessment of isolated diesel-wind turbines systems interaction. Part II: Implementation of the



- algorithm and case-studies with induction generators," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 10, no. 3, pp. 584–590, 1995.
- [135] F. Jurado and J. R. Saenz, "An adaptive control scheme for biomass-based diesel–wind system," *Renew. Energy*, vol. 28, no. 1, pp. 45–57, 2003.
- [136] F. Jurado and J. R. Saenz, "Neuro-fuzzy control for autonomous wind–diesel systems using biomass," *Renew. Energy*, vol. 27, no. 1, pp. 39–56, 2002.
- [137] Mathworks, "Simulink Design Optimization - MATLAB & Simulink." [Online]. Available: <https://es.mathworks.com/products/sl-design-optimization.html>. [Accessed: 28-Jul-2018].
- [138] "Prices versus policy: An analysis of the drivers of the primary fossil fuel mix," *Energy Policy*, vol. 106, pp. 536–546, Jul. 2017.
- [139] BP, "BP Statistical Review of World Energy 2017."
- [140] "A feasibility study of a stand-alone hybrid solar–wind–battery system for a remote island," *Appl. Energy*, vol. 121, pp. 149–158, May 2014.
- [141] "Remote community electrification in Sarawak, Malaysia," *Renew. Energy*, vol. 35, no. 7, pp. 1609–1613, Jul. 2010.
- [142] "A review on the technology, performance, design optimization, reliability, techno-economics and environmental impacts of hydrokinetic energy conversion systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 796–813, May 2016.
- [143] K. Kaygusuz, "Energy for sustainable development: A case of developing countries," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 2, pp. 1116–1126, 2012.
- [144] "Understanding the potential risk to marine mammals from collision with tidal turbines," *Int. J. Mar. Energy*, vol. 19, pp. 110–123, Sep. 2017.
- [145] "Feasibility analysis of offshore renewables penetrating local energy systems in remote oceanic areas – A case study of emissions from an electricity system with tidal power in Southern Alaska," *Appl. Energy*, vol. 117, pp. 42–53, Mar. 2014.
- [146] "Assessment of hydrokinetic energy resources downstream of hydropower plants," *Renew. Energy*, vol. 101, pp. 1203–1214, Feb. 2017.
- [147] "Obtaining energy from tidal microturbines: A practical example in the Nalón River," *Appl. Energy*, vol. 183, pp. 100–112, Dec. 2016.
- [148] J. M. Lujano-Rojas, R. Dufo-López, and J. L. Bernal-Agustín, "Optimal sizing of small wind/battery systems considering the DC bus voltage stability effect on energy capture, wind speed variability, and load uncertainty," *Appl. Energy*, vol. 93, pp. 404–412, 2012.
- [149] M. Castañeda, A. Cano, F. Jurado, H. Sánchez, and L. M. Fernández, "Sizing optimization, dynamic modeling and energy management strategies of a stand-alone PV/hydrogen/battery-based hybrid system," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 10, pp. 3830–3845, 2013.
- [150] "Technical and economic analysis of different configurations of stand-alone hybrid renewable power systems – A case study," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 941–953, Sep. 2016.
- [151] "A review of solar based hydrogen production methods," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 171–178, Apr. 2016.
- [152] "Feasibility analysis of river off-grid hydrokinetic systems with pumped hydro storage in rural applications," *Energy Convers. Manag.*, vol. 96, pp. 352–362, May 2015.



- [153] C. Zhang, Y.-L. Wei, P.-F. Cao, and M.-C. Lin, "Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 3091–3106, Feb. 2018.
- [154] P. Kumar, R. Pukale, N. Kumabhar, and U. Patil, "Optimal Design Configuration Using HOMER," *Procedia Technol.*, vol. 24, pp. 499–504, 2016.
- [155] V. Khare, S. Nema, and P. Baredar, "Optimisation of the hybrid renewable energy system by HOMER, PSO and CPSO for the study area," *Int. J. Sustain. Energy*, vol. 36, no. 4, pp. 326–343, Apr. 2017.
- [156] M. H. Amrollahi and S. M. T. Bathaee, "Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind generation together with energy storage system in a stand-alone micro-grid subjected to demand response," *Appl. Energy*, vol. 202, pp. 66–77, Sep. 2017.
- [157] A. Bhatt, M. P. Sharma, and R. P. Saini, "Feasibility and sensitivity analysis of an off-grid micro hydro–photovoltaic–biomass and biogas–diesel–battery hybrid energy system for a remote area in Uttarakhand state, India," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 61, pp. 53–69, Aug. 2016.
- [158] Y. Kalinci and A. Hepbasli, "Techno-economic analysis of a stand-alone hybrid renewable energy system with hydrogen production and storage options," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 24, pp. 7652–7664, Jun. 2015.
- [159] US Army Corps of Engineers, "HEC-RAS." [Online]. Available: <http://www.hec.usace.army.mil/software/hec-ras/>. [Accessed: 11-Oct-2017].
- [160] "Application of 2D numerical simulation for the analysis of the February 2014 Bolivian Amazonia flood: Application of the new HEC-RAS version 5," *RIBAGUA - Rev. Iberoam. del Agua*, vol. 3, no. 1, pp. 25–33, Jan. 2016.
- [161] Sanchez Juny, "Modelación numérica en ríos en régimen permanente y variable. Una visión a partir del modelo HEC-RAS," 2009. [Online]. Available: <http://0-site.ebrary.com.avalos.ujaen.es/lib/bibujaen/reader.action?docID=11046323>. [Accessed: 11-Oct-2017].
- [162] "Evaluation of 1D and 2D numerical models for predicting river flood inundation," *J. Hydrol.*, vol. 268, no. 1–4, pp. 87–99, Nov. 2002.
- [163] "Estimation of bathymetry (and discharge) in natural river cross-sections by using an entropy approach," *J. Hydrol.*, vol. 527, pp. 20–29, Aug. 2015.
- [164] Slemsa S.A, "Levantamiento de información Batimetrica," *Construcción de obras en el rio Guayas*. [Online]. Available: <http://www.slemsa.com.ec/sp/galeriayclientes.php>. [Accessed: 11-Oct-2017].
- [165] "Instituto Oceanográfico de la Armada - Caracterización hidrológica," *Caracterización hidrológica*. [Online]. Available: <https://www.inocar.mil.ec/web/index.php/proyectos/inocar-senescyt/19-caracterizacion-hidro-oceanografica-y-ambiental-del-margen-costero/47-caracterizacion-hidrologica>. [Accessed: 11-Oct-2017].
- [166] Servicio meteorologico, "Caudales (Datos Históricos) | Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología," *Inamhi*. [Online]. Available: <http://www.serviciometeorologico.gob.ec/caudales-datos-historicos/>. [Accessed: 11-Oct-2017].
- [167] Instituto Oceanográfico de la Armada, "Calendario solar." [Online]. Available: <https://www.inocar.mil.ec/web/index.php/productos/calendario-solar>. [Accessed: 13-Nov-2017].



- [168] K. Y. Lau, M. F. M. Yousof, S. N. M. Arshad, M. Anwari, and A. H. M. Yatim, "Performance analysis of hybrid photovoltaic/diesel energy system under Malaysian conditions," *Energy*, vol. 35, no. 8, pp. 3245–3255, Aug. 2010.
- [169] "ME1—marine energy extraction: tidal resource analysis," *Renew. Energy*, vol. 31, no. 2, pp. 133–139, Feb. 2006.
- [170] J. F. Manwell and J. G. McGowan, "Lead acid battery storage model for hybrid energy systems," *Sol. Energy*, vol. 50, no. 5, pp. 399–405, May 1993.
- [171] "Optimal energy management system for stand-alone wind turbine/photovoltaic/hydrogen/battery hybrid system with supervisory control based on fuzzy logic," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 33, pp. 14146–14158, Nov. 2013.
- [172] O. H. Mohammed, Y. Amirat, M. Benbouzid, and A. A. Elbaset, "Optimal design of a PV/fuel cell hybrid power system for the city of Brest in France," in *2014 First International Conference on Green Energy ICGE 2014*, 2014, pp. 119–123.
- [173] "A techno-economic assessment of a combined heat and power photovoltaic/fuel cell/battery energy system in Malaysia hospital," *Energy*, vol. 112, pp. 75–90, Oct. 2016.
- [174] "Techno-economic analysis of a PV/biomass/fuel cell energy system considering different fuel cell system initial capital costs," *Sol. Energy*, vol. 133, pp. 409–420, Aug. 2016.
- [175] P. Millet, S. Grigoriev, P. M. Diéguez, P. Millet, and S. Grigoriev, "Water Electrolysis Technologies," in *Renewable Hydrogen Technologies*, Elsevier, 2013, pp. 19–41.
- [176] A. Ursua, L. M. Gandia, and P. Sanchis, "Corrections to 'Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends' [Feb 12 410-426]," *Proc. IEEE*, vol. 100, no. 3, pp. 811–811, Mar. 2012.
- [177] "Feasibility analysis of hybrid photovoltaic/battery/fuel cell energy system for an indigenous residence in East Malaysia," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, pp. 1332–1347, Sep. 2017.
- [178] "Electrofuels for the transport sector: A review of production costs," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, pp. 1887–1905, Jan. 2018.
- [179] "Optimal green energy management for island resorts in Malaysia," *Renew. Energy*, vol. 51, pp. 36–45, Mar. 2013.
- [180] D. Guilbert, S. M. Collura, and A. Scipioni, "DC/DC converter topologies for electrolyzers: State-of-the-art and remaining key issues," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 38, pp. 23966–23985, Sep. 2017.
- [181] H.-S. Kim, M.-H. Ryu, J.-W. Baek, and J.-H. Jung, "High-Efficiency Isolated Bidirectional AC–DC Converter for a DC Distribution System," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 4, pp. 1642–1654, Apr. 2013.
- [182] B. Dunbar, "The Sun," 2015.
- [183] HOMER, "Maximum Annual Capacity Shortage." [Online]. Available: https://www.homerenergy.com/support/docs/3.11/maximum_annual_capacity_shortage.html. [Accessed: 28-Dec-2017].
- [184] World energy, "Latin America & The Caribbean." [Online]. Available: <https://www.worldenergy.org/data/resources/region/latin-america-the-caribbean/>. [Accessed: 02-Feb-2018].



- [185] "Renewable Capacity Statistics 2017," /publications/2017/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2017, 2017.
- [186] J. Lata-Garcia, C. Reyes-Lopez, F. Jurado, L. M. Fernandez-Ramirez, and H. Sanchez, "Sizing optimization of a small hydro/photovoltaic hybrid system for electricity generation in Santay Island, Ecuador by two methods," in *2017 CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON)*, 2017, pp. 1–6.
- [187] S. Ahmadi and S. Abdi, "Application of the Hybrid Big Bang–Big Crunch algorithm for optimal sizing of a stand-alone hybrid PV/wind/battery system," *Sol. Energy*, vol. 134, pp. 366–374, 2016.
- [188] S. O. Amrouche, D. Rekioua, and T. Rekioua, "Overview of energy storage in renewable energy systems," in *2015 3rd International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, 2015, pp. 1–6.
- [189] A. Evans, V. Strezov, and T. J. Evans, "Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 6, pp. 4141–4147, Aug. 2012.
- [190] B. Das and A. Kumar, "A NLP approach to optimally size an energy storage system for proper utilization of renewable energy sources," *Procedia Comput. Sci.*, vol. 125, pp. 483–491, Jan. 2018.
- [191] A. S. Jacob, R. Banerjee, and P. C. Ghosh, "Sizing of hybrid energy storage system for a PV based microgrid through design space approach," *Appl. Energy*, vol. 212, pp. 640–653, Feb. 2018.
- [192] S. Bahramara, M. P. Moghaddam, and M. R. Haghifam, "Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 609–620, 2016.
- [193] T. M. I. Mahlia, T. J. Saktisahdan, A. Jannifar, M. H. Hasan, and H. S. C. Matseelar, "A review of available methods and development on energy storage; technology update," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 33, pp. 532–545, May 2014.
- [194] Amin, R. T. Bambang, A. S. Rohman, C. J. Dronkers, R. Ortega, and A. Sasongko, "Energy Management of Fuel Cell/Battery/Supercapacitor Hybrid Power Sources Using Model Predictive Control," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 10, no. 4, pp. 1992–2002, Nov. 2014.
- [195] Policy department Economic and Scientific, "Outlook of energy storage technologies."
- [196] University Basque country, "Energy Storage Technologies for Electric Applications." [Online]. Available: http://www.sc.ehu.es/sbweb/energias-renovables/temas/almacenamiento_1/almacenamiento_1.html. [Accessed: 10-Feb-2018].
- [197] A. Raj K, S. Bag, A. Roy, U. Pal, and S. Mitra, "Battery Technologies for Energy Storage," in *Encyclopedia of Sustainable Technologies*, Elsevier, 2017, pp. 469–486.