



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIEROS

Departamento de Ingeniería Energética – Grupo de Termotecnia

TESIS DOCTORAL

Análisis de sistemas integrados de producción de hidrógeno a partir de energía eólica. Aportaciones al modelado dinámico de sistemas

Francisco Javier Pino Lucena

Sevilla, mayo de 2010



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIEROS

Departamento de Ingeniería Energética – Grupo de Termotecnia

TESIS DOCTORAL

Análisis de sistemas integrados de producción de hidrógeno a partir de energía eólica. Aportaciones al modelado dinámico de sistemas

Doctorando: Francisco Javier Pino Lucena

Director: Prof. Dr. Manuel Felipe Rosa Iglesias

Sevilla, mayo de 2010

Departamento de Ingeniería Energética - Grupo de Termotecnia
Escuela Superior de Ingenieros
Universidad de Sevilla

Tesis presentada por D. Francisco Javier Pino Lucena para la
obtención del Título de Doctor por la Universidad de Sevilla

Vº Bº

Director de la Tesis

Doctorando

Prof. Dr. Manuel Felipe Rosa Iglesias

Francisco Javier Pino Lucena

A mi familia y Esther

Agradecimientos

En primer lugar, al director de esta Tesis, Felipe Rosa, por sus acertados comentarios y dirección de los trabajos que han fructificado en la consecución de esta Tesis. Además, y creo que este apartado lo permite, su amistad en estos años.

A José Guerra por brindarme la oportunidad de incorporarme al Grupo de Termotecnia del Departamento de Ingeniería Energética, y su confianza y amistad desde que llegué.

A todos los compañeros del Grupo de Termotecnia.

A los miembros del grupo de trabajo 24 del *Hydrogen Implementing Agreement* de la Agencia Internacional de la Energía. En especial, a la Dra. Elly Varkaraki, del Centro Nacional de Energías Renovables de Grecia (CRES) y al personal del Instituto Tecnológico de Canarias (ITC), por los datos de operación ofrecidos de sus instalaciones.

A la Agencia Andaluza de la Energía, por el apoyo económico para la realización de trabajos relacionados con la temática de esta Tesis Doctoral.

A mis padres y hermanos, gracias a ellos he llegado hasta aquí. También quisiera acordarme de Miguel Ángel y José Luís, que siempre han estado ahí cuando ha sido necesario.

Por último, y no menos importante, gracias Esther, por tu apoyo moral (y en ocasiones técnico) tanto en la realización de esta Tesis, como en cada aspecto de la vida. Gracias de corazón.

Índice general

0. NOMENCLATURA	1
1. OBJETIVOS Y ESTRUCTURACIÓN DE LA TESIS	5
2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	11
3. MODELOS DINÁMICOS DE COMPONENTES DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE ENERGÍA EÓLICA.....	81
4. VALIDACIÓN EXPERIMENTAL DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS DESARROLLADOS.....	115
5. SIMULACIÓN DINÁMICA DE UN SISTEMA INTEGRADO EÓLICA-HIDRÓGENO. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	161
6. CONCLUSIONES FINALES.....	209
BIBLIOGRAFÍA.....	215

Índice de contenidos

0.	Nomenclatura.....	1
1.	Objetivos y estructuración de la Tesis	5
1.1.	Introducción.....	5
1.2.	Objetivos de la Tesis.....	7
1.3.	Estructuración de la Tesis	8
2.	Revisión bibliográfica	11
2.1.	Introducción. Panorámica de la energía eólica.....	12
2.1.1.	Desarrollo de la energía eólica	12
2.1.2.	Situación actual de la energía eólica.....	13
2.1.2.1.	Situación mundial	13
2.1.2.2.	Situación nacional.....	15
2.2.	Penetración de la energía eólica en el sistema eléctrico español.....	18
2.2.1.	Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica mediante tecnología del hidrógeno	21
2.3.	Aspectos generales sobre energía eólica.....	23
2.4.	Tecnología de la producción de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua	26
2.4.1.	La tecnología del hidrógeno en el marco energético actual.....	26
2.4.2.	Electrólisis del agua	31
2.4.3.	Tipos de electrólisis	33
2.4.3.1.	Electrólisis alcalina.....	34
2.4.3.2.	Electrólisis ácida.....	35
2.4.4.	Electrolizadores alcalinos unipolares y bipolares	36
2.4.5.	Electrolizadores alcalinos comerciales	37
2.4.5.1.	Cassale Chemicals S.A. (Accagen).....	38
2.4.5.2.	ErreDue	38
2.4.5.3.	IHT'	39
2.4.5.4.	Hydrogen Systems	39
2.4.5.5.	Statoil (Hydro).....	39

2.4.5.6.	Proton Energy.....	40
2.4.5.7.	Hydrogenics.....	40
2.5.	Principios básicos de operación de sistemas integrados con almacenamiento en hidrógeno.....	41
2.5.1.	Sistemas integrados para la producción de hidrógeno	43
2.5.2.	Sistemas integrados para acoplar la producción y la demanda de energía eléctrica 44	
2.5.3.	Sistemas integrados en redes eléctricas aisladas.....	45
2.6.	Descripción de instalaciones experimentales de sistemas integrados de energía eólica e hidrógeno.....	47
2.6.1.	Hidráulica (España)	47
2.6.2.	Sotavento Project (España)	48
2.6.3.	ITHER Project (España)	50
2.6.4.	RES2H2 (España y Grecia).....	51
2.6.5.	HARI Project (Reino Unido)	54
2.6.6.	KAE-Lab (Laboratory for Integrated Energy Systems) (Alemania)	55
2.6.7.	Promoting Unst Renewable Energy Project (PURE) (Reino Unido)	56
2.6.8.	Prince Edward Island Project (Canadá).....	57
2.6.9.	Ramea Island Project (Canadá).....	59
2.6.10.	Wind2H2 (Estados Unidos)	60
2.6.11.	Proyecto UTSIRA (Noruega).....	62
2.6.12.	Resumen de los sistemas.....	63
2.7.	Estado del Arte de modelos matemáticos para el estudio de sistemas integrados de energía eólica e hidrógeno.....	67
2.7.1.	Herramientas de simulación para el estudio de sistemas integrados	68
2.7.1.1.	HOMER	69
2.7.1.2.	HOGA	70
2.7.1.3.	WindHyGen®	71
2.7.1.4.	THESIS.....	72
2.7.1.5.	H ₂ RES	73
2.7.1.6.	Hydrogems	74
2.7.1.7.	ESSFER.....	75
2.7.2.	Conclusiones del estado del arte.....	76

2.7.3.	Contribución de esta Tesis al estado del arte.....	78
3.	Modelos dinámicos de componentes de sistemas de producción de hidrógeno a partir de energía eólica	81
3.1.	Modelo matemático de un aerogenerador.....	82
3.1.1.	Desarrollo del modelo matemático	86
3.2.	Modelo matemático de un electrolizador	95
3.2.1.	Conceptos básicos de la electrólisis del agua	95
3.2.1.1.	Principios básicos de las reacciones químicas	95
3.2.1.2.	Termodinámica de la electrólisis del agua.....	96
3.2.1.3.	Relación entre voltaje de celda y la energía libre de Gibbs en un electrolizador.....	100
3.2.2.	Característica voltaje-intensidad.....	102
3.2.3.	Eficiencia de Faraday.....	104
3.2.4.	Eficiencia de voltaje.....	106
3.2.5.	Rendimiento energético global	107
3.2.6.	Modelo térmico de un electrolizador.....	108
3.2.7.	Efecto de considerar la presurización del electrolizador.....	110
3.2.8.	Acoplamiento de los modelos matemáticos propuestos.....	111
3.3.	Resumen y conclusiones.....	113
4.	Validación experimental de los modelos matemáticos desarrollados	115
4.1.	Validación experimental de la metodología desarrollada para el aerogenerador	116
4.1.1.	Instalación de Pozo Izquierdo	116
4.1.2.	Parque eólico de Huelva	122
4.2.	Validación del modelo matemático del electrolizador	127
4.2.1.	Instalación experimental de producción de hidrógeno por vía electrolítica	127
4.2.1.1.	Curva característica del electrolizador	134
4.2.1.2.	Sistema de control	135
4.2.1.3.	Convertidor AC/DC.....	136
4.2.2.	Validación del modelo matemático del electrolizador.....	137
4.2.2.1.	Parámetros de la curva característica del electrolizador.....	140
4.2.2.2.	Producción de hidrógeno y rendimiento del <i>stack</i> del electrolizador...	142
4.2.2.3.	Validación experimental del modelo completo del electrolizador.....	143

Operación con intensidad constante	143
Operación en modo de arranque-parada	148
Operación con carga variable	152
Comportamiento global del modelo dinámico del electrolizador.....	155
4.3. Resumen y conclusiones.....	158
5. Simulación dinámica de un sistema integrado eólica-hidrógeno. Análisis de sensibilidad.....	161
5.1. Características de la instalación a simular	162
5.1.1. Esquema de principio del sistema	163
5.1.2. Modo de operación del sistema.	164
5.1.3. Datos de partida del sistema.....	165
5.1.3.1. Emplazamiento del sistema.....	165
5.1.3.2. Aerogenerador considerado	166
5.1.3.3. Selección del electrolizador	170
5.2. Escenarios considerados para las simulaciones	173
5.3. Implementación informática de los modelos matemáticos.....	174
5.4. Resultados de la simulación	179
5.4.1. Caso base (escenario 1)	179
5.4.2. Escenario 2.....	182
5.4.3. Escenario 3.....	186
5.5. Análisis de sensibilidad	190
5.5.1. Influencia de la temperatura de operación del electrolizador.....	191
5.5.2. Efecto del intervalo de tiempo de simulación	196
5.6. Análisis de los escenarios con herramientas de simulación convencionales	200
5.7. Resumen y conclusiones.....	207
6. Conclusiones finales	209
6.1. Conclusiones	209
6.2. Consideraciones finales	213
Bibliografía	215

Índice de tablas

Tabla 2.1: Potencia eléctrica instalada por países.	14
Tabla 2.2: Potencia instalada por tecnologías en España a finales de 2008.	17
Tabla 2.3: Resumen de las características principales de los sistemas integrados considerados.	65
Tabla 2.4: Sistemas integrados con un tamaño de electrolizador inferior a 10 kW.....	66
Tabla 4.1: Comparación entre energía eléctrica producida en operación, y calculada según la curva característica del fabricante, real y corregida para los días de operación considerados. (Instalación de Pozo Izquierdo).....	121
Tabla 4.2: Comparación entre energía eléctrica producida en operación, y calculada según la curva característica del fabricante, real y corregida para los días de operación considerados. (Parque eólico de Huelva).....	126
Tabla 4.3: Características generales de los componentes principales de la instalación experimental (continuación).....	130
Tabla 4.4: Características del electrolizador CASSALE CHEMICALS.....	131
Tabla 4.5: Consignas de seguridad fijadas en el sistema de control del electrolizador.	135
Tabla 4.6: Variables controladas y rango de variación de los sensores instalados en el electrolizador de la planta experimental.	136
Tabla 4.7: Días experimentales considerados para el ajuste del modelo matemático del electrolizador.	139
Tabla 4.8: Validación del modelo desarrollado.....	156
Tabla 4.9: Comparación de los datos experimentales con los resultados de simulación para los días experimentales (modelo matemático estático).....	157
Tabla 4.10: Comparación de los errores relativos para los días de experimentación (modelo dinámico y estático).....	158
Tabla 5.1: Resultados de la simulación del caso base (escenario 1).....	181
Tabla 5.2: Resultados de la simulación del escenario 2.	185
Tabla 5.3: Resultados de la simulación del escenario 3.	187
Tabla 5.4: Resumen anual de los escenarios considerados.	190
Tabla 5.5: Comparación de la producción de hidrógeno anual entre simulación estática y dinámica.....	191

Tabla 5.6: Resultados anuales de simulación de los escenarios, empleando datos de velocidad de viento medios horarios.....	197
Tabla 5.7: Comparación entre el modo de simular estándar y el planteado en esta Tesis.	199
Tabla 5.8: Resultados anuales de simulación empleando la herramienta de simulación HOMER.....	204
Tabla 5.9: Resultados anuales de simulación empleando la herramienta de simulación HOGA.....	204
Tabla 5.10: Comparación de resultados anuales de las herramientas de simulación.....	205
Tabla 5.11: Comparación de los modos de simulación.....	206

Índice de figuras

Figura 2.1: Potencia eléctrica instalada a nivel mundial a través de energía eólica.....	14
Figura 2.2: Potencia eléctrica acumulada a nivel mundial a través de energía eólica..	15
Figura 2.3: Evolución anual de la potencia eólica instalada en España.	16
Figura 2.4: Tasa de variación anual de la potencia eólica instalada en España.	16
Figura 2.5: Potencia instalada en el sistema eléctrico español por tecnologías a finales de 2008.....	17
Figura 2.6: Evaluación anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica con eólica a nivel nacional (2003-2008).....	19
Figura 2.7: Esquema de principio de un sistema integrado eólica-hidrógeno.....	23
Figura 2.8: Esquema de conexionado de un aerogenerador.....	24
Figura 2.9: Corte de una góndola de un aerogenerador.	24
Figura 2.10: Curva característica de aerogeneradores según el tipo de control de la potencia. (a) Regulación por estancamiento. (b) Regulación activa. (c) Regulación por modificación del ángulo de ataque	25
Figura 2.11: Esquema de la hoja de ruta para alcanzar una economía orientada al hidrógeno.	29
Figura 2.12: Esquema de producción y demanda de hidrógeno.	30
Figura 2.13: Sistema energético basado en la electricidad y el hidrógeno como vectores energéticos.....	30
Figura 2.14: Esquema de componentes de una celda electrolítica alcalina.....	32
Figura 2.15: Curva Intensidad-Voltaje de un electrolizador alcalino para diferentes temperaturas.	33
Figura 2.16: Esquema de conexión de celdas en un electrolizador unipolar.....	36
Figura 2.17: Esquema de celdas conectadas en serie en un electrolizador bipolar.....	37
Figura 2.18: Esquema de principio de un sistema integrado para la producción de hidrógeno.	43
Figura 2.19: Esquema de principio de un sistema integrado para el acoplamiento de producción y demanda de energía eléctrica.....	45
Figura 2.20: Esquema de principio de un sistema integrado para redes eléctricas aisladas..	46
Figura 2.21: Instalaciones del proyecto Sotavento.....	49

Figura 2.22: Esquema de conexionado de la instalación experimental del proyecto HARI en el West Beacon Farm (Loughborough, Reino Unido).	55
Figura 2.23: Esquema de conexionado de los componentes de la instalación experimental del proyecto PURE.....	57
Figura 2.24: Isla de Prince Edward. Línea roja, camino recorrido por autobuses de hidrógeno.	58
Figura 2.25: Esquema de la instalación “ <i>wind-hydrogen</i> ” de Ramea Island	60
Figura 2.26: Esquema de componentes del proyecto Wind2H2	61
Figura 2.27: Instalación del proyecto UTSIRA.	63
Figura 2.28: Mapa mundial con la ubicación de los diferentes proyectos eólica-hidrógeno.64	
Figura 2.29: Equipos implementados en la herramienta HOGA. Fuente: Universidad de Zaragoza.....	70
Figura 3.1: Módulos e interconexión de éstos para la definición de un modelo matemático detallado de un aerogenerador.	83
Figura 3.2: Coeficiente de potencia C_{pot} en función del ángulo β y del parámetro λ	84
Figura 3.3: Curva característica del aerogenerador ENERCON E30-230.....	87
Figura 3.4: Curva característica del aerogenerador ENERCON E30-230. (según la norma UNE y real en el emplazamiento)	90
Figura 3.5: Diferencia de potencia eléctrica (normalizada) frente a la velocidad del viento.92	
Figura 3.6: Diferencia de potencia normalizada exacta y ajustada mediante la distribución Weibull.....	94
Figura 3.7: Termodinámica de la electrólisis del agua.....	99
Figura 3.8: Influencia de la presión sobre parámetros termodinámicos de la electrólisis del agua.	99
Figura 3.9: Dependencia del voltaje reversible y termoneutro con la temperatura.....	101
Figura 3.10: Curva Intensidad-Voltaje de un electrolizador alcalino.....	103
Figura 3.11: Influencia de la temperatura en la eficiencia de Faraday.	106
Figura 3.12: Influencia de la temperatura en la eficiencia de voltaje.	107
Figura 3.13: Rendimiento energético global de un electrolizador para distintas temperaturas.	108
Figura 3.14: Acoplamiento de los modelos matemáticos que definen un electrolizador. ..	112
Figura 4.1: Curva característica del aerogenerador ENERCON E30-230.....	117
Figura 4.2: Diferencia de potencia eléctrica (normalizada), real y ajustada, frente a la velocidad del viento.	118

Figura 4.3: Comparación de tres curvas características del aerogenerador.....	118
Figura 4.4: Curva característica de producción de energía eléctrica frente a la velocidad del viento en condiciones de norma UNE y reales del aerogenerador.	122
Figura 4.5: Diferencia de potencia eléctrica (normalizada), exacta y ajustada, frente a la velocidad del viento.	123
Figura 4.6: Comparación de tres curvas características del aerogenerador.....	124
Figura 4.7: Esquema general de la instalación experimental griega del proyecto RES2H2.	127
Figura 4.8: Detalle del <i>stack</i> del electrolizador.	132
Figura 4.9: Instantánea del electrolizador completo.	133
Figura 4.10: Curva característica intensidad-voltaje del electrolizador.....	134
Figura 4.11: Producción de H ₂ frente a la intensidad de corriente.	138
Figura 4.12: Comparación entre los puntos de operación experimentales del electrolizador y la curva característica del mismo.....	141
Figura 4.13: Producción de hidrógeno y rendimiento del <i>stack</i> del electrolizador.	142
Figura 4.14: Variación de la intensidad durante la operación del electrolizador.....	144
Figura 4.15: Variación del voltaje en bornas del <i>stack</i> a carga constante.	145
Figura 4.16: Comparación de la variación de la potencia eléctrica consumida por el electrolizador y del <i>stack</i> a carga constante.....	146
Figura 4.17: Variación de la temperatura del <i>stack</i> a carga constante.	147
Figura 4.18: Curva de presurización del <i>stack</i> a carga constante.	148
Figura 4.19: Variación de la intensidad.	149
Figura 4.20: Variación del voltaje en bornas del <i>stack</i> en arranque-parada.....	149
Figura 4.21: Detalle de la variación del voltaje del electrolizador arranque-parada.	150
Figura 4.22: Variación de la potencia eléctrica consumida por el electrolizador y del <i>stack</i> en arranque-parada.....	150
Figura 4.23: Detalle de la variación de la potencia eléctrica consumida por el electrolizador y del <i>stack</i> en arranque-parada.	151
Figura 4.24: Variación de la temperatura del <i>stack</i> en arranque-parada.	152
Figura 4.25: Variación de la intensidad eléctrica en carga variable.	153
Figura 4.26: Variación del voltaje en bornas del <i>stack</i> en carga variable.	153
Figura 4.27: Variación de la potencia eléctrica consumida por el electrolizador y del <i>stack</i> en carga variable.	154
Figura 4.28: Variación de la temperatura del <i>stack</i> en carga variable.	155

Figura 5.1: Esquema de principio del sistema integrado eólica-hidrógeno.	163
Figura 5.2: Distribución de la velocidad de viento, real y estimada, a lo largo de un año de operación.	166
Figura 5.3: Curvas características del aerogenerador: fabricante (norma UNE), real y corregida.	167
Figura 5.4: Potencia eléctrica producida por el aerogenerador a lo largo de un año.	168
Figura 5.5: Potencia eléctrica ofertada por el operador del parque eólico a lo largo de un año.	168
Figura 5.6: Potencia eléctrica en exceso a lo largo de un año de operación.	169
Figura 5.7: Ejemplo de variación de la potencia eléctrica producida y ofertada durante dos días de operación del aerogenerador.	170
Figura 5.8: Energía eléctrica absorbida por el conjunto convertidor- <i>stack</i> en función de la potencia del <i>stack</i>	172
Figura 5.9: Acoplamiento de los modelos matemáticos que definen un electrolizador.	175
Figura 5.10: Implementación en Matlab Simulink del modelo matemático del sistema. ...	178
Figura 5.11: Potencia eléctrica en exceso a lo largo de un año de operación (escenario 2).	182
Figura 5.12: Energía eléctrica absorbida por el conjunto convertidor- <i>stack</i> en función de la potencia del <i>stack</i> (escenario 2).	183
Figura 5.13: Potencia eléctrica en exceso a lo largo de un año de operación (escenario 3).	188
Figura 5.14: Energía eléctrica absorbida por el conjunto convertidor- <i>stack</i> en función de la potencia del <i>stack</i> (escenario 3).	189
Figura 5.15: Variación de la potencia eléctrica en exceso y la consumida por el electrolizador en un periodo de 13,5 horas.	193
Figura 5.16: Variación de la temperatura del electrolito del electrolizador y del caudal de hidrógeno producido para un periodo de 22 horas (funcionamiento continuo).	194
Figura 5.17: Distribución de la diferencia de producción de hidrógeno anual.	195
Figura 5.18: Variación de la temperatura del electrolito del electrolizador y del caudal de hidrógeno producido para un periodo de 37 horas (funcionamiento discontinuo).	196
Figura 5.19: Comparación entre datos cada 10 minutos y medias horarias, de velocidad de viento y potencia eléctrica.	198
Figura 5.20: Interfaz de usuario de la herramienta de simulación HOMER.	202
Figura 5.21: Interfaz de usuario de la herramienta de simulación HOGA.	203

0. Nomenclatura

a	Parámetro para la corrección de la curva característica del aerogenerador
A	Área del electrodo [m ²]
b	Parámetro para la corrección de la curva característica del aerogenerador
c	Parámetro para la corrección de la curva característica del aerogenerador
C_{iner}	Constante de inercia del conjunto formado por el rotor y el resto de elementos mecánicos conectados a éste [N·m·s]
C_p	Calor específico del material [J·mol ⁻¹ ·K ⁻¹]
C_{pot}	Coefficiente de potencia del aerogenerador
C_t	Capacidad térmica del electrolizador [J·°C ⁻¹]
d	Parámetro para la corrección de la curva característica del aerogenerador
$D_{\text{Pot}_{\text{norm}}}$	Diferencia de potencia eléctrica normalizada

E	Potencial electroquímico [V]
E^0	Potencial electroquímico en condiciones estándar [V]
F	Constante de Faraday ($96485 \text{ A}\cdot\text{s}\cdot\text{mol}^{-1}$)
f_i	Parámetros experimentales para la determinación de la eficiencia de Faraday
G_x	Energía libre de Gibbs [$\text{J}\cdot\text{mol}^{-1}$]
H°_f	Entalpía de formación [$\text{J}\cdot\text{mol}^{-1}$]
I	Intensidad de corriente [A]
K	Constante de equilibrio
\dot{m}_{H_2}	Producción de hidrógeno [$\text{kg}\cdot\text{s}^{-1}$]
n_c	Número de celdas conectadas en serie
N_i	Número de puntos de operación en el intervalo i
$\dot{n}_{H_2})_{desc}$	Caudal de hidrógeno que sale del electrolizador [$\text{mol}\cdot\text{s}^{-1}$]
$\dot{n}_{H_2})_{prod}$	Caudal de hidrógeno producido por el electrolizador [$\text{mol}\cdot\text{s}^{-1}$]
p	Presión [bar]
p_{elec}	Presión del electrolizador [bar]
p_0	Presión del electrolizador en el instante inicial [bar]
P_{fab}	Potencia eléctrica producida para una determinada velocidad de viento indicada en la curva característica del aerogenerador ofrecida por el fabricante [kW]
\bar{P}_i	Potencia eléctrica media producida en el intervalo i [kW]
$P_{j,i}$	Potencia eléctrica del punto de operación j correspondiente al intervalo i [kW]
P_{nom}	Potencia eléctrica producida nominal [kW]

P_{real}	Potencia eléctrica producida real para una determinada velocidad del viento [kW]
Par_{aero}	Par mecánico generado por la velocidad del viento en el rotor del aerogenerador [N·m]
Par_{aero}'	Par aerodinámico modificado teniendo en cuenta la reducción de velocidad de giro que se produce en la caja reductora de velocidad [N·m]
Par_e	Par electromagnético realizado por el generador eléctrico [N·m]
q	Carga electrónica de un electrón [C]
Q_{gen}	Calor generado en el stack [W]
Q_{perd}	Pérdidas térmicas al ambiente del electrolizador [W]
Q_{refrig}	Calor de refrigeración [W]
R_{palas}	Radio de las palas del rotor [m]
R	Constante universal de los gases ($8,314 \text{ J}\cdot\text{mol}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$)
r	Resistencia óhmica del electrolito [ohm]
s	Coeficiente experimental representativo del sobrevoltaje de los electrodos del stack
S°_f	Entropía de formación [$\text{J}\cdot\text{mol}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$]
t	Coeficientes experimentales representativos del sobrevoltaje de los electrodos del stack
T	Temperatura [°C]
T_a	Temperatura ambiente [°C]
U	Coeficiente global de transferencia de calor [$\text{W}\cdot\text{m}^2\cdot\text{K}^{-1}$]
$v_{j,i}$	Velocidad de viento del punto de operación j correspondiente al intervalo i [m/s]
\bar{v}_i	velocidad media de viento del intervalo i [m/s]
v_v	Velocidad del viento [m/s]

V	Voltaje aplicado en bornes del electrolizador [V]
V_{rev}	Voltaje reversible [V]
V_{stack}	Voltaje en bornas del stack del electrolizador [V]
V_{tn}	Voltaje termoneutro [V]
Vol	Volumen del separador de gases del electrolizador [m ³]
W_{elec}	Potencia eléctrica consumida por el stack [W]
z	Número de electrones intercambiados

Símbolos griegos

β	Ángulo Pitch [°]
ϵ_F	Eficiencia de Faraday
ϵ_V	Eficiencia de voltaje del electrolizador
η_e	Rendimiento energético global del electrolizador
λ	Coeficiente de velocidad de punta de pala
μ	Coeficiente de pérdidas viscosas del rotor del aerogenerador
ρ_a	Densidad del aire a la altura de la góndola del aerogenerador [kg·m ⁻³]
ω_m	Velocidad de giro del rotor del generador eléctrico [rad·s ⁻¹]
ω_r	Velocidad de giro del rotor [rad·s ⁻¹]

1. Objetivos y estructuración de la Tesis

1.1. Introducción

El agotamiento de los combustibles fósiles y la emisión de gases de efecto invernadero, hacen que el mercado energético esté apostando por un abastecimiento basado en recursos renovables. En este marco, la energía eólica ha alcanzado un grado de implantación elevado en el sistema eléctrico de los países desarrollados. A nivel nacional, la energía eólica es la que más peso tiene en el conjunto de las energías renovables (exceptuando la energía hidráulica). En términos de potencia eléctrica instalada tiene una cuota del 17,5 % con respecto a la potencia eléctrica total instalada (datos del 2009).

Como tal, la energía eólica, al igual que el resto de las energías renovables, no acopla perfectamente la producción de energía eléctrica (al depender de un recurso renovable y variable con el tiempo) con la demanda de ésta por parte del sistema eléctrico. Por tanto, se hace necesario la implantación de sistemas de almacenamiento de energía que permitan mejorar la gestión de estos recursos renovables.

En este contexto, el hidrógeno ha surgido con fuerza en la última década como futuro vector energético, con posibilidades reales de desbancar al actual basado en los combustibles fósiles. Las ventajas del hidrógeno como vector energético son:

- Puede ser producido a partir de diversas fuentes de energía (entre ellas las renovables) y consumido en diferentes equipos e instalaciones.

- El hidrógeno puede ser producido a partir de agua, compuesto abundante en la naturaleza. El hidrógeno es un combustible renovable que, al quemarse o reaccionar electroquímicamente con oxígeno, produce un compuesto final limpio, agua en estado líquido o gaseoso.
- Puede ser almacenado en diferentes medios y estados.
- Puede ser transportado largas distancias mediante tuberías, tanques o camiones cisterna.
- Puede ser convertido en electricidad mediante transformaciones electroquímicas con una eficiencia mayor que cualquier otro combustible.
- El hidrógeno, como vector energético, es compatible con la conservación del medio ambiente, ya que, en su proceso de combustión no genera dióxido de carbono.

Cuando el hidrógeno se emplea como sistema de almacenamiento en sistemas eólicos, dando lugar a una instalación integrada eólica-hidrógeno, con las siguientes ventajas:

- Realizar una gestión energética y/o económica del sistema, absorbiendo energía eléctrica del parque eólico, cuando el precio de la energía es bajo (valles), para después cederlo al sistema cuando el precio es alto (punta).
- Disminución de los desvíos producidos por una errónea predicción del recurso eólico. Estos desvíos están basados en la diferencia de producción eléctrica estimada y real en un intervalo de tiempo.
- Mejora del comportamiento y estabilización de la frecuencia eléctrica en momentos de cambios bruscos de demanda o producción. Esto es importante a la hora de asegurar la calidad de la energía eléctrica producida.

En resumen, el hidrógeno permite que los parques eólicos sean más gestionables y con una producción eléctrica de mayor calidad.

Atendiendo a estas sinergias, se han desarrollado diversos estudios teóricos y experimentales sobre estos sistemas integrados eólica-hidrógeno. Los países en los que la energía eólica presenta un mayor peso entre las renovables, han construido diferentes experiencias piloto a fin de determinar la validez de estos sistemas integrados. Los resultados obtenidos son esperanzadores pero aún se deben realizar esfuerzos en cuanto al control del sistema y los costes relativos a la tecnología del hidrógeno, que deben reducirse.

Focalizando el análisis en los estudios teóricos, se han desarrollado diferentes herramientas de simulación para analizar, dimensionar y diseñar estos sistemas. Los modelos matemáticos de estas herramientas, empleados para el dimensionado de los diferentes equipos que existen en estas instalaciones, son simples para facilitar la simulación de los sistemas con un costo computacional reducido. Además, en estos estudios no se

constata ninguna validación de los resultados ofrecidos por estas herramientas de simulación con datos reales de operación de este tipo de sistemas, por lo que no se puede valorar la bondad de estos resultados.

Esta tesis abarca este campo de estudio, profundizando en los modelos matemáticos de sistemas integrados eólica-hidrógeno, particularizando el estudio en la producción de hidrógeno a partir de energía eólica desde un punto de vista dinámico. Además, también se aborda la validez de los resultados de las simulaciones comparando los modelos matemáticos desarrollados con datos reales de operación, suponiendo esto una novedad respecto a los casos analizados en bibliografía.

Este análisis dinámico es de utilidad debido a la naturaleza del equipo de producción de hidrógeno a partir de energía eléctrica, el electrolizador debido a que presenta una gran inercia térmica, que repercute en la capacidad de producir hidrógeno. Las herramientas de simulación actuales para el diseño y dimensionado de sistemas, emplean modelos matemáticos estáticos en los que el electrolizador siempre opera en condiciones nominales de temperatura, sin embargo como se constatará a lo largo de la tesis, el electrolizador presenta un comportamiento dinámico en el que la temperatura de operación va cambiando a lo largo del tiempo cuando está conectado a una fuente de energía que varía con el tiempo, como es la energía eléctrica producida por un aerogenerador.

1.2. Objetivos de la Tesis

Los objetivos de la Tesis se desarrollan a continuación:

- Realizar un análisis y recopilación de las instalaciones de sistemas integrados eólica-hidrógeno existentes a nivel mundial, incidiendo en las consideraciones que se han podido obtener de estos proyectos a nivel de operación, fiabilidad y lecciones aprendidas.
- Estudiar las herramientas informáticas existentes para la simulación de estos sistemas, focalizando el análisis en los modelos matemáticos de equipos y extrayendo conclusiones sobre las deficiencias de estos modelos a la hora de realizar estudios más detallados de la producción de hidrógeno a partir de energía eólica.
- Adaptar un modelo matemático de un aerogenerador que represente con mayor exactitud el comportamiento de un aerogenerador en un emplazamiento determinado, de modo que los resultados de producción de potencia eléctrica a partir del recurso eólico en un determinado instante de tiempo sea próximo al valor real producido. Para ello, se desarrolla una metodología para obtener la curva característica del aerogenerador a partir de datos de operación en un emplazamiento, y se propone una corrección de la curva característica del aerogenerador suministrada por el fabricante para extrapolar el comportamiento

real del aerogenerador en otro emplazamiento del que no se dispone de datos de operación.

- Fijar criterios para la selección de la curva característica del aerogenerador a considerar según la información disponible en el emplazamiento de instalación.
- Desarrollar un modelo matemático dinámico de un electrolizador que permita estudiar la evolución de la producción de hidrógeno, dependiente de la temperatura de operación, cuando la fuente de producción eléctrica a la que se conecta es variable en el tiempo. Al igual que en el aerogenerador, los resultados obtenidos con el modelo del electrolizador se comparan con datos de operación reales, en el que un electrolizador es sometido a variaciones de carga eléctrica a lo largo del tiempo.
- Estudiar el comportamiento conjunto de un electrolizador conectado a un aerogenerador mediante la simulación del sistema completo en diferentes escenarios. Además, se realiza un análisis de sensibilidad de los resultados de simulación teniendo en cuenta diversos aspectos, como: considerar simulaciones dinámicas o estáticas, o el intervalo de tiempo de los datos de partida.
- Establecer la idoneidad de emplear un modelo matemático dinámico o estático del electrolizador en función de la variación de la potencia absorbida por éste.
- Comparar los resultados de simulación del sistema integrado mediante modelos dinámicos con respecto a los obtenidos con otras herramientas de simulación de libre distribución existentes en el mercado.

1.3. Estructuración de la Tesis

La presente Tesis Doctoral se fundamenta en cinco grandes bloques.

En primer lugar, capítulo 2, se realiza una revisión bibliográfica sobre la situación actual de la energía eólica a nivel mundial y nacional, en la que se pone de manifiesto la necesidad de integrar sistemas de almacenamiento de energía en parque eólicos para mejorar el comportamiento y la integración de éstos en el sistema eléctrico. A continuación, se detallan aspectos generales sobre la tecnología eólica y la tecnología del hidrógeno, para posteriormente, describir los esquemas de principio típicos de sistemas integrados eólica-hidrógeno. Las instalaciones experimentales de este tipo de sistemas también se revisan y se analizan, obteniendo conclusiones y lecciones aprendidas en el trascurso del plan de experimentación de éstas. Para finalizar, se realiza una revisión del estado del arte de las herramientas de simulación existentes para analizar desde un punto de vista computacional estos sistemas, y en qué aspectos se debe profundizar para asemejar los resultados de las simulaciones con el comportamiento real de estos sistemas integrados eólica-hidrógeno. Por último, se indican las aportaciones de esta Tesis al estado del arte actual en esta temática.

En el capítulo 3, se desarrollan los modelos matemáticos de los equipos principales para la producción de hidrógeno a partir de energía eólica: el aerogenerador y el electrolizador. La profundidad y complejidad de los modelos debe ser tal que permita analizar la producción de hidrógeno dinámicamente, con unos resultados de simulación que se asemejen a los datos reales de operación de estas instalaciones.

La validación de los modelos matemáticos desarrollados se realiza en el capítulo 4. Cada uno de los modelos se analiza de modo independiente, obteniéndose conclusiones para cada uno de ellos también por separado. La bondad del modelo matemático del aerogenerador se compara con el comportamiento real de varios aerogeneradores en emplazamientos diferentes. El mismo modo de proceder se emplea en la validación del modelo dinámico del electrolizador.

En el capítulo 5, se aborda el análisis de la producción de hidrógeno en sistemas integrados eólica-hidrógeno. A partir de datos eólicos registrados y previstos por una herramienta de predicción de viento y del aerogenerador a instalar en el emplazamiento, se indica el proceso de selección del tamaño del electrolizador para optimizar la producción de hidrógeno. Adicionalmente, en la instalación simulada se analiza cómo afectan varios aspectos a la producción de hidrógeno: la temperatura de operación del electrolizador, el modelo matemático empleado para simular el aerogenerador y el paso de tiempo de simulación. Para finalizar, se comparan los resultados de simulación de los modelos detallados desarrollados, con herramientas de simulación de libre distribución seleccionadas de las analizadas en el estado del arte del capítulo 2. Por último, se comentan las conclusiones del análisis del sistema completo.

El último capítulo de la Tesis, se destina a las conclusiones finales y se abordan las líneas futuras de investigación en esta temática.

2. Revisión bibliográfica

En el presente capítulo, se realiza una revisión bibliográfica de los sistemas integrados basados en energía eólica e hidrógeno. Para ello, en el apartado 2.1, se presenta una panorámica general de la producción de energía eléctrica a partir del viento a nivel mundial y nacional. Seguidamente, apartado 2.2, se analiza la penetración de la energía eólica en el sistema eléctrico, en términos de energía y potencia, así como las diferentes tecnologías disponibles para aumentar su factor penetración. En los apartados 2.3 y 2.4, se revisan las tecnologías asociadas a la energía eólica, y a la producción de hidrógeno vía electrolítica. A continuación (apartado 2.5), se describen las tipologías de las instalaciones integradas de energía eólica e hidrógeno, indicando sus modos de operación. En el apartado 2.6, se revisarán algunas de las instalaciones experimentales existentes. El estado del arte de las herramientas de simulación disponibles para el análisis de los modos de operación y dimensionamiento de este tipo de instalaciones se aborda en el apartado 2.7, finalizando el capítulo con las aportaciones de esta tesis al estado del arte.

2.1. Introducción. Panorámica de la energía eólica

2.1.1. Desarrollo de la energía eólica

La energía del viento ha sido utilizada por la humanidad desde hace más de 3.000 años, fundamentalmente para moler grano, bombear agua, y como fuerza motriz en los barcos.

Hacia el siglo VIII aparecieron en Europa, procedentes del este, los primeros grandes molinos de eje horizontal con cuatro aspas. Fue Holanda, el país donde más se instalaron y donde más se desarrolló la tecnología de las aspas de tela.

Es a partir de los siglos XII-XIII cuando empieza a generalizarse el uso de los molinos de viento para la elevación de agua y la molienda de grano. Los más antiguos aparecieron en Turquía, en Irán y en Afganistán. A principios del siglo XII, Europa se llenó a su vez de molinos, sobre todo en Bélgica y en los Países Bajos.

Todos estos molinos se mantuvieron hasta bien entrado el siglo XIX. El desarrollo de los molinos de viento se interrumpió con la revolución industrial y la utilización masiva de vapor, la electricidad y los combustibles fósiles como fuentes de energía motriz. Es, sin embargo, en la segunda mitad del siglo XIX cuando tiene lugar uno de los más importantes avances en la tecnología del aprovechamiento del viento, con la aparición del popular "Molino multipala tipo americano", utilizado para bombeo de agua prácticamente en todo el mundo, y cuyas características habrían de sentar las bases para el diseño de los modernos generadores eólicos.

En el siglo XIX, se fabricó el primer aerogenerador destinado a la producción de energía eléctrica. Fue desarrollado por el ingeniero danés Poul LaCour en el año 1891.

El primer aerogenerador comercial, de una potencia nominal de 12 kW en corriente continua, fue construido por la empresa americana Brush basándose en las investigaciones de LaCour. Los ingenieros daneses mejoraron la tecnología de este primer aerogenerador durante la primera y la segunda guerra mundial. La compañía danesa F.L. Smidth construyó en el año 1941 lo que se puede considerar el primer modelo de turbina eólica de la era moderna. Fue la primera turbina en incorporar mejoras aerodinámicas en las palas, debido al gran avance en los conocimientos en aerodinámica que se produjeron en esa época.

A comienzos de los años 70, época en la que se produjo la primera crisis energética mundial, el interés por la energía eólica emergió de nuevo, y desde finales de los años 70, la energía eólica es considerada como una de las fuentes de energía de tipo renovable más importante. Durante la última década del siglo XX, la energía eléctrica generada a partir de energía eólica se duplicó cada 3 años.

En estos años, además del incremento de aerogeneradores instalados, también han aumentado sus dimensiones y su potencia instalada. A finales del año 1989, el aerogenerador más moderno era de 300 kW con un rotor de 30 metros de diámetro. Diez años después, el avance tecnológico hizo posible construir turbinas eólicas capaces de

generar 1500 kW con un diámetro de rotor de 70 metros. A principios del siglo XXI, existen aerogeneradores comerciales de 4 MW y están en fase de desarrollo y experimentación unidades con una potencia eléctrica de 5 y 6 MW (Ackermann & Söder, 2002).

2.1.2. Situación actual de la energía eólica

2.1.2.1. Situación mundial

Desde el año 2005, la energía eólica es la fuente de energía con mayor tasa de crecimiento dentro del sector de las energías renovables, siempre por encima del 20% anual. Con este crecimiento se han superado las expectativas más optimistas de diversos organismos oficiales, entre ellos, la Asociación Mundial de la Energía Eólica (WWEA), la Asociación Europea de la Energía Eólica (EWEA), el Consejo Mundial de la Energía Eólica (GWEC), y a nivel nacional, la Asociación Empresarial Eólica (AEE). (WWEA, 2009), (EWEA, 2009), (GWEC, 2009), (AEE, 2009).

En el año 2008, se incrementó la potencia eólica instalada en el mundo en 27.056 MW (Figura 2.1), llegándose a alcanzar a principios de 2009 un total de 121.157 MWe, lo que supone un incremento del 28,7% frente al 26,7% que se alcanzó en 2007 (GWEC, 2009) (WWEA, 2009).

Desde un punto de vista energético, la energía eólica satisface actualmente el 1,3% del consumo eléctrico mundial al generar una media de 200 TWh al año (WWEA, 2009).

En la Tabla 2.1, se muestra como está distribuida por países esta potencia eólica instalada. Como se observa, los diez países con más potencia instalada suponen un porcentaje con respecto del total del 85,9%. Según estos datos, España se sitúa como tercera potencia mundial. En la Figura 2.2, aparece como ha sido la evolución de la potencia eléctrica acumulada a nivel mundial procedente de energía eólica.

	MWe	%
Estados Unidos	25.170	20,8
Alemania	23.903	19,7
España	16.754	13,8
China	12.210	10,1
India	9.645	8,0
Italia	3.736	3,1
Francia	3.404	2,8
Reino Unido	3.241	2,7
Dinamarca	3.180	2,6
Portugal	2.862	2,4
Resto del Mundo	17.052	14,1
Total TOP 10	104.105	85,9
Total	121.157	100,0

Tabla 2.1: Potencia eléctrica instalada por países. (GWEC, 2009).

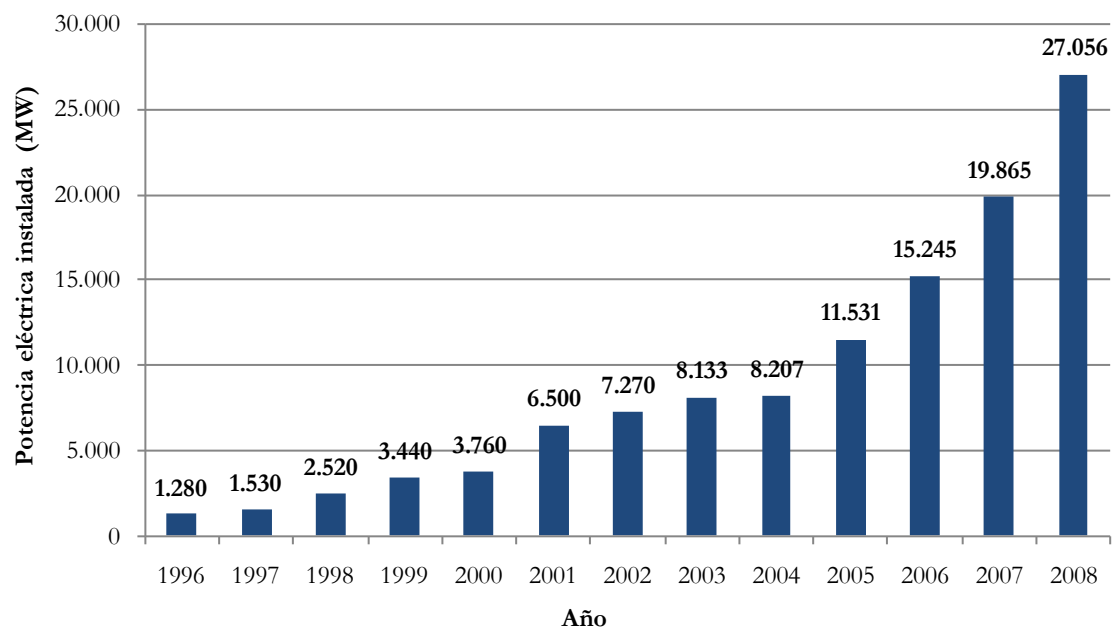


Figura 2.1: Potencia eléctrica instalada a nivel mundial a través de energía eólica. (GWEC, 2009)(WWEA, 2009).

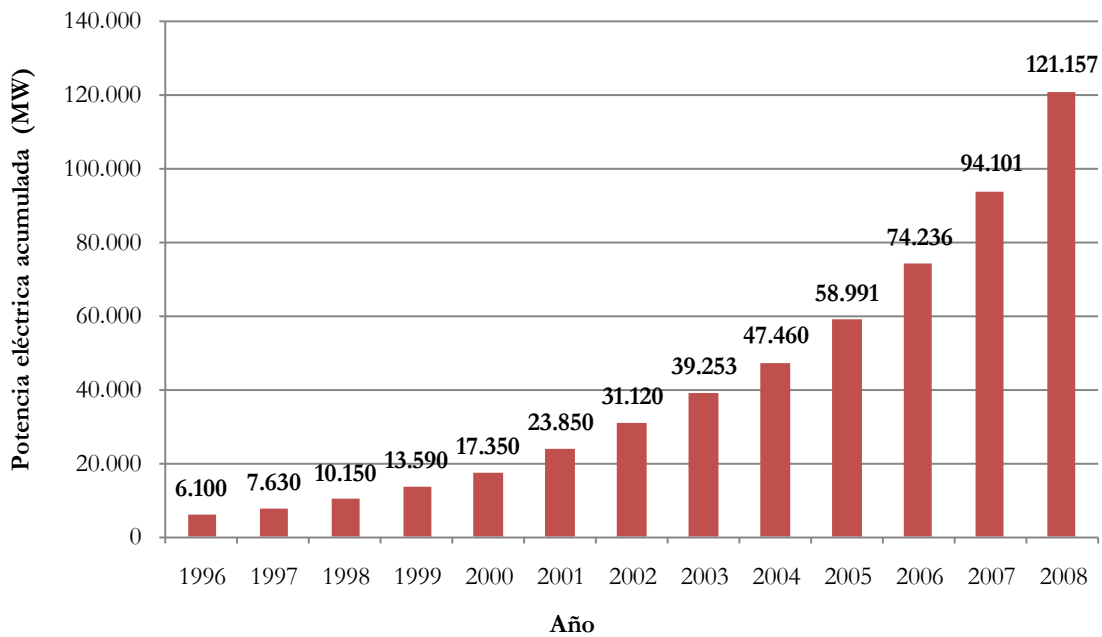


Figura 2.2: Potencia eléctrica acumulada a nivel mundial a través de energía eólica. (GWEC, 2009)(WWEA, 2009).

Un factor importante a destacar, es que el sector eólico se ha convertido en un generador de empleo a nivel mundial. En tan sólo tres años, el sector ha llegado a casi duplicar la cantidad de puestos de trabajo, siendo la cifra de empleos en 2005 de 235.000, frente a los 440.000 existentes en el año 2008. La mayoría de los puestos creados son de carácter altamente cualificados (WWEA, 2009).

2.1.2.2. Situación nacional

En la Figura 2.3, se puede ver la evolución de la potencia eólica instalada en España desde el año 2001 al 2008. Los 1.609,11 MW instalados en España en el año 2008, suponen un incremento del 10,7% con respecto a la potencia total instalada, también es interesante reseñar que en los últimos cuatro años, la potencia eólica instalada se ha duplicado. Con esta tasa de crecimiento parece factible alcanzar en 2010 el objetivo de 20.155 MW del Plan de Energía Renovables 2005-2010 (AEE, 2009) (IDAE, 2005).

Si se tiene en cuenta la tasa de crecimiento que ha experimentado la energía eólica a lo largo de los años (Figura 2.4), las variaciones más importantes han sido en los años 2004 y 2007, años en los que se aprobaron cambios normativos en el sector. Así, en el año 2004, se aprobó del R.D. 436/2004 que establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, y en el año 2007, el R.D. 661/2007 que regula de nuevo la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

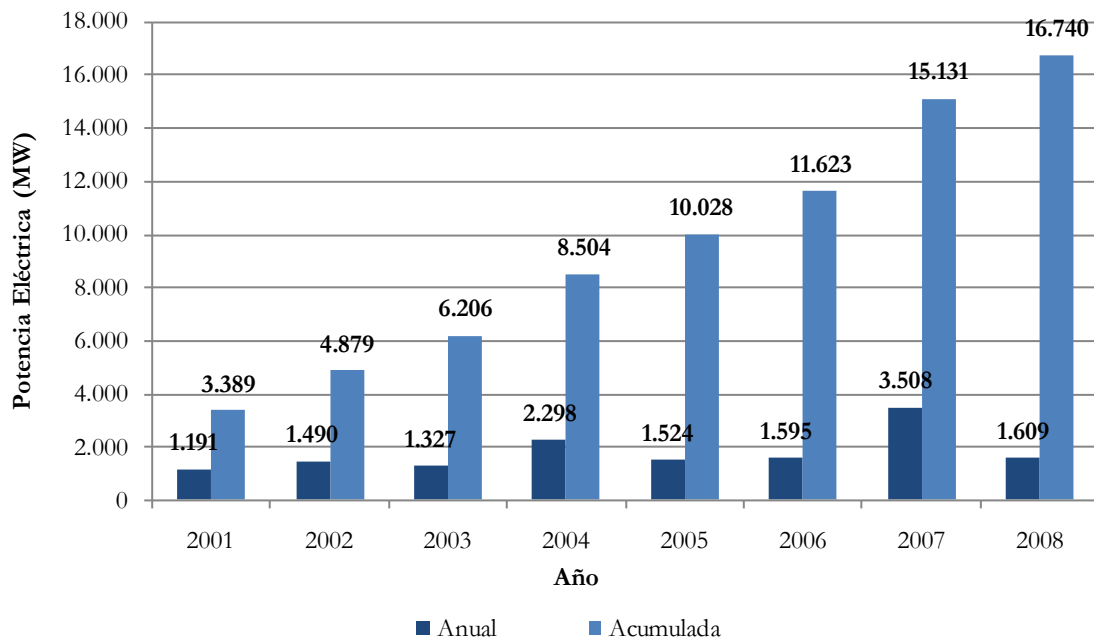


Figura 2.3: Evolución anual de la potencia eólica instalada en España (AEE, 2009) (IDAE, 2005).

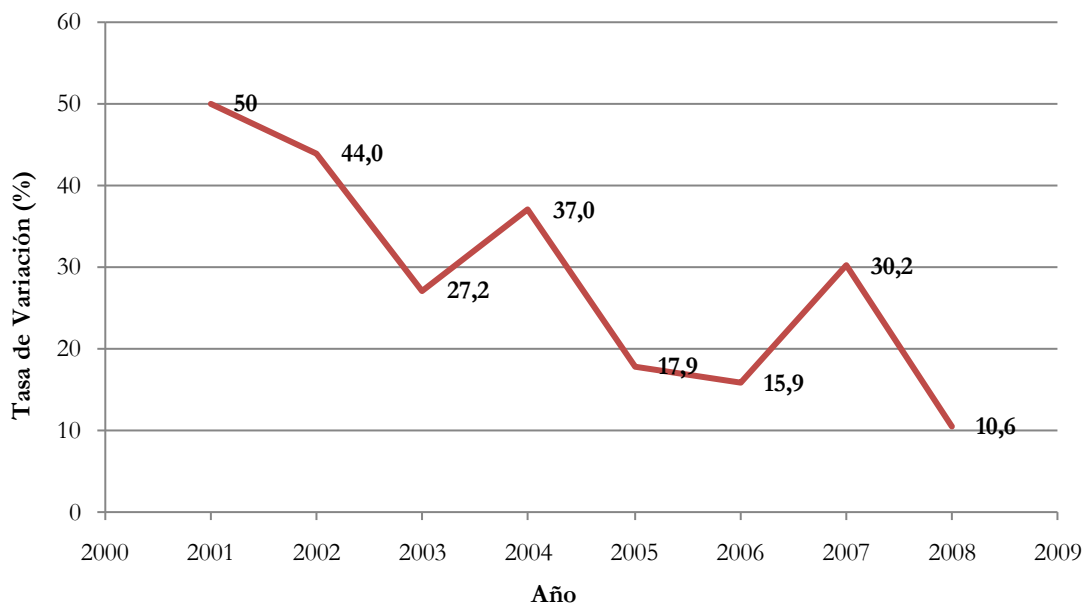


Figura 2.4: Tasa de variación anual de la potencia eólica instalada en España (AEE, 2009).

En el Sistema Eléctrico Español, la eólica representa el 17,4 % del sistema eléctrico en términos de potencia instalada. Con esta cifra, se sitúa en segunda posición, sólo superada por las centrales de gas de ciclo combinado (Figura 2.5 y Tabla 2.2). Dentro de las energías renovables, la energía eólica es la tecnología que más crecimiento ha experimentado desde el año 1996, atribuyéndose prácticamente tres cuartas partes de la potencia renovable instalada en los últimos dieciocho años (REE, 2009), (AEE, 2009).

La penetración en términos de energía eléctrica generada a partir de energía eólica, será tratada de un modo independiente en el apartado siguiente.

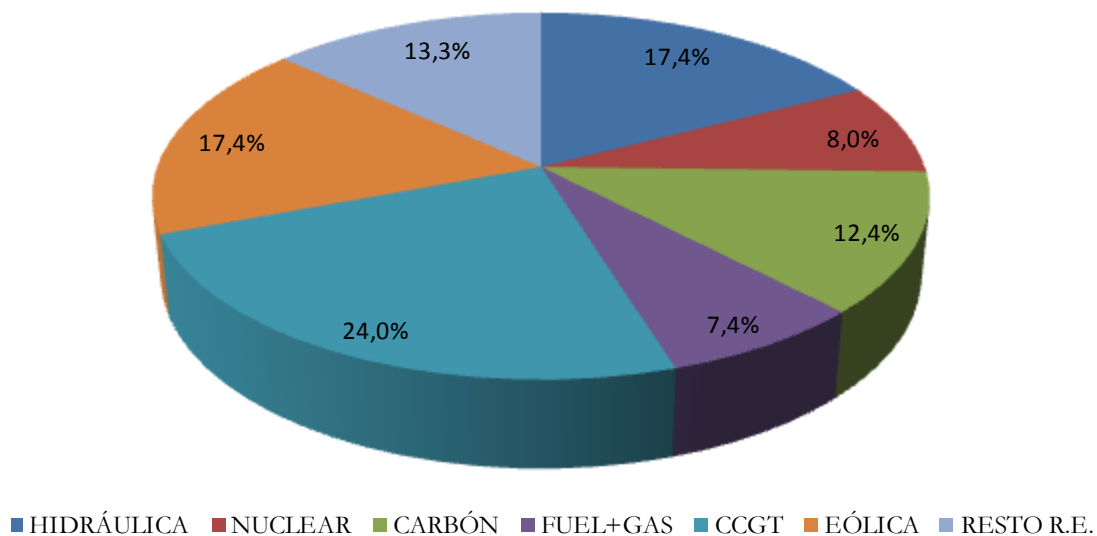


Figura 2.5: Potencia instalada en el sistema eléctrico español por tecnologías a finales de 2008 (REE, 2009), (AEE, 2009).

TECNOLOGÍA	MWe	%
Hidráulica	16.658	17,4
Nuclear	7.716	8,0
Carbón	11.869	12,4
Fuel+Gas	7.117	7,4
Ciclos Combinados	23.054	24,0
Eólica	16.740	17,4
Resto Régimen Especial	12.797	13,3
TOTAL	95.951	100

Tabla 2.2: Potencia instalada por tecnologías en España a finales de 2008 (REE, 2009), (AEE, 2009).

Uno de los beneficios socioeconómicos incuestionables de la energía eólica es la generación de puestos de trabajo. A nivel nacional, El número de empleados en el sector, en el año 2007, era de 20.781, cifra que experimentó un crecimiento medio anual del 4,81% durante el periodo 2003-2007. Se prevé la consolidación de más de 30.000 puestos de trabajo para el año 2012 (AEE, 2009).

2.2. Penetración de la energía eólica en el sistema eléctrico español

La penetración eólica se puede cuantificar en términos de energía y de potencia.

Teniendo en cuenta parámetros energéticos, la penetración se define como el cociente entre la energía eléctrica anual generada por la energía eólica, dividida por la demanda total anual de energía eléctrica.

La penetración eólica en términos de potencia se define como el cociente entre la potencia eléctrica instalada en el total de parques eólicos dividida por la potencia eléctrica total de todas los sistemas de generación

Si bien es fácil encontrar en las referencias bibliográficas la potencia eólica instalada actualmente y su evolución a nivel mundial (GWEC, 2009), nacional (EWEA, 2009), incluso particularizada por comunidades autónomas en España (AEE, 2009), no es tarea fácil disponer de datos sobre la penetración eólica en términos de energía.

Internacionalmente, dentro de la sociedad científica, está asumido un valor teórico de la penetración eólica en términos de energía que oscila entre el 30% y el 35%, pero la penetración real está por debajo de esos niveles, situándose de media entre el 10% y el 15% (Boccard, 2009), existiendo países como Dinamarca en el que el viento aporta el 22% de la energía eléctrica anual (Wind Energy The Facts, 2008).

A nivel nacional, en los últimos cuatro años, la energía eólica prácticamente ha doblado su contribución a la cobertura de la demanda eléctrica (en términos de energía). Frente a los 16.078 GWh producidos por los aerogeneradores en el año 2004, la generación eólica alcanzó los 31.130 GWh en 2008, lo que supone el 11,5% de la demanda eléctrica peninsular. Estas cifras consolidan a la energía eólica como la cuarta en generación, por detrás del ciclo combinado, el carbón y la energía nuclear. La evolución de la contribución de la eólica a la demanda de energía se puede ver en la Figura 2.6 (AEE, 2009).

Comparando la penetración eólica en términos de energía con su penetración en términos de potencia, la primera resulta menor. Actualmente, la penetración eólica en términos de potencia es del 17,4%, sin embargo, como se ha mostrado anteriormente la penetración eólica en términos de energía es del 11,5%.

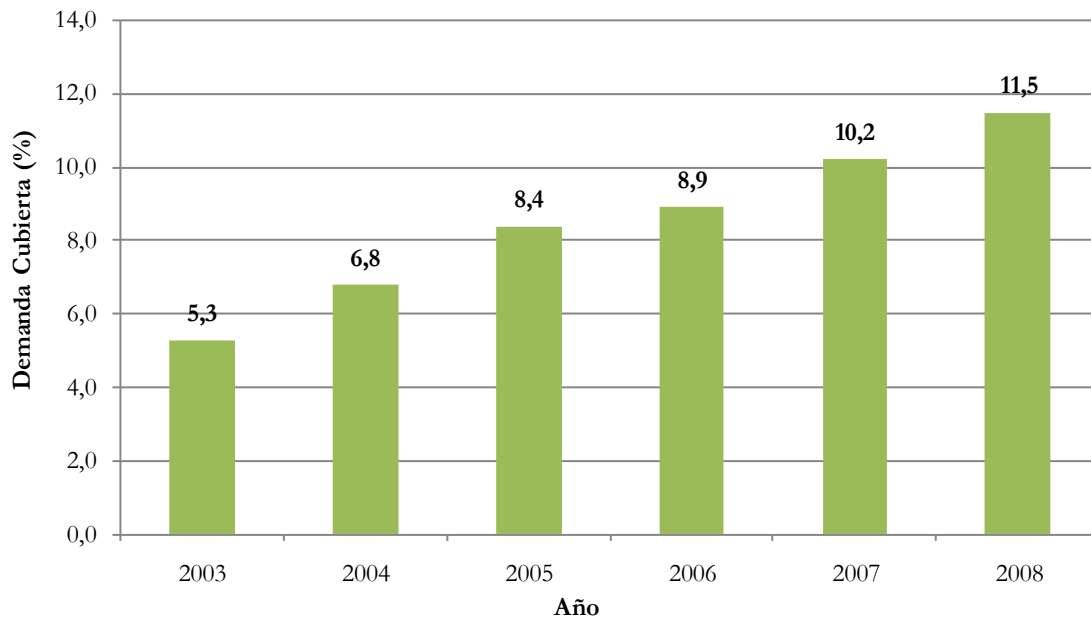


Figura 2.6: Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica con eólica a nivel nacional (2003-2008) (AEE, 2009).

Las razones de esta penetración baja se deben a:

- En primer lugar, la penetración eólica de la energía eléctrica procedente de fuentes renovables no gestionables está supervisada, y llegado el caso limitada, para no perturbar la calidad de la electricidad producida (problema de armónicos en la frecuencia) y la estabilidad de la red (huecos de tensión). Además existe otra limitación debida que el operador del sistema eléctrico dará preferencia de operación a sistemas de producción eléctrica convencionales (gestionables) que estén operando cerca de su límite técnico inferior, y que no puedan ser desconectadas (caso de las centrales nucleares), que provoca restricciones técnicas sobre las fuentes renovables no gestionables. Esto aparece reflejado en el Procedimiento de Operación 3.7, “Programación de la generación de origen renovable” (resolución de 18 de mayo de 2009 de la Secretaría de Estado de Energía, BOE nº 129, página 44302).
- Asimismo, las condiciones de viento más favorables para la producción de energía eléctrica se suelen dar de noche en España. Esto provoca que en algunos periodos, la producción de electricidad por parte de los parques eólicos supere a la propia demanda de energía de la red. Por tanto, en estos intervalos de tiempo, se deben desconectar de la red parques eólicos completos para no perjudicar a la estabilidad de ésta (El País, 2009).
- En nodos de la red eléctrica donde se concentren una potencia eólica instalada considerable, se dan situaciones en condiciones de velocidad de viento favorables,

en los que se alcanza la capacidad máxima de evacuación eléctrica a la red del nodo, debiéndose desconectar uno o varios parques eólicos del nodo para no saturarlo.

El objetivo de cualquier promotor y explotador de un parque eólico es aumentar lo máximo posible la penetración del parque en la red eléctrica, ya que, el beneficio económico será mayor, al poder vender más energía eléctrica (en cada instante de tiempo la potencia eléctrica cedida a la red por parte del parque eólico será la óptima).

Existen varios modos de aumentar la penetración de la energía eólica en el sistema eléctrico. Estos se enumeran a continuación:

- Aumento de la capacidad eléctrica de las redes de evacuación de los parques eólicos.
- Mejora en la predicción del viento.
- Empleo de sistemas de almacenamiento de energía.

El empleo de sistemas de almacenamiento de energía, además de aumentar la penetración de la energía eólica en el mercado eléctrico, permite:

- Realizar una gestión económica del sistema, absorbiendo energía del sistema energético al que esté conectado, cuando el precio de la energía es bajo (valles), para después cederlo a la red eléctrica cuando el precio es alto (punta).
- Disminución de los errores producidos por una errónea predicción de la energía de la fuente primaria renovable.
- Mejora del comportamiento y estabilización de la frecuencia eléctrica en momentos de cambios bruscos de demanda o producción. Esto es importante a la hora de asegurar la calidad de la energía eléctrica producida.

Los sistemas de almacenamiento de energía que permiten una gran capacidad de almacenamiento para periodos de actuación del orden de horas son (Haisheng Cheng, 2009):

- Bombeo de agua.
- Almacenamiento en gas comprimido.
- Sistemas de baterías a gran escala.
- Baterías de flujo.
- Hidrógeno.

A continuación, se describen con más detalle sistemas de almacenamiento que emplean la tecnología del hidrógeno.

2.2.1. Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica mediante tecnología del hidrógeno

El objetivo de esta tecnología es emplear el hidrógeno como elemento de almacenamiento de energía química, que permite el acoplamiento entre la producción de energía y su consumo, y la mejora de la gestión en sistemas eléctricos de generación basados en energías renovables.

El funcionamiento de este sistema de almacenamiento es el siguiente:

- Cuando la potencia eléctrica producida por un parque eólico es mayor que la demanda de la red, o superior a la predicción de potencia eléctrica realizada, la potencia eléctrica sobrante se destina a un electrolizador en el que se produce la electrólisis del agua (reacción electroquímica en la que se forma hidrógeno y oxígeno). El hidrógeno se almacena, y por lo general, el oxígeno se ventea al ambiente.
- Cuando la demanda de potencia de la red eléctrica es superior a la generación, o la predicción de potencia a producir es superior a la que se da en ese instante, el hidrógeno es consumido para ajustar la producción de potencia eléctrica predicha a la real. Existen diversos modos de realizar la transformación: mediante la combustión del hidrógeno en motores de combustión interna alternativos conectados a generadores eléctricos, o mediante su consumo en pilas de combustible.
- La producción eléctrica coincide con la demanda de la red. En esta situación, no es necesario un sistema de almacenamiento.

La oferta de energía del parque eólico a la red eléctrica viene determinada por las previsiones de producción de electricidad realizadas por el gestor del parque eólico, que llega a un acuerdo económico con el operador del mercado eléctrico para surtir una cantidad de energía eléctrica en un determinado intervalo de tiempo.

La predicción de energía se realiza mediante el empleo de modelos matemáticos, utilizando series históricas de datos reales de viento en el emplazamiento del parque eólico, en conjunción con modelos matemáticos estadísticos y basados en redes neuronales de aprendizaje.

Alexandre Costa y colaboradores (Costa, Crespo, Navarro, Lizcano, Madsen, & Feitosa, 2008), realizan una revisión histórica de los distintos proyectos y aplicaciones desarrolladas para la predicción del viento desde los años 80 hasta la actualidad.

Los proyectos para predicción de la velocidad del viento más destacados son:

- Proyecto ANEMOS, englobado dentro del Quinto Programa Marco de la Unión Europea, en el que se pretendía desarrollar un sistema de predicción de viento para parques eólicos a gran escala, con un horizonte temporal de predicción de 48 horas.

Los países participantes en este proyecto fueron: Francia, Irlanda, España, Alemania, Grecia, Dinamarca y Reino Unido. Este proyecto, ha propiciado la creación de una *spin-off* (Overspeed) para la explotación comercial del modelo desarrollado.

- Proyecto IN-VENTO, financiado por el Ministerio de Educación y Ciencia de España, pretende generar un intercambio de conocimiento entre los distintos miembros del proyecto y trasladarlo a la sociedad del conocimiento. Este proyecto cuenta con la participación de CIEMAT, cinco universidades españolas y algunos colaboradores externos.(Santander Meteorology Group, 2009).
- Proyecto CASANDRA, desarrollado por la Universidad de Castilla-La Mancha, Barlovento Recursos Naturales y Gamesa Energía (Gallardo, y otros, 2003).

Existen diferentes modos de producir hidrógeno, dependiendo de la fuente primaria de energía. Holladay y colaboradores, (Holladay, Hu, King, & Wang, 2009), realizan un estado del arte de todas las técnicas existentes para la producción de hidrógeno. Si la fuente de energía es eléctrica, el hidrógeno se produce mediante la electrólisis del agua en equipos denominados electrolizadores, que serán explicados con mayor detalle en el apartado 2.4.

Para el almacenamiento de hidrógeno existen diferentes tecnologías. Las más usadas actualmente son: a presión, en forma líquida o en hidruros metálicos. La tecnología de almacenamiento más empleada en sistemas de hidrógeno para fuentes renovables es hidrógeno a media y alta presión.

Para producir energía eléctrica a partir de la energía química almacenada en el hidrógeno, existen diferentes tipos de pilas de combustible dependiendo del tipo de electrolito que emplean; éstas se encuentran descritas con detalle en numerosas publicaciones, por ejemplo, (EG&G Technical Services, 2004). Las más empleadas en estas aplicaciones son las de intercambio protónico, ya que, son las que disponen de una tecnología más desarrollada cercanas al umbral comercial y con unos periodos de arranque y respuesta cortos, al trabajar a baja temperatura (sobre los 80 °C).

En la Figura 2.7, se muestra un esquema de principio de este tipo de instalaciones híbridas en el que se puede observar cómo se encuentran conectados los diferentes equipos definidos anteriormente.

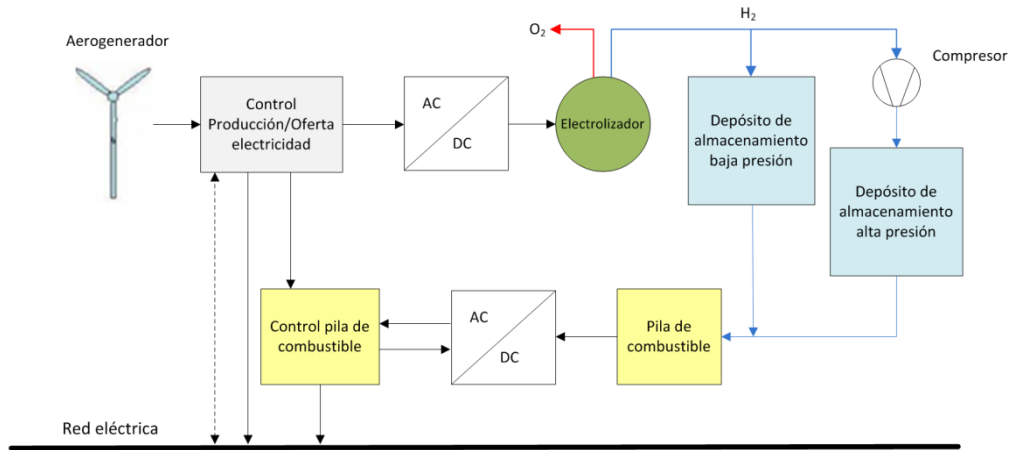


Figura 2.7: Esquema de principio de un sistema integrado eólica-hidrógeno.

El rendimiento de conversión de sistemas de almacenamiento basados en hidrógeno se sitúa entre el 25 y el 35 %. Comparados con otros, el rendimiento global de transformación es inferior, pero esta tecnología de almacenamiento presenta la ventaja de que el hidrógeno no sólo puede ser empleado para la producción de energía eléctrica, sino que también se puede destinar a otras aplicaciones como el transporte o la industria.

2.3. Aspectos generales sobre energía eólica

Un aerogenerador es un dispositivo electro-mecánico capaz de transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica. En la Figura 2.8, se muestran los componentes principales de un aerogenerador y el modo de conexión.

La potencia aerodinámica del viento (potencia disponible) es convertida en potencia mecánica (potencia aprovechada) en el eje por medio del rotor eólico, compuesto típicamente por dos o tres palas unidas al buje. Sobre el mismo buje, se coloca la caja multiplicadora. Este dispositivo es opcional y su utilización influirá en la elección del generador eléctrico, pues si se decide eliminar se deberá usar un generador multipolos. Por último, el generador eléctrico convierte la energía mecánica en eléctrica y el transformador la inyecta a la red. Tanto el alternador como el multiplicador de velocidad se alojan en la llamada góndola, que se encuentra en el extremo de una torre de sujeción.

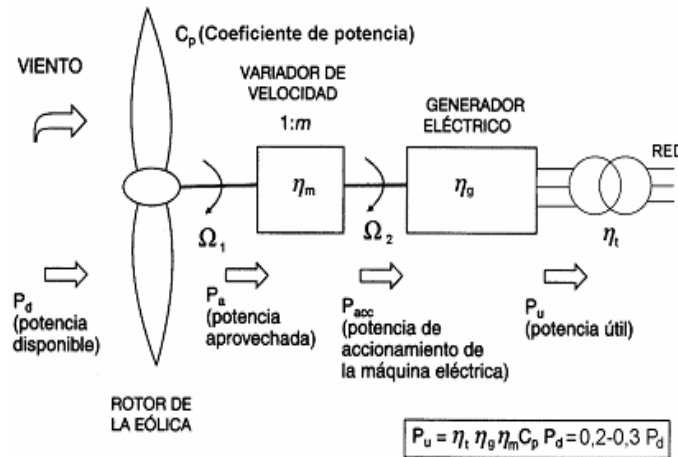


Figura 2.8: Esquema de conexión de un aerogenerador (Graciani, 2009).

Otros elementos auxiliares que componen el aerogenerador son: anemómetro (si la velocidad del viento es excesiva, suministra información al sistema de control que actúa para evitar esfuerzos mecánicos excesivos) y veleta (para orientar la góndola en la dirección del viento). En la Figura 2.9, se muestra un corte de la góndola de un aerogenerador.

Dependiendo de las condiciones de viento y de las necesidades energéticas de la red eléctrica, los aerogeneradores disponen de varios sistemas de control de potencia. Éstos, pueden actuar sobre la energía cinética captada al viento o sobre la energía eléctrica cedida a la red (a través del control del generador eléctrico). Ambas técnicas se encuentran detalladas en las siguientes referencias (Ackermann & Söder, 2002), (Burton, Sharpe, Jenkins, & Bossanyi, 2001).

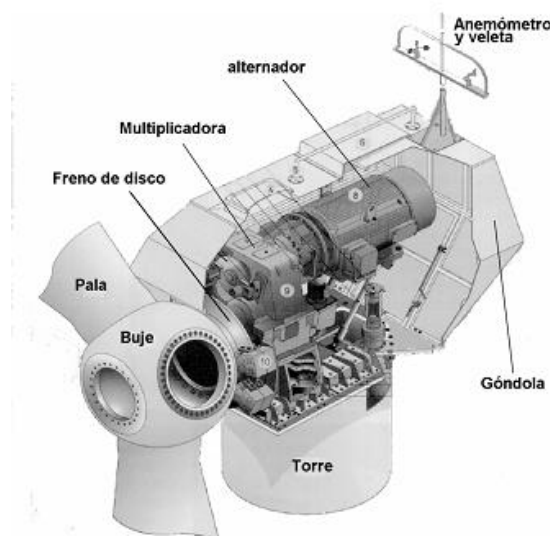


Figura 2.9: Corte de una góndola de un aerogenerador (Graciani, 2009).

El comportamiento del aerogenerador en términos de producción eléctrica, se determina por su curva característica en la que se refleja la potencia eléctrica generada por éste en función de la velocidad del viento. En la Figura 2.10, se puede ver la forma que adopta esta curva característica para distintos tipos de aerogeneradores. Estas curvas se obtienen en condiciones controladas de laboratorio según normativa de ensayo UNE-EN 61400-12. En el artículo de Ackerman y Söder (Ackermann & Söder, 2002), se describen los distintos tipos de control existentes para aerogeneradores.

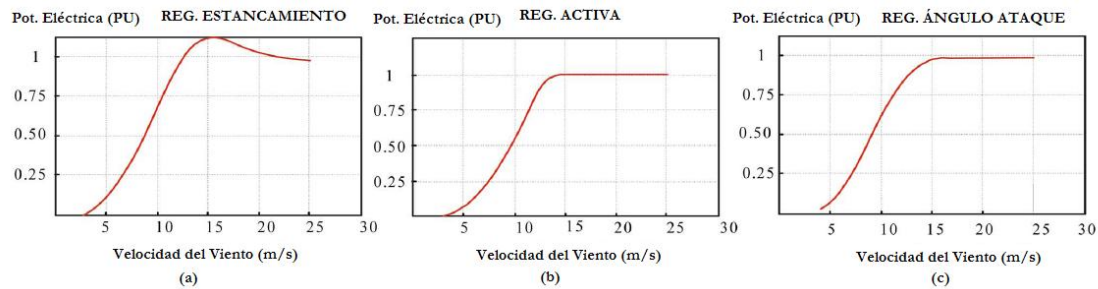


Figura 2.10: Curva característica de aerogeneradores según el tipo de control de la potencia. (a) Regulación por estancamiento. (b) Regulación activa. (c) Regulación por modificación del ángulo de ataque. (Chen, Guerrero, & Blaabjerg, 2009)

Los generadores eléctricos más empleados en aerogeneradores son: asíncronos (o de inducción) y síncronos. Las ventajas e inconvenientes de éstos, así como los diferentes modos para controlarlos, se encuentran explicados en (Baroudi, Dinavahi, & Knight, 2007).

A continuación, se exponen los últimos desarrollos de diferentes compañías fabricantes de aerogeneradores:

- La empresa americana *Clipper Windpower* anunció en el año 2007 el comienzo de un proyecto para el desarrollo de un aerogenerador de 7,5 MW que será utilizada en parques eólicos marinos de Inglaterra. Dicho proyecto, de dos años de duración, se denominó Britannia Project (Clipper Wind, 2008).
- *Enercon GmbH* cuenta ya con el modelo E-126, un aerogenerador de 6 MW de potencia nominal, un diámetro de palas de aproximadamente 126 metros y una altura de eje de 135 metros. En este modelo las palas han sido rediseñadas para ofrecer menor resistencia aerodinámica con respecto a la versión anterior (E-112). Desde el año 2006 dos prototipos se encuentran instalados en Edem, Alemania (Enercon GmbH, 2008).
- *Repower Systems AG* ha desarrollado un aerogenerador de 5 MW. Posee un diámetro de rotor de 126 metros y una altura que varía entre 100-120 metros si se encuentra en tierra y 90-100 metros si se ubica en el mar. En el año 2004 se instaló el primer prototipo y desde 2007 está a la venta el modelo comercial (REpower Systems AG, 2008).

- *Vestas Wind Systems A/S* está desarrollando el modelo V120 a partir del V90 de 3 MW. Se trata de un aerogenerador de 4,5 MW de potencia nominal y 120 metros de diámetro de palas enfocado para el uso en parque eólicos marinos. Aún está es fase pruebas y tiene prevista su comercialización para finales del año 2010 (Vestas Wind Systems A/S, 2009).
- *Gamesa Corporación Tecnológica* también está llevando a cabo el estudio de un aerogenerador de 4,5 MW denominada G128 de 120 metros de diámetro. Se tratará de un aerogenerador *offshore*. Ya ha finalizado la fase de diseño y los prototipos de los componentes ya han sido validados en bancos de ensayos. Se prevé que llegue al mercado en el año 2010 (Gamesa Corporación Tecnológica, 2009).
- *General Electric* construyó en 2003 un prototipo de un aerogenerador de 3,6 MW de potencia nominal con 111 metros de diámetro en el rotor orientado a su aplicación marina. Actualmente se encuentra en fase comercial (General Electric CO, 2009).
- *Alstom* estrenó en julio de 2009 en El Perelló (Tarragona) una turbina de 3 MW de potencia llamada ecotènia 100 (eco 100) por los 100 metros de diámetro de rotor. Su altura es de 140 metros. Constituye el primero de los cuatro aerogeneradores que se emplazarán en este parque eólico. Dicho aerogenerador es el de mayor potencia fabricado e instalado en España (Alstom Spain, 2008).

2.4. Tecnología de la producción de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua

2.4.1. La tecnología del hidrógeno en el marco energético actual

Desde mediados de los años 80, se ha empezado a hablar de la conocida como *Economía del Hidrógeno*, que se basa en un modelo energético en el que el hidrógeno pasaría a ser un vector que establecerá un nexo de unión entre las fuentes primarias de energía y los consumidores.

Los vectores energéticos actuales son los combustibles fósiles (por sí mismos también son una fuente de energía) y son los encargados de surtir la mayoría de las demandas energéticas del planeta, entre ellas la energía eléctrica. Un sistema energético basado en combustibles fósiles, tiene fecha de caducidad debido al agotamiento de estos combustibles. Por tanto, se hace necesario la aparición de nuevos combustibles que puedan abastecer las demandas energéticas, además de, nuevos esquemas de producción y consumo de energía.

Los vectores energéticos del futuro deben ser limpios, seguros, eficientes y capaces de ser generados a partir de fuentes de energía inagotables, para poder asegurar el abastecimiento al usuario final. Uno de estos vectores energéticos, es la electricidad, que es usado actualmente en el mundo entero. La electricidad es un vector versátil, ya que puede

ser producido desde varias fuentes de energía y transportado a largas distancias. La electricidad es “limpia” siempre y cuando provenga de fuentes de energía “limpias” (energías renovables). El hidrógeno es también un vector limpio, eficiente y versátil, que complementa a la electricidad de un modo satisfactorio. Juntos, estos dos vectores energéticos deberán satisfacer todas las demandas de energía de la humanidad y formarán un sistema energético permanente que no dependerá de la fuente de energía (Bockris, 1975) (Bockris & Veziroglu, 1985) (Bockris, Veziroglu, & Smith, 1991).

La transición hacia una Economía del Hidrógeno ya ha empezado. Tanto desde Estados Unidos como desde la Unión Europea, se han iniciado los pasos y se ha establecido una hoja de ruta para poder alcanzar el objetivo del hidrógeno como vector energético a medio plazo (2050).

- En el año 2002, el Departamento de Energía de Estados Unidos editó el documento “National Hydrogen Vision and Roadmap”, en el que se establecía la hoja de ruta para situar al hidrógeno como vector energético. En este documento, se establecían el estado actual de la tecnología del hidrógeno y cuáles eran los problemas que había que afrontar a corto, medio y largo plazo (United States Department of Energy, 2002).
- A raíz del VI Programa Marco, en la Unión Europea se creó la Plataforma del Hidrógeno y las Pilas de Combustible, formada por fabricantes, centros de investigación y la administración europea (European Hydrogen & Fuel Cell Technology Platform, 2003), generándose una agenda estratégica donde se definían cuáles eran los problemas tecnológicos a resolver para situar al hidrógeno como vector energético del futuro (European Hydrogen & Fuel Cell Technologic Platform, 2005). Actualmente, esta Plataforma se ha transformado en la *Joint Technology Initiative* (JTI), que canaliza las ayudas a proyectos basados en hidrógeno de la Unión Europea.

En ambas administraciones, se ha coincidido en la hoja de ruta para alcanzar la economía del hidrógeno. La hoja europea se resume en la Figura 2.11. Como se observa, ésta prevé la existencia de una gran producción de hidrógeno a partir de energías renovables para el año 2020. De ahí, que actualmente se están desarrollando experiencias demostrativas de integración de energía eólica e hidrógeno para adquirir un *know-how*, que permitan implantar estos sistemas de un modo seguro y viable tanto técnica como económicamente.

El hidrógeno, posee unas características únicas para ser un vector energético válido (Vezirolu & Barbir, 1992), (Rosa, 2003), (Fundacion para el Desarrollo de Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón, 2005). Dichas características se establecen a continuación:

- Puede ser producido a partir de multitud de fuentes de energía y consumido en multitud de equipos e instalaciones (Figura 2.12).

- Puede ser producido y convertido en electricidad con un rendimiento relativamente alto. En la Figura 2.13, se puede ver un sistema energético global donde la electricidad y el hidrógeno son producidos a partir de diversas fuentes de energía y usado en varias aplicaciones. Ambos vectores energéticos, complementan las energías renovables satisfactoriamente llevando al usuario final la energía en tiempo y cantidad necesaria. Además, tanto la energía eléctrica como el hidrógeno son vectores energéticos intercambiables en función de la necesidad, es decir, que se puede pasar de uno a otro gracias al empleo de electrolizadores o pilas de combustible, lo que da una idea del alto nivel de complementariedad de éstos.
- El hidrógeno puede ser producido a partir de agua, compuesto abundante en la naturaleza. El hidrógeno es un combustible renovable que, al quemarse o reaccionar electroquímicamente con oxígeno, produce un compuesto final limpio, agua en estado líquido o gaseoso
- Puede ser almacenado en estado líquido, gaseoso o sólido (en hidruros metálicos).
- Puede ser transportado a largas distancias mediante tuberías, tanques o camiones cisterna.
- Puede ser convertido en electricidad con una eficiencia mayor que cualquier otro combustible fósil.

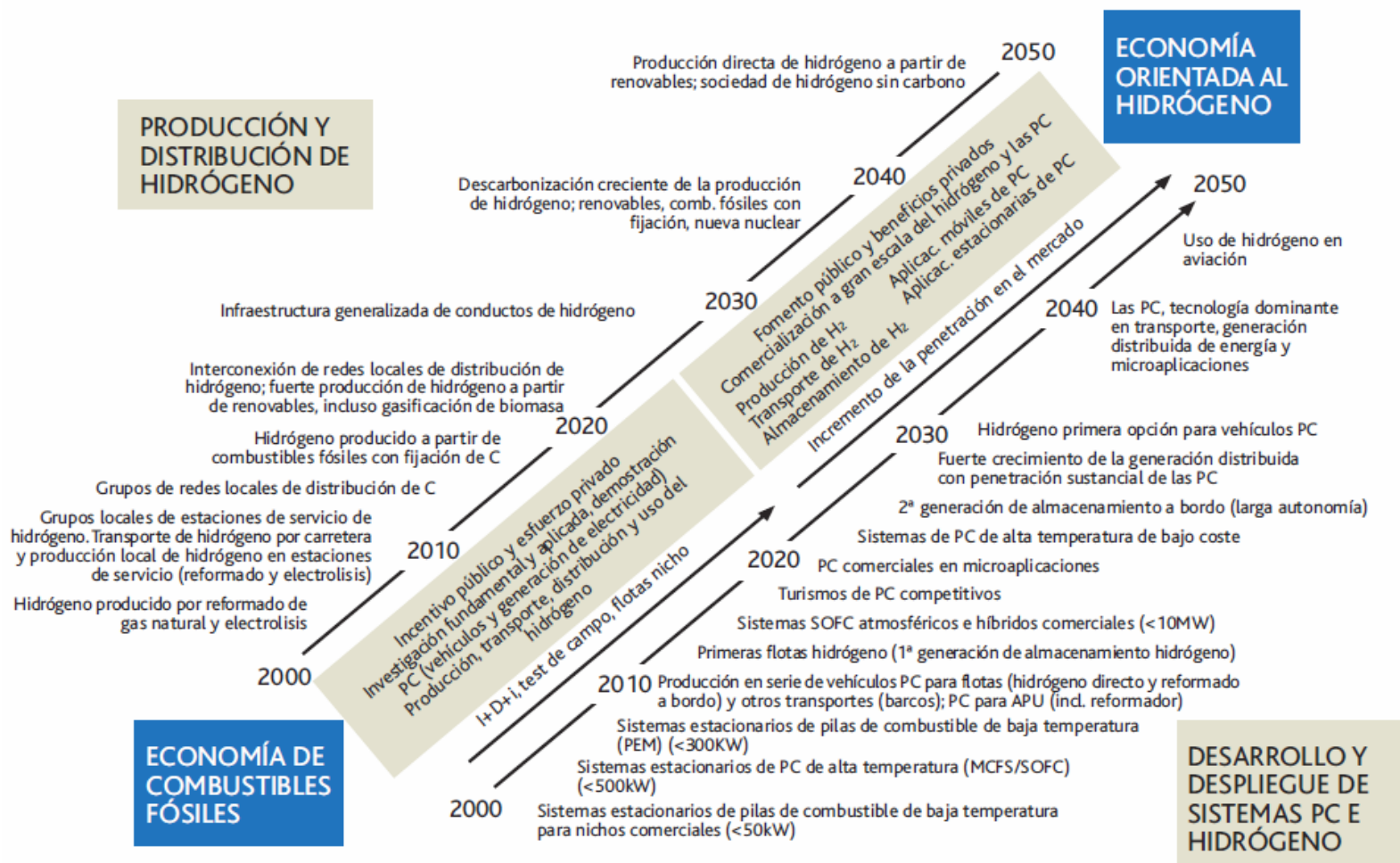


Figura 2.11: Esquema de la hoja de ruta para alcanzar una economía orientada al hidrógeno (Directorate-General for Reserach, European Commision, 2003).

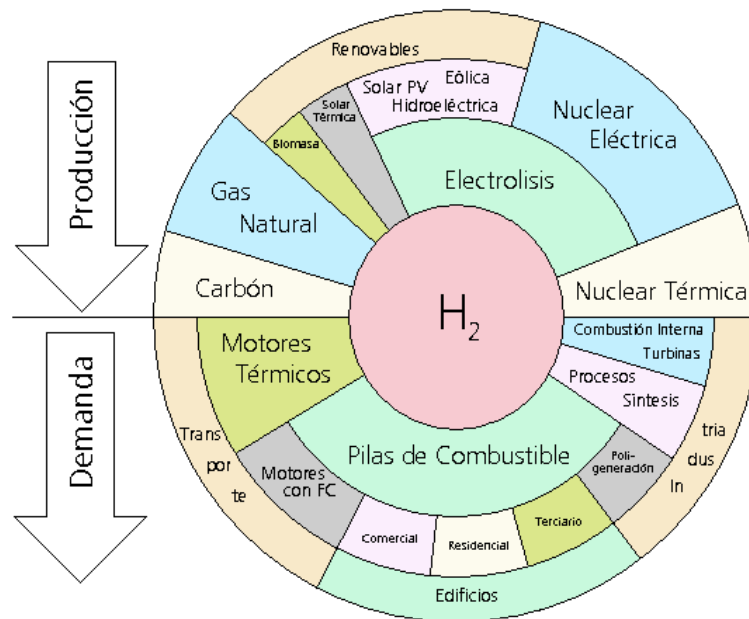


Figura 2.12: Esquema de producción y demanda de hidrógeno (Directorate-General for Reserach, European Commision, 2003).

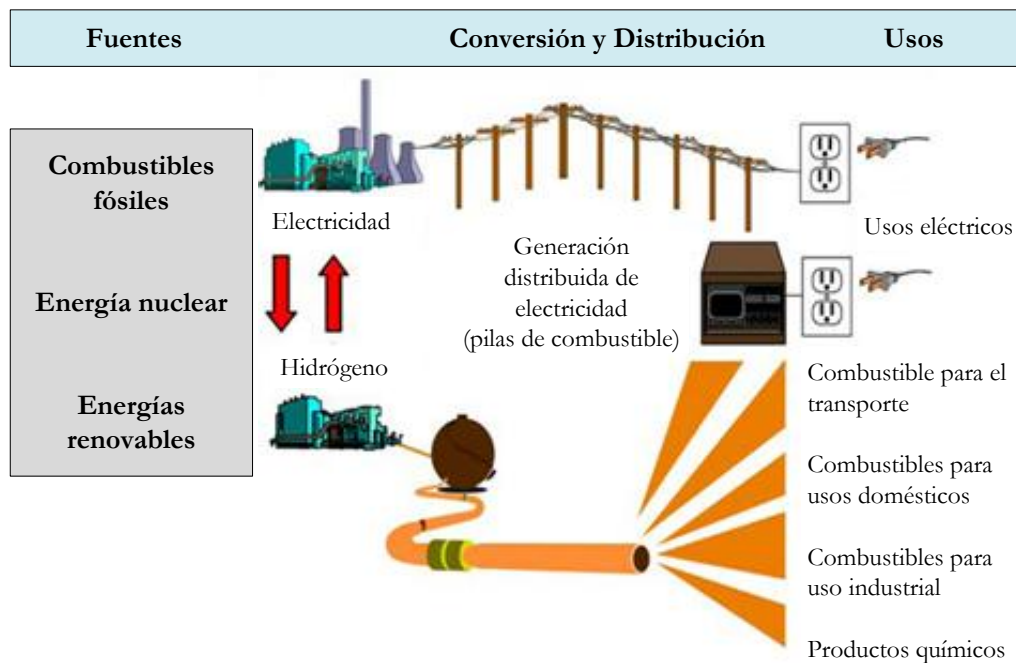


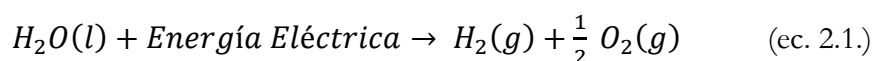
Figura 2.13: Sistema energético basado en la electricidad y el hidrógeno como vectores energéticos. (Sherif, Barbir, & Vezirolu, 2005).

Dentro de las diferentes tecnologías que engloban la producción, el almacenamiento y el consumo de hidrógeno, sólo se va a describir con detalle la producción de hidrógeno mediante la electrólisis del agua, dado que es la técnica de producción que se utiliza en instalaciones de acoplamiento de energía eólica y de la tecnología del hidrógeno. Para una visión general de las diferentes técnicas de producción de hidrógeno, se puede consultar la revisión del estado del arte realizada por Holladay y otros (Holladay, Hu, King, & Wang, 2009). Igualmente, para profundizar en las técnicas de almacenamiento de energía se puede consultar el informe realizado por la Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno de Aragón (Fundación para el Desarrollo de Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón, 2005) y para el consumo de hidrógeno se recomienda el *Handbook* de pilas de combustible realizado por EG&E Technical Services (EG&E Technical Services, 2004).

2.4.2. Electrólisis del agua

La electrólisis del agua fue descubierta en los albores de la primera revolución industrial, en el año 1789, en la que los científicos alemanes P. van Troostwijk y Diemann, concibieron la electrólisis del agua mediante la aplicación de descargas eléctricas a una masa de agua. En la Tesis Doctoral de Rosa (Rosa, 2003), se puede consultar una cronología de los desarrollos que se han llevado a cabo respecto a esta tecnología.

La electrólisis del agua consiste en la descomposición del agua en sus elementos constituyentes (hidrógeno y oxígeno), mediante el paso de una corriente eléctrica entre dos electrodos dentro de una masa de agua. La reacción electroquímica global que define la electrólisis es la siguiente:



El equipo en el que tiene lugar la electrólisis, se denomina electrolizador. Su objetivo es la producción de hidrógeno, siendo el oxígeno un subproducto de la reacción química que tiene lugar en su interior, susceptible de ser aprovechado. El electrolizador está compuesto por una serie de celdas electrolíticas y, cada una de ellas, está formada por:

- Dos electrodos, cátodo y ánodo, por los que se aplica una corriente eléctrica continua.
- Un electrolito que determina el tipo de electrolizador. Actualmente, los electrolitos más usados son los ácidos (electrolito en estado sólido) y alcalinos (líquido), formado por agua y una sustancia que ayuda en el transporte de iones entre el cátodo y el ánodo del electrolizador.

- Un diafragma o membrana, dependiendo del tipo de electrolizador, que limita el paso de compuestos entre la parte anódica y catódica de la celda, impidiendo la mezcla del hidrógeno y oxígeno producido.

En la Figura 2.14, se muestra un esquema de una celda electrolítica de un electrolizador tipo alcalino, en la que se pueden observar los diferentes componentes enumerados anteriormente.

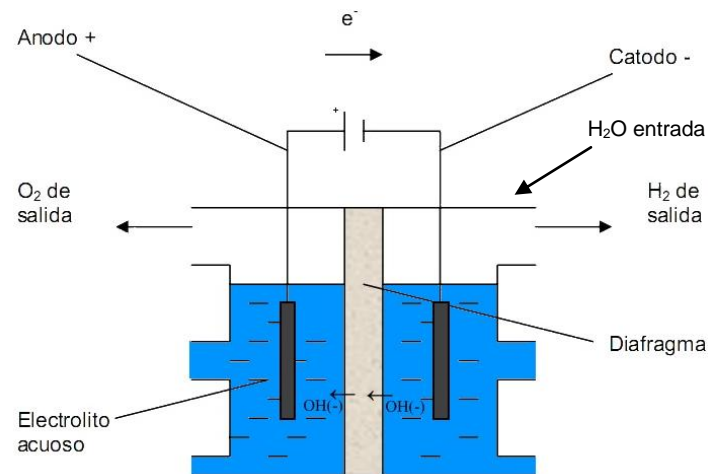


Figura 2.14: Esquema de componentes de una celda electrolítica alcalina.

Para la comprensión del proceso de electrólisis, y de la energía eléctrica y térmica que se debe emplear para la obtención de hidrógeno, es necesario realizar una serie de consideraciones termodinámicas. Éstas se encuentran explicadas en el apartado 3.2.1 del capítulo 3 de la presente Tesis Doctoral.

A modo de resumen, cada celda electrolítica del electrolizador estará sometida a una diferencia de potencial entre sus electrodos, esta diferencia de potencial (junto con la temperatura de operación del electrolizador) definirá la corriente eléctrica que está circulando a través suya. En la Figura 2.15, se muestra como es la relación entre la intensidad que circula por la celda electrolítica y la diferencia de potencial entre el ánodo y el cátodo. Como se observa, esta relación depende de la temperatura a la que se encuentre la celda electrolítica. La producción de hidrógeno, está directamente relacionada con la corriente eléctrica que circula entre los electrodos de la celda electrolítica, (ver ec. 3.26).

Como se observa en la figura inferior, para una misma diferencia de potencial eléctrico aplicada entre los electrodos de la celda, a medida que la temperatura de operación del electrolizador aumenta, la intensidad que circula por la celda es mayor, y por tanto, también es mayor la producción de hidrógeno. A modo de ejemplo, se muestra la diferencia existente entre el voltaje real a aplicar para cada intensidad y el voltaje reversible, mínimo teórico para que se produzca la electrólisis a una temperatura de operación de

80 °C. A esta diferencia se le denomina sobrevoltaje, y es función de las diferentes irreversibilidades que tienen lugar en el electrolizador. Estas irreversibilidades vienen determinadas por la cinética de las reacciones electroquímicas que tienen lugar en el proceso electrolítico, que está determinada por la estructura y composición de la interface electrolito-electrodo (Rousar, 1989) (Kordesh & Simader, 1996).

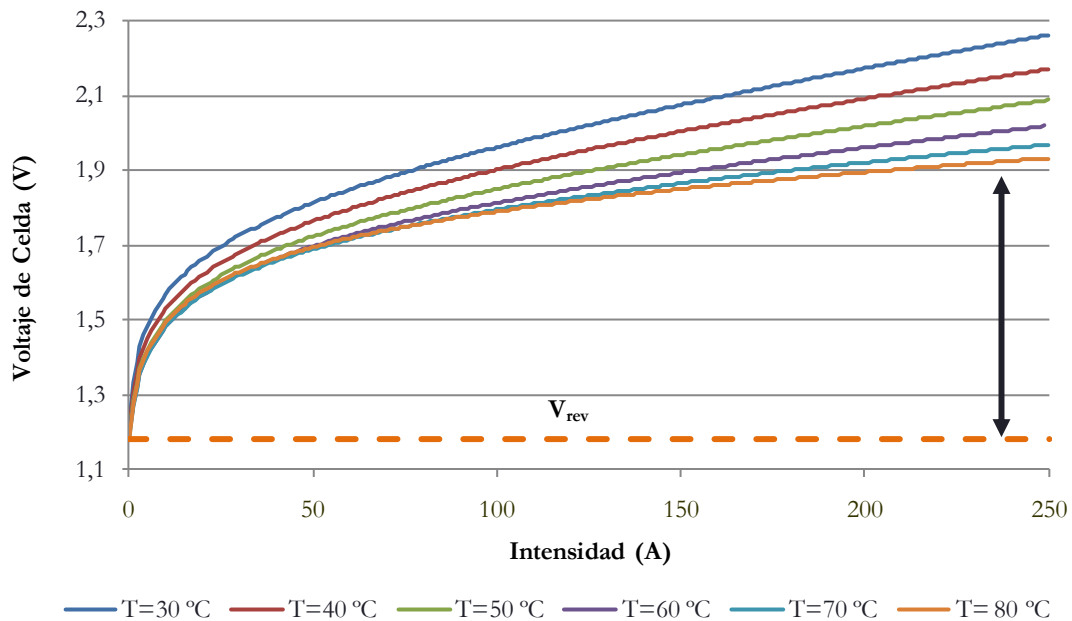


Figura 2.15: Curva Intensidad-Voltaje de un electrolizador alcalino para diferentes temperaturas.

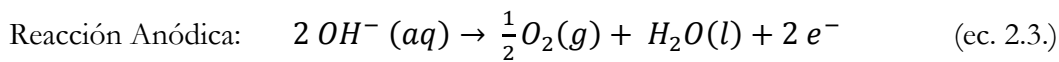
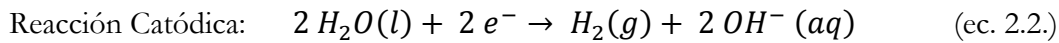
2.4.3. Tipos de electrólisis

A continuación, se exponen los principios básicos de la electrólisis alcalina y ácida, que son las empleadas en los electrolizadores comerciales actuales. El que se dé un tipo de electrólisis u otra depende, exclusivamente, del tipo de electrolito empleado en la celda electrolítica.

Posteriormente a este apartado, todos los puntos tratados se centrarán en la electrólisis alcalina por tratarse de la más extendida a nivel comercial, y por ser la más empleada en las instalaciones experimentales de integración de energías renovables e hidrógeno.

2.4.3.1. Electrólisis alcalina

El electrolito empleado en este tipo de electrolizadores está formado por una mezcla de agua con una sustancia alcalina, generalmente hidróxido de potasio (KOH) o Hidróxido de Sodio (NaOH), con una concentración que oscila entre el 25 y el 30 %, para asegurar la óptima conductividad iónica de la disolución. Las semireacciones que tienen lugar en cada uno de los electrodos se muestran a continuación:



Éstas tienen lugar en un entorno en el que confluyen materias en estado sólido, líquido y gaseoso.

El principio básico de funcionamiento de una celda alcalina se muestra esquemáticamente en la Figura 2.14. Ánodo y cátodo, se encuentran separados por un diafragma cerámico o de polisulfonato, que permite fluir los elementos en estado líquido y la corriente eléctrica, pero es impermeable a los gases.

En el compartimento catódico, se reducen dos moléculas de agua en una de hidrógeno gas y dos iones hidroxilos. El hidrógeno generado abandona el compartimento por la superficie del compartimento catódico y el ión hidroxilo migra bajo la influencia del campo eléctrico entre cátodo y ánodo a través de la membrana porosa hacia el ánodo donde se disocia en una molécula de agua y media molécula de oxígeno. El oxígeno se recombina en la superficie del compartimento anódico y escapa del mismo en forma gaseosa.

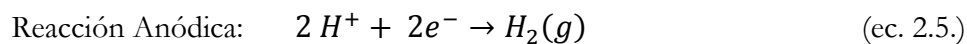
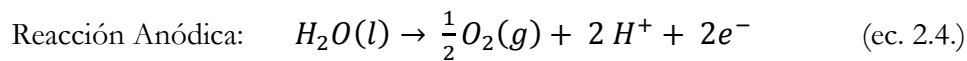
Para continuar el ciclo es necesario el aporte continuo de agua. De modo general, se realiza a través del separador de gases del compartimento catódico

Los componentes principales de la celda son ánodo, cátodo y diafragma. Los electrodos deben ser resistentes a la corrosión, deben tener buena conductividad eléctrica, adecuadas propiedades catalíticas, así como buena integridad estructural. Estos requisitos se logran utilizando ánodos de níquel, cobalto e hierro, cátodos de níquel activados catalíticamente con platino. El diafragma debe tener una resistividad a la transferencia de iones baja, su composición se basa en elementos de óxidos de níquel (Holladay, Hu, King, & Wang, 2009).

2.4.3.2. Electrólisis ácida

La electrólisis ácida, basada en electrolizadores con membrana de intercambio protónico (PEM), ha avanzado gracias al desarrollo de la tecnología de las pilas de combustible de intercambio protónico (PEMFC), debido a que comparten electrodos y membrana.

Las semireacciones que tienen lugar en cada uno de los electrodos se muestran a continuación:



En estos electrolizadores, el agua es introducida por el compartimento anódico produciéndose la separación de ésta en oxígeno y protones. Los protones, migran al cátodo a través de la membrana polimérica y se recombinan con los electrones procedentes del circuito externo, alimentado por la fuente de alimentación eléctrica, para formar oxígeno.

La electrólisis ácida presenta diversas ventajas con respecto a la alcalina (S.A. Grigoriev, 2006):

- Mayor seguridad y fiabilidad, al no existir un fluido en movimiento.
- Mayor pureza de los gases obtenidos, al no haber arrastre de electrolito.
- Las pérdidas óhmicas de la membrana son menores que las del electrolito líquido, por lo que para una misma intensidad eléctrica, el voltaje de operación de la celda electrolítica será menor.

Sin embargo, la electrólisis ácida produce mayores problemas de corrosión y desactivación en los electrodos, que provoca una menor duración (mayor mantenimiento) en los electrolizadores.

Los catalizadores usados para el tratamiento de los electrodos son: platino, iridio, rutenio y rodio (Barbir, 2005). La membrana que se suele emplear es derivada del Teflón y comercialmente es conocida como Nafion™ 117 (fabricada por DuPont) (Linkous, Anderson, Kopitzkei, & Nelson, 1998).

2.4.4. *Electrolizadores alcalinos unipolares y bipolares*

Dependiendo del modo en el que las celdas electrolíticas se conecten eléctricamente entre sí, se pueden generar dos configuraciones diferentes de electrolizador: unipolar (celdas conectadas en paralelo) y bipolar (celdas conectadas en serie). El empleo de una u otra configuración, determina el comportamiento y la presión a la que se genera el hidrógeno en éstos.

Los electrolizadores unipolares (Figura 2.16), son más fáciles de construir, operar y mantener, y el consumo de la bomba de alimentación de agua es menor al ser menor la presión de trabajo del electrolizador. Sin embargo, estos electrolizadores producen hidrógeno a baja presión, ocupan más espacio que los bipolares (para la misma producción de hidrógeno) y el embarrado eléctrico para la conexión de las distintas celdas electrolíticas es complejo (cada celda tiene que estar alimentada de modo independiente).

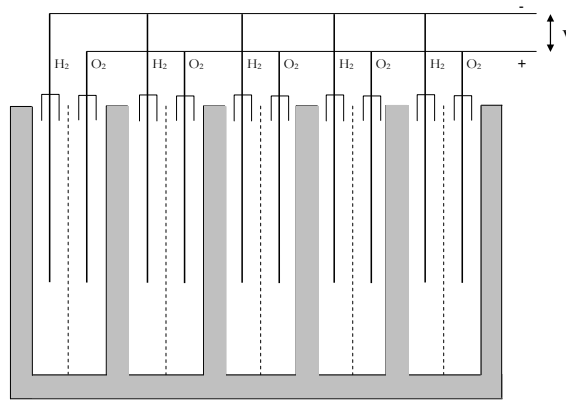


Figura 2.16: Esquema de conexión de celdas en un electrolizador unipolar.

Los electrolizadores bipolares (Figura 2.17), presentan la ventaja fundamental de que pueden ser presurizados, produciendo hidrógeno a presión (con lo que se puede mejorar la eficiencia energética de la instalación al no necesitar equipos de compresión de hidrógeno de baja a media presión) y ocupando menos espacio que los unipolares (a igualdad de producción). Además, el conexionado del *stack* es más sencillo, al tener que conectar eléctricamente a la fuente eléctrica únicamente sus extremos. Como contrapartida, el consumo eléctrico de la bomba de alimentación de agua es mayor (debido a que la presión de operación es mayor), presenta unas pérdidas eléctricas parásitas entre las distintas celdas electrolíticas, y las protecciones eléctricas deben de ser mayores, debido a que la diferencia de potencial entre bornes del *stack* es mayor.

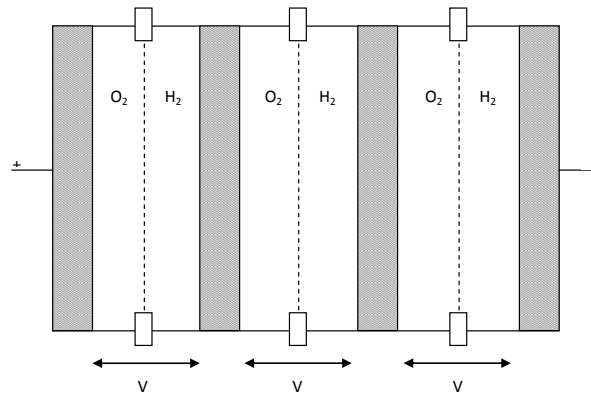


Figura 2.17: Esquema de celdas conectadas en serie en un electrolizador bipolar.

2.4.5. *Electrolizadores alcalinos comerciales*

Como se ha comentado anteriormente, la corrosión en medio ácido es más acusada que en medio alcalino. Este hecho, con clara incidencia en los costes de amortización de los sistemas, ha motivado que la mayoría de los sistemas electrolíticos de producción de hidrógeno sean del tipo alcalino. Cuando se precisa de hidrógeno a presión atmosférica se opta por electrolizadores unipolares, mientras que si se precisa de hidrógeno a presión (hasta 30 bar) se opta por configuraciones bipolares. Desde el punto de vista de la pureza, en un electrolizador alcalino se obtiene hidrógeno con una pureza de 99,8% de H_2 en volumen, el resto es oxígeno y vapor de agua. Si se precisa una pureza superior, la incorporación de una unidad de purificación adicional (secado y deoxo) permiten alcanzar una pureza de 99,999% en volumen.

A continuación, se presenta una recopilación de la información suministrada por los diversos fabricantes en sus páginas web y catálogos comerciales. Es preciso destacar que existe un margen considerable para la reducción de precios, motivado por no existir una economía de escala real en este campo dado que la mayoría de los fabricantes venden sus sistemas a medida, lo que impide una producción en serie que tendría una repercusión clara sobre el precio final.

2.4.5.1. Cassale Chemicals S.A. (Accagen)

Casale Chemicals S.A. es una empresa suiza radicada en Lugano, suministradora de electrolizadores bipolares en el rango 0,5-100 Nm³ H₂/h. El diseño de los equipos permite una operación bajo presión hasta 30 bar, una pureza de 99,8 % de H₂ en volumen que, tras un proceso de purificación, puede alcanzar 99,999 % en vol. El diseño y construcción de los equipos ha superado las normas de seguridad de diversos organismos certificadores y es el único equipo asegurado por Lloyds para su operación en plataformas de perforación petrolíferas marinas. El diseño de los electrolizadores fue de Metkon-Alyzer, compañía que fue finalmente absorbida por Casale Chemicals S.A.

Sus equipos se han utilizado en diversas experiencias de acoplamiento de sistemas de producción de hidrógeno a fuentes de energías renovables.

Cassale, ha desarrollado nuevos electrolizadores especialmente indicados para la producción intermitente que permiten incrementar la eficiencia del *stack* en un 15% (R. Steinberger, 2000).

A modo indicativo, el coste de una unidad de 10 Nm³ H₂/h con una pureza de 99,8% vol y 10 bar es de unos 190.000 euros.

Actualmente, la división de electrolizadores de Cassale Chemicals está establecida de modo independiente como compañía, denominada Accagen.

2.4.5.2. ErreDue

La compañía italiana ErreDue es fabricante de equipos electrolíticos que sacrifica aspectos de seguridad, control y supervisión a cambio de ofertar equipos a bajo precio. El consumo específico de sus unidades es de unos 6 kWh/Nm³ de H₂ producido y la pureza estándar de 99,7% vol. La presión habitual de sus equipos es de 6 bar, aunque, bajo pedido, puede llegar a 10 bar.

El coste de una unidad de 1 Nm³ H₂/h a 6 bar es de unos 18.000 euros. En comparación con otros fabricantes, la diferencia en precio viene motivada por la ausencia de diversos equipos y sensores que redundan negativamente en la seguridad del sistema.

2.4.5.3. IHT

Empresa suiza que adquirió la tecnología de producción de electrolizadores a alta presión de Giovanola. Se dedica a la fabricación de grandes electrolizadores bipolares que trabajan a una presión de 25 bar y presentan producción de 760 Nm³/h de hidrógeno. Los electrolizadores ofrecidos por IHT presentan un consumo específico bajo comparado con otros fabricantes, aproximadamente 4,6 kWh/Nm³ H₂.

Sus electrolizadores se encuentran instalados en varias industrias a lo largo del mundo. Concretamente en Suiza, una fábrica de piezas de cuarzo para relojes, cuenta en sus instalaciones con dos electrolizadores de 4 MW.

Actualmente, IHT ha firmado un acuerdo de colaboración con la Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno de Aragón, para el desarrollo conjunto de un electrolizador de 63 kW para su acoplamiento a fuentes de energía renovable (Correas, Aso, Romero, Burkhalter, & Hermosilla, 2008).

2.4.5.4. Hydrogen Systems

Hydrogen Systems N.V. es una empresa belga diseñadora y fabricante de electrolizadores en el rango 1 a 60 Nm³ H₂/h. La presión de operación máxima de éstos es de 10 bar y el consumo de energía específica de 4,2 kWh/Nm³ H₂, que asciende hasta 4,8 kWh/Nm³ H₂ si se considera el consumo energético en la planta de ósmosis inversa que acondiciona el agua de alimentación al electrolizador.

Actualmente desarrollan un electrolizador capaz de operar a 30 bar. Los requerimientos de agua de refrigeración son de 50 l/Nm³ H₂ a una temperatura máxima de 15°C.

El coste de una unidad de 10 Nm³ H₂/h operando a 10 bar es de 130.000 euros y una unidad purificadora que aumente la pureza del hidrógeno obtenido hasta 99,999 % en volumen es de 35.000 euros. Un aumento en la presión de operación desde 10 hasta 25 bar supone un aumento de coste de un 20%.

2.4.5.5. Statoil (Hydro)

Empresa Noruega, que emplea tecnología de GHW para el diseño de electrolizadores alcalinos presurizados. Actualmente, se encuentra trabajando en electrolizadores que operan a 30 bar de presión con una producción nominal de 130 Nm³ H₂/h y un consumo específico de 4,2 kWh/Nm³ H₂.

El objetivo actual de esta compañía es aumentar la oferta de electrolizadores, desarrollando modelos específicos con producción de hidrógeno que varían entre los 460 y

los 570 Nm³/h, mejorando el sistema de alimentación eléctrico del *stack* para reducir el consumo específico hasta 4,1 kWh/Nm³ H₂, con la posibilidad de operar el electrolizador entre el 5 y el 100% de su rango de potencia, con tiempos de respuesta inferiores a 200 milisegundos.

También están comenzando a desarrollar electrolizadores tipo PEM.

Para el proyecto UTSIRA, descrito en el apartado 2.6.11, Statoil desarrolló un electrolizador alcalino de 48kW con una producción de 10 Nm³ H₂/h. El coste de esta unidad rondó los 290.000 euros.

2.4.5.6. Proton Energy

Proton Energy Systems es una empresa radicada en Estados Unidos que, recientemente, ha comercializado un electrolizador ácido basado en membrana de intercambio de protones con capacidades comprendidas entre 0,5 (para el modelo HOGEN[®] 20) y 10 Nm³ H₂/h (para el modelo HOGEN[®] 380). El consumo de energía específica es superior al de los electrolizadores alcalinos, 6 kWh/Nm³ H₂.

El coste del modelo HOGEN[®]380, con una pureza del hidrógeno producido de 99,999% vol a 13 bar, es de 260.000 euros. Este electrolizador ha sido empleado en el proyecto Hidráulica, descrito más adelante.

Los electrolizadores de baja producción de Proton Energy han sido empleados en varias plantas demostrativas de la integración de fuentes de energía renovable y la tecnología del hidrógeno, como los proyectos Wind2H2 (Estados Unidos) e I²THER (España). Según comentarios de los operarios de estos proyectos, la ventaja de estos electrolizadores es su facilidad de operación y su fiabilidad.

2.4.5.7. Hydrogenics

Hydrogenics es el mayor proveedor de equipos para la tecnología del hidrógeno a nivel mundial. Su central se encuentra en Canadá, pero cuenta con oficinas en Bruselas y Japón. La división de electrolizadores parte de tecnología de la empresa Stuart Energy, que fue absorbida por Hydrogenics.

Dentro de su catálogo cuentan con la serie de electrolizadores alcalinos HySTAT[™], con unas potencias que varían entre los 15 y los 60 kW. Estos electrolizadores cuentan con unas celdas electrolíticas patentadas denominadas IMET[®]. La presión de trabajo es de 10 bar, la pureza del hidrógeno producido es de 99,998% y el consumo específico es 5,2 kWh/Nm³ H₂. El rango de operación varía entre el 40 y el 100% de la potencia máxima, y

operan en función de la demanda de hidrógeno, manteniendo como consigna mantener la presión de trabajo.

En la actualidad están trabajando en un nuevo sistema de control eléctrico de estos equipos para su acoplamiento a fuentes de energías renovables, de modo que la producción de hidrógeno se ajuste a la “oferta” de energía y no a las necesidades de hidrógeno (modo de operación tradicional de electrolizadores que trabajan de modo estacionario conectados a la red).

Un modelo de la gama HySTAT, con una producción nominal de hidrógeno de 60 Nm³/h, se ha instalado el proyecto Sotavento, el coste de este equipo fue de 577.000 euros.

2.5. Principios básicos de operación de sistemas integrados con almacenamiento en hidrógeno

Cuando en un parque eólico (para producción de energía eléctrica a gran escala) o en un aerogenerador (para sistemas aislados) se incluye la tecnología del hidrógeno, se habla de sistemas integrados eólica-hidrógeno. El objetivo de la tecnología del hidrógeno es servir de sistema de almacenamiento de energía, por medio del hidrógeno, de modo que se produzca un acoplamiento entre la fuente de energía primaria (energía eólica) y el consumo de energía, que puede ser de tipo eléctrico o directamente asociada al consumo de hidrógeno (para aplicaciones móviles o industriales).

El modo de operación de estos sistemas integrados, da respuesta a distintas necesidades del explotador del sistema. Entre otros modos de operación, se pueden citar:

- **Minimización de los desvíos** de energía eléctrica de un parque eólico. Los operadores del parque, tienen la posibilidad de vender la energía eléctrica producida por el parque en el mercado eléctrico, para ello, deben realizar una predicción de la energía eléctrica que pueden surtir a la red en un determinado periodo de tiempo. En la mayoría de las situaciones, esta predicción de energía eléctrica no coincide con la producida realmente en este periodo de tiempo, de ahí que sea interesante un sistema de almacenamiento de energía capaz de absorber estos desvíos y evitar las penalizaciones a que daría lugar. Cuando la potencia eléctrica producida sea superior a la que hay que destinar a la red (la potencia predicha por el operador), el exceso de potencia en ese instante de tiempo se destina al electrolizador para la producción de hidrógeno, que es almacenado. Al contrario, cuando la potencia eléctrica que hay que ceder a la red eléctrica es inferior a la producida por el aerogenerador (o conjunto de éstos) se consume el hidrógeno en un dispositivo para la producción de energía eléctrica (motor de combustión interna alternativo o pila de combustible).

- También, se puede operar el sistema integrado de modo que en los periodos en los que la energía eléctrica se vende a un precio bajo (horas valle), en vez de venderse a la red eléctrica, se envía al electrolizador para la producción de hidrógeno. En los periodos en los que el precio de venta de la electricidad es alto, se destina el hidrógeno a un dispositivo de producción de energía eléctrica. En este modo de operación, el objetivo es **maximizar los beneficios económicos** del parque eólico.

En ambos casos, el objetivo es gestionar mejor un recurso variable de modo que se maximice la integración de las energías renovables en el mercado eléctrico.

Se pueden encontrar distintas tipologías de instalaciones: únicamente de producción y almacenamiento de hidrógeno (J. Linnemann, 2007), para acoplamiento de la generación y la demanda de energía eléctrica “*wind-balance*” (Khan & Iqbal, 2009), (Bernal-Agustín & Dufo-López, 2008) y para instalaciones eléctricas aisladas “*mini-grids*” (Korpas & Greiner, 2008). También suelen existir instalaciones combinadas de producción de hidrógeno para su consumo fuera de la instalación y de producción de electricidad (Aguado, y otros, 2009), en todas estas configuraciones, el aerogenerador (o conjunto de aerogeneradores), el electrolizador, convertidores de energía eléctrica y el almacenamiento de hidrógeno, son elementos comunes en todas las instalaciones. Dependiendo de la tipología, aparecen además otra serie de dispositivos, como por ejemplo: pilas de combustible motores de combustión interna alternativos, baterías, supercondensadores, etc.

Desde un punto de vista teórico, existen situaciones en las que no son necesarios el empleo de convertidores de energía eléctrica. Esto depende del tipo de aerogenerador y de su sistema eléctrico de conexionado a la red. En el artículo de Ricardo J. Mantz, se describen los distintos tipos de conexionado entre un aerogenerador y un electrolizador (Mantz & de Battista, 2008).

Los electrolizadores empleados en estos sistemas pueden ser: alcalinos o tipo PEM; aunque la mayoría de las instalaciones experimentales emplean electrolizadores alcalinos, al presentar un mayor rendimiento y un menor coste comparados con los tipo PEM.

Del mismo modo, existen diferentes sistemas de almacenamiento de hidrógeno (a presión, licuado, o por medio de hidruros metálicos). En general, el sistema de almacenamiento empleado, tanto en las simulaciones teóricas que aparecen en las referencias bibliográficas, como en las instalaciones experimentales, es hidrógeno a presión, considerando dos niveles de almacenamiento, uno a baja/media presión (que coincide con la presión de salida del hidrógeno producido en el electrolizador) y otro a alta presión, en el que se suelen emplear botellas comerciales a 200 bar. Para llevar el hidrógeno desde la presión de salida del electrolizador a las botellas de alta presión se emplean compresores de una o varias etapas.

A continuación, se describen los principios básicos y el esquema de conexionado típico de sistemas integrados de energía eólica e hidrógeno dependiendo de la finalidad de éstos.

2.5.1. Sistemas integrados para la producción de hidrógeno

Este tipo de sistema está destinado a la producción de hidrógeno a gran escala para su posterior empleo en la industria o como combustible en el sector transporte. En la Figura 2.18, se puede ver un esquema del sistema, en el que únicamente aparece el aerogenerador (o parque eólico), conectado al electrolizador y éste, a su vez, al sistema de almacenamiento.

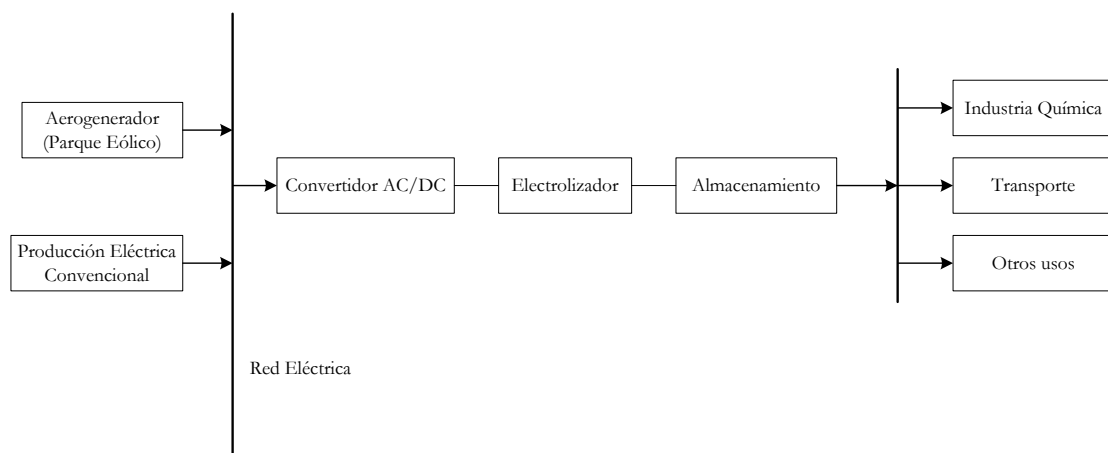


Figura 2.18: Esquema de principio de un sistema integrado para la producción de hidrógeno.

Como en el resto de tipologías que se presentarán en los siguientes apartados, es necesario disponer de un sistema de conversión de corriente eléctrica entre la salida del aerogenerador y el electrolizador, ya que el aerogenerador produce la energía en corriente alterna y el electrolizador la consume en corriente continua.

Si el aerogenerador dispone de un generador eléctrico doblemente alimentado, también puede ser conectado en la línea de corriente continua existente entre el inversor y el convertidor, necesarios para alimentar al rotor de éste.

El aerogenerador o parque eólico no se destina exclusivamente a la producción de hidrógeno, sino que su objetivo fundamental es la producción de energía eléctrica, y en los momentos en los que por razones económicas, precio de venta de energía bajo o exceso de producción de energía eléctrica (se incurren en penalizaciones), o razones técnicas (evacuación de la energía eléctrica en redes débiles, etc.), se destina parte o el total de la generación de energía eléctrica a la producción de hidrógeno.

Cuando el tanque, o los tanques de almacenamiento, alcanzan su capacidad máxima de hidrógeno, el electrolizador se desconecta, no volviendo a funcionar hasta que haya disminuido la cantidad de hidrógeno en los depósitos.

2.5.2. Sistemas integrados para acoplar la producción y la demanda de energía eléctrica

Como se observa en la Figura 2.19, además de los elementos empleados en la tipología anterior, en ésta deben aparecer equipos de consumo de hidrógeno para la producción de energía eléctrica. Los equipos de consumo de hidrógeno que se suelen usar en este tipo de sistema son pilas de combustible (tipo PEM) o motores de combustión interna alternativos (MCIA).

El objetivo de este modo de funcionamiento es utilizar el hidrógeno como elemento almacenador de energía para intentar ajustar la producción de energía eléctrica con su demanda, y de este modo minimizar los desvíos.

El esquema de operación de este modo se explica a continuación:

- Cuando la generación real de energía eléctrica es mayor que la ofertada por el gestor del parque eólico (a enviar a la red eléctrica), la energía eléctrica en exceso se deriva al electrolizador. En la mayoría de las ocasiones, no todo el exceso de energía eléctrica producida por el parque eólico podrá ser aprovechada por el electrolizador, ya que existe una limitación debida a la potencia eléctrica máxima que es capaz de absorber éste. Un dimensionamiento adecuado del sistema, tendrá como objetivo maximizar el aprovechamiento de este exceso de energía.
- El hidrógeno producido por el electrolizador se almacena en el sistema de almacenamiento, que por lo general, contará con dos depósitos, uno de baja/media presión y otro de alta presión.
- Cuando la energía eléctrica ofertada es superior a la generación eléctrica real del parque eólico, entra en funcionamiento la pila de combustible o el MCIA para intentar paliar el déficit de energía eléctrica. Para la producción de energía eléctrica se demanda hidrógeno de los depósitos de almacenamiento.

La estrategia de llenado y vaciado de los depósitos de hidrógeno también hay que considerarla. Ésta, se fundamenta en la optimización del consumo energético del compresor de hidrógeno:

- En el proceso de producción de hidrógeno, se comenzará a llenar el depósito de baja presión. Si se alcanzará su nivel máximo de llenado, comenzaría a llenarse el depósito de alta presión, entrando en funcionamiento el compresor.

- En el proceso de consumo de hidrógeno, se usará primero el hidrógeno del depósito de baja presión. Cuando se alcance su nivel mínimo de almacenamiento, se demandaría hidrógeno del depósito de alta presión.

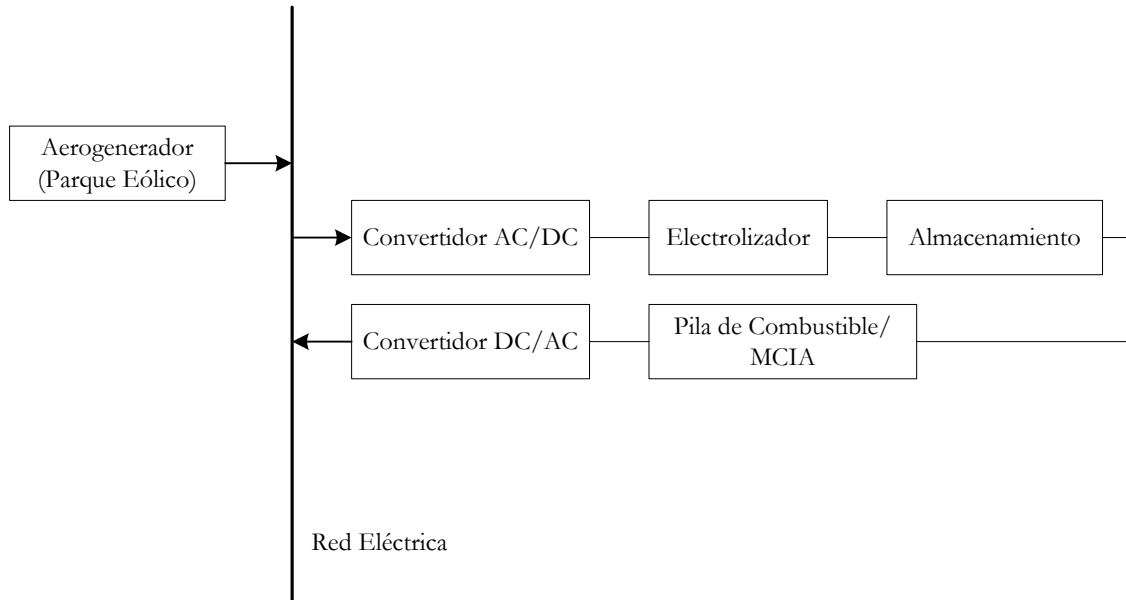


Figura 2.19: Esquema de principio de un sistema integrado para el acoplamiento de producción y demanda de energía eléctrica.

2.5.3. Sistemas integrados en redes eléctricas aisladas

Las redes eléctricas aisladas, son sistemas eléctricos que se pueden encontrar en islas o lugares remotos de difícil acceso para la red eléctrica general de un país. Presentan la particularidad de que la capacidad de transporte eléctrico de las líneas es bajo, y la reglamentación sobre la calidad de la energía eléctrica (frecuencia y rizado) es mayor que en redes eléctricas grandes. Además, la penetración de las energías renovables en el sistema eléctrico está más limitada, ya que variaciones de producción con respecto a la predicción hace que el sistema corra peligro de ser inestable y producir cortes de suministro.

Estos sistemas integrados en redes eléctricas aisladas se asemejan a los sistemas definidos en el apartado anterior, ya que el objetivo es aprovechar, de un modo óptimo, la producción eléctrica de un parque de aerogeneradores para ceder esta energía a la red de suministro eléctrica. Esto se debe realizar almacenando energía en los momentos en los que la producción eléctrica es mayor que la demanda, y viceversa, cediendo energía eléctrica cuando la producción del parque eólico es menor que la demanda.

Pero además, este tipo de plantas suelen contar con más elementos de producción de energía eléctrica, como Motores de Combustión Interna Alternativos (MCIA) movidos por combustible (diesel generalmente) conectados a generadores eléctricos, con lo que se

consigue que la alimentación de energía eléctrica del electrolizador pueda provenir de varias fuentes.

En este tipo de tipología, la tecnología del hidrógeno también es usada como carga eléctrica que permite estabilizar el voltaje y la frecuencia eléctrica de la red eléctrica (Miland, Glöckner, Taylor, Aaberg, & Hagen, 2006) (Troncoso & Newborough, 2010).

En la Figura 2.20, se puede ver un esquema de principio de este tipo de instalaciones.

El sistema de control de estas instalaciones suele ser más costoso, y las especificaciones de los convertidores DC/AC son más restrictivas para asegurar una buena calidad de la energía eléctrica.

La aportación de las energías renovables en este tipo de sistemas aislados suele ser del 10% (Oprisan, 2007).

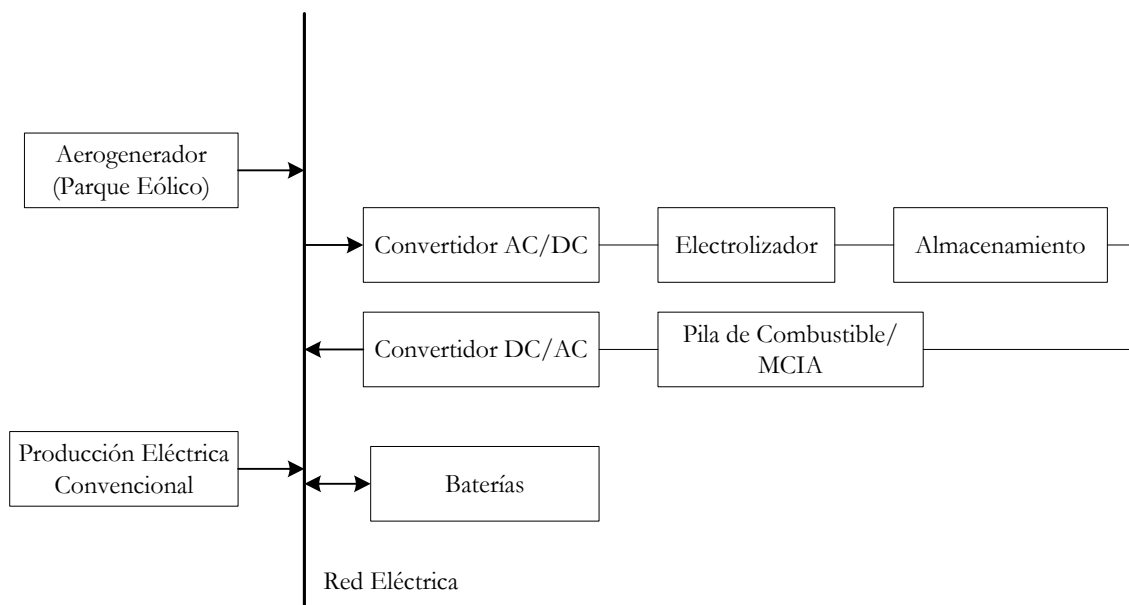


Figura 2.20: Esquema de principio de un sistema integrado para redes eléctricas aisladas.

2.6. Descripción de instalaciones experimentales de sistemas integrados de energía eólica e hidrógeno

A nivel mundial, se han desarrollado una serie de instalaciones experimentales para demostrar la viabilidad de la producción y el empleo de hidrógeno como almacenamiento de energía eléctrica, y desarrollar estrategias de operación que permitan aumentar la penetración de la energía eólica en el sector energético. Estas instalaciones responden a las tipologías descritas en el apartado anterior.

En los siguientes subapartados, se describen los últimos proyectos de integración de energía eólica e hidrógeno y se indican las lecciones aprendidas por los operadores de éstos. Es necesario comentar en este punto, que si bien existe información sobre el emplazamiento y constitución de las instalaciones, es difícil encontrar en la bibliografía datos pormenorizados relativos a su operación.

Del presente estado del arte, se ha descartado describir en profundidad las instalaciones que por el tamaño del electrolizador (potencia nominal por debajo de 10 kW) no son significativas, siendo su objetivo adquirir un conocimiento previo en sistemas de control y acoplamiento de los equipos (aerogenerador, electrolizador, sistema de almacenamiento de hidrógeno, etc.). Al finalizar este apartado, se muestra una tabla (Tabla 2.4) con el tamaño de los componentes principales de estas instalaciones y las referencias bibliográficas donde se puede encontrar más información.

2.6.1. *Hidráulica (España)*

Esta planta experimental de empleo de hidrógeno como elemento de almacenamiento de energía eléctrica para el acoplamiento de la producción y la demanda, se encuentra situada en el parque eólico de Tahivilla, en el término municipal de Tarifa, Cádiz (España). El proyecto fue financiado por ENDESA, Corporación Tecnológica de Andalucía y la Agencia de Innovación y Desarrollo de Andalucía (IDEA), cuenta con la colaboración de las empresas INERCO y Green Power Technologies, y con el Centro Tecnológico AICIA. La planta comenzó a construirse en 2007, estando en la actualidad en operación.

El sistema de hidrógeno se encuentra conectado a la red eléctrica del parque eólico.

La instalación consta de:

- Parque eólico de 80 MW.
- Electrolizador tipo PEM, con una producción de hidrógeno en condiciones nominales de 11,1 Nm³/h y un consumo eléctrico de 60 kW.
- Sistema de almacenamiento de hidrógeno a presión, formado por un depósito de media presión de 82,5 Nm³ a 15 bar y otro a alta presión de 10 Nm³ a 200 bar.

- Pila de combustible tipo PEM de la compañía Hydrogenics, con una potencia eléctrica nominal de 12 kW.

Como se observa, los tamaños de los equipos utilizados (electrolizador, sistema de almacenamiento y pila de combustible) no están en consonancia con el tamaño del parque eólico al que está conectado. A priori, la capacidad de corrección de desvíos energéticos entre la producción eléctrica del parque eólico y la demanda de la red eléctrica por parte de la tecnología del hidrógeno es pequeña, pero hay que tener en cuenta que el objetivo técnico específico era analizar el comportamiento de los componentes al estar conectados a la red eléctrica de un parque eólico, y esto se puede conseguir independientemente del tamaño. Adicionalmente, tamaños superiores de los equipos harían el proyecto inviable desde un punto de vista económico.

Los estudios teóricos previos de esta instalación confirmaron el aumento de penetración de la energía eólica en el sistema eléctrico con el empleo de la tecnología del hidrógeno. Durante el periodo de construcción y puesta a punto de la instalación se han obtenido las siguientes conclusiones (Endesa Generacion, 2009):

- Se debe mejorar el inversor de energía eléctrica DC/AC de conexión de la pila al sistema eléctrico debido a fallos continuos en la frecuencia del rizado del lado de alterna del inversor.
- Implementación de mejores sistemas de comunicación entre el sistema de control de los equipos y el sistema de control general de la planta experimental.
- Alto nivel de armónicos en la potencia eléctrica de salida de los aerogeneradores que provocan fallos en el convertidor AC/DC del electrolizador.
- Continuos fallos en el sistema de alimentación de agua desionizada al electrolizador.

2.6.2. Sotavento Project (España)

Esta planta experimental se encuentra situada en la localidad de Xermade, Galicia (España), dentro de las instalaciones del parque eólico de Sotavento. Este proyecto está promovido y financiado por la compañía Gas Natural SDG, con la colaboración de la Consellería de Innovación, Industria y Comercio de la Xunta de Galicia y el Parque Eólico Experimental Sotavento. La planta experimental se puso en funcionamiento en octubre de 2007.

El objetivo del sistema de hidrógeno, es acoplar la producción y la demanda de energía eléctrica respondiendo el sistema a la configuración de este tipo de instalación descrita en el apartado 2.5.2.

La instalación está compuesta por (Rey, 2008):

- Un parque eólico de 17,56 MW compuesto por 24 aerogeneradores de distintas potencias eléctricas (entre 660 y 1320 kW) (Sotavento Galicia, 2009).

- Electrolizador alcalino, de la compañía Hydrogenics, con una producción nominal de $60 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de hidrógeno con un consumo eléctrico de 288 kW, constituido por cuatro *stacks* de 64 celdas cada uno y una presión de salida de hidrógeno de 10 bar.
- Un sistema de almacenamiento de hidrógeno a presión con una capacidad de 1.960 Nm^3 a 200 bar. El compresor de hidrógeno está formado por cuatro cilindros y el proceso de compresión está escalonado en tres etapas con refrigeración intermedia.
- Motor de combustión interna alternativo conectado a un generador eléctrico. La producción eléctrica en condiciones nominales es de 55 kW, con un consumo de hidrógeno por parte del motor de $70 \text{ Nm}^3/\text{h}$. La arquitectura del motor es de 6 cilindros en línea, con un régimen de giro de 1500 r.p.m.

En la Figura 2.21, se puede observar una vista general de las instalaciones.

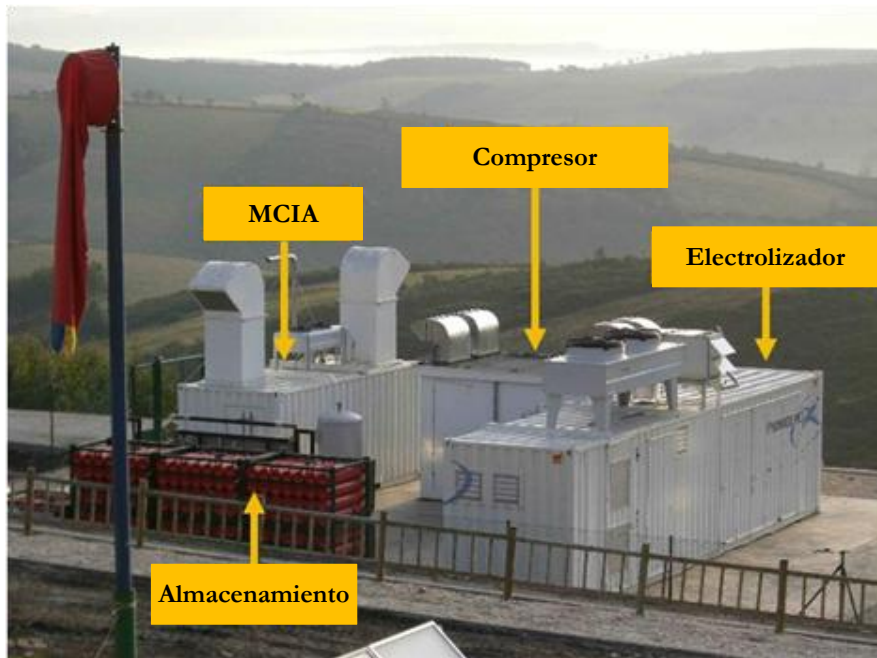


Figura 2.21: Instalaciones del proyecto Sotavento (Rey, 2008).

Desde diciembre de 2008, la instalación está operativa y en la actualidad se están centrando en la caracterización de los componentes. En la operación, se han presentado problemas con los armónicos de la señal eléctrica proveniente de los aerogeneradores que provocan problemas de funcionamiento del convertidor AC/DC del electrolizador (Rey, 2009).

2.6.3. *ITHER Project (España)*

El proyecto ITHER (Infraestructura Tecnológica para el Hidrógeno y las Energías Renovables), fue puesto en marcha en el año 2005 promovido por la Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón, con una financiación de 3 millones de euros por parte del Ministerio de Educación y Ciencia, a través del programa de Proyectos Singulares y Estratégicos. Este proyecto, ha sido galardonado con el Premio Nacional de Ingeniería del año 2008.

El objetivo del proyecto fue construir y operar una infraestructura en la que tengan cabida diversas fuentes de generación de energía eléctrica de tipo renovable (solar fotovoltaica y eólica) y la tecnología del hidrógeno. Dentro de las fuentes de energía renovable, se ha buscado estudiar diferentes tipologías tanto de campos fotovoltaicos como aerogeneradores (Correas, Aso, Romero, Burkhalter, & Herмосilla, 2008). En concreto, la instalación cuenta con:

- 60 kW de paneles fotovoltaicos fijos montados sobre marquesinas de aparcamiento. Los modelos empleados son el TFC 210-W de la compañía MSK, monocristalinos de 210 Wp. El campo fotovoltaico está conectado a la red mediante 6 inversores de 10 kW cada uno. 40 kW de paneles fotovoltaicos de diferentes tecnologías montados en cuatro seguidores de dos ejes. 1 kW de paneles fotovoltaicos de concentración con seguimiento en dos ejes. 0,7 kW de paneles fotovoltaicos de lámina delgada montados sobre la cubierta del edificio de la Fundación.
- Tres aerogeneradores con varias potencias eléctricas (80, 225 y 330 kW) y diferentes tipos de generadores eléctricos (2 asíncronos y 1 síncrono). Los modelos instalados son: Lagerway LW18, Vestas V29 y Enercon E32.
- Dos electrolizadores: uno alcalino de 63 kW fabricado por IHT que actualmente se encuentra en fase de puesta a punto del sistema de alimentación eléctrica del *stack* y del sistema de control, y otro tipo PEM de la compañía HOGEN de 7kW.
- Almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos y presión a 350 bar.
- Actualmente, el consumo de hidrógeno para producción de energía eléctrica se realiza mediante una pila de combustible de 1,2 kW de la compañía BALLARD. Se prevé la instalación de varias pilas de combustible adicionales, pero el tamaño aún no está definido. Además, el proyecto cuenta con consumos de hidrógeno adicionales: bicicletas propulsadas por pilas de combustible de 50W y un kart de competición con una pila de combustible de 12 kW de la compañía HYDROGENICS.

Como elemento importante e innovador de este proyecto, destaca el diseño y la construcción de un cuadro eléctrico de conexión de los diferentes componentes para la gestión energética del sistema. En principio, los paneles fotovoltaicos y los aerogeneradores surtirán de energía eléctrica el polígono industrial donde se encuentra el edificio de la Fundación, pero gracias a esta centralita eléctrica pueden desviar parte de la energía

producida por los aerogeneradores o los paneles fotovoltaicos hacía los electrolizadores. Además, existe la opción de verter a red, a través de la centralita, la energía eléctrica producida por las pilas de combustible.

En la actualidad, los aerogeneradores y los paneles fotovoltaicos se han acoplado sin problema a la red eléctrica del parque industrial, cubriendo un 84% de la energía consumida por éste (Correas, 2008).

2.6.4. RES2H2 (España y Grecia)

El proyecto RES2H2 es el acrónimo del proyecto “Cluster Pilor Project for the Integration of RES into European energy sectors”, proyecto financiado por el V Programa marco de la Unión Europea. Dentro del proyecto se han implementado dos instalaciones de integración de energía eólica e hidrógeno, una en las Islas Canarias (España) y otra en Lavrion (Grecia).

El presupuesto de este proyecto fue de 6 millones de euros y contó con un apoyo comunitario de 2,5 millones de euros.

El consorcio del proyecto estaba integrado por 17 socios de España, Portugal, Grecia, Chipre, Alemania y Suiza (RES2H2, 2002).

La instalación española, construida en las instalaciones del Instituto Tecnológico de Canarias en Pozo Izquierdo (Instituto Tecnológico de Canarias, 2009), tiene por objetivo la integración de energía eólica, hidrógeno y la desalinización de agua mediante una planta de tratamiento de agua por ósmosis inversa. Esta última tecnología es fundamental en emplazamientos aislados como son las Islas Canarias.

La instalación griega, tiene por objetivo el estudio de la producción de hidrógeno a partir de energía eólica y su almacenamiento en hidruros metálicos.

Los objetivos genéricos que se persiguieron con este proyecto fueron:

- Optimizar sistemas integrados de energía del viento y del hidrógeno, de acuerdo a condiciones específicas (potencial eólico del emplazamiento, demanda de electricidad, etc.).
- Aumentar la penetración de la energía eólica.
- Emplear todo el potencial eólico disponible en áreas donde las redes eléctricas tienen capacidad limitada.
- Proponer investigación pre-normativa en la producción y almacenamiento del hidrógeno, a las escalas consideradas.
- Probar que la producción a escala comercial de hidrógeno (empleando para ello energía eólica) es posible técnicamente, investigando al mismo tiempo las formas de

mejorar la eficiencia de los componentes del sistema global, como es el caso del electrolizador y del tanque de almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos.

- Probar que la producción comercial de hidrógeno, a partir de energía eólica, es económicamente viable e identificar maneras de reducir los costes de operación, a través del desarrollo de aerogeneradores y unidades de electrólisis diseñados especialmente para su integración, orientados para la operación aislada más que para la operación en red.
- Promover la difusión del conocimiento a varios niveles: desde la diseminación de resultados en el ámbito académico, hasta la elaboración de currícula de cursos de postgrado que traten de esta clase de sistemas, así como la distribución de información al público en general sobre las ventajas e inconvenientes del almacenamiento en forma de hidrógeno de las energías renovables.

Colateralmente, aparecen otros objetivos, como son:

- Fomentar la producción de hidrógeno a través de la energía eólica en zonas aisladas (por ejemplo, islas), que se pueden convertir en “manantiales” de hidrógeno.
- Desarrollar el “*know-how*” en tecnología aplicada del hidrógeno.
- Definir una metodología para el diseño de sistemas integrados de energía eólica y del hidrógeno (a escala industrial).
- Diseñar una planta de desalación por ósmosis inversa, capaz de operar bajo las restricciones impuestas por la demanda de electricidad, la de agua y la disponibilidad de energía.
- Diseñar un electrolizador capaz de operar bajo condiciones de operación fluctuantes.
- Desarrollar un sistema de acondicionamiento de la potencia y de control que permita una operación más segura y fluida de sistemas de este tipo.
- Definir una logística de control, en vista a la seguridad y a la fiabilidad.
- Analizar los requerimientos del sistema, así como las características de los componentes del aerogenerador y del electrolizador, y sus posibles modificaciones, para posibilitar su operación conjunta.
- Investigar la posibilidad de aumentar los límites de capacidad instalada en energías renovables, integrando dispositivos de almacenamiento de energía.

La instalación española del proyecto consta de:

- Un aerogenerador VESTAS de 225 kW.
- Un electrolizador alcalino de la compañía Accagen con una producción nominal de hidrógeno de 10 Nm³/h (consumo eléctrico de 50 kW).
- Sistema de almacenamiento a presión de 500 Nm³ a 25 bar.

- Sistema de consumo de hidrógeno, compuesto por seis pilas de combustible de 5 kW cada una, tipo PEM de la compañía PLUG & POWER.
- Planta desalinizadora por ósmosis inversa de 40 kW.

Esta planta fue inaugurada en octubre de 2007. En la actualidad, se está trabajando en el acoplamiento de los distintos sistemas de control de los elementos constituyentes.

La instalación griega cuenta con los siguientes componentes:

- Aerogenerador de 500 kW.
- Electrolizador alcalino de la compañía Cassale Chemicals, con una producción de hidrógeno de 5 Nm³/h y una presión de salida de hidrógeno de 25 bar.
- Sistema de almacenamiento de hidrógeno basado en hidruros metálicos (LaNi₅) de 40 Nm³ de capacidad. Además, el sistema cuenta con un depósito de hidrógeno a presión de 0,5 Nm³ de capacidad que sirve como *buffer* de hidrógeno a la salida del electrolizador.

Esta instalación ha estado operativa desde el año 2005, las conclusiones más importantes obtenidas han sido:

- El sistema completo presenta una eficiencia de conversión de energía eólica en hidrógeno del 50-60 % (con respecto al poder calorífico superior del hidrógeno).
- Mayor importancia de la interconexión de los equipos que los propios elementos en sí.
- Control basado en PLC's es más robusto que los controles basados en PC's.
- Necesidad de proteger los dispositivos de las inclemencias meteorológicas, así como de animales salvajes que puedan habitar en la zona.

2.6.5. HARI Project (Reino Unido)

El objetivo de este proyecto fue la demostración y adquisición de experiencia en el ámbito de la integración del hidrógeno con las energías renovables. Además, se desarrollaron herramientas informáticas para la simulación de este tipo de sistemas. La instalación se construyó en el parque eólico experimental West Beacon Farm (Loughborough, Reino Unido), con la colaboración de la entidad CREST (Centre for Renewable Energy Systems Technology) y la Universidad de Loughborough, junto con el propio parque eólico.

El proyecto constructivo se llevó a cabo en el año 2001, y estuvo operativo hasta el año 2006.

El objetivo técnico del proyecto fue conseguir hidrógeno a través de la electrólisis del agua (procedente de lluvia), usando la energía eléctrica sobrante de dos parque eólicos (West Beacon Farm y White Hill Farm) más la energía aportada por un sistema fotovoltaico de la instalación experimental. Este hidrógeno sería usado para la corrección de desvíos eléctricos y para alimentar a vehículos basados en tecnología del hidrógeno (Gammon, Roy, Barton, & Little, 2006).

En la Figura 2.22, se muestra el esquema de conexionado de los elementos instalados en la planta experimental de West Beacon Farm.

La instalación del proyecto HARI consta de (Gammon, Roy, Barton, & Little, 2006):

- Dos aerogeneradores de 25 kW cada uno.
- Un sistema fotovoltaico de 13 kW.
- Dos microturbinas hidráulicas que aportan una potencia eléctrica de 3 kW en conjunto.
- Un electrolizador alcalino de 8 Nm³/h, con un consumo de 34 kW y una producción de hidrógeno a 25 bar.
- Un sistema de pilas de combustibles formado por: una pila de combustible tipo PEM con sistema de aprovechamiento del calor generado para el calentamiento de agua (Combined Heat and Power) con una potencia eléctrica de 2 kW y una potencia térmica de 2 kW, y una pila de combustible tipo PEM de 5 kW eléctricos.
- Un sistema de almacenamiento a presión compuesto por 48 botellas de 0,475 m³ de capacidad (2.856 Nm³), y un compresor de hidrógeno a 200 bar de 3,75 kW de potencia.

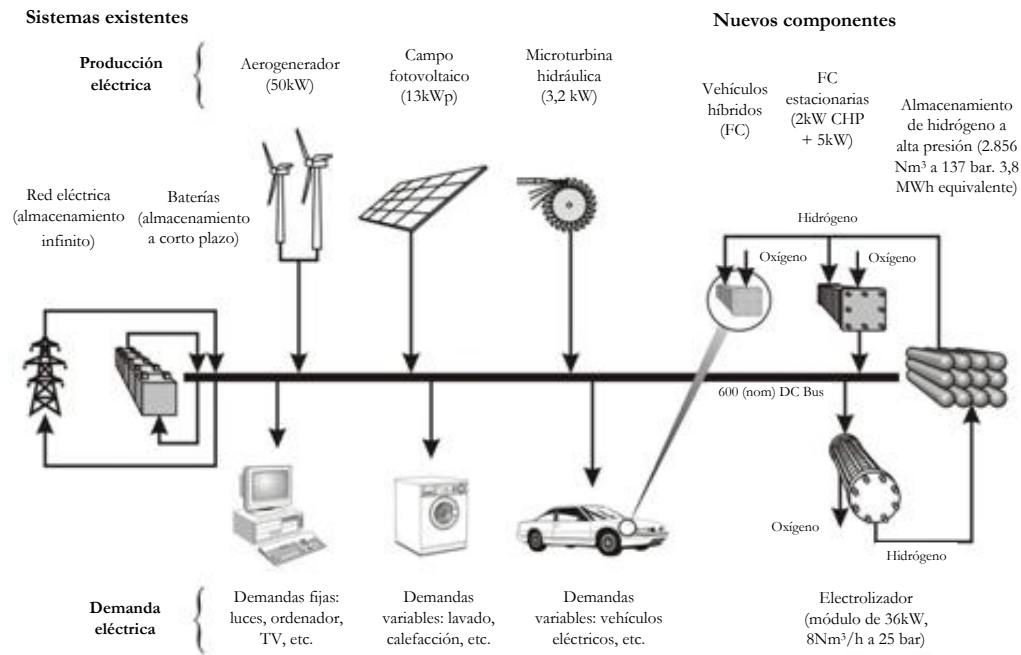


Figura 2.22: Esquema de conexión de la instalación experimental del proyecto HARI en el West Beacon Farm (Loughborough, Reino Unido) (Gammon, Roy, Barton, & Little, 2006).

El proyecto finalizó en el año 2006, presentándose los resultados en el informe “Hydrogen and Renewable Integration (HARI)” (Gammon, Roy, Barton, & Little, 2006). Las conclusiones fundamentales del proyecto fueron:

- La vida útil del electrolizador se ve acortada al operar de modo discontinuo.
- El rendimiento de reconversión energía eléctrica-hidrógeno-energía eléctrica fue del 16%. Este rendimiento puede aumentar si se seleccionan y dimensionan los equipos de un modo más óptimo, y la planta se opera con un sistema de control más depurado.

2.6.6. KAE-Lab (Laboratory for Integrated Energy Systems) (Alemania)

Estas instalaciones se encuentran en la Universidad de Ciencias Aplicadas de la ciudad alemana de Stralsund y comenzaron a operar en el año 1998. El objetivo fundamental fue el abastecimiento de electricidad en la isla del Mar Báltico.

Los elementos que componen la instalación son:

- Dos aerogeneradores asíncronos Ventis de 20 kW y 100 kW y, 1000 rpm y 1500 rpm, respectivamente.

- Electrolizador, presurizado a 25 bar, con una capacidad de producción de 24 Nm³ H₂/h. La eficiencia energética del electrolizador es de un 56% (Lehman, Lushtinetz, & Menzl, 2002).
- El sistema de almacenamiento está compuesto por un tanque de 8 m³ a 300 bar.
- Dos pilas de combustible BALLARD tipo PEM de 1,2 kW.

2.6.7. Promoting Unst Renewable Energy Project (PURE) (Reino Unido)

Este proyecto financiado por el gobierno local de Unst, contando con el apoyo del gobierno de Reino Unido y la Unión Europea, dio comienzo en el año 2002 y actualmente es un centro de energías renovables en explotación (National Hydrogen Association, 2003).

La instalación, ubicada en Unst, consta de las siguientes componentes (Pure Energy Centre, 2006):

- Dos aerogeneradores de 15 kW cada uno.
- Electrolizador de 55 bares de presión de hidrógeno a la salida y una producción de 3,5 Nm³ H₂/h.
- Sistema de almacenamiento a presión (55 bar) con una capacidad de 44 Nm³.
- Pila de combustible tipo PEM de 5 kW.
- Sistema de calefacción eléctrico (por efecto Joule) de 30 kW.

El esquema de conexionado de los componentes de la instalación experimental se muestra en la Figura 2.23. El objetivo de ésta, es el abastecimiento de energía al mínimo coste posible, usando la combinación de energía eólica e hidrógeno. Este proyecto presenta un elemento diferenciador respecto al resto, y es, la calefacción mediante el empleo de resistencias eléctricas alimentadas por los aerogeneradores o por la pila de combustible. Desde un punto de vista termodinámico, el uso de la energía eléctrica producida los aerogeneradores y la pila de combustible no es muy eficiente, ya que se destina a alimentar un conjunto de resistencias eléctricas.

Otro objetivo de esta instalación es resolver el problema de alto coste económico de la energía en islas, con aislamiento tanto eléctrico como de combustible para el transporte. Para ello, el hidrógeno producido en la instalación experimental será usado para alimentar una pequeña flota de vehículos eléctricos basados en pila de combustible.

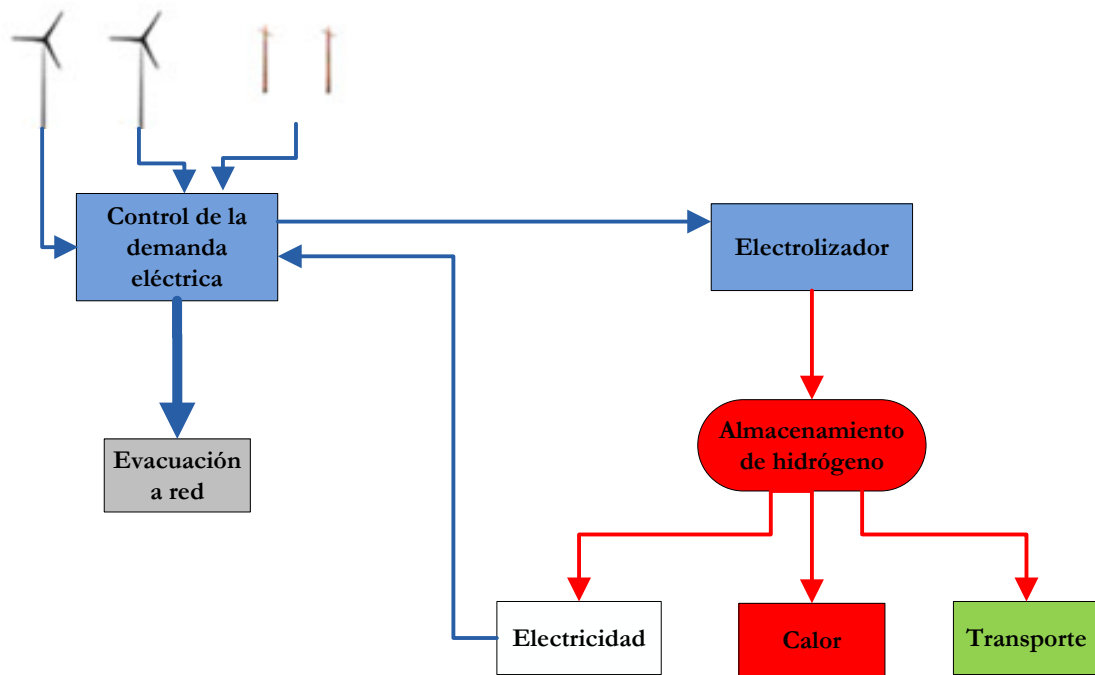


Figura 2.23: Esquema de conexión de los componentes de la instalación experimental del proyecto PURE (McGrath, 2007).

2.6.8. *Prince Edward Island Project (Canadá)*

La Isla Prince Edward (PEI) se encuentra situada en el golfo de San Lorenzo, Canadá. Dentro del parque eólico de North Cape, se decidió construir una instalación experimental de hidrógeno para el aprovechamiento del excedente de energía eléctrica que no pueden verter a red, y aprovecharlo, mayoritariamente, para la producción de hidrógeno que será destinado a la alimentación de autobuses eléctricos basados en pila de combustible que recorrerán la isla de este a oeste (Hoskin, 2008) (PEI Environmental, Energy and Forestry, 2007). En la Figura 2.24, se muestra un mapa de la isla y el camino recorrido por los autobuses (línea roja).

El sistema eléctrico de esta isla se encuentra aislado, y toda la producción de energía eléctrica se suministra mediante energía eólica y grupos de MCI diesel. Además del empleo de hidrógeno para el transporte, parte también será destinado a la producción de energía eléctrica mediante el empleo de MCI adaptados para el consumo de hidrógeno. El objetivo de esto, es acoplar la energía eléctrica generada y demandada, procurando que toda la generación provenga de una energía renovable, en este caso el viento.



Figura 2.24: Isla de Prince Edward. Línea roja, camino recorrido por autobuses de hidrógeno (Hoskin, 2008).

El proyecto cuenta con la participación de 15 socios, todos ellos ubicados en Canadá.

Como se ha comentado anteriormente, la instalación se ha construido en el parque eólico de North Cape, que cuenta con una potencia eléctrica instalada en aerogeneradores de 44 MW, estando en proyecto ampliarla a 30 MW más. Ésta contará con los siguientes elementos (Hoskin, 2008):

- Electrolizador de tipo alcalino de $66 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2/\text{h}$, con una presión de hidrógeno a la salida de 17 bares.
- Dos compresores de $32 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2/\text{h}$, con una presión de salida de 450 bares.
- Sistema de almacenamiento de hidrógeno a presión que consta de: un tanque de baja presión de 4.000 Nm^3 (17 bar) y otro de alta presión (430 bares) de 112 Nm^3 de capacidad.
- MCIA de hidrógeno acoplado a un generador eléctrico, con una potencia eléctrica de 120 kW.

Actualmente, el proyecto se encuentra en la fase de ampliación del parque eólico (Hoskin, 2008).

2.6.9. *Ramea Island Project (Canadá)*

Este proyecto es la mejora de un proyecto existente, iniciado en el año 2004, consistente en la creación de una red eléctrica aislada para la Isla de Ramea, formada por un generador diesel (MCIA) y un conjunto de aerogeneradores. La energía eléctrica suministrada a la isla está producida en su mayoría por el generador diesel, en torno al 90%, siendo la restante aportada por el parque de aerogeneradores. En este proyecto, se constató que existían intervalos de tiempo en los que los aerogeneradores debían ser desconectados de la red debido a que la producción de energía eléctrica de éstos era mayor que la demandada por la red. Esto suscitó el inicio de un estudio para la integración del hidrógeno como elemento almacenador de energía (Oprisan, 2007) (Hoskin, 2008).

En el proyecto participan 5 socios canadienses: National Research Center (NRC), Hydro, Memorial University, University of New Brunswick, Frontier Power System.

En la Figura 2.25, se muestra un esquema de la instalación de hidrógeno. Como puede observarse, la alimentación eléctrica para la producción de hidrógeno a través del electrolizador sólo puede provenir del aerogenerador. Una de las partes fundamentales de este proyecto es el sistema de control del acoplamiento eléctrico entre el aerogenerador, el generador diesel y generador de hidrógeno.

La instalación consta de los siguientes equipos:

- Seis aerogeneradores de 65 kWe cada uno, más un nuevo conjunto de éstos para alcanzar una potencia eléctrica instalada en aerogeneradores de 1500 kWe.
- Tres generadores diesel de 925 kWe cada uno.
- Electrolizador de $90 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2/\text{h}$.
- Sistema de almacenamiento de hidrógeno a presión formado por tres depósitos con una capacidad de 1.000 Nm^3 cada uno.
- Sistema de generación eléctrico constituido por cuatro generadores (Ford) de 62,5 kWe cada uno.

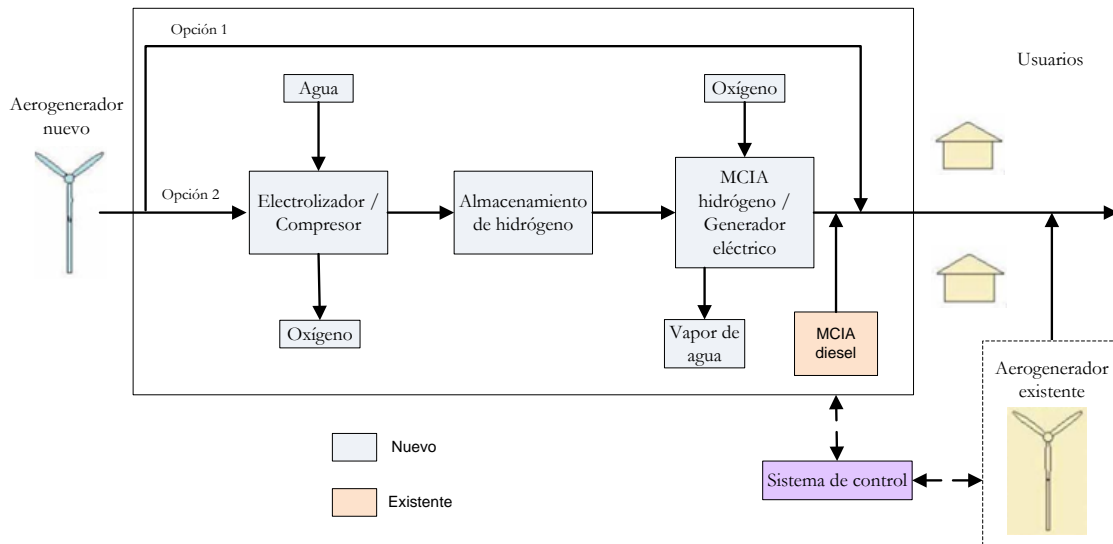


Figura 2.25: Esquema de la instalación “wind-hydrogen” de Ramea Island (Oprisan, 2007).

En la actualidad, este proyecto se encuentra en fase constructiva. Los resultados teóricos previos auguran un rendimiento de conversión eólica-hidrógeno-electricidad del 25% (la mayor parte de las pérdidas energéticas se registran en el generador eléctrico del MCIA de hidrógeno) (Oprisan, 2007).

2.6.10. Wind2H2 (Estados Unidos)

Este proyecto se localiza en las instalaciones que el NREL (National Renewable Energy Laboratory) dispone en el Estado de Colorado. El NREL es un organismo público dependiente del Departamento de Energía de los Estados Unidos.

Los objetivos del proyecto son: estudiar el comportamiento de electrolizadores directamente conectados a aerogeneradores, desarrollar controles para optimizar la producción de hidrógeno, e identificar áreas de reducción de costes y mejora en el rendimiento.

En la Figura 2.26, se muestra un esquema de las instalaciones del proyecto Wind2H2. Este proyecto responde al esquema de principio de acoplamiento de energía eléctrica descritas en el apartado 2.5.2. La energía para alimentar el electrolizador puede provenir exclusivamente de los aerogeneradores del campo fotovoltaico, o del conjunto de ambos, mediante un *bus* de corriente continua.

La instalación cuenta con los siguientes componentes:

- Dos aerogeneradores: uno de 100 kW y otro de 10 kW (con producción en corriente continua).
- Sistema fotovoltaico sin seguimiento de 10 kW.
- Dos electrolizadores: uno tipo PEM de 7 kW y otro alcalino de 40 kW.
- Sistema de almacenamiento a presión de 1.000 Nm³ a 250 bar.
- Pila de combustible tipo PEM de 5 kW.
- MCIA adaptado para hidrógeno con una potencia eléctrica nominal de 40 kW.

El proyecto ya ha arrojado algunas conclusiones con respecto a la integración de la tecnología del hidrógeno con las energías renovables (Harrison, Martin, Ramsden, Kramer, & Novachek, 2009):

- Es necesario estandarizar los componentes de interconexión de los distintos equipos para asegurar el funcionamiento del conjunto. Este es un problema que han tenido desde la fase de puesta en marcha de la instalación. Los componentes trabajan con distinto *software* y *hardware* de control, y los protocolos de comunicación también son distintos.
- Se reducen los costes de producción de hidrógeno, sobre un 7% por kg. de hidrógeno producido, alimentando directamente el electrolizador con corriente continua procedente del aerogenerador. Sólo es necesario disponer entre ambos de un convertidor DC/DC.

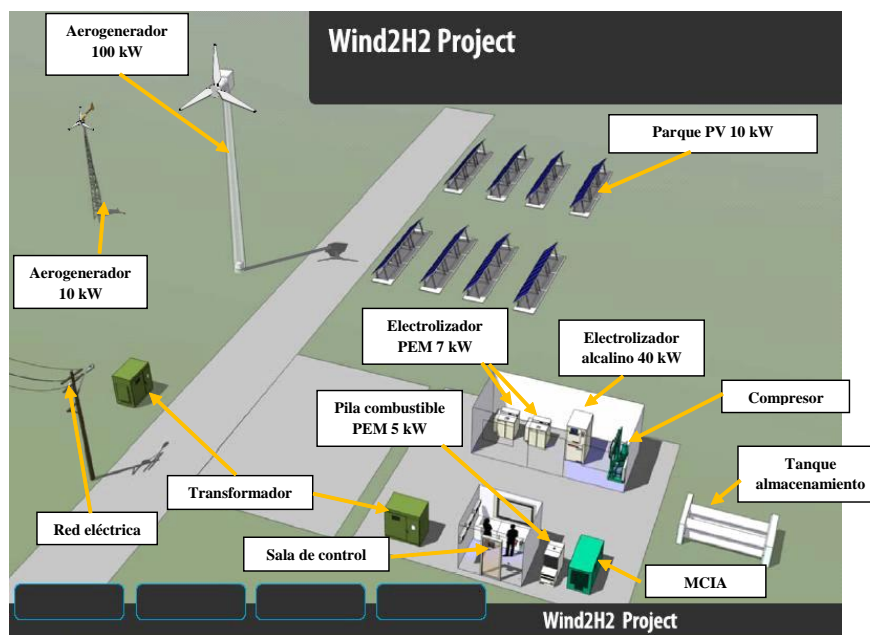


Figura 2.26: Esquema de componentes del proyecto Wind2H2 (Harrison, Martin, Ramsden, Kramer, & Novachek, 2009).

2.6.11. Proyecto UTSIRA (Noruega)

El proyecto UTSIRA se llevó a cabo en la isla de Utsira, situada en el oeste de Noruega, cuya población es inferior a 250 habitantes. Debido a su localización presenta un perfil de viento que hace atractiva la utilización de la energía eólica para la producción de electricidad.

El objetivo del proyecto es aprovechar el excedente de energía eléctrica para almacenarla en forma de energía química en el hidrógeno producido el electrolizador, que será empleado en una pila de combustible cuando la demanda de energía eléctrica no pueda ser abastecida por los aerogeneradores debido a la falta de viento. La instalación estuvo operativa desde julio del año 2004 hasta finales de 2006, y la previsión era que alimentara de modo autónomo a 10 viviendas de la localidad. El objetivo final era crear una instalación autónoma de generación de energía eléctrica que se pudiera explotar comercialmente.

Las empresas promotoras de este proyecto fueron: Statoil, Enercon, Enova, NFR y SFT. Fue uno de los primeros proyectos a nivel mundial que buscaba demostrar y evaluar el acoplamiento entre energía eólica, hidrógeno, así como el funcionamiento de este sistema respecto a la demanda real de una serie de viviendas.

Los equipos que se emplearon en la instalación fueron los siguientes:

- Dos aerogeneradores Enercon de 600 kW cada uno.
- Un electrolizador de Statoil de 50 kW, capaz de producir 10 Nm³/h de hidrógeno.
- Un compresor de 5,5 kW.
- Una pila de combustible tipo PEM de 10 kW, que forma parte del sistema pero no que se ha integrado en la red eléctrica.
- Un motor de combustión interna alternativo (MCIA) alimentado por hidrógeno de 55 kW.
- Un depósito de almacenamiento de hidrógeno a presión (200 bar) de 2.400 Nm³.

En la Figura 2.27, se puede ver una fotografía de la instalación. Los elementos que conforman el sistema han sido resaltados.

El proyecto ha demostrado la viabilidad de emplear sistemas integrados de energía eólica e hidrógeno para alimentar eléctricamente una comunidad de casas, operando correctamente en los tres años de duración del proyecto. La excepción al correcto funcionamiento, fue la pila de combustible que quedó inutilizada al comunicarse el sistema de refrigeración con los electrodos de la pila, el fluido refrigerante usado era agua con glicol. Después de los tres años de operación, el MCIA ha comenzado a tener problemas de operación (Ulleberg, Nakken, & Eté, 2010).

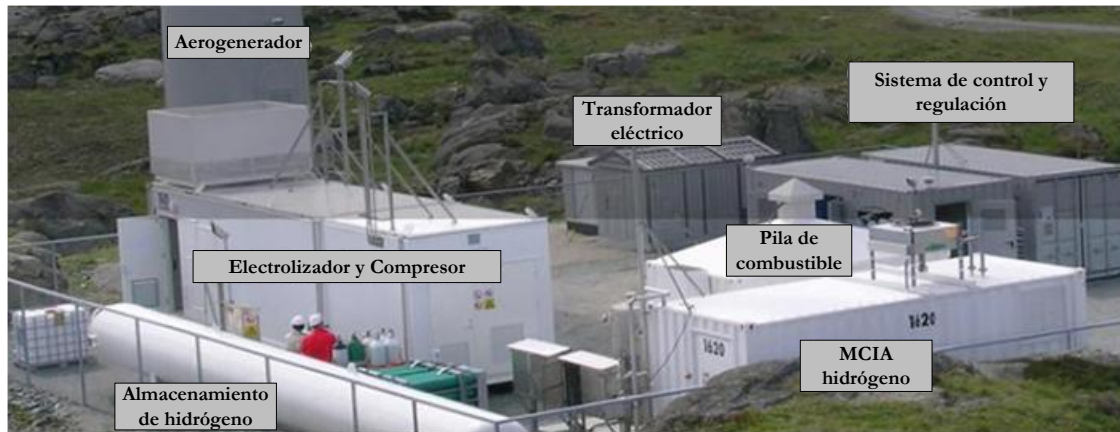


Figura 2.27: Instalación del proyecto UTSIRA (Jörg, 2009).

La experiencia de operación, también ha demostrado que se deben realizar las siguientes mejoras en este tipo de sistemas:

- La absorción de energía eólica debe ser mayor. En Utsira, solo se ha podido aprovechar el 20% de la energía eólica. Esto se puede lograr mejorando el electrolizador permitiendo que estos trabajen siguiendo la energía eléctrica disponible (hay que realizar mejoras en el sistema de gestión de potencia y control del electrolizador).
- La energía eólica que no se está aprovechando, también se podría destinar para la producción de energía térmica en forma de calor para alimentar a los hogares y a las estancias de la planta experimental donde existen operarios.
- Mejorar la eficiencia de conversión del hidrógeno en energía eléctrica, cambiando el MCIA por la pila de combustible.

2.6.12. Resumen de los sistemas

En la Tabla 2.3, se muestra un resumen de los proyectos descritos anteriormente. En ésta, aparecen las potencias eléctricas nominales de los principales equipos de la instalación (aerogenerador, electrolizador y pila de combustible) y la capacidad del sistema de almacenamiento de hidrógeno.

Los sistemas integrados eólica-hidrógeno no considerados en la revisión bibliográfica, por presentar un electrolizador por debajo de los 10 kW, se presentan en la Tabla 2.4. También se recoge la misma información que en la tabla anterior, y adicionalmente, las referencias bibliográficas donde se puede consultar más información sobre los sistemas.

Como se observa en las tablas, los países que presentan una mayor potencia eólica instalada a nivel mundial, son los que más interés están mostrando en el desarrollo de estos sistemas integrados con almacenamiento en hidrógeno para aprovechar en mayor medida el potencia eólico de las regiones donde existe más recurso. Además, consideran al hidrógeno como un vector energético válido para realizar esta unión entre el recurso energético y la demanda.

Si bien, existe información sobre las características principales de la instalación y los equipos, en bibliografía no aparecen resultados detallados de operación. Además, el disponer de este tipo de información para fines de investigación no es sencillo, siendo en algunas instalaciones inaccesible.

En la Figura 2.28, se muestra un mapa mundial con la ubicación de los diferentes proyectos. Para cada país considerado, se ha indicado entre paréntesis el número de instalaciones de sistemas eólica-hidrógeno que se encuentran en su territorio.

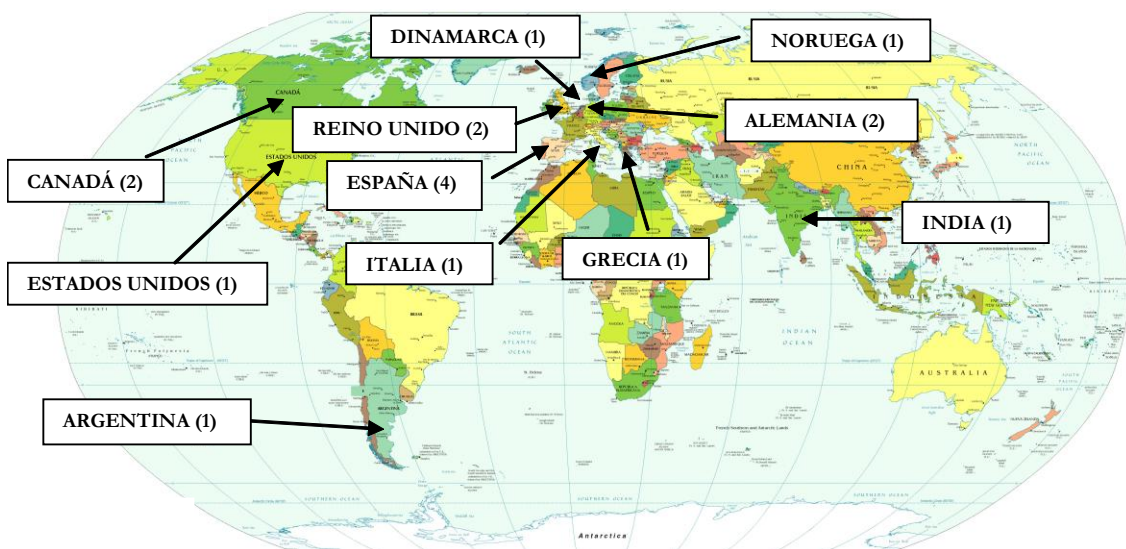


Figura 2.28: Mapa mundial con la ubicación de los diferentes proyectos eólica-hidrógeno.

País	Localización	Acrónimo	Pot. Aerogenerador	Pot. Electrolizador	Volumen sist.	Pot. FC/MCIA
			(kW)	(kW)	Almacenamiento (Nm ³)	(kW)
España	Tarifa	Hidráulica	80.000	60	92,5	12
España	Xermade	Sotavento	17.560	288	1.900	55
España	Huesca	ITHER	635	70	-	1,2
España	Gran Canaria	RES2H2	225	50	500	30
Grecia	Lavrion	RES2H2	500	25	40,5	-
Reino Unido	Loughborough	HARI	30	34	2.852	7
Reino Unido	Unst	PURE	30	17,5	44	5
Alemania	Stralsund	KAE-Lab	120	120	2.400	2,4
Canadá	Isla Price Edward	PEI Project	30.000	330	4.112	120
Canadá	Isla Ramea	Ramea Project	1.500	450	3.000	250
EE. UU.	Colorado	Wind2H2	110	47	1.000	45
Noruega	Isla Utsira	UTSIRA	1.200	50	2.400	65

Tabla 2.3: Resumen de las características principales de los sistemas integrados considerados.

País	Localización	Acrónimo	Pot. Aerogenerador (kW)	Pot. Electrolizador (kW)	Volumen sist. Almacenamiento (Nm ³)	Pot. FC/MCIA (kW)	Referencias
Italia	Cassacia	ENEA Project	5,2	2	-	-	(Dutton, Beijs, Dienhart, Falchetta, Hug, & Prischich, 2000) (Shucan, 1998)
India	Quebec	-	10	5	38	5	(Kolhe, Kolhe, & Joshi, 2002)
Alemania	Oldenburg	HyWINDBALANCE	-	6	36	1,2	(HyWindBalance, 2005)
Dinamarca	Lolland	H ₂ Community Lolland	-	8	150	9,5	(Hydrogen Community Lolland, 2007) (Jensen & Bech-Madsen, 2007)
Argentina	Pico Truncado	Pico-Truncado Project	2.400	5	-	-	(Pico Truncado, 2002) (COCINET, 2005) (Aprea, 2009)

Tabla 2.4: Sistemas integrados con un tamaño de electrolizador inferior a 10 kW.

2.7. Estado del Arte de modelos matemáticos para el estudio de sistemas integrados de energía eólica e hidrógeno.

En bibliografía, se encuentran numerosas referencias sobre estudios de sistemas integrados de energía eólica y tecnología del hidrógeno, en el que se estudia el comportamiento de estos mediante la simulación del sistema. Solo en algunos de ellos se comparan los resultados de simulación con datos experimentales, debido a que no se encuentran publicados la mayoría de los resultados de las plantas existentes actualmente.

Profundizando en los estudios que aparecen en bibliografía, estos se pueden clasificar en:

- Estudios sobre el dimensionado óptimo de componentes desde un punto de vista técnico y económico para aumentar la penetración de la energía eólica en el sistema energético, ya sea por un aumento de la cesión de la energía eléctrica a la red o por la producción de hidrógeno como combustible en aplicaciones móviles. El fin último perseguido es la optimización económica del sistema.
- Análisis de sistemas integrados de energía eólica e hidrógeno, en los que se profundiza en el acoplamiento eléctrico de los equipos, y como se puede mejorar la estabilidad de la red (frecuencia y voltaje) empleando la tecnología del hidrógeno en parque eólicos. Este tipo de análisis están indicados para redes aisladas en las que se exige un control exhaustivo de la frecuencia de red (Miland, Glöckner, Taylor, Aaberg, & Hagen, 2006).

Para realizar los primeros, los investigadores parten de modelos matemáticos de los equipos del sistema simplificados, en los que no se tiene en cuenta ni la inercia ni el comportamiento eléctrico detallado de éstos, ya que solo se consideran los flujos de energía y materia entre los diferentes componentes con un paso de tiempo usado en las simulaciones superiores al minuto y con horizontes temporales de años. Desde un punto de vista de la herramienta informática empleada para las simulaciones, se usan paquetes completos ya desarrollados como: HOMER (Homer Energy, 2002), HOGA-GHRYSO (Bernal-Agustín & Dufo-López, 2008), WindHyGen (Aguado, y otros, 2009), THESYS (Dutton & Page, The THESYS model: An assessment tool for transport and energy provision in the hydrogen economy, 2007), TRNSYS-HYDROGEMS (Ulleberg O., 2008), ESFFER (Pino, Rosa, & Martínez, 2006) y H2RES (Kravacic, Martins, Busutil, Duic, & Graça, 2008).

Para el segundo tipo de análisis de sistemas integrados, la mayoría de la comunidad científica acude a desarrollos propios en entornos de simulación, como Matlab (Khan & Iqbal, 2009) o lenguajes de programación, por ejemplo C⁺⁺ (Zhou & François, 2009).

Teniendo en cuenta la motivación de esta tesis doctoral, el modelo matemático de sistemas integrados eólica-hidrógeno a estudiar, se aproxima más a los primeros tipos de análisis de tipo global, en el que se tienen en cuenta los flujos de materia y energía entre los

distintos equipos del sistema, por tanto, es un modelo para el dimensionado y optimización de instalaciones. Por otro lado, el modelo del sistema a considerar sí que debería contemplar efectos transitorios de inercia al considerar la temperatura del electrolito.

A continuación, se presenta un estado del arte de herramientas de simulación de sistemas que combinan fuentes de energía renovable con la tecnología del hidrógeno, empleados para el estudio energético y económico de sistemas integrados eólica-hidrógeno. Para cada herramienta se indicará el tipo de modelo matemático empleado para describir el comportamiento del aerogenerador y del electrolizador y las publicaciones más relevantes de estudios de sistemas integrados eólica-hidrógeno que se han llevado a cabo empleando dicha herramienta. En el apartado 2.7.2, se presentan las conclusiones del estado del arte. Por último, en el apartado 0, se mostrarán las aportaciones de esta Tesis Doctoral al estado del arte de modelado dinámico de sistemas eólica-hidrógeno.

2.7.1. Herramientas de simulación para el estudio de sistemas integrados

Las herramientas de simulación, son programas informáticos en los que se implementan una serie de modelos matemáticos que representan el comportamiento de diferentes equipos que existen en la realidad. Estas aplicaciones, son útiles para estudiar y entender el comportamiento, energético y económico, que tiene una determinada instalación, así como, dar servicio a ingenierías, consultoras y comunidad científica a la hora de diseñar y dimensionar los elementos que componen estas instalaciones, antes de la propia implementación física del sistema.

En la actualidad, existen diversas aplicaciones informáticas para simular sistemas basados en energías renovables (Connolly, Lund, Mathiesen, & Leahy, 2010). En este apartado, se van a considerar únicamente las herramientas que implementen modelos matemáticos que estudien instalaciones en las que se puedan acoplar la generación de energía eléctrica mediante energía eólica con la producción de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua.

De éstas, se indicara: sus datos básicos (año de creación, centro desarrollador, etc), la finalidad de la herramienta, tipo de modelo matemático empleado para el aerogenerador y el electrolizador, y referencias en la bibliografía de estudios y análisis de sistemas integrados realizados con estas herramientas.

2.7.1.1. HOMER

La herramienta “*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER)*”, es una aplicación informática, cuya primera versión data del 1992. Fue creada y desarrollada por el *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* dependiente del Departamento de Energía de los Estados Unidos. Este software, ha sido implementado en lenguaje de programación C, y es una herramienta gratuita que se puede descargar de la siguiente referencia (Homer Energy, 2002). Desde su creación, se han realizado más de 42 revisiones/actualizaciones de la misma.

HOMER, está destinado al análisis y optimización de sistemas eléctricos aislados o conectados a la red, basados en energías renovables y sistemas de almacenamiento. Los cálculos realizados por la herramienta son de tipo energético y económico, teniéndose la opción de realizar diversas pasadas variando el tamaño específico de algún componente de la instalación para optimizar este parámetro.

El paso de tiempo, por defecto, para las simulaciones es de una hora, pero se puede reducir hasta el minuto, y el horizonte temporal de simulación suele ser de un año. Los resultados obtenidos, se pueden contemplar en pantalla, o se pueden exportar a un procesador de datos, como por ejemplo Excel. Debido a la información que se solicita para cada uno de los equipos que van a aparecer en la instalación a simular, este tipo de herramienta es más indicada para estudios económicos que energéticos.

A la hora de implementar un sistema integrado de energía eólica y la tecnología del hidrógeno. Desde un punto de vista energético, el modelo matemático para describir el aerogenerador, se basa en su curva característica (potencia eléctrica producida frente a velocidad del viento). Los parámetros de entrada para calcular la potencia eléctrica generada son: la velocidad del viento en el instante de simulación y la curva característica del aerogenerador según la norma UNE-EN 61400-12. El electrolizador, se implementa simplemente con un rendimiento medio de transformación entre la potencia eléctrica consumida y el caudal de hidrógeno producido.

El rendimiento del electrolizador depende de diversos factores, como se pone de manifiesto en la descripción del modelo matemático del electrolizador en el capítulo 3, por tanto, asumir un rendimiento medio de transformación puede variar los resultados energéticos y económicos obtenidos con esta herramienta.

No se ha constatado en bibliografía ningún estudio concreto sobre producción de hidrógeno a partir de energía eólica con esta herramienta, pero si otros sobre integración de energías renovables y sistemas de almacenamiento como: un estudio sobre el potencial de la energía eólica en Etiopía (Bekele & Palm, 2009), sistemas aislados formados por eólica y generadores diesel en Arabia Saudí (Rehman, y otros, 2007), y el estudio de sistemas aislados basados en la integración de energías renovables e hidrógeno en Newfoundland (Canadá) (Iqbal, 2004). Al ser estudios teóricos y no haber sido implementados físicamente, no se han podido comparar los resultados obtenidos de la simulación con datos experimentales.

2.7.1.2. HOGA

La herramienta de simulación HOGA (*Hybrid Optimization by Genetic Algorithms*), se encuentra desarrollada en lenguaje de programación C++, el precursor de esta aplicación es el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza. Los primeros resultados con ella datan del año 2005. Esta herramienta es gratuita, y se puede descargar de (HOGA, 2005).

HOGA un programa desarrollado para la optimización de sistemas híbridos de energías renovables para la generación de energía eléctrica (DC y/o AC) y/o Hidrógeno. Eminentemente, la optimización es económica (llamada mono-objetivo en la herramienta), aunque también se pueden realizar optimizaciones multi-objetivo, donde además de la búsqueda de la mejor opción económica de los elementos de la instalación, se pueden establecer otros criterios de optimización como: mínimas emisiones de CO₂ o mínimo de energía no suministrada a la demanda. En la Figura 2.29, se representa esquemáticamente los elementos implementados en la herramienta y su modo de conexión dependiendo de la corriente con la que trabaja (AC o DC).

Esta herramienta presenta la particularidad de utilizar algoritmos genéticos (Bäck, Fogel, & Michalewicz, 2000) para realizar la optimización, tanto de los componentes del sistema (algoritmo genético principal), como la de la estrategia de control (algoritmo genético secundario). Los algoritmos genéticos permiten obtener soluciones satisfactorias al ser aplicados a problemas con un gran nivel de complejidad, y con tiempos de cálculo muy bajos. Estas técnicas se han aplicado a una gran cantidad de problemas en la industria, obteniendo en ocasiones soluciones mejores y en menos tiempo que con otros métodos de optimización (Michalewicz & Fogel, 2004).

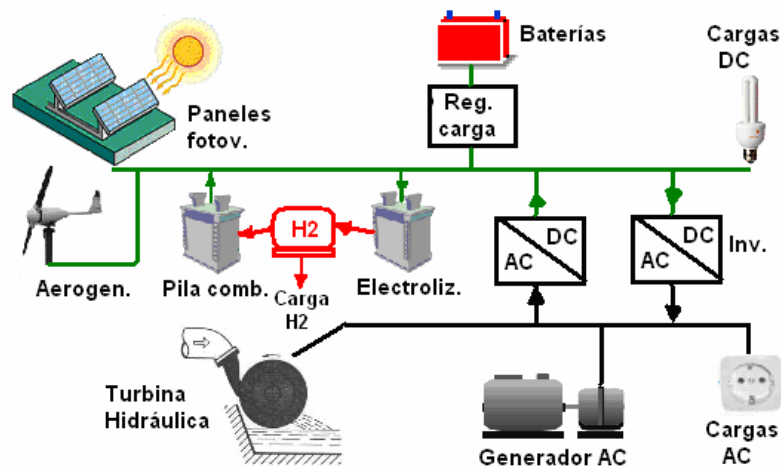


Figura 2.29: Equipos implementados en la herramienta HOGA. Fuente: Universidad de Zaragoza.

HOGA suele emplear pasos de tiempo para las simulaciones de una hora, aunque esta opción es modificable. El horizonte temporal de simulación es un año.

El modelo energético del aerogenerador, se basa en su curva característica. Los datos de viento se pueden introducir a través de ventana, con datos medios mensuales (indicando la probabilidad de variación a lo largo del mes) o se pueden añadir por fichero, con un paso de tiempo de una hora.

El modelo del electrolizador, se basa en la curva de consumo de energía eléctrica para la producción de un determinado caudal de hidrógeno. El electrolizador se caracteriza con dos parámetros que definen el inicio y la inclinación de una curva lineal que representa la producción de hidrógeno frente al consumo eléctrico. Este comportamiento lineal de la producción de hidrógeno con respecto a la intensidad de corriente, es una aproximación al comportamiento real, estudiado en el capítulo 3 de esta Tesis, en el que el caudal de hidrógeno producido en el electrolizador depende de la temperatura y de la relación voltaje-intensidad en las celdas del *stack*.

En bibliografía, se han presentado varios estudios de instalaciones en las que se integran las energías renovables y el hidrógeno en los que se ha empleado la herramienta HOGA (Dufo-López, Bernal-Agustín, & Contreras, 2006) (Dufo-López, Bernal-Agustín, & Rivas-Ascaso, 2006).

Para la integración exclusiva de la energía eólica con hidrógeno, se presentó un estudio tecno-económico para la gestión de este tipo de instalaciones (Bernal-Agustín & Dufo-López, 2008). Los resultados obtenidos muestran que para que esta tecnología sea competitiva, se necesitan unos precios de venta de energía eólica mayores a los máximos actuales.

En el año 2008, se creó una herramienta informática específica de producción de energía eólica y tecnología del hidrógeno, llamada GRYSHO (Grid-connected Renewable Hybrid Systems Optimization). Ésta, se basa en los mismos modelos matemáticos y algoritmos genéticos que la herramienta HOGA.

Al igual que en la herramienta anterior, los estudios teóricos realizados no se comparan con los datos experimentales para comprobar la bondad de los modelos.

2.7.1.3. WindHyGen®

Esta herramienta, creada en el año 2006 por CENER (Centro Nacional de Energías Renovables), está basada en lenguaje de programación Java. Es de uso propietario y se encuentra en fase de prueba y depuración de errores.

El objetivo de esta herramienta es la realización de estudios tecno-económicos de instalaciones integradas a gran escala de energía eólica con la tecnología del hidrógeno, para acoplar la producción de energía eléctrica de un parque eólico con la demanda de la red.

Al igual que en las herramientas anteriores, presenta más relevancia el apartado económico que el energético a la hora de analizar la instalación. El intervalo de tiempo considerado en las simulaciones es de una hora, y el horizonte temporal de los estudios es variable, siendo un año el valor por defecto.

Los modelos matemáticos para el aerogenerador y el electrolizador son estáticos. Al igual que en los software anteriores, el modelo del aerogenerador se basa en su curva característica, y el electrolizador se basa en la curva hidrógeno producido frente a potencia eléctrica consumida en condiciones nominales de presión y temperatura. Actualmente, se encuentra trabajando en estos modelos matemáticos, introduciendo aspectos dinámicos, como la variación de la temperatura del electrolito y tiempos específicos de arranque y parada en el electrolizador (Aguado, y otros, 2009). Con esto, el equipo de desarrollo de la aplicación quiere ampliar su uso como herramienta para la gestión de parques eólicos en tiempo real.

El considerar la producción de hidrógeno, como proporcional al consumo de potencia eléctrica en toda la franja de utilización sin tener en cuenta los efectos de la temperatura, provoca errores en los resultados de producción de hidrógeno. Este fenómeno se estudia en el capítulo 3 de esta Tesis.

Esta herramienta se ha empleado para realizar un estudio sobre un incremento de potencia instalada en un parque eólico, y su beneficio económico con almacenamiento de energía en forma de hidrógeno y sin ella, para distintos escenarios (Aguado, y otros, 2009).

2.7.1.4. THESIS

THESIS, *Tyndall Hydrogen Economy Scenario Investigation Suite*, es una aplicación informática desarrollada por Laboratorio Rutherford Appleton. Desarrollada en Visual Basic, la primera versión data del año 2004, y actualmente es una herramienta para uso particular del laboratorio desarrollador.

El objetivo del software es estudiar el impacto energético, económico y de emisión de gases de efecto invernadero, de la combinación de diferentes fuentes energéticas en la provisión de energía para el transporte, la producción de energía eléctrica y las aplicaciones de producción de frío y calor, con el almacenamiento de energía en forma de hidrógeno. Generalmente, cada uno de los consumos finales de energía se estudia por separado, pero con la futurible economía del hidrógeno, y el empleo de las pilas de combustible, van a existir relaciones en el consumo de las diferentes demandas (transporte, electricidad y generación térmica). (Dutton, Bristow, Page, Kelly, Watson, & Tetteh, 2005). Este estudio se realiza para diversos escenarios con un horizonte temporal elevado, del orden de 50 años.

Los modelos empleados para la tecnología del hidrógeno y las energías renovables son simples, basándose exclusivamente en los rendimientos medios de transformación de energía.

En bibliografía, se ha constatado un artículo en el que se analiza un escenario con una alta penetración del hidrógeno en el año 2050 para el Reino Unido (Dutton & Page, 2007). Aunque puede ser usada para ello, no se ha constatado ningún estudio específico de la producción de hidrógeno a partir de energía eólica.

2.7.1.5. H₂RES

H₂RES, es una herramienta de simulación que analiza la inclusión de las energías renovables en diferentes sistemas energéticos. Esta aplicación, fue desarrollada en el año 2000 por el Instituto Superior Técnico de Lisboa (Portugal), junto a la Escuela de Ingeniería Mecánica y Arquitectura Naval de Zagreb (Croacia). El software se ha desarrollado en lenguaje de programación C++. En la actualidad, la herramienta se encuentra en fase de depuración y no se distribuye a clientes externos.

H₂RES, estudia el acoplamiento de generación y demanda de energía hora a hora en un periodo de tiempo definido por el usuario. La aplicación, ha sido diseñada específicamente para incrementar la presencia de las energías renovables y la tecnología del hidrógeno, en sistemas energéticos de islas que operan de modo aislado. H₂RES, puede estudiar tanto un tipo de fuente de energía primaria renovable (eólica, hidráulica, solar, etc.) como varios tipos de fuentes acoplados al mismo sistema. Se implementan diversos sistemas de almacenamiento de energía, pero para el sector transporte el hidrógeno es el único considerado.

Los cálculos realizados por la aplicación, son puramente energéticos, consideraciones de tipo económica se están desarrollando en la actualidad. A la hora de realizar simulaciones, el paso de tiempo empleado es de una hora. El horizonte temporal es como mínimo de un año.

El modelo matemático del aerogenerador se basa en su curva característica. Para el electrolizador se acude a un rendimiento medio de conversión entre la energía eléctrica consumida por el electrolizador y su producción de hidrógeno, al igual que la herramienta HOMER.

H₂RES ha sido empleado para:

- Crear una metodología para analizar diferentes escenarios energéticos en islas (Chan, Duic, Alves, & Graça, 2007) (Duic, Krajacic, & Graça, 2008).
- Analizar diferentes escenarios energéticos en Malta y Mljet (Bussutil, Krajacic, & Duic, 2008) (Kraavacic, Duic, & Graça, 2009).

- Investigar el papel del hidrógeno en futuros sistemas energéticos de islas (Kravacic, Martins, Busuttill, Duic, & Graça, 2008)

2.7.1.6. Hydrogems

Hydrogems, es un conjunto de módulos para simular equipos basados en energías renovables y tecnología del hidrógeno en el entorno de simulación TRNSYS. Éstos, han sido desarrollados por el Instituto Tecnológico de Energía de Noruega, desde el año 1995, en primer lugar como parte de una Tesis Doctoral (Ulleberg O. , 1998) y después como parte de diversos proyectos. Desde el año 2006, estos módulos se encuentran integrados en las librerías básicas del programa TRNSYS (versión 16). El lenguaje de programación empleado es FORTRAN.

Esta aplicación, no responde al esquema de las herramientas presentadas anteriormente, ya que, el usuario es el encargado de definir el esquema de la instalación a simular. Además, se exige al usuario disponer de conocimientos previos en TRNSYS para realizar simulaciones. Los parámetros a introducir para definir los diferentes componentes, son preferentemente energéticos, aunque también se pueden introducir aspectos económicos de cada uno de los equipos como: coste de instalación, coste de operación y mantenimiento (fijas y variables). TRNSYS como tal, no realiza estudios de optimización, es el propio usuario el que tiene que definir la función objetivo de la optimización y programar la batería de simulaciones.

El paso de simulación y el horizonte temporal de la herramienta es configurable. El primero puede ir desde segundos hasta una hora, y el segundo desde un año hasta varios años.

El modelo matemático empleado para definir el aerogenerador, se basa en su curva característica suministrada por el fabricante. Para el electrolizador, el modelo matemático empleado se basa en su curva característica intensidad-voltaje, y la producción de hidrógeno a partir de la intensidad que está circulando por el *stack*. Este modelo se encuentra explicado con detalle en (Ulleberg O. , 2003). Con una programación experta de la simulación, se puede llegar a tener en cuenta el comportamiento transitorio del electrolizador en los arranques (aumento de la temperatura desde condiciones ambiente hasta la temperatura de trabajo nominal).

Esta herramienta, ha sido empleada para el análisis de instalaciones aisladas de integración de energía eólica e hidrógeno: (Ete, 2006) (Ulleberg O., 2008).

El modelo matemático del electrolizador se han validado con resultados experimentales de una instalación integrada fotovoltaica-hidrógeno (Ulleberg O. , 2003), presentando el modelo un buen comportamiento tanto a nivel de curva característica del electrolizador (intensidad-voltaje) como de producción de hidrógeno frente su consumo eléctrico.

En (Ulleberg, Nakken, & Eté, 2010), se emplean los resultados experimentales obtenidos en la experimentación del proyecto Utsira para mejorar el ajuste de los modelos matemáticos del electrolizador empleado en Hydrogems con los sistemas reales, pero no indica en qué términos es aplicable dicha mejora.

Estos módulos son válidos para el estudio de la producción de hidrógeno a partir de energía eólica teniendo en cuenta la variación de la temperatura del electrolito del electrolizador, pero son módulos cerrados que no se pueden modificar en el sentido de añadir ecuaciones y variables a los modelos. Para poder modificarlos es necesario recompilar el núcleo de trabajo del interfaz gráfico de TRNSYS.

En el estudio planteado en esta Tesis es primordial poder plantear y modificar los modelos matemáticos de los equipos del sistema integrado de modo que se puedan ajustar éstos al comportamiento real de los equipos que componen un sistema integrado eólica-hidrógeno.

2.7.1.7. ESSFER

La herramienta ESSFER (Entorno de Simulación de Sistemas basados en Fuentes de Energías Renovables) es una librería de módulos de componentes para configurar, simular y analizar sistemas basados en energías renovables y tecnología del hidrógeno. Ha sido desarrollada en varias fases por varios departamentos de la Escuela Superior de Ingenieros, de la Universidad de Sevilla, desde el año 2002. Actualmente, esta herramienta es un software propio del Grupo de Termotecnia (Departamento de Ingeniería Energética) de dicha escuela. Los módulos han sido desarrollados para ser empleados en el entorno de simulación Matlab Simulink.

La herramienta cuenta con una librería de módulos que permiten evaluar diferentes sistemas integrados de energías renovables y tecnología del hidrógeno desde un punto de vista energético. La configuración del sistema a analizar es totalmente definible por el usuario. La herramienta incorpora cálculos de tipo económico, éstos son desarrollados por el usuario teniendo en cuenta los parámetros económicos de su interés. El paso de tiempo de las simulaciones puede ir desde segundos hasta horas y el horizonte temporal está abierto a las necesidades del usuario (Arco, Pino, Martín, & Rosa, 2004).

Los módulos empleados, son una mejora de los módulos de la herramienta TOPIC desarrollada en el grupo de trabajo 11 del *Hydrogen Implementing Agreement* de la Agencia Internacional de la Energía.

El modelo matemático del módulo del aerogenerador, está basado en la curva característica de éstos. El del electrolizador, se basa en su curva característica intensidad-voltaje, y en la producción de hidrógeno proporcional a la intensidad que circula por el *stack*. La temperatura y la presión de operación del electrolizador son fijados por el usuario, y permanecerán constantes en todo el periodo de simulación.

Los modelos matemáticos que se desarrollan en esta Tesis, se integraran en esta herramienta de simulación, con el fin de aumentar sus capacidades, y poder realizar simulaciones dinámicas.

En bibliografía aparece un estudio realizado con ESSFER, sobre el aumento del coeficiente de penetración de la energía eólica en el sistema eléctrico de Andalucía al integrar la tecnología del hidrógeno en parque eólicos (Pino, Rosa, & Martínez, 2006).

2.7.2. Conclusiones del estado del arte

Del estado del arte de las herramientas de simulación para el dimensionado y diseño de sistemas integrados se puede concluir que éstas se basan en modelos matemáticos simplificados de los equipos principales para la producción de hidrógeno a partir de un recurso eólico: el aerogenerador y el electrolizador.

En todas ellas, el aerogenerador se modela con una curva característica (velocidad de viento frente a potencia eléctrica producida) suministrada por el fabricante de éste.

El electrolizador es modelado de diferentes modos:

- Usando un rendimiento de transformación definido como el cociente entre la energía química del hidrógeno producido frente a la energía eléctrica consumida por el electrolizador (HOMER, H2RES y THESIS).
- Empleando una recta lineal que relaciona la producción de hidrógeno con la potencia eléctrica consumida (HOGA y WindHyGen).
- Usando la curva característica de las celdas electrolíticas del electrolizador (intensidad-voltaje) y la Ley de Faraday para calcular la producción de hidrógeno (TRNSYS-HYDROGEMS y ESSFER).

En todas ellas, salvo en Hydrogems, se consideran modelos estáticos en el que el rendimiento es constante e independiente de las condiciones de operación del electrolizador. Es este sentido, su temperatura de operación define su comportamiento y su producción de hidrógeno, como se podrá comprobar en el capítulo siguiente.

Es de interés desarrollar un modelo matemático dinámico del electrolizador detallado para estudiar cómo es su comportamiento ante excitaciones eléctricas variables con el tiempo.

El modelo matemático del aerogenerador se basa en su curva característica obtenida a partir de datos de operación en un emplazamiento. Para ello, se adapta la metodología de obtención de la curva según la norma UNE-EN 61400-12, y adicionalmente, se propone una corrección de la curva suministrada por el fabricante para reflejar el comportamiento real del aerogenerador. Modelos matemáticos dinámicos más complejos que analicen la

inercia de todos los elementos del aerogenerador, supone una complejidad computacional y unos intervalos de tiempo de simulación, que hace que realizar simulaciones de sistemas con un horizonte temporal anual inviable.

Emplear un modelo matemático de aerogenerador con menor nivel de detalle, está justificado debido a que éste va a estar acoplado a un electrolizador que tiene un tiempo característico de cambio del orden de minutos, debido a la gran inercia térmica que posee. Un aerogenerador tiene una dinámica del orden de segundos, siendo un orden de magnitud inferior a la del electrolizador.

Por tanto, desarrollar un modelo matemático dinámico del aerogenerador excede el alcance planteado en esta Tesis.

Adicionalmente, del estado del arte de las herramientas de simulación se concluye que todas las publicaciones existentes sobre sistemas integrados eólica-hidrógeno, no comparan datos experimentales de sistemas existentes con los resultados de simular estos. En sistemas integrados de fotovoltaica-hidrógeno si se ha realizado un estudio detallado para un día de operación (Ulleberg O. , 2003), en el que se compara el modelo matemático del electrolizador con datos de operación de un electrolizador alcalino.

Por tanto, uno de los objetivos de la tesis es verificar que la curva característica del aerogenerador suministrada por el fabricante simula el comportamiento real de un aerogenerador en un emplazamiento concreto. Como se comprobará, la curva característica no ajusta bien a los datos de operación reales, por lo que se propone su modificación mediante una expresión correctora.

Además, se desarrollará un modelo matemático dinámico para el electrolizador, que también será validado con datos de operación. Con éste, se pretende analizar la influencia de la temperatura de operación en la producción de hidrógeno cuando el recurso eléctrico es variable, como es el caso de acoplar un electrolizador a un aerogenerador.

Ambos modelos en conjunción permitirán analizar la producción de hidrógeno a partir de energía eólica en un sistema integrado desde un punto de vista dinámico y con unos resultados de simulación que se ajustan más al comportamiento real de los equipos en el emplazamiento de estudio. Esto es un aspecto novedoso dentro del estado del arte de simulación de este tipo de sistemas energéticos.

2.7.3. Contribución de esta Tesis al estado del arte

La presente Tesis Doctoral aborda el modelado dinámico de sistemas integrados eólica-hidrógeno, centrándose en la producción de hidrógeno a partir de energía eólica, por lo que desarrollan un modelo dinámico de un sistema de producción de hidrógeno a partir de energía eólica. La particularidad reside en considerar el comportamiento transitorio del electrolizador y la producción eléctrica real del aerogenerador en el emplazamiento donde se encuentra instalado para analizar la producción de hidrógeno del sistema. Para ello, se parte de la base de que el intervalo entre tiempos de simulación debe ser inferior a la hora.

Con respecto al aerogenerador, teniendo en cuenta el estado del arte, la totalidad de las herramientas de simulación y modelos energéticos existentes, parten de la curva característica de velocidad del viento frente a la potencia eléctrica, suministrada por el fabricante del aerogenerador, para caracterizar la potencia eléctrica producida en un instante de tiempo. Al compararla con datos experimentales de un aerogenerador en operación, se observan diferencias de producción que son ajustadas con un modelo matemático propuesto en esta Tesis.

Se podría estudiar un modelo matemático detallado del aerogenerador, pero exigiría conocer una gran cantidad parámetros del aerogenerador que en la mayoría de los casos no son aportados por el fabricante (por ejemplo: detalles específicos del sistema de control, características resistivas y capacitivas del generador eléctrico instalado, etc.). Además, se debería estudiar el comportamiento del aerogenerador en tiempos de simulación del orden de segundos, por lo que sería inviable desde un punto de vista computacional analizar el comportamiento anual de una instalación.

A partir de datos de operación del aerogenerador en un emplazamiento, se indicará un método para obtener su curva característica en dicha localización. Comparando esta curva característica con la suministrada por el fabricante, se propondrá una ecuación normalizada para modificar la curva del fabricante y adaptarla a su comportamiento real en operación. La formula se desarrolla para un aerogenerador concreto en una instalación específica, pero se comprueba su validez aplicando ésta a otro aerogenerador (de distinta características técnicas) en otra ubicación diferente de la que también se dispone de información experimental.

Esta curva es de utilidad a la hora de diseñar y dimensionar un sistema integrado eólica-hidrógeno en un emplazamiento en el que no se conozca el comportamiento real del aerogenerador. De modo, que los resultados de simulación de producción eléctrica sean más cercanos a la realidad, en comparación con la producción eléctrica que se obtendría a partir de la curva característica del aerogenerador suministrada por el fabricante de éste.

Como se comprobará en el capítulo 5 de la Tesis, esta producción eléctrica determina en gran medida la producción de hidrógeno del sistema.

Para el electrolizador, las herramientas de simulación emplean relaciones directas entre producción de hidrógeno frente a la potencia eléctrica consumida por este (relación

en condiciones nominales) o modelos matemáticos más precisos basados en su curva voltaje-intensidad, pero operando a la temperatura nominal de diseño. Un electrolizador conectado a un aerogenerador, va a tener una operación intermitente y con variaciones de carga continuas. Esto afecta a la producción de hidrógeno y a la temperatura del electrolito, que determina en gran medida el comportamiento eléctrico del electrolizador y su consumo específico (Rosa, 2003).

El modelo matemático de electrolizador desarrollado en esta Tesis, tiene por objetivo contemplar la inercia térmica del electrolizador, así como su presurización, que determinará el periodo de arranque. Como se comprobará en el capítulo siguiente, una vez que los parámetros característicos del modelo del electrolizador se ajustan empleando datos experimentales (o a partir de información ofrecida por el fabricante del electrolizador), el modelo permite simular el comportamiento real del electrolizador con diferencias mínimas respecto a la realidad. El módulo eléctrico del modelo matemático del electrolizador parte del desarrollado por Ulleberg en (Ulleberg O. , 2003), pero se propone una mejora para ajustar de un modo más adecuado los resultados de simulación con los datos experimentales de operación de un electrolizador alcalino.

En resumen, los modelos matemáticos desarrollados, adquieren un compromiso entre la representatividad de los equipos operando en condiciones reales y un coste computacional bajo que permita realizar diseños de instalaciones teniendo la certeza de que los resultados obtenidos en las simulaciones serán más cercanos a la realidad. Ello tendrá una incidencia real en el análisis energético y económico del sistema.

Además de la revisión bibliográfica realizada, se extrae como conclusión la falta de datos experimentales publicados sobre instalaciones experimentales existentes. En este sentido, esta Tesis Doctoral presenta datos de operación reales de las instalaciones del proyecto de integración de energía eólica e hidrógeno RES2H2.

3. Modelos dinámicos de componentes de sistemas de producción de hidrógeno a partir de energía eólica

En el presente capítulo, se van a desarrollar los modelos matemáticos de los equipos principales de un sistema integrado de producción de hidrógeno a partir de energía eólica: aerogenerador y electrolizador. Los modelos serían empleados para el diseño y dimensionado de instalaciones híbridas eólica-hidrógeno, por tanto, su formulación será un compromiso entre la exactitud de los resultados ofrecidos y el coste computacional a la hora de realizar simulaciones con éstos.

En el apartado 3.1, se adapta un modelo matemático del aerogenerador basado en la curva característica del mismo. Se propone una modificación de su curva característica para ajustarla al comportamiento real del aerogenerador en un emplazamiento determinado.

El modelo matemático del electrolizador, definido por módulos, se describe en el apartado 3.2. Se basa también en su curva característica pero, adicionalmente, se tienen en consideración efectos dinámicos como el proceso de calentamiento y enfriamiento, que influye en su funcionamiento.

Ambos modelos matemáticos serán validados con datos de operación en el capítulo siguiente.

Para finalizar, en el apartado 3.3, se presentan las conclusiones de este capítulo.

3.1. Modelo matemático de un aerogenerador

En bibliografía, se pueden encontrar dos tipos de modelos matemáticos para un aerogenerador:

- **Detallados**, en el que se modelan todos los aspectos funcionales del aerogenerador: aerodinámica, inercia del rotor, generador eléctrico, sistema de control y red eléctrica a la que está conectado. Este tipo de modelos son complejos, y son empleados para estudiar el comportamiento del aerogenerador frente a defectos de tensión en la red eléctrica y la producción de armónicos por parte del generador eléctrico en la red. Estos modelos dependen, en gran medida, del tipo de aerogenerador estudiado, en los que se tiene que considerar el sistema de control de potencia (por ángulo de palas o estancamiento), o el tipo de generador eléctrico empleado (de velocidad fija o variable), que a su vez, determina el tipo de conexionado del generador eléctrico con la red (directo o indirecto) (Baroudi, Dinavahi, & Knight, 2007).
- **Simplificados**, basados en la curva característica de un aerogenerador (potencia eléctrica frente a velocidad del viento). Esta curva se obtiene mediante el ensayo del aerogenerador siguiendo la norma UNE-EN 61400-12 “Medida de la curva de potencia de aerogeneradores productores de electricidad”. Estos modelos simplificados se usan para cuantificar la cantidad de energía eléctrica producida en intervalos de tiempo del orden de horas. Esto también se puede realizar con los modelos detallados, pero el costo computacional de realizar simulaciones para varias horas con tiempos de paso de simulación del orden de segundos es elevado.

Los módulos necesarios para la implementación de un modelo detallado se pueden ver en la Figura 3.1.

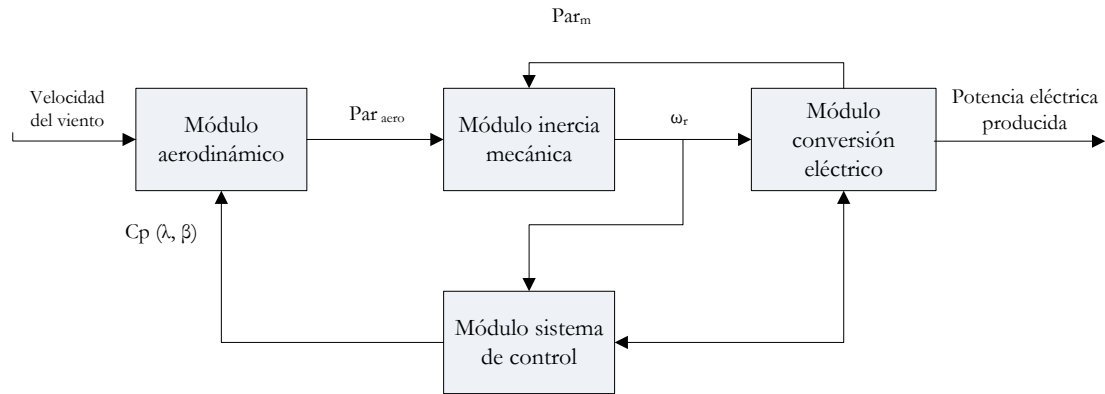


Figura 3.1: Módulos e interconexión de éstos para la definición de un modelo matemático detallado de un aerogenerador.

El módulo aerodinámico, se encarga de calcular el par mecánico ejercido sobre el rotor del aerogenerador a partir de la velocidad del viento, del tamaño de las palas del aerogenerador y del coeficiente de potencia (C_{pot}). En Bianchi y otros (Bianchi, De Battista, & Mantz, 2007), se detallan los fundamentos aerodinámicos para la obtención del par mecánico aerodinámico (ecuación 3.1.).

$$Par_{aero} = \frac{1}{2} \pi R_{palas}^2 \rho_a \frac{v_v^3}{\omega_r} C_{pot} \quad (\text{ec. 3.1.})$$

Donde:

- Par_{aero} es el par generado por la velocidad del viento en el rotor del aerogenerador.
- R_{palas} es el radio de las palas del rotor.
- ρ_a es la densidad del aire a la altura de la góndola del aerogenerador.
- v_v es la velocidad del viento.
- ω_r es la velocidad de giro del rotor
- C_{pot} es el coeficiente de potencia. Este coeficiente se calcula de modo experimental, y determina la cantidad de potencia cinética captada al viento y transformada en potencia mecánica de giro del rotor. Dependiendo del tipo de generador eléctrico empleado por el aerogenerador, el coeficiente depende de:
 - 1) Ángulo de ataque de las palas con respecto al viento (ángulo Pitch, β), para el caso de generadores síncronos, en los que la velocidad de giro del rotor es constante (para mantener constante la frecuencia de la energía eléctrica generada).
 - 2) Ángulo de ataque y velocidad del giro del rotor, para generadores asíncronos, que pueden trabajar a diferentes velocidades de giro, al disponer aguas abajo del

generador eléctrico de un convertidor para adaptar la frecuencia de la electricidad generada a la de la red.

En la Figura 3.2, se muestra la variación del coeficiente de potencia C_{pot} en función del ángulo de ataque β y en función del parámetro λ (relación de velocidad de punta de pala), para un aerogenerador de velocidad de giro variable.

El parámetro λ , se calcula mediante el cociente entre la velocidad lineal del extremo de una pala del rotor del aerogenerador y la velocidad del viento (ecuación 3.2.). Este parámetro tiene en cuenta la velocidad de giro del rotor.

$$\lambda = \frac{\omega_r R_{pala}}{v_v} \quad (\text{ec. 3.2.})$$

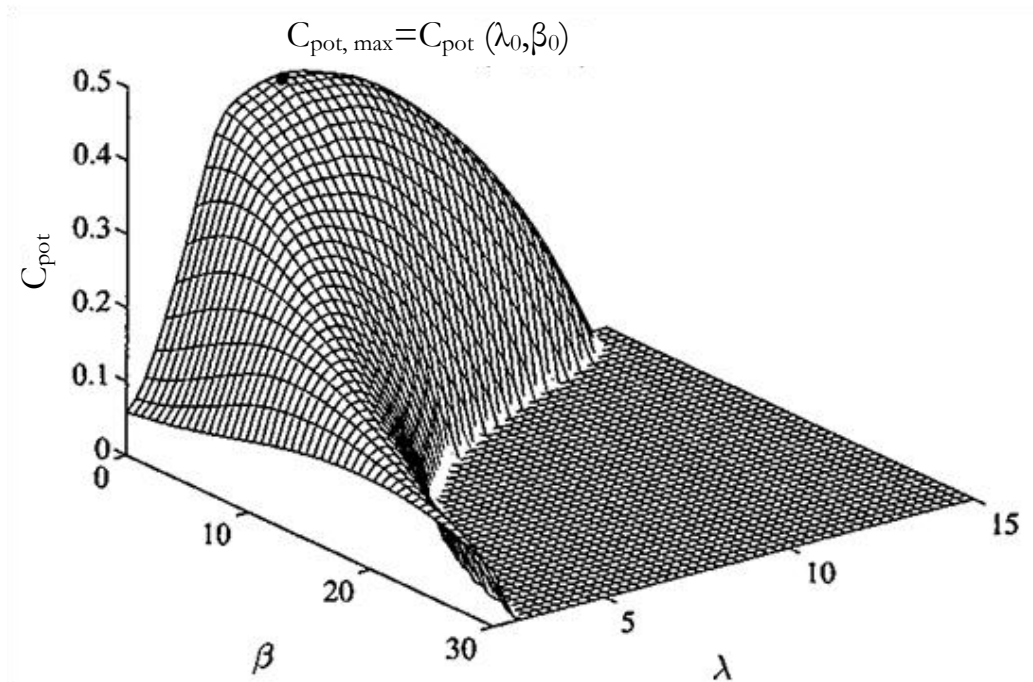


Figura 3.2: Coeficiente de potencia C_{pot} en función del ángulo β y del parámetro λ (Bianchi, De Battista, & Mantz, 2007).

El ángulo de ataque de las palas viene determinado por la consigna del sistema de control (módulo de control) que, en función de la velocidad del viento, la velocidad de giro del rotor y la tipología del generador eléctrico, fijará el ángulo de ataque de modo que la potencia aprovechada del viento sea máxima, cuando no se alcance la velocidad de viento nominal de diseño. Cuando se supera la velocidad nominal, el sistema de control debe fijar un ángulo de ataque de modo que la potencia cinética capturada al viento no supere la potencia eléctrica nominal del generador eléctrico. Las técnicas de control más novedosas

son de tipo robusto (Camblong, 2008) y predictivas (Boukhezzar & Siguerdidjane, 2009) (Kusiak, Li, & Song, 2010).

El módulo de inercia, es el encargado de modelar la inercia al giro del rotor y la caja de velocidad que adapta la velocidad del giro del rotor con la velocidad de giro del rotor del generador eléctrico. Santoso y Le (Santoso & Le, 2007), realizan un modelo matemático detallado del módulo de inercia de un aerogenerador. La ecuación diferencial de conservación mecánica simplificada (ecuación 3.3.), es ampliamente utilizada por diversos autores para el estudio del comportamiento de aerogeneradores (Onar, Uzunoglu, & Alam, 2006), (Miland, Glöckner, Taylor, Aaberg, & Hagen, 2006), (Sánchez, Veganzones, Martínez, Blázquez, Herrero, & Wilhelmi, 2008).

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{2C_{iner}} (Par_e - \mu\omega_r - Par_{aero}') \quad (\text{ec. 3.3.})$$

Donde:

- ω_m es la velocidad de giro del rotor del generador eléctrico.
- C_{iner} es la constante de inercia del conjunto formado por el rotor y el resto de elementos mecánicos conectados a éste.
- Par_e es el par electromagnético realizado por el generador eléctrico.
- Par_{aero}' es el par aerodinámico modificado teniendo en cuenta la reducción de velocidad de giro que se produce en la caja reductora de velocidad.
- μ es el coeficiente de pérdidas viscosas del rotor y el resto de elementos mecánicos conectados a éste.

El módulo del sistema de conversión eléctrico está compuesto por el modelo matemático del generador eléctrico empleado en el aerogenerador y los sistemas de conversión de potencia para su conexión a la red eléctrica. Como se ha comentado anteriormente, el modelado del aerogenerador depende, en gran medida, del tipo de generador: síncrono o asíncrono, que condiciona el resto de elementos (convertidores e inversores para el estator y el rotor).

Heier (Heier, 2007), describe con detalle los modelos matemáticos de los generadores eléctricos instalados en aerogeneradores. Martins y colaboradores (Martins, Perdana, Ledesma, Agneholm, & Carlson, 2007) y Miland y colaboradores (Miland, Glöckner, Taylor, Aaberg, & Hagen, 2006), emplean modelos simplificados de generadores síncronos representados por una fuente de tensión conectada en serie con una resistencia y una inductancia.

Como se menciona anteriormente, los modelos detallados no están destinados a estudiar la producción de energía eléctrica en periodos de tiempo del orden de minutos u

horas, por lo que se deben acudir a modelos más generales, aunque éstos deben cumplir con una representación fiel de la realidad.

Es interesante remarcar, que los tiempos característicos en los que se producen transitorios en el aerogenerador son de un orden de magnitud inferior a los tiempos de un electrolizador, equipo al que va a estar conectado en un sistema integrado eólica-hidrógeno. Por tanto, no es aplicable estudiar una dinámica detallada en el aerogenerador, en el orden de segundos (Sánchez, Veganzones, Martínez, Blázquez, Herrero, & Wilhelmi, 2008) (Martins, Perdana, Ledesma, Agneholm, & Carlson, 2007), cuando los cambios significativos del comportamiento de un electrolizador se produce en el orden de horas (Rosa, 2003).

Apoyando lo anterior, es preciso recordar que, como se ha indicado en el estado del arte de las herramientas de simulación para el dimensionado de instalaciones híbridas eólica-hidrógeno, los modelos matemáticos de aerogenerador empleados se basan su curva característica.

3.1.1. Desarrollo del modelo matemático

Teniendo en cuenta el comportamiento de los diferentes componentes del aerogenerador, se puede determinar su curva característica. Actualmente, la norma UNE-EN 61400-12 determina, mediante ensayo del aerogenerador, la curva de potencia eléctrica producida frente a la velocidad del viento. Esta curva, es la suministrada por el fabricante como parte de la documentación técnica del aerogenerador. En la Figura 3.3, se muestra la curva característica de un aerogenerador controlado por el ángulo de ataque de las palas (*pitch*), en concreto, el aerogenerador representado es el ENERCON E30-230.

La curva característica presenta tres zonas diferenciadas:

- Zona 1. Por debajo de la velocidad de conexión. En esta zona, la velocidad del viento no es suficiente para producir un par de giro en el rotor capaz de vencer las diferentes pérdidas que tienen lugar en el aerogenerador.
- Zona 2. Entre la velocidad de conexión y la velocidad nominal. El aerogenerador comienza a producir energía eléctrica. El objetivo en esta zona de trabajo es aprovechar al máximo la energía cinética del viento para transformarla en energía eléctrica.
- Zona 3. Entre la velocidad nominal y la velocidad de desconexión. La potencia eléctrica entregada por el aerogenerador en esta zona es constante. Si el aerogenerador está bien seleccionado, se debe cumplir que en la mayoría de las horas de operación del aerogenerador la velocidad del viento debe estar comprendida entre la velocidad nominal de diseño y la velocidad de desconexión. Por encima de la velocidad de desconexión, el aerogenerador anula la absorción de energía cinética del aire (por ejemplo, girando las palas de modo que se anule la

aerodinámica de sustentación) para evitar problemas de sobrecarga eléctrica y mecánica.

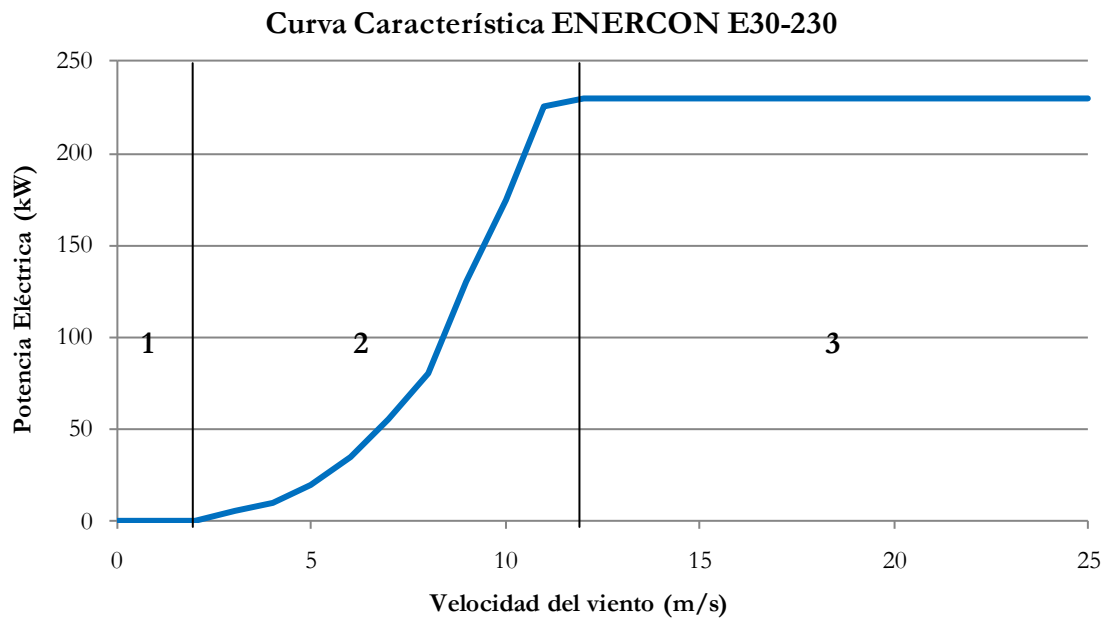


Figura 3.3: Curva característica del aerogenerador ENERCON E30-230.

La curva característica mostrada anteriormente, está obtenida en condiciones controladas de laboratorio. Como se mostrará posteriormente, la producción eléctrica real de un aerogenerador instalado en un lugar concreto (en condiciones de operación real) para una determinada velocidad del viento, varía con respecto a la indicada por la curva del aerogenerador suministrada por el fabricante.

Los motivos por los que puede existir una discrepancia entre la curva característica ofrecida por la norma y el comportamiento real del aerogenerador son:

- Altura del terreno donde se ha instalado el aerogenerador.
- Orografía del terreno, que aumenta la turbulencia del viento.
- Aerogeneradores instalados alrededor, dado que inducen una turbulencia adicional en el viento incidente en el aerogenerador de estudio.
- Ángulo de incidencia del viento con respecto al área frontal de aerogenerador. En las condiciones de ensayo, el aire tiene una dirección perpendicular a la sección frontal de las palas del aerogenerador para que la medida sea válida. En condiciones reales, el aire presenta diferentes direcciones de incidencia.

El resultado de estos aspectos es que para determinadas velocidades de viento, la potencia eléctrica real generada esté por debajo de la que indica el fabricante, mediante la curva característica del aerogenerador. Lo cual tiene efectos a la hora de dimensionar instalaciones híbridas, ya que la producción eléctrica menor que la predicha. Como se

comprobará en el capítulo 5 de esta Tesis, el tamaño óptimo del electrolizador a conectar al aerogenerador en un sistema integrado es función de la curva característica del aerogenerador.

A la hora de diseñar un sistema integrado de cara a suplir una demanda energética, siempre será preferible disponer de datos de producción de energía eléctrica real del aerogenerador seleccionado, o de un conjunto de éstos, en el punto de emplazamiento seleccionado, ya que los resultados de la simulación del sistema se asemejarán más a la realidad. Con los datos de operación reales (velocidad de viento y potencia eléctrica producida), se puede construir la curva característica del aerogenerador empleando una metodología análoga a la indicada en la norma UNE-EN 61400-12 para la medida de la curva de potencia de aerogeneradores productores de electricidad.

El método para la construcción de la curva característica del aerogenerador en un emplazamiento concreto se explica a continuación:

- A partir de los datos registrados de velocidad de viento y potencia eléctrica producida, se establecen medias cada 10 minutos. Para el ensayo de un aerogenerador, se recomienda una frecuencia de muestreo y registro de datos de 1 segundo. Cada media, es un punto de operación fijado para la obtención de la curva del aerogenerador.
- Los puntos de operación obtenidos (relación de la potencia eléctrica frente a la velocidad de viento en media cada 10 minutos), se clasifican en función de la velocidad de viento, y se compartimentan en intervalos de velocidad de 0,5 m/s.
- Para cada compartimento, se calcula la media de la velocidad de viento y de la potencia eléctrica producida, empleando todos los puntos de operación que se encuentren dentro de éste. La ecuación 3.4 y 3.5, muestran respectivamente el modo de calcular la velocidad media y la potencia eléctrica media para cada intervalo:

$$\bar{v}_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} v_{j,i} \quad (\text{ec. 3.4.})$$

$$\bar{P}_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{j,i} \quad (\text{ec. 3.5.})$$

Donde:

- \bar{v}_i es la velocidad media de viento del intervalo i.
- N_i es el número de puntos de operación en el intervalo i.
- $v_{j,i}$ es la velocidad de viento del punto de operación j correspondiente al intervalo i.
- \bar{P}_i es la potencia eléctrica media producida en el intervalo i.

- $P_{j,i}$ es la potencia eléctrica del punto de operación j correspondiente al intervalo i .
- La unión de los puntos de operación medios de cada intervalo genera la curva característica del aerogenerador.

Por norma general, en los emplazamientos donde se instalan aerogeneradores para su operación en condiciones reales (no de ensayo), el muestro de datos es superior a los 5 segundos. Independientemente, del intervalo de muestro, las medias de velocidad de viento y potencia eléctrica se realizaran cada 10 minutos (al igual que en la norma UNE).

A modo de ejemplo, a partir de los datos de operación registrados para un aerogenerador del fabricante ENERCON, modelo E30-230, instalado en el Instituto Tecnológico de Canarias (Pozo Izquierdo, Gran Canaria), se calcula la curva característica real del aerogenerador en dicho emplazamiento, a partir del método definido. Los datos de operación se registran cada 5 segundos. Esta curva (línea roja), se muestra en la Figura 3.4. Adicionalmente, la figura también presenta los datos de operación medios cada 10 minutos (puntos verdes) y la curva característica suministrada por el fabricante del aerogenerador (línea azul), obtenida a partir del ensayo del aerogenerador bajo las condiciones fijadas por la norma UNE-EN 64100-12. Como se observa, la potencia eléctrica real producida por el aerogenerador es inferior a la ofrecida por el fabricante (según la norma UNE) en la mayor parte del rango de velocidades de viento.

En el capítulo 4, en el apartado de validación del modelo matemático del aerogenerador, se puede comprobar las diferencias existentes entre curvas características para otros aerogeneradores en otros emplazamientos.

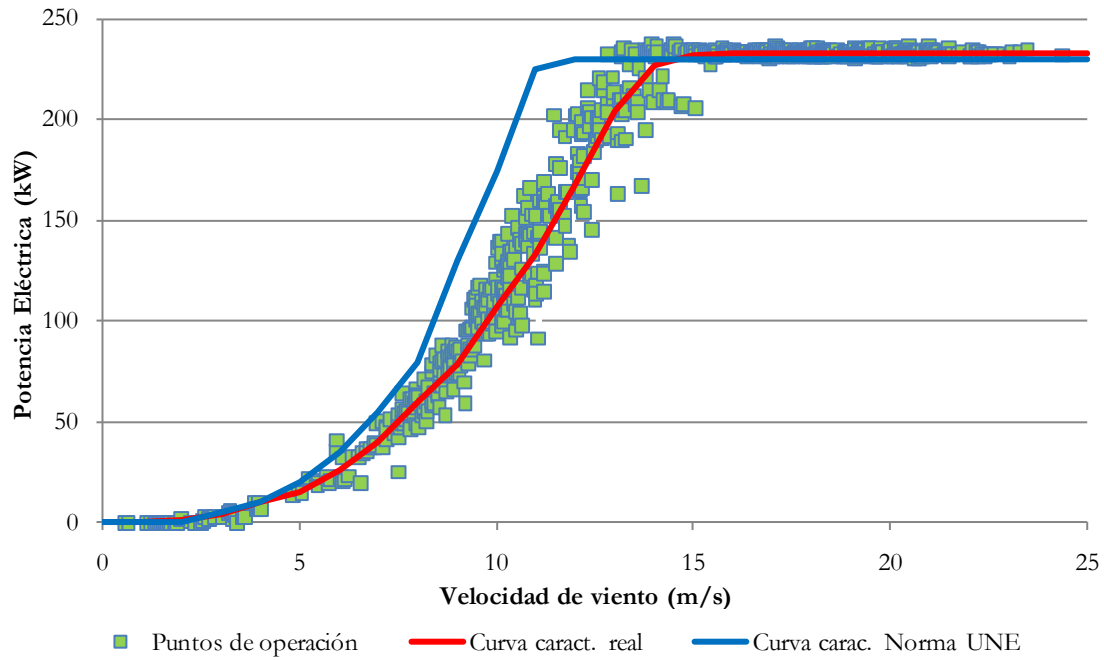


Figura 3.4: Curva característica del aerogenerador ENERCON E30-230. (según la norma UNE y real en el emplazamiento)

A tenor de estos resultados, siempre será de interés disponer de datos de operación de un aerogenerador en el emplazamiento para poder estimar su producción eléctrica de un modo más exacto (a partir de su curva característica). En numerosas ocasiones esto no será posible, ya que cuando se plantean estudios preliminares de dimensionado y diseño de sistemas integrados, los equipos no se encuentran en el emplazamiento seleccionado, por lo que no se dispone de datos de operación para ajustar las simulaciones al comportamiento real.

En función de la información disponible del aerogenerador en el emplazamiento, se plantean diferentes escenarios a la hora de realizar la simulación de éste:

- El aerogenerador está instalado en el emplazamiento y ha estado operando. En esta situación, las simulaciones deberían realizarse empleando la curva característica real del aerogenerador en el emplazamiento, obtenido usando la metodología planteada anteriormente a partir de los datos de operación.
- El aerogenerador no está instalado en el emplazamiento. Si no se dispone de información adicional, se empleará la curva característica del aerogenerador suministrada por el fabricante. Como se ha comprobado con el ejemplo del aerogenerador ENERCON, para cada velocidad de viento, la producción eléctrica será mayor que la real en el emplazamiento.
- El aerogenerador no está instalado en el emplazamiento, pero se disponen de datos de operación del aerogenerador en otro emplazamiento. En este caso, se utilizaría la curva característica suministrada por el fabricante, corregida con la expresión que se

explica a continuación. De este modo, se ajusta el comportamiento teórico del aerogenerador en el emplazamiento.

A partir de las dos curvas características (del fabricante y real), se construye la curva de diferencia de potencias. Para posibilitar la extrapolación de resultados, se plantea una curva de diferencias de potencias normalizada (Figura 3.5), definida por la siguiente expresión:

$$D_Pot_{norm} = \frac{P_{fab} - P_{real}}{P_{nom}} \quad (\text{ec. 3.6.})$$

Donde:

- D_Pot_{norm} es la definición de la variable diferencia de potencia eléctrica normalizada. Es adimensional, y varía entre 0 y 1.
- P_{fab} es la potencia eléctrica producida para una determinada velocidad de viento indicada en la curva característica del aerogenerador ofrecida por el fabricante.
- P_{real} es la potencia eléctrica producida real para una determinada velocidad del viento. Esta potencia se obtiene mediante el tratamiento de los datos de operación del mismo aerogenerador en un emplazamiento concreto.
- P_{nom} es la potencia eléctrica producida nominal (y constante), según la curva característica del fabricante, que se establece para una velocidad igual a la nominal. Esta potencia corresponde a la zona 3 de la Figura 3.3.

Como puede observarse, las mayores diferencias (con un máximo del 35%) se sitúan en la zona cercana a la velocidad nominal, debido a que en esta zona el sistema de control del aerogenerador es donde más actúa para que la potencia cinética absorbida del viento no exceda a la máxima permitida, y no sobrealimentar al generador eléctrico. Debido a las fluctuaciones del viento y al tiempo de muestreo de la velocidad del viento por parte del sistema de control, se producen situaciones en las que existe una regulación del ángulo de ataque de las palas del aerogenerador cuando la velocidad del viento no ha alcanzado la nominal.

Además, también hay que tener en cuenta desviaciones de la curva real debidas a razones geográficas del emplazamiento: orografía del terreno, altura del aerogenerador, etc. que influyen en la turbulencia de la velocidad del viento.

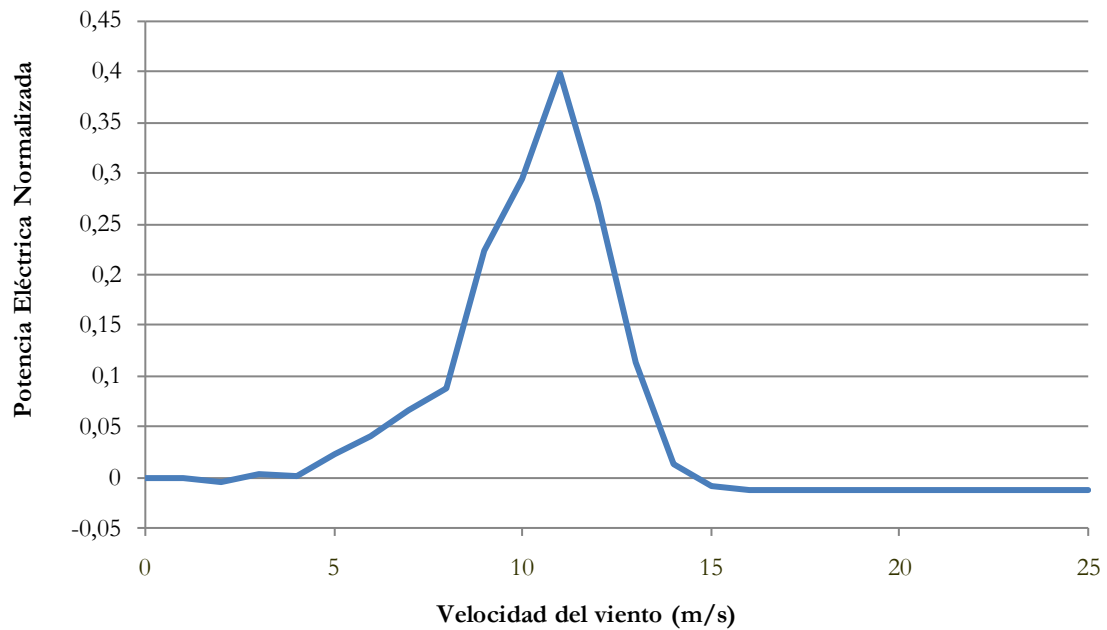


Figura 3.5: Diferencia de potencia eléctrica (normalizada) frente a la velocidad del viento.

Como se ha comentado anteriormente, desde un punto de vista de simulación de sistemas, es preferible disponer de la curva característica real del aerogenerador, si bien, en la mayoría de las situaciones esto es imposible, ya que aún no ha sido instalado el aerogenerador en el emplazamiento. Por tanto, se hace necesario una formulación que modifique la curva característica del aerogenerador suministrada por el fabricante, de modo que se puedan realizar simulaciones en las que la producción de energía eléctrica del aerogenerador, calculada a partir de la velocidad del viento, sea más cercana a la realidad.

Para poder normalizar la diferencia de potencia desde un punto de vista matemático, se pueden emplear diferentes tipos de curvas que ajustan a la curva exacta (Figura 3.5). Las posibles funciones matemáticas que mejor ajustan la curva son: división de polinomios de grado 8 (y superiores), series de Fourier y funciones estadísticas como la distribución Weibull.

En esta Tesis, se propone la distribución Weibull, ya que presenta un compromiso entre complejidad matemática de formulación y obtención de los parámetros que la define, y la correlación con la curva experimental. La expresión matemática que define la distribución Weibull está compuesta por cuatro parámetros (a,b,c,d) y responde a la siguiente expresión matemática:

$$y = a \left(\frac{d-1}{d}\right)^{\frac{1-d}{d}} \left(\frac{x-b}{c} + \left(\frac{d-1}{d}\right)^{\frac{1}{d}}\right)^{d-1} \exp\left(-\left(\frac{x-b}{c} + \left(\frac{d-1}{d}\right)^{\frac{1}{d}}\right)^d + \frac{d-1}{d}\right) \quad (\text{ec. 3.7.})$$

Cada uno de los parámetros actúa sobre los aspectos característicos de la curva:

- a es la altura máxima, en el eje, que alcanza la curva.
- b es el punto del eje x donde se alcanza la altura máxima.
- c y d determinan la forma acampanada de la curva, actuando sobre su anchura en los puntos cercanos al máximo.

Estos parámetros son específicos para un aerogenerador en un emplazamiento determinado, y tienen una interpretación física, ya que éstos dependen de parámetros físicos del aerogenerador y del entorno como:

- Turbulencia y variación de la dirección del viento en el emplazamiento.
- Orografía del terreno.
- Altura de la góndola del aerogenerador.
- Tipo de generador eléctrico empleado en el aerogenerador y sistema de control y acondicionamiento de potencia.

Debido a la información disponible, no se ha podido constatar de un modo riguroso la interpretación física de estos parámetros, abriéndose una línea de investigación futura en este campo.

Para la curva experimental de la Figura 3.4, los parámetros de la distribución Weibull que ajustan los datos experimentales son: $a=0,375$, $b=11$, $c=26,65$ y $d=17,88$. En la Figura 3.6, se muestra la diferencia existente entre la diferencia de potencia eléctrica normalizada real y la que se obtiene mediante la ecuación 3.5. En este caso, la variable dependiente de la ecuación es la diferencia de potencia eléctrica normalizada y la variable independiente es la velocidad del viento. Como se muestra en figura inferior, el ajuste entre las curvas es satisfactorio, siendo el coeficiente de correlación de la curva ajustada $r^2=0,985$ y un error máximo relativo del 1,4%. El ajuste estadístico de la curva se ha realizado mediante la herramienta informática *Tablecurve*, versión 5.01 (Table Curve, 2010).

Para comprobar la validez de la expresión planteada para la modificación de la curva característica de un aerogenerador, en el capítulo 4, se va a validar la expresión con datos de operación de dos aerogeneradores distintos, cada uno en un emplazamiento diferente.

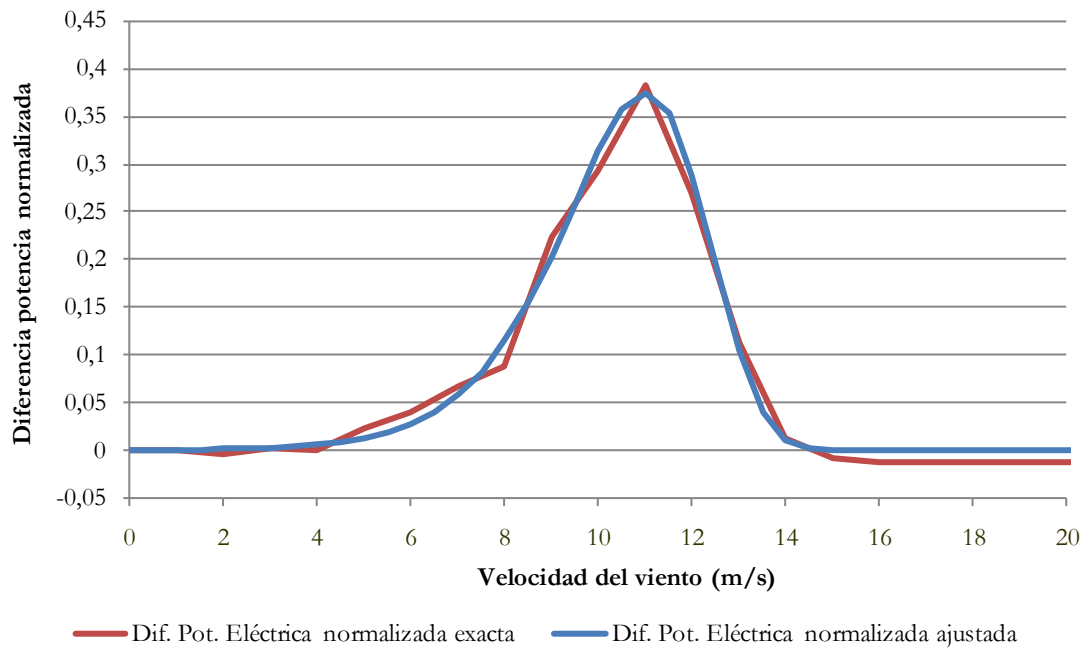


Figura 3.6: Diferencia de potencia normalizada exacta y ajustada mediante la distribución Weibull.

3.2. Modelo matemático de un electrolizador

El modelo matemático para la descripción del comportamiento del electrolizador planteado en este apartado, se basa en la curva de polarización del *stack* (voltaje en bornas de una celda electrolítica frente a la intensidad que circula a través de ésta). Esta curva característica depende de la temperatura del electrolito. Como se comprobará en la validación, la respuesta del voltaje en bornas del *stack* del electrolizador frente a una variación de la intensidad es inmediata. Por tanto, el modelo planteado se puede emplear para realizar estudios de dimensionado y comportamiento energético anual de instalaciones que integren energías renovables e hidrógeno en los que el tiempo empleado es del orden de minutos u horas, así como estudios más detallados sobre su sistema de control, en los que el tiempo de simulación es del orden de segundos.

Para describir la curva característica del electrolizador previamente es necesario realizar un desarrollo termodinámico de la electrólisis del agua, en la que se definen las variables y su dependencia.

3.2.1. Conceptos básicos de la electrólisis del agua

Los mecanismos y procesos que ocurren en reactores electroquímicos (como electrolizadores, pilas de combustible y baterías) son similares, y están regidos por los mismos fundamentos teóricos entre los que, básicamente, es preciso analizar: termodinámica del proceso, cinética de las reacciones que ocurren en los electrodos y análisis de los fenómenos de transporte.

El objetivo de este punto es presentar, desde una perspectiva termodinámica, la teoría básica de la electrólisis y exponer los diversos fenómenos implicados.

3.2.1.1. Principios básicos de las reacciones químicas

Una reacción química se produce siempre que un sistema no esté en equilibrio químico. Para una reacción de oxidación-reducción (redox), que son las que tienen lugar en los electrodos de un electrolizador, se tiene:

- Reacción Anódica: $M_R \leftrightarrow M_{Ox} + m e^-$ (ec. 3.8.)
- Reacción Catódica: $N_R \leftrightarrow N_{Ox} + n e^-$ (ec. 3.9.)
- Reacción Global: $n M_R + m N_{Ox} \leftrightarrow n M_{Ox} + m N_R$ (ec. 3.10.)

Donde: M_R , N_{Ox} , M_{Ox} , N_R representan los compuestos químicos, y n y m los coeficientes estequiométricos de la ecuación, K_M es la constante de equilibrio de la reacción

anódica, K_N la constante de equilibrio de la reacción catódica, y K es la constante de equilibrio de la reacción global, que se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$K = \frac{[M_{Ox}]^n \cdot [N_R]^m}{[M_R]^n \cdot [N_{Ox}]^m} \quad (\text{ec. 3.11.})$$

Donde $[X]$ es la actividad de la especie X en el equilibrio. (Bagotsky, 2006).

Para esa misma reacción global, la relación existente entre el potencial electroquímico y las concentraciones de las especies implicadas viene expresada por la ley de Nernst, que para este caso adquiere la expresión:

$$E = E^\circ - \frac{RT}{zF} \cdot \ln \left(\frac{[M_{Ox}]^n \cdot [N_R]^m}{[M_R]^n \cdot [N_{Ox}]^m} \right) = E^\circ - \frac{RT}{zF} \cdot \ln(K) \quad (\text{ec. 3.12.})$$

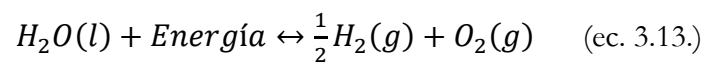
Puede deducirse que el potencial electroquímico depende de la constante de equilibrio K y que, acorde con el principio de Le Chatelier, la reacción en una celda electroquímica continuará hasta que se alcance el estado de equilibrio.

En la anterior expresión: E° representa el potencial electroquímico en condiciones estándar (298 °K, 1 atm y una concentración 1M), F la constante de Faraday (96485 C mol⁻¹), R la constante de los gases y z el número de electrones intercambiados.

3.2.1.2. Termodinámica de la electrólisis del agua

La termodinámica suministra un marco adecuado para describir los equilibrios y efectos térmicos que se producen en reactores electroquímicos. Así mismo, proporciona la definición de las fuerzas impulsoras en los fenómenos de transporte y propiedades óptimas de las soluciones electrolíticas (Bagotsky, 2006).

La reacción de electrólisis del agua, para formar hidrógeno y oxígeno, viene dada por la reacción:



Para el análisis termodinámico de este proceso, pueden realizarse las siguientes simplificaciones:

- Hidrógeno y oxígeno se comportan como gases ideales.
- Se considera que el agua líquida es incompresible.
- Las fases gas y líquida están completamente separadas.

Basado en estas simplificaciones, los cambios en la entalpía, entropía y energía libre de Gibbs de la reacción anterior, pueden calcularse con referencia al hidrógeno, oxígeno y agua pura en condiciones estándar de presión y temperatura (p_{ref} y T_{ref} respectivamente).

La variación de entalpía ΔH de la electrólisis del agua para una determinada temperatura y presión, es la diferencia entre la entalpía de los productos de la reacción (H_2 y O_2) y la de los reactantes (H_2O):

$$\Delta H_R(T, p) = \Delta H_{H_2}(T, p) + \frac{1}{2} \Delta H_{O_2}(T, p) - \Delta H_{H_2O}(T, p) \quad (\text{ec. 3.14.})$$

Donde:

$$\Delta H_x(T, p) = C_{px}(T - T_{ref}) + H_{f,x}^o(T, p) \quad \text{Siendo: } x=H_2, O_2 \text{ y } H_2O \quad (\text{ec. 3.15.})$$

Del mismo modo, la variación de la entropía de la reacción se puede calcular del siguiente modo:

$$\Delta S_R(T, p) = \Delta S_{H_2}(T, p) + \frac{1}{2} \Delta S_{O_2}(T, p) - \Delta S_{H_2O}(T, p) \quad (\text{ec. 3.16.})$$

Siendo:

$$\Delta S_x(T, p) = C_{px} \ln\left(\frac{T}{T_{ref}}\right) - R \ln\left(\frac{p}{p_{ref}}\right) + S_{f,x}^o(T, p) \quad \text{Con: } x=H_2, O_2 \quad (\text{ec. 3.17.})$$

$$\Delta S_{H_2O}(T, p) = C_{p,H_2O} \ln\left(\frac{T}{T_{ref}}\right) + S_{f,x}^o(T, p) \quad (\text{ec. 3.18.})$$

Combinando el incremento de entalpía y entropía de reacción obtenemos el incremento de la energía libre de Gibbs de reacción:

$$\Delta G_R(T, p) = \Delta H_R(T, p) - \Delta S_R(T, p) \quad (\text{ec. 3.19.})$$

En las expresiones anteriores:

C_{px}	Calor específico, $J \cdot K^{-1} \cdot mol^{-1}$.
ΔH_x	Variación de entalpía, $J \cdot mol^{-1}$.
$H_{f,x}^o$	Entalpía de formación, $J \cdot mol^{-1}$.
p	Presión, bar.
R	Constante universal de los gases, $J \cdot K^{-1} \cdot mol^{-1}$.
ΔS_x	Variación de entropía, $J \cdot K^{-1} \cdot mol^{-1}$.
$S_{f,x}^o$	Entropía de formación, $J \cdot K^{-1} \cdot mol^{-1}$.
T	Temperatura, K.

La variación de energía libre de Gibbs para la electrólisis del agua ΔG_{H_2O} a 25°C y 1 bar es de 237 $kJ \cdot mol^{-1}$. Esto implica que esta reacción no es espontánea.

La reacción de formación de agua a partir de hidrógeno y oxígeno, como tiene lugar en una pila de combustible, ocurre con una variación de energía libre de Gibbs de $-237 kJ \cdot mol^{-1}$, por lo que la reacción tiene lugar espontáneamente.

Para un proceso electroquímico a presión y temperatura constante, el trabajo máximo útil es igual a la variación de energía libre de Gibbs. En una pila de combustible ideal todo el trabajo reversible es energía eléctrica, en este caso $W_{el} = \Delta G$.

La energía total necesaria para producir la electrólisis del agua es equivalente a la variación de entalpía ΔH . Para su cálculo se tienen en cuenta las irreversibilidades asociadas al proceso, $T \cdot \Delta S$. Para un proceso reversible este término representa el aporte de energía térmica. La variación de entalpía para un proceso electrolítico en condiciones estándar es de $\Delta H_{H_2O} = 286 kJ \cdot mol^{-1}$.

La Figura 3.7, muestra la evolución de ΔH , ΔG y $T \cdot \Delta S$ para una temperatura comprendida entre 25 y 125°C y a presión de 1 atm. Se ha representado la temperatura correspondiente al cambio de fase.

En la Figura 3.8, se muestra la influencia de la presión sobre ΔH , ΔG y $T \cdot \Delta S$ para el rango de temperaturas comprendido entre 25 y 100°C. Se observa que, para el rango de temperaturas indicados, la energía total a suministrar al sistema no depende de la presión. Asimismo, al aumentar la presión, aumentan los requerimientos de energía eléctrica (exergía) del proceso.

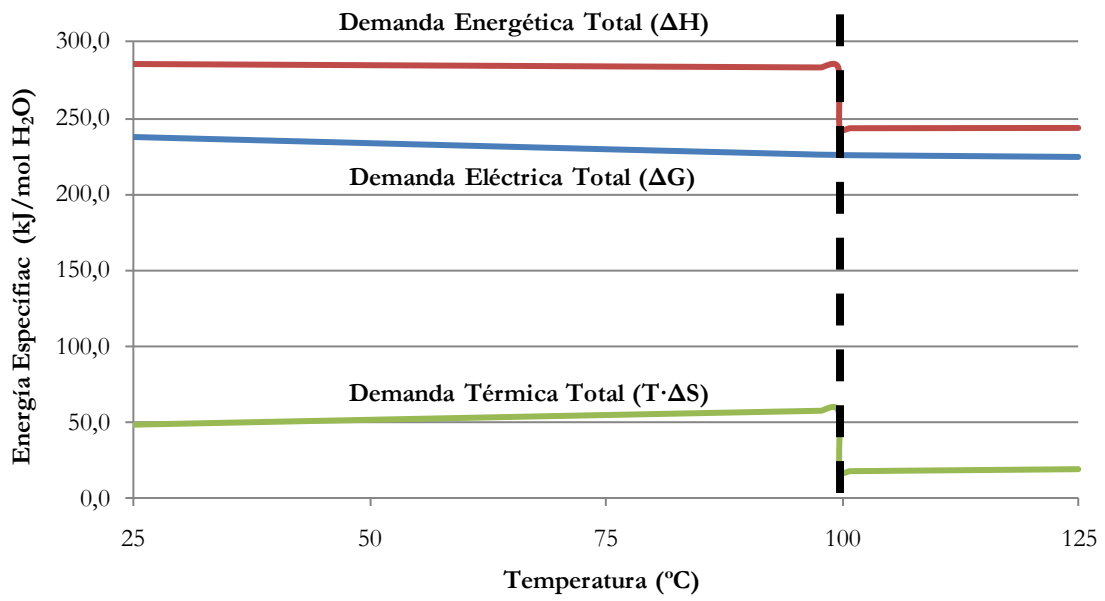


Figura 3.7: Termodinámica de la electrólisis del agua.

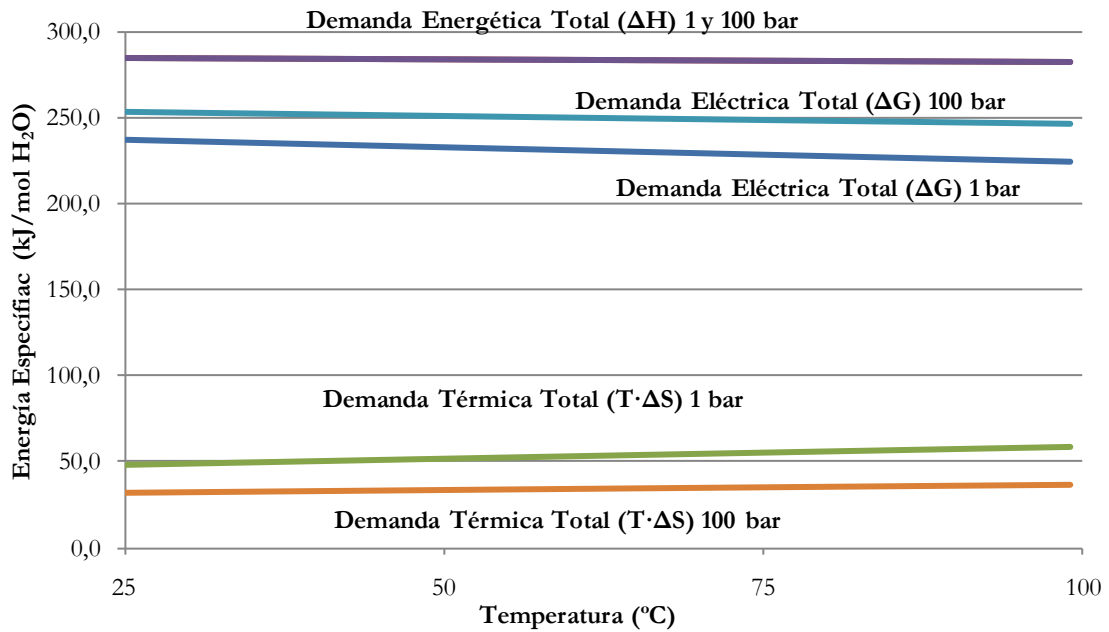


Figura 3.8: Influencia de la presión sobre parámetros termodinámicos de la electrólisis del agua.

3.2.1.3. Relación entre voltaje de celda y la energía libre de Gibbs en un electrolizador

Desde un punto de vista termodinámico, el trabajo eléctrico W_{el} necesario para provocar la electrólisis del agua, de modo reversible, coincide con la variación de energía libre de Gibbs ΔG ($\Delta G = W_{el}$). La fuerza electromotriz en bornes de la celda, V , está relacionada con W_{el} por la expresión: $W_{el} = q \cdot V$, donde q es la carga eléctrica transferida por un circuito externo a la celda. La Ley de Faraday relaciona este trabajo eléctrico y la velocidad de conversión en términos de cantidades molares. La expresión de la Ley de Faraday es:

$$W_{elec} = q \cdot V = z \cdot F \cdot V \quad (\text{ec. 3.20.})$$

Donde:

- z es el número de electrones (2) transferidos en la electrólisis del agua.
- V es el voltaje aplicado en bornes del electrolizador.
- F es la constante de Faraday, $F = 96.485 \text{ C} \cdot \text{mol}^{-1}$ ó $\text{A} \cdot \text{s} \cdot \text{mol}^{-1}$.

La fuerza electromotriz mínima para una reacción electroquímica reversible, se denomina voltaje reversible. Este voltaje, en términos de la variación de energía libre de Gibbs, puede expresarse como:

$$V_{rev} = \frac{\Delta G_R}{z F} \quad (\text{ec. 3.21.})$$

Del mismo modo, la variación de entalpía se puede relacionar con el voltaje, definiéndose el voltaje termoneutro por la expresión:

$$V_{tn} = \frac{\Delta H_R}{z F} \quad (\text{ec. 3.22.})$$

En condiciones estándar, $V_{rev} = 1,229 \text{ V}$ y $V_{tn} = 1,482 \text{ V}$. Estos voltajes cambian con la temperatura y la presión, del mismo modo en que cambian ΔG e ΔH (Figura 3.7 y Figura 3.8).

En la Figura 3.9, se puede observar la variación del voltaje reversible y termoneutro en función de la temperatura y las tres zonas susceptibles de presentarse durante la electrólisis del agua:

- Se opera en la zona 1 cuando, a una determinada temperatura, se aplica un voltaje superior al voltaje termoneutro para esa presión y temperatura. En esa región, se produce la electrólisis del agua y el exceso de energía aplicado, la diferencia entre el voltaje aplicado y el voltaje termoneutro, se degrada en forma de energía térmica que ha de ser evacuado por el sistema de refrigeración del electrolizador.
- Cuando se aplica un voltaje comprendido, para una presión y temperatura, entre el voltaje reversible y termoneutro (zona 2), se produce la electrólisis siempre que aportemos como energía térmica el producto de la diferencia entre el voltaje termoneutro y el voltaje aplicado y la intensidad que recorre el electrolizador.
- Si se aplica un voltaje inferior al voltaje reversible (zona 3), la electrólisis del agua es imposible y la intensidad consumida por éste será nula.

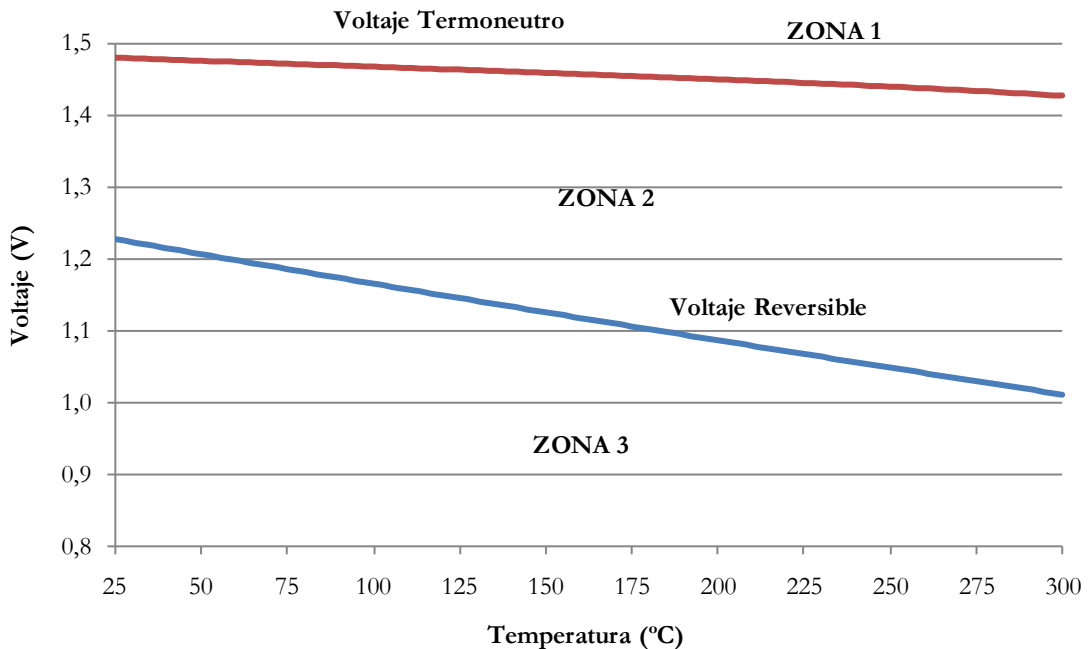


Figura 3.9: Dependencia del voltaje reversible y termoneutro con la temperatura.

3.2.2. Característica voltaje-intensidad

La cinética existente en un electrodo se puede expresar utilizando las relaciones empíricas existentes entre intensidad y voltaje. En la bibliografía, se han sugerido diversos modelos (Griesshaber & Sick, 1991) (Hug, Bussman, & Brinner, 1993) (Havre, Borg, & Tommerberg, 1995) (Vanhanen, 1996). En estos artículos se propuso una relación entre voltaje e intensidad, para una temperatura dada, en la forma:

$$V = V_{rev} + \frac{r}{A} I + \log \left(\frac{t}{A} I + 1 \right) \quad (\text{ec. 3.23.})$$

Donde:

- V es el voltaje aplicado en bornes (V).
- V_{rev} es el voltaje reversible (V).
- r es la resistencia óhmica del electrolito (Ω).
- s,t son coeficientes experimentales representativos del sobrevoltaje de los electrodos.
- A es el área de electrodo (m^2).
- I es la intensidad a través de la celda (A).

En la ecuación anterior, la dependencia del sobrevoltaje respecto la temperatura no queda reflejada. La siguiente expresión (Ulleberg O. , 2003) pone de manifiesto, explícitamente, la dependencia del sobrevoltaje respecto la temperatura, modificando los coeficientes r, s y t:

$$V = V_{rev} + \frac{r_0 + r_1 T}{A} I + s \log \left(\frac{t_0 + \frac{t_1}{T} + \frac{t_2}{T^2}}{A} I + 1 \right) \quad (\text{ec. 3.24.})$$

En esta tesis, se propone la modificación de la expresión matemática que define el parámetro t con respecto a la temperatura. Esta modificación, está motivada por un mejor ajuste de los datos experimentales con los resultados del modelo matemático. En la ecuación 3.25, se puede ver la relación final entre el voltaje y la intensidad de una celda electrolítica.

$$V = V_{rev} + \frac{r_0 + r_1 T}{A} I + s \log \left(\frac{t_0 + t_1 T + t_2 T^2}{A} I + 1 \right) \quad (\text{ec. 3.25.})$$

La Figura 3.10, muestra las curvas intensidad-voltaje de un electrolizador alcalino para diferentes temperaturas del electrolito. Las diferencias entre las curvas presentadas, se debe a la dependencia de los sobrevoltajes respecto a la temperatura.

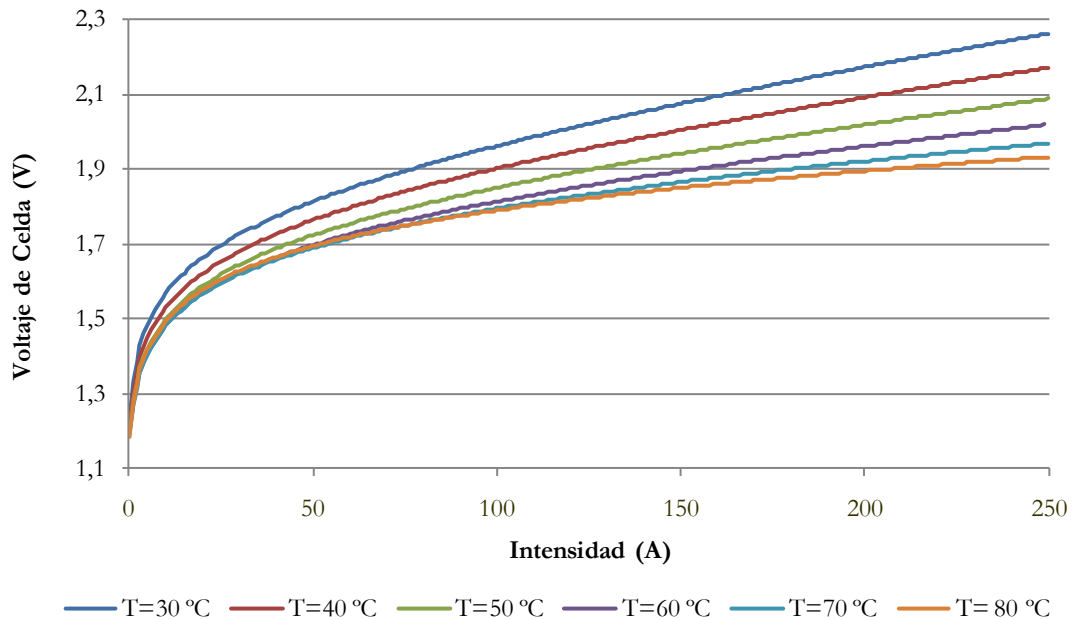


Figura 3.10: Curva Intensidad-Voltaje de un electrolizador alcalino.

En la Figura 3.10, se observa que, para bajas intensidades, el comportamiento de la curva es lineal debido a que las pérdidas dominantes en el electrolito son las óhmicas. Las curvas que representan una mayor temperatura de electrolito están por debajo de las de menor temperatura. Esto quiere decir que, a mayor temperatura del electrolito y para una misma tensión aplicada entre los electrodos de una celda electrolítica, circula una mayor corriente eléctrica (que a su vez determina la producción de hidrógeno). Por tanto, es preciso trabajar a la mayor temperatura posible, sin perjudicar la conductividad del electrolito. También se ha de notar que este efecto beneficioso de operar a temperaturas más altas es cada vez más amortiguado, es decir, a medida que aumenta la temperatura, las curvas intensidad-voltaje están cada vez más cercanas.

La ecuación 3.24., que define la curva intensidad-voltaje de un electrolizador, aparece en numerosos artículos de estudios de instalaciones basadas en el acoplamiento de la producción de hidrógeno con fuentes de energía renovable (Mantz & de Battista, 2008), (Deshmukh & Boehm, 2008), (Khan & Iqbal, 2009), (Zhou & François, 2009), (Diéguez, Ursúa, Sanchis, Sopena, Guelbenzu, & Gandía, 2008). En todos estos trabajos, el comportamiento del electrolizador se define con una única curva intensidad-voltaje en la que la temperatura del *stack* es 80 °C.

3.2.3. Eficiencia de Faraday

De acuerdo con la Ley de Faraday, la producción de hidrógeno de una celda electrolítica es directamente proporcional a la velocidad de transferencia de electrones en los electrodos, que a su vez depende de la intensidad de corriente.

Se define la eficiencia de Faraday, o de carga, como el cociente entre la carga eléctrica que se ha utilizado en la generación de hidrógeno, determinada a partir de la producción de hidrógeno y el equivalente electroquímico del hidrógeno, y la carga eléctrica total consumida en la celda electrolítica, determinada como la integral de $I \cdot dt$, durante el período considerado.

La producción de hidrógeno de un electrolizador bipolar, que consta de un número n_c de celdas conectadas eléctricamente en serie, se puede expresar como:

$$\dot{m}_{H_2} = \varepsilon_F \frac{n_c I}{z F} \quad (\text{ec. 3.26.})$$

Donde:

- \dot{m}_{H_2} es la producción de hidrógeno, $\text{mol} \cdot \text{s}^{-1}$.
- ε_F es la eficiencia de Faraday.
- n_c representa el número de celdas conectadas en serie.
- I es la intensidad de corriente que circula por la celda electrolítica.
- z es el número de electrones intercambiados (2).
- F es la constante de Faraday, $F=96485 \text{ C} \cdot \text{mol}^{-1}$ ó $\text{A} \cdot \text{s} \cdot \text{mol}^{-1}$.

En este contexto, la eficiencia de Faraday, anteriormente definida, se puede redefinir como la relación existente entre la producción de hidrógeno real y la máxima cantidad que podría producirse en función de la intensidad de corriente consumida. La disminución en la eficiencia de Faraday viene motivada por la existencia de corrientes parásitas entre las diferentes celdas del *stack*; por este motivo a la eficiencia de Faraday se le conoce también como eficiencia de corriente o de carga.

En electrolizadores unipolares, en los que no hay celdas electrolíticas conectadas en serie, la eficiencia de Faraday es igual a la unidad, al no existir corrientes parásitas entre las distintas celdas del electrolizador.

Porcentualmente, las corrientes parásitas se incrementan al disminuir la densidad de corriente (Hug, Bussman, & Brinner, 1993). Como se muestra en la Figura 3.11, un aumento en la temperatura del electrolito produce una disminución de la eficiencia de Faraday para bajos niveles de intensidad, aunque la dependencia con la temperatura es leve. La siguiente expresión evalúa la eficiencia de Faraday en función de la temperatura, el área de electrodos y la intensidad de corriente (Hug, Bussman, & Brinner, 1993):

$$\varepsilon_F = a \exp\left(\frac{b_0 + b_1 T + b_2 T^2}{(I/A)} + \frac{c_0 + c_1 T + c_2 T^2}{(I/A)^2}\right) \quad (\text{ec. 3.27.})$$

Siendo:

- ε_F la eficiencia de Faraday.
- a , b_i y c_i parámetros experimentales.
- A el área de electrodo (m^2).
- I la intensidad que circula por la celda del electrolizador (A).

En bibliografía, también se cita otro modo de expresar la eficiencia de Faraday en función de la densidad de corriente y dos coeficientes experimentales (Ulleberg O. , 2003):

$$\varepsilon_F = f_2 \frac{(I/A)^2}{(I/A)^2 + f_1} \quad (\text{ec. 3.28.})$$

Donde:

- ε_F es la eficiencia de Faraday.
- f_1 y f_2 son parámetros experimentales, que a su vez, dependen de la temperatura.
- A es el área de electrodo (m^2).
- I es la intensidad que circula por la celda del electrolizador (A).

Como puede observarse en la figura siguiente, la eficiencia de Faraday es prácticamente constante cuando la intensidad que circula por el *stack* del electrolizador alcanza un cierto valor.

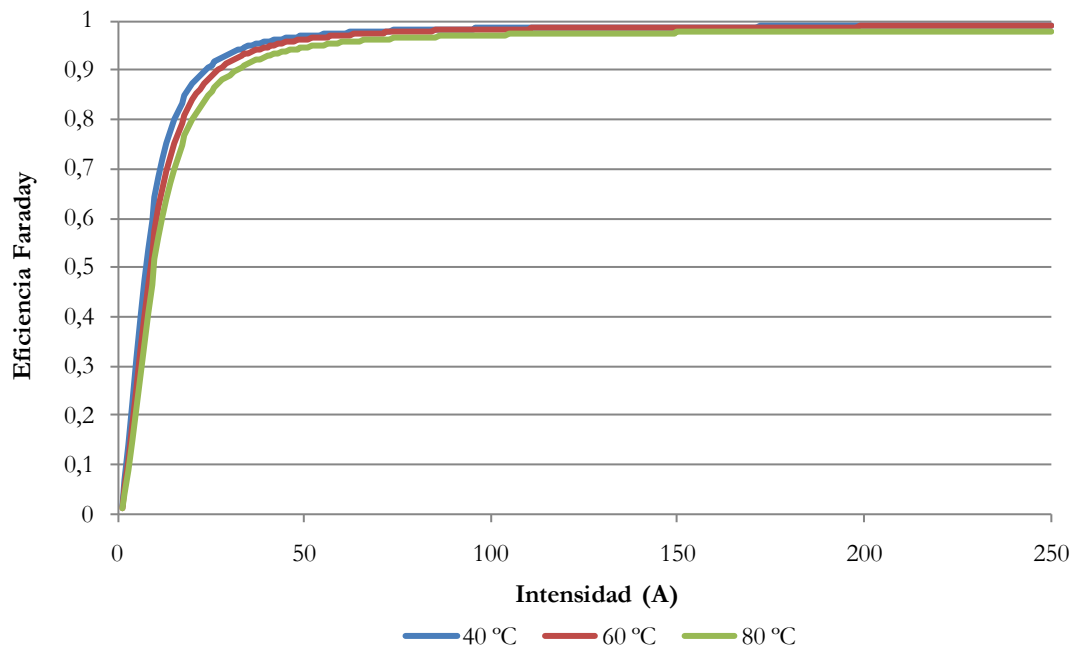


Figura 3.11: Influencia de la temperatura en la eficiencia de Faraday.

3.2.4. Eficiencia de voltaje

La eficiencia de voltaje, se define como el cociente entre el voltaje termoneutro y el voltaje aplicado a la celda electrolítica:

$$\varepsilon_V = \frac{V_{tn}}{V} \quad (\text{ec. 3.29.})$$

Donde:

- V_{tn} es el voltaje termoneutro.
- V es el voltaje aplicado en a una celda electrolítica.

Un incremento en la producción de hidrógeno, aumentando la intensidad suministrada a la celda electrolítica, implica un aumento de sobrevoltaje (por aumento de pérdidas óhmicas), lo cual conduce a una disminución de la eficiencia de voltaje.

Desde un punto de vista práctico, es posible operar un electrolizador con eficiencias de voltaje superiores al 100%: si el electrolizador opera en la región 2 (Figura 3.9) con un voltaje inferior al voltaje termoneutro (lo cual es posible aportando energía térmica al sistema), la eficiencia de voltaje será superior al 100%.

En la Figura 3.12, se muestra la eficiencia de voltaje de un electrolizador operando a una presión de 7 bar, para diferentes temperaturas. En el caso de la electrólisis alcalina a baja temperatura, el voltaje aplicado es siempre superior al voltaje termoneutro, lo cual implica una eficiencia de voltaje inferior al 100% (siempre se trabaja en la zona 1 de la Figura 3.9).

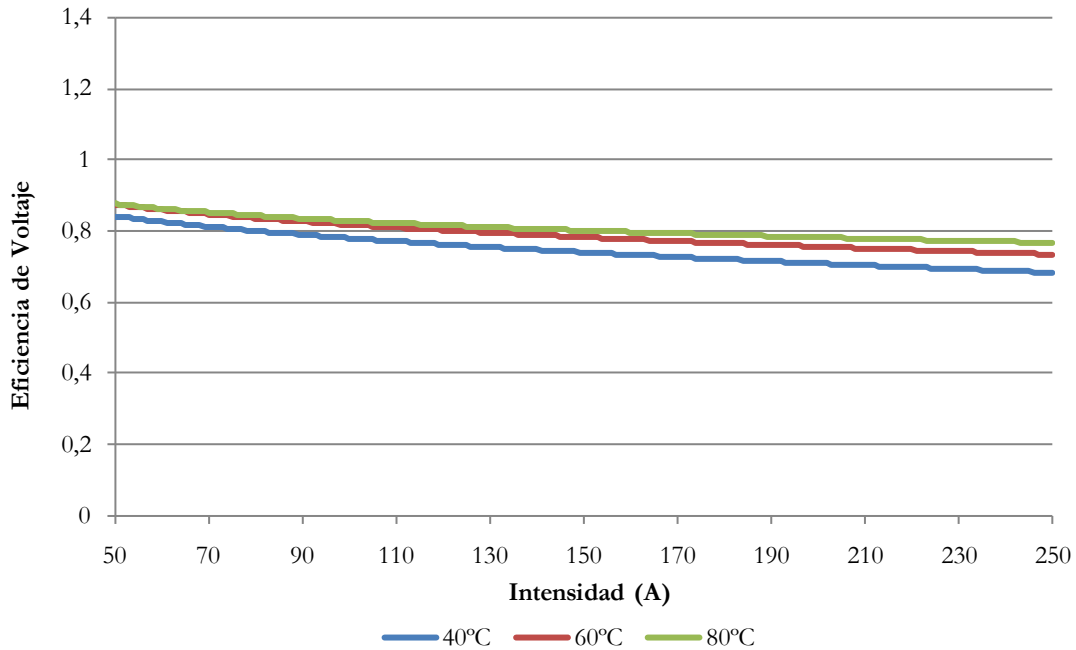


Figura 3.12: Influencia de la temperatura en la eficiencia de voltaje.

3.2.5. Rendimiento energético global

El rendimiento energético global es la relación existente entre la variación de entalpía del proceso y la energía aportada al sistema por mol de hidrógeno:

$$\eta_e = \frac{\Delta H}{\text{Energía Eléctrica} + \text{Energía Térmica}} \quad (\text{ec. 3.30.})$$

Si el único aporte energético al sistema es la energía eléctrica suministrada en bornas del electrolizador, la energía térmica aplicada al sistema sería cero, y la expresión anterior sería equivalente a:

$$\eta_e = \varepsilon_V \cdot \varepsilon_F \quad (\text{ec. 3.31.})$$

En la Figura 3.13, se muestra gráficamente la relación del rendimiento del electrolizador con la densidad de corriente que atraviesa una celda electrolítica para varias temperaturas. Se observa que las eficiencias energéticas para distintas temperaturas se cruzan debido al efecto contrario que produce el aumento de la temperatura del electrolito en la eficiencia de Faraday, que disminuye al aumentar la temperatura, y en la eficiencia de voltaje, que aumenta al aumentar la temperatura.

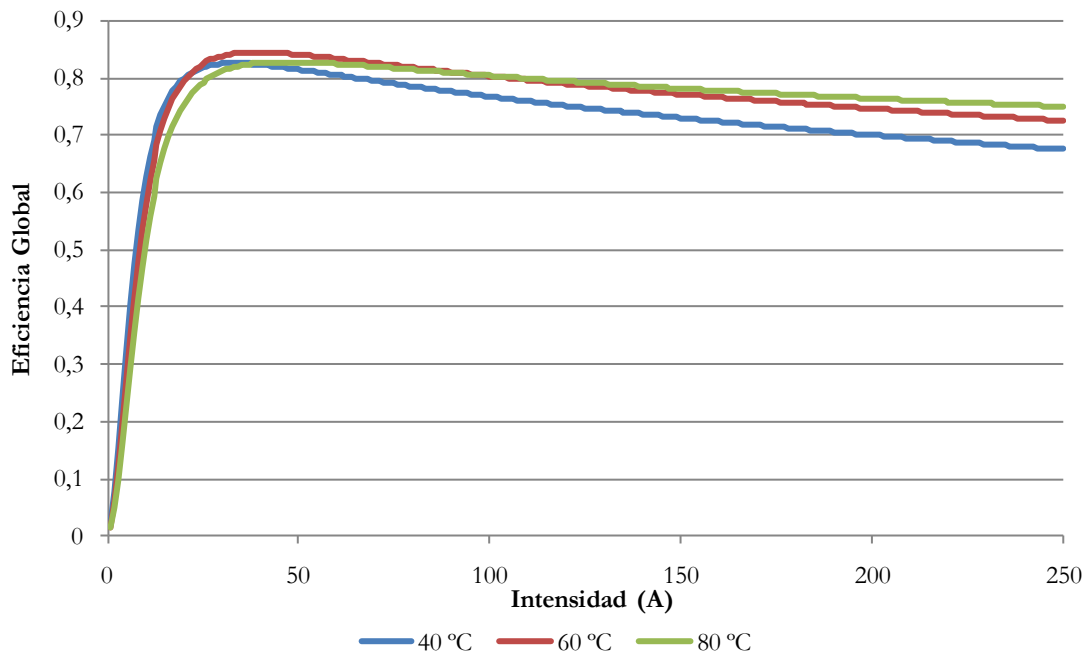


Figura 3.13: Rendimiento energético global de un electrolizador para distintas temperaturas.

3.2.6. Modelo térmico de un electrolizador

Como se ha podido comprobar en toda la formulación anterior, el comportamiento del electrolizador depende de su temperatura de trabajo y, por tanto, se hace necesario conocer su variación.

La curva característica del electrolizador, Figura 3.10, muestra cómo se dan una serie de sobrevoltajes, relacionados con irreversibilidades, en el proceso de generación de hidrógeno. Estos sobrevoltajes, se transforman en calor que hace aumentar la energía interna (temperatura) del electrolito, de los gases generados y de los componentes del *stack*.

El calor generado se puede calcular mediante la expresión del rendimiento eléctrico global del electrolizador, como se puede ver en la ecuación siguiente. Éste equivaldrá a la degradación de la energía eléctrica a energía térmica no destinada a la producción de hidrógeno.

$$Q_{gen} = n_c V I (1 - \eta_e) \quad (\text{ec. 3.32.})$$

Donde:

- n_c , es el número de celda electrolíticas del *stack*.
- V es la diferencia de potencial de cada celda electrolítica.
- I es la intensidad eléctrica que circula por el *stack*.

A fin de controlar la temperatura máxima de operación, es necesario retirar calor de los componentes. Tecnológicamente, la refrigeración se suele realizar mediante el enfriamiento del electrolito con un fluido de trabajo (agua enfriada en una planta enfriadora) en los separadores de gases del electrolizador o externamente al electrolizador. Esta energía de refrigeración en un instante dado vendrá representada por Q_{refrig}

Además, los elementos del electrolizador que se encuentran a una temperatura superior al ambiente y entorno que le rodea, sufren una pérdida de calor hacia éstos. La pérdida de calor se puede modelar mediante la ecuación:

$$Q_{perd} = U A (T - T_a) \quad (\text{ec. 3.33.})$$

Donde:

- U es el coeficiente global de transferencia.
- A es el área de transferencia de calor.
- T_a es la temperatura del ambiente. Para el modelo se ha supuesto que la temperatura del aire ambiente y del entorno son las mismas.

Los elementos que suelen estar a una temperatura sustancialmente superior a la del ambiente y el entorno son el *stack* y los separadores de gases. Éstos no se suelen aislar térmicamente del exterior para favorecer la refrigeración del electrolizador y electrolito, y además, por ser metálicos, se va a suponer que se encuentran a la misma temperatura, la del electrolito. Desde un punto de vista de transferencia de calor, el coeficiente global de transferencia reflejará las pérdidas térmicas convectivas con el aire ambiente y las pérdidas térmicas con el entorno por radiación.

Con estos flujos de calor, se puede plantear la ecuación de balance térmico en el electrolizador, ecuación 3.34. El primer principio de la termodinámica indica que la variación de energía interna será igual al aporte de calor menos las pérdidas térmicas del sistema.

$$C_t \frac{dT}{dt} = Q_{gen} - Q_{refrig} - Q_{perd} \quad (\text{ec. 3.34.})$$

Donde C_t es la capacidad térmica del electrolizador. Este se calculará teniendo en cuenta la masa de elemento metálico que dispone el electrolizador y la masa de electrolito, junto con la capacidad calorífica de cada elemento.

3.2.7. Efecto de considerar la presurización del electrolizador

Otro aspecto a tener en cuenta en la dinámica del electrolizador, es que no se comienza a producir hidrógeno justo en el instante en el que por el *stack* circule una intensidad de corriente, sino que va a depender de su nivel de presurización. Si el electrolizador se encuentra a presión atmosférica antes de producir hidrógeno, éste se debe presurizar. El hidrógeno, sale por el conducto de hidrógeno aguas abajo de la válvula de contrapresión),.

La presurización se realiza mediante la propia producción de hidrógeno y oxígeno en el compartimento catódico y anódico, respectivamente. Éstos se irán acumulando en los separadores de gases, aumentando la presión del conjunto *stack*-separadores de gases.

Generalmente, el modo de operar de electrolizadores estándar es que la válvula de contrapresión trabaje en un ciclo de histéresis entre el su valor nominal y un tarado de uno o dos bar por debajo de ésta.

La ecuación 3.35, muestra la expresión matemática que gobierna la variación de presión en el electrolizador. Para el análisis de la presurización se va a considerar que los gases se comportan como ideales. Esta hipótesis es razonable para las temperaturas y presiones a la que trabaja el electrolizador.

$$p_{elec} = p_0 + \frac{(\dot{n}_{H_2})_{prod} - \dot{n}_{H_2})_{desc} RT}{Vol} \quad (\text{ec. 3.35.})$$

Siendo:

- p_{elec} la presión del electrolizador en el instante de tiempo considerado.
- p_0 la presión del electrolizador en el instante de tiempo anterior al considerado.
- $\dot{n}_{H_2})_{prod}$ el caudal de hidrógeno producido por el electrolizador en el instante de tiempo de simulación. Éste, dependerá de la intensidad que esté circulando por el *stack*.

- $\dot{n}_{H_2})_{desc}$ el caudal de hidrógeno que sale del electrolizador hacia los sistemas de almacenamiento. La descarga de hidrógeno dependerá de la diferencia de presiones existente entre el electrolizador y el dispositivo de almacenamiento. A medida que la diferencia de presión es mayor, el hidrógeno transferido en un instante de tiempo también será mayor.
- R la constante de los gases universales.
- T la temperatura del electrolizador (en Kelvin).
- V el volumen del separador de gases del electrolizador.

Los parámetros necesarios para la definición de los diferentes módulos del modelo dinámico del electrolizador (r , s , t , f_1 , f_2 , UA, C_v , Vol), se pueden obtener por dos vías:

- A partir de datos de operación del electrolizador. En el capítulo 4 de esta tesis, se realiza el cálculo de estos parámetros para un electrolizador alcalino de 25 kW.
- Con información facilitada por el fabricante del electrolizador, que previamente habrá caracterizado el comportamiento del electrolizador.

3.2.8. Acoplamiento de los modelos matemáticos propuestos

Una vez que se han descrito los diferentes modelos matemáticos a considerar para el modelado completo del electrolizador, se muestra cómo se interconectan (Figura 3.14).

Como se observa, las variables de salida de algunos módulos sirven de entrada a otros, de modo, que todos deben operar en conjunto a la hora de realizar una simulación del electrolizador.

La potencia eléctrica en corriente alterna alimenta al módulo del convertidor encargado de transformar la corriente alterna en corriente continua. Este módulo envía una potencia eléctrica en corriente continua al módulo eléctrico, que es inferior a la alterna debido al rendimiento de transformación alterna-continua (presenta una dependencia leve con respecto a la intensidad y voltaje con el que opera el electrolizador).

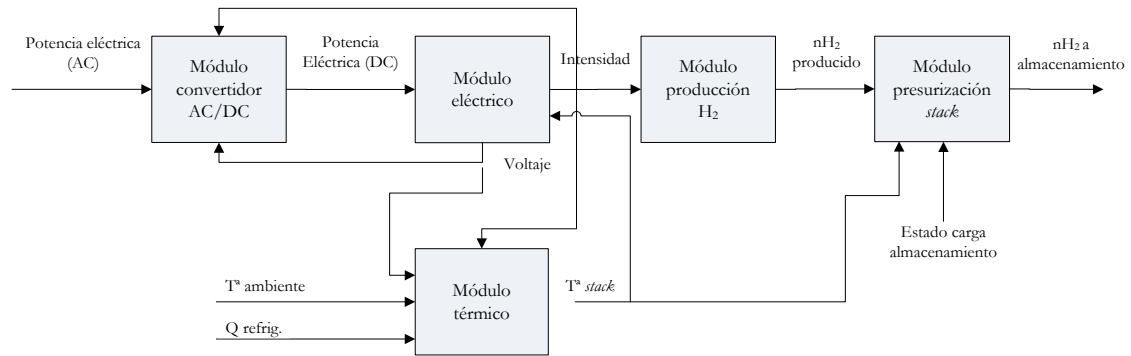


Figura 3.14: Acoplamiento de los modelos matemáticos que definen un electrolizador.

El módulo eléctrico, implementa la curva característica intensidad-voltaje del electrolizador. Esta curva dependerá de los parámetros r, s y t , que a su vez, dependerán del tipo de *stack* y electrolito empleado, del número de celdas y el área de celda del *stack*, y de la temperatura del *stack*. A partir de la potencia eléctrica y de la temperatura del *stack*, se puede calcular en qué punto de la curva intensidad-voltaje está trabajando el electrolizador.

La intensidad a la salida del módulo eléctrico se emplea para el cálculo de la producción de hidrógeno. Para este cálculo, también es necesaria la eficiencia de Faraday y el número de celdas (y su área) que tiene el electrolizador.

El valor del voltaje y la intensidad, se emplean para el cálculo del calor generado en el *stack*. Considerando el coeficiente global de pérdidas y el valor de la temperatura ambiente, se puede calcular el calor de pérdidas térmicas al ambiente. Así, teniendo en cuenta estos calores y la inercia térmica del electrolizador, se puede calcular su temperatura. Si la temperatura supera el umbral máximo, se aporta un calor de refrigeración al módulo térmico.

La temperatura obtenida en el módulo térmico se destina al módulo eléctrico, para cumplir la función descrita anteriormente, y al módulo de presurización, ya que el hidrógeno producido se encuentra en forma gaseosa, y la presión en el *stack* dependerá del volumen del *stack* y los separadores de gases y de la temperatura.

El hidrógeno del electrolizador se descargará cuando se alcance la presión de descarga. El caudal de hidrógeno que se envía al almacenamiento depende del estado de carga del almacenamiento. A medida que la diferencia de presiones entre electrolizador y almacenamiento es mayor, el caudal descargado es mayor.

Desde un punto de vista de la simulación de este modelo matemático, para cada paso de tiempo se calcula el punto de trabajo del electrolizador mediante iteraciones sucesivas. Existen dos bucles de iteraciones, por un lado el bucle que forma la intensidad y el voltaje, relacionados también a través de la potencia eléctrica absorbida por el *stack* y, por

otro lado, el bucle de la temperatura que determina la curva característica intensidad-voltaje. Estos bucles hacen que las simulaciones dinámicas sean más costosas computacionalmente que las estáticas, en las que la temperatura del *stack* es fija e igual a la nominal.

3.3. Resumen y conclusiones

Este capítulo ha abordado la definición del modelo matemático de los elementos principales de una instalación de producción de hidrógeno a partir de energía eólica: aerogenerador y electrolizador.

Con respecto al aerogenerador, se ha desarrollado un modelo que corrige la curva característica suministrada por el fabricante (obtenida según la norma UNE-EN 61400-12), que permite un mejor ajuste con respecto al comportamiento real del aerogenerador en un emplazamiento genérico.

La corrección de la curva característica del aerogenerador se lleva a cabo a partir de datos de operación del aerogenerador en el emplazamiento donde está instalado. La metodología desarrollada es aplicable a cualquier tipo de aerogenerador y representa con mayor precisión el comportamiento real del equipo.

Aunque la expresión correctora se ha obtenido para dos aerogeneradores diferentes, la metodología propuesta permitirá generalizar esta modificación cuando se disponga de un mayor número de datos de operación, de modo que se pueda corregir la curva característica del fabricante a partir de datos relativos al tipo de aerogenerador, emplazamiento, etc., sin necesidad de disponer de datos reales de operación.

Se ha desarrollado un modelo matemático de electrolizador basado en diferentes módulos relacionados entre sí. El comportamiento del electrolizador se basa fundamentalmente en su curva característica y en la variación de la temperatura del *stack*. En la definición del modelo matemático de la curva intensidad-voltaje de la celda electrolítica del electrolizador, se propone una nueva dependencia funcional de los parámetros de la curva con respecto a la temperatura, que mejora el ajuste de los resultados obtenidos con los datos experimentales.

Al igual que el modelo de Ulleberg, (Ulleberg, 2003), el modelo planteado en este capítulo, por su definición y nivel de detalle, puede ser empleado tanto en simulaciones destinadas al dimensionado de una instalación híbrida de producción de hidrógeno, como en simulaciones específicas para análisis del sistema de control y de la electrónica de potencia del electrolizador.

Ambos modelos matemáticos se han implementado en el paquete informático Matlab, empleando el módulo de programación orientada a objetos Simulink (The Mathworks, 2010).

4. Validación experimental de los modelos matemáticos desarrollados

En este capítulo, se procede a validar los modelos matemáticos planteados en el capítulo anterior. Para el modelo del aerogenerador (apartado 4.1), se comparan los resultados de la metodología desarrollada con dos aerogeneradores en dos emplazamientos diferentes. El modelo matemático dinámico del electrolizador se valida en el apartado 4.2 mediante los datos de operación de un electrolizador alcalino de 25 kW, operando en la instalación griega del proyecto europeo RES2H2. Para finalizar, se presentan las conclusiones de la validación de los modelos.

4.1. Validación experimental de la metodología desarrollada para el aerogenerador

En el presente apartado, se va a abordar la comparación de los datos reales de producción eléctrica de dos aerogeneradores, cada uno en un emplazamiento diferente, con la producción de electricidad que se obtendría a partir de los datos de velocidad de viento empleando la curva característica del aerogenerador suministrada por el fabricante, la curva característica del aerogenerador en el emplazamiento y la curva característica modificada a partir de la del fabricante.

En concreto, los aerogeneradores y los emplazamientos son:

- 1) Aerogenerador ENERCON E30-230 de 230 kW de potencia nominal, instalado en el Instituto Tecnológico de Canarias, en Pozo Izquierdo (Gran Canaria).
- 2) Aerogenerador de 850 kW, instalado en un parque eólico de la provincia de Huelva.

Cada uno de ellos será descrito en los subapartados siguientes.

4.1.1. Instalación de Pozo Izquierdo

El aerogenerador empleado en esta instalación es un ENERCON E30-230, y forma parte del sistema integrado del proyecto RES2H2. Su curva característica aparece en la Figura 4.1 (línea azul) y sus características técnicas se pueden consultar en el documento de características de los aerogeneradores del proyecto RES2H2 (Instituto Tecnológico de Canarias, 2002).

De este aerogenerador se disponen de datos de operación cada 5 segundos, para diez días de operación. A partir de los registros de velocidad de viento y de la potencia eléctrica producida por el aerogenerador, se calcula su curva característica en el emplazamiento de Pozo Izquierdo, siguiendo la metodología planteada en el capítulo anterior. En la Figura 4.1, se muestra la distribución de puntos de operación medios cada 10 minutos (puntos verdes), la curva característica del aerogenerador suministrada por el fabricante (línea azul) y la curva característica del aerogenerador en el emplazamiento (línea roja).

Como se observa, la curva característica obtenida a partir de datos de operación es inferior a la suministrada por el fabricante entre los 2 y los 14 m/s. Además, la práctica totalidad de los puntos de operación también se encuentran por debajo de la curva característica del fabricante entre los 2 y 12 m/s.

La Figura 4.2, muestra la diferencia normalizada (según la ecuación 3.4), línea roja, existente entre ambas curvas características (norma UNE menos real).

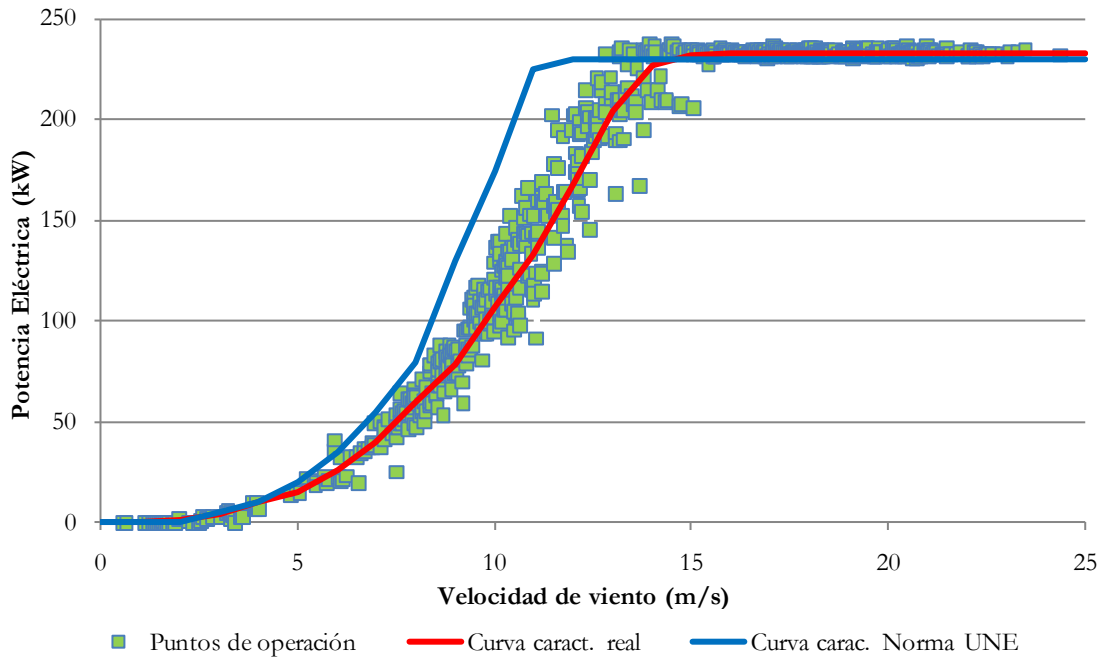


Figura 4.1: Curva característica del aerogenerador ENERCON E30-230.

Conocida esta diferencia, se calculan los parámetros de la función matemática (ecuación 3.7.) para la corrección de la curva característica del aerogenerador suministrada por el fabricante (este cálculo se ha realizado mediante el software informático *Tablecurve*). En concreto, los parámetros que ajustan la curva de la figura anterior son: $a=0,375$, $b=11$, $c=26,65$ y $d=17,88$. En la Figura 4.2, aparece la diferencia eléctrica normalizada ajustada con la expresión matemática de la distribución Weibull. El coeficiente de ajuste entre ambas curvas es $r^2=0,985$.

Empleando la expresión de la diferencia eléctrica normalizada, se puede calcular la curva característica corregida a partir de la ofrecida por el fabricante. Ésta se puede ver en la Figura 4.3 (línea verde). Como se observa, el ajuste entre la curva característica corregida y la curva real del aerogenerador es adecuado. Esta curva corregida, será de utilidad cuando se esté calculando la producción eléctrica del aerogenerador en un emplazamiento distinto, en el que no se disponen de datos de operación del aerogenerador.

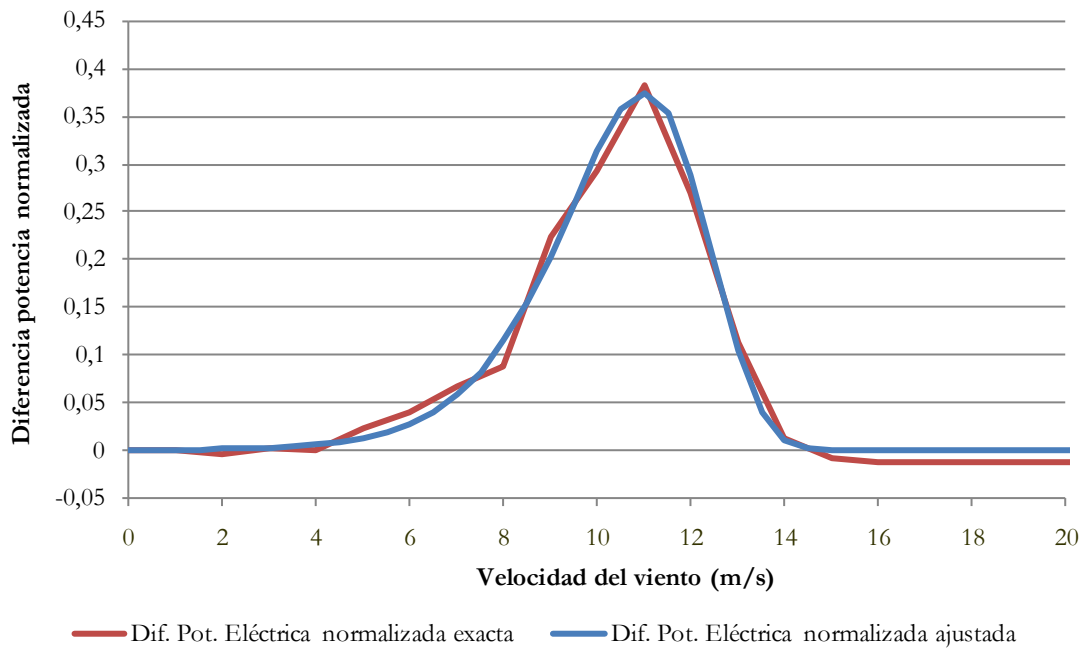


Figura 4.2: Diferencia de potencia eléctrica (normalizada), real y ajustada, frente a la velocidad del viento.

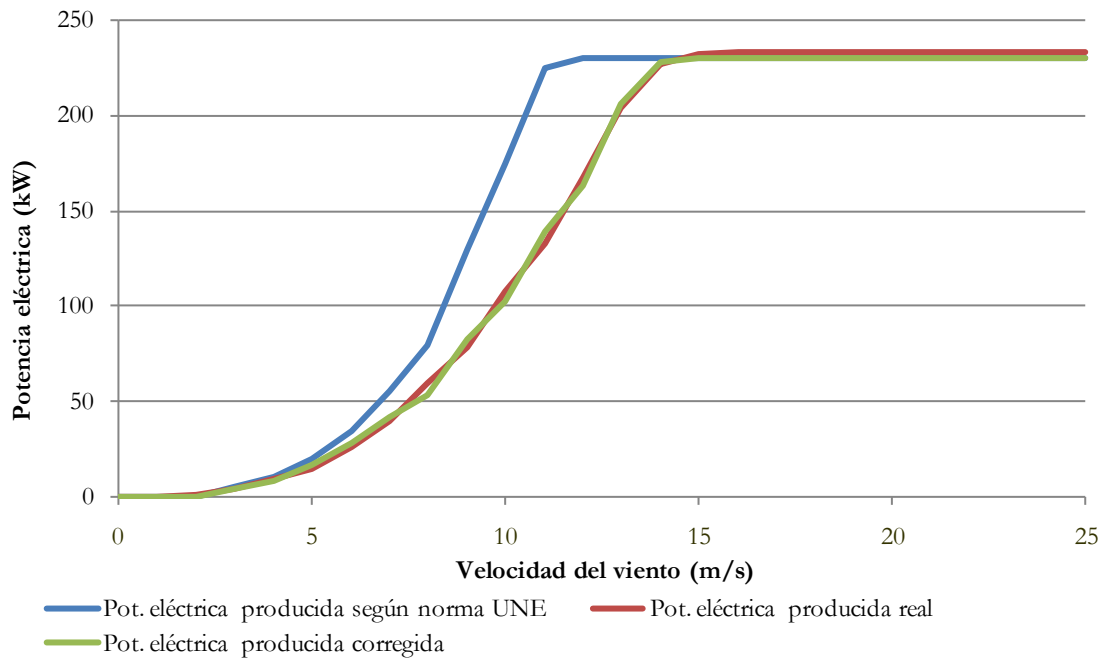


Figura 4.3: Comparación de tres curvas características del aerogenerador.

En la tabla siguiente (Tabla 4.1), se muestra la comparación entre la energía eléctrica producida real por el aerogenerador para varios días de operación, y la energía que se obtendría según la curva característica del aerogenerador empleada. Cada una de las energías eléctricas se ha calculado del siguiente modo:

- La energía eléctrica producida real, se obtiene directamente de los datos registrados de potencia eléctrica cada 5 segundos, realizando una integración de éstos, suponiendo que la potencia eléctrica permanece constante en cada intervalo de tiempo de 5 segundos.
- La energía eléctrica producida a partir de la curva característica real del aerogenerador en el emplazamiento y de los datos de velocidad media de viento cada 10 minutos (esta media se realiza de los datos de velocidad de viento cada 5 segundos). Para cada instante de tiempo (10 minutos) la potencia eléctrica producida por el aerogenerador se supondrá constante, y la energía se obtiene, al igual que la interior, por integración de los valores de potencia.
- La energía eléctrica producida empleando la curva característica del fabricante y corregida, se calcula del mismo modo que la anterior.

Se han fijado valores medios de velocidad de viento cada 10 minutos, para el cálculo de la energía eléctrica producida a partir de las curvas características, debido a que este intervalo de tiempo será el considerado en las simulaciones de sistemas integrados (es un intervalo de tiempo que permitirá considerar el comportamiento transitorio del electrolizador). Además, es el indicado en la norma UNE 61400-12 para la caracterización de la producción eléctrica del aerogenerador.

De la Tabla 4.1, se obtiene que en algunos días de operación, el error relativo entre la producción de energía eléctrica real y los obtenidos con la curva característica del fabricante son elevados, mientras que existen otros días, en los que el error es despreciable. Esto es debido al perfil de viento que se tenga en ese día:

- Días que presentan una velocidad media del viento superior a la velocidad nominal de diseño del aerogenerador, en el caso considerado 12 m/s. En esta situación, el aerogenerador siempre va a producir una potencia eléctrica constante (230 kW) que coincide en la realidad y en la curva teórica.
- Días en los que la velocidad del viento presente grandes fluctuaciones y la velocidad media se encuentre por debajo de la nominal. En este caso, el error relativo entre la producción eléctrica aumenta, alcanzando en algunos días valores que superan el 50% de error. Esto es debido a que el sistema de control está actuando continuamente para adaptar el aerogenerador a las condiciones del viento de modo que la producción eléctrica presente los menores armónicos posibles y aprovechar al máximo la energía cinética disponible. Esto provoca que la potencia eléctrica real del aerogenerador es menor que la teórica.

Comparando los datos de producción eléctrica real, registrados cada 5 segundos, con los obtenidos a partir de la curva característica real del aerogenerador en el emplazamiento, se observa como el error relativo es bajo, presentando un máximo del 5% y mínimo del 0,1%. Por tanto, a la hora de estimar la producción eléctrica a partir de los datos de velocidad de viento en este emplazamiento con la curva característica real, los resultados obtenidos en la simulación serían muy próximos a la realidad. Por tanto, con la curva real del aerogenerador, se puede estimar la producción eléctrica a partir de datos de velocidad de viento en otro periodo de operación, obteniéndose resultados cercanos al comportamiento real del aerogenerador.

Para cada uno de los días de operación, el error entre la producción de energía eléctrica real y la obtenida con la curva característica del aerogenerador a partir de los datos de operación no es cero, debido a que la curva característica se ha obtenido con los datos de operación de todos los días disponibles. Esto supone un comportamiento medio del aerogenerador para los días de operación, que no coincide con el comportamiento diario del aerogenerador (aunque está próximo a tenor del error relativo bajo).

Analizando los resultados obtenidos con la curva característica corregida, se llegan a las mismas conclusiones que en el caso de la curva característica real. Si bien, los errores cometidos son mayores si se comparan con la curva real, éstos se encuentran entre un máximo de un 5,3% y un mínimo del 0,3%, por lo que se podría sacar como conclusión que el ajuste con la producción real es aceptable.

Por tanto, tanto la corrección de la curva característica del fabricante queda validada según la expresión planteada en la ecuación 3.5.

Como se ha apuntado anteriormente, si se tuviera que emplear este aerogenerador en otro emplazamiento distinto, y sólo se dispusiera de un histórico de la velocidad del viento, en primera aproximación se podría emplear la curva característica del aerogenerador corregida obtenida para este emplazamiento.

Sería interesante el disponer de datos de operación de este aerogenerador en diferentes emplazamientos para poder determinar alguna relación entre la física del sistema y los coeficientes de la curva correctora. Esta línea de trabajo queda abierta para futuras investigaciones en este campo.

Día	Tiempo operación (h)	Energía eléctrica producida real (MJ)	Curva característica fabricante		Curva característica real		Curva característica corregida	
			Energía eléctrica producida (MJ)	Error (%)	Energía eléctrica producida (MJ)	Error (%)	Energía eléctrica producida (MJ)	Error (%)
01/12/99	4,4	2.475,3	3.132,2	26,5	2.348,4	5,1	2.349,0	5,1
03/03/00	0,9	372,5	585,4	57,1	376,3	1,0	376,6	1,1
16/04/00	22	12.577,5	14.722,8	17,0	12.378,7	1,5	12.337,8	1,9
17/04/00	13,7	6.314,9	7.982,7	26,4	6.108,0	3,2	6.095,4	3,5
21/05/00	4,4	1.438,5	2.220,1	54,3	1.411,8	1,8	1.409,7	2,0
22/05/00	20,1	5.048,9	7.324,6	45,0	4.880,0	3,3	4.880,0	3,3
27/05/00	22,0	18.386,0	18.113,2	1,4	18.313,4	0,4	18.091,0	1,6
28/05/00	21,4	17.441,0	17.404,8	0,2	17.597,2	0,8	17.383,2	0,3
03/06/00	19,7	13.920,0	15.009,7	7,8	13.897,8	0,1	13.772,9	1,1
05/06/00	19,8	15.707,2	15.750,0	0,2	15.622,8	0,5	15.451,0	1,6

Tabla 4.1: Comparación entre energía eléctrica producida en operación, y calculada según la curva característica del fabricante, real y corregida para los días de operación considerados. (Instalación de Pozo Izquierdo).

4.1.2. Parque eólico de Huelva

Este parque eólico, de 25,5 MW de potencia eléctrica nominal instalada, se encuentra ubicado en la provincia de Huelva. Dispone de 30 aerogeneradores, de 850 kW de potencia nominal cada uno.

En la Figura 4.4, se muestra la curva característica suministrada por el fabricante del aerogenerador (línea azul). Como se observa, este aerogenerador corresponde a los denominados de velocidad alta, ya que su velocidad nominal, en la que el aerogenerador produce la potencia nominal de diseño, es superior a los 10 m/s.

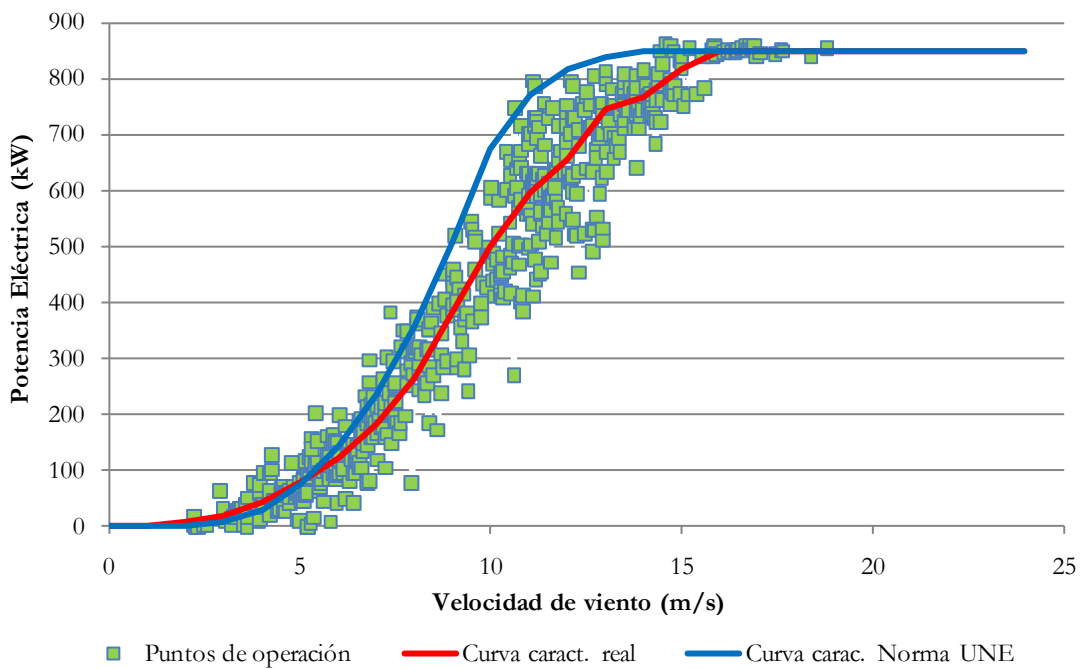


Figura 4.4: Curva característica de producción de energía eléctrica frente a la velocidad del viento en condiciones de norma UNE y reales del aerogenerador.

A diferencia de la instalación anterior, de este aerogenerador se disponen de datos medios de operación cada 10 minutos, para diez días de operación. Con estos datos, y siguiendo la metodología explicada en el capítulo anterior, se obtiene la curva característica real del aerogenerador en el emplazamiento. Esta curva aparece reflejada en la figura anterior (línea roja). Se observa que para velocidades entre 2 y 6 m/s la potencia eléctrica producida real es ligeramente superior obtenida según la norma de ensayo del aerogenerador, por el contrario, para velocidades entre 6 y 16 m/s, la potencia eléctrica producida real es inferior.

A partir de las dos curvas de potencia, se construye la curva de diferencia de potencia normalizada y se ajusta ésta mediante la ecuación 3.5. Ambas curvas aparecen en la Figura 4.5. Para este aerogenerador, los parámetros de la curva son: $a=0,222$, $b=10,78$, $c=6,603$ y $d=2,859$. El coeficiente de ajuste entre ambas curvas (diferencia normalizada exacta y ajustada) es $r^2=0,972$. La curva ajustada simula de un modo satisfactorio la curva exacta.

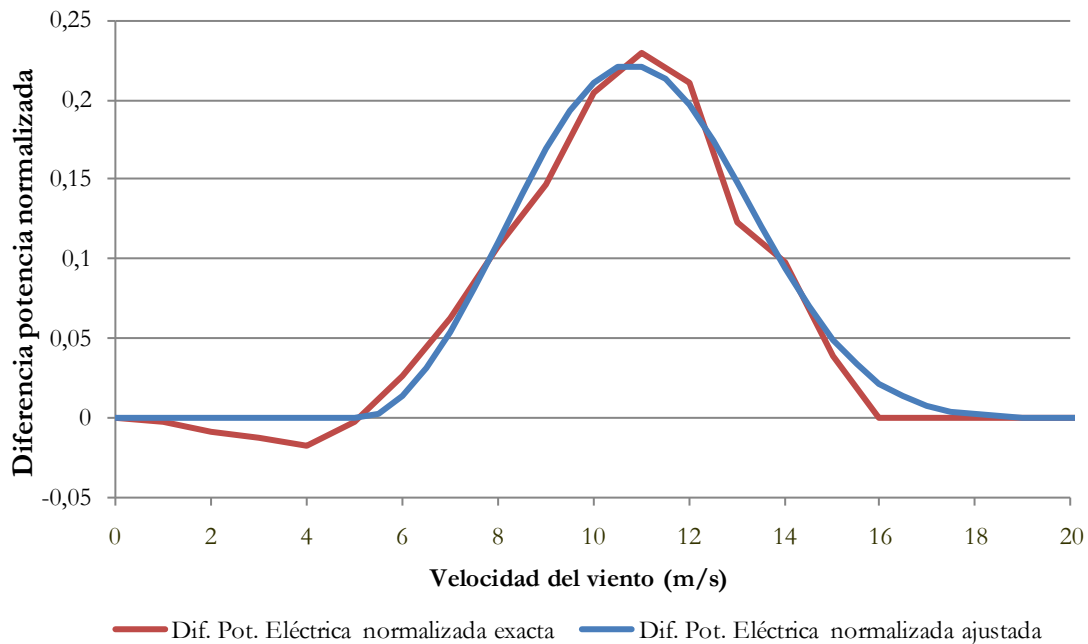


Figura 4.5: Diferencia de potencia eléctrica (normalizada), exacta y ajustada, frente a la velocidad del viento.

Teniendo en cuenta la curva de la diferencia de potencia normalizada ajustada, se puede corregir la curva característica suministrada por el fabricante para asemejarla a la curva característica real. Una comparación entre las tres curvas características (fabricante, real y corregida) se puede ver en la Figura 4.6. Como se puede observar, la curva característica corregida ajusta, con pequeñas desviaciones, de un modo correcto la curva real del aerogenerador en el emplazamiento. Al igual que para el aerogenerador de la instalación anterior, esta curva es de utilidad cuando se desconoce el comportamiento real del aerogenerador en otro emplazamiento, utilizando ésta para estimar la potencia eléctrica producida a partir de datos registrados de velocidad de viento.

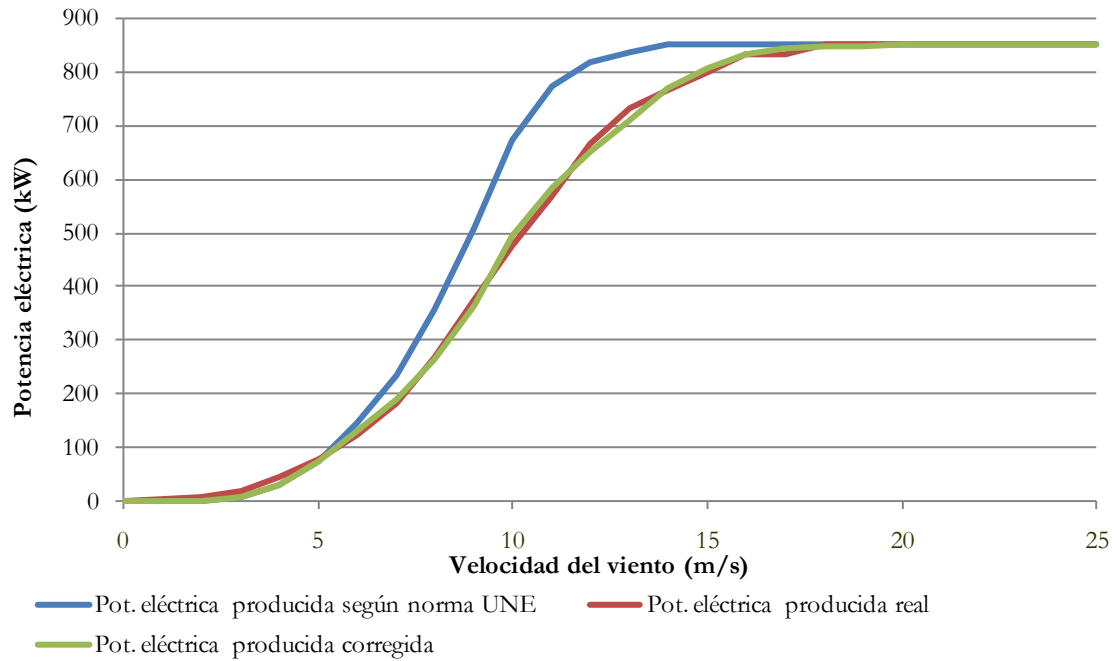


Figura 4.6: Comparación de tres curvas características del aerogenerador.

En la Tabla 4.2 se comparan los datos de producción de energía eléctrica medidos para cada día de operación. La información reflejada en la tabla es similar a la que aparece en la Tabla 4.1. Se ha eliminado la columna de tiempo de operación, ya que el aerogenerador ha estado activo las 24 horas cada día de operación.

La producción eléctrica, a partir de las diferentes curvas características, se calcula del mismo modo que el empleado en la Tabla 4.1. La energía eléctrica producida real del aerogenerador en el emplazamiento, se calcula por integración directa de los valores registrados de potencia eléctrica, suponiendo que ésta es constante para cada intervalo de tiempo (10 minutos)

De la comparación de la producción eléctrica se pueden sacar las siguientes conclusiones:

- En todos los días de operación, la producción eléctrica obtenida mediante el uso de la curva característica del fabricante a partir de los datos de velocidad del viento es superior a la real, presentando un error relativo entre el 9 y el 36 % para los días considerados.
- Los resultados de producción obtenidos con la curva característica real son más próximos a la realidad, presentando un error máximo del 7,1% con respecto a la energía eléctrica real generada. Esta curva permitiría, por tanto, realizar simulaciones de producción de energía eléctrica a partir de datos de velocidad de viento del emplazamiento de un modo más exacto.

- La producción mediante la curva característica corregida también presenta una buena representatividad de la realidad. Para la mayoría de los días, el error cometido es superior al error de la curva característica real, pero igualmente bajo.

Del mismo modo que en el aerogenerador ENERCON E-30, los valores de producción eléctrica real no coinciden con los obtenidos mediante la curva característica del aerogenerador obtenida a partir de datos de operación. Esta diferencia es debida a que la curva característica se ha obtenido empleando todos los datos de operación disponibles (de todos los días). Por tanto, la curva característica refleja un comportamiento medio del aerogenerador para los días de operación.

Día	Energía eléctrica producida real (MJ)	Curva característica fabricante		Curva característica real		Curva característica corregida	
		Energía eléctrica producida (MJ)	Error (%)	Energía eléctrica producida (MJ)	Error (%)	Energía eléctrica producida (MJ)	Error (%)
14/02/2007	14.769,2	18.567,5	25,7	14.747,1	0,1	15.211,1	3,0
19/02/2007	17.211,6	21.259,0	23,5	16.693,6	3,0	16.532,6	3,9
03/03/2007	12.484,2	15.103,8	21,0	12.347,7	1,1	12.603,0	1,0
13/04/2007	16.039,6	20.332,4	26,8	16.036,4	0,0	16.089,6	0,3
27/06/2007	6.429,8	7.036,9	9,4	6.634,6	3,2	6.481,9	0,8
23/07/2007	8.261,3	9.217,4	11,6	8.456,6	2,4	8.308,8	0,6
05/10/2007	19.502,2	25.826,7	32,4	19.829,4	1,7	19.980,6	2,5
17/11/2007	14.829,5	19.411,3	30,9	15.413,2	3,9	15.431,9	4,1
27/11/2007	14.257,0	19.362,3	35,8	15.271,0	7,1	15.312,1	7,4
16/12/2007	24.280,4	32.909,5	35,5	24.554,8	1,1	24.672,9	1,6

Tabla 4.2: Comparación entre energía eléctrica producida en operación, y calculada según la curva característica del fabricante, real y corregida para los días de operación considerados. (Parque eólico de Huelva).

4.2. Validación del modelo matemático del electrolizador

Para la validación experimental del modelo matemático del electrolizador, en primer lugar se describe el electrolizador de la instalación experimental griega del proyecto RES2H2 del que se disponen de datos de operación, para posteriormente obtener los parámetros que determinan la curva característica voltaje-intensidad del electrolizador, y realizar una comparación del comportamiento real y simulado del electrolizador para diferentes tipos de carga eléctrica.

4.2.1. Instalación experimental de producción de hidrógeno por vía electrolítica

En el apartado 2.6.4., se comentaron los objetivos específicos del proyecto RES2H2. Entre éstos, se encuentra el estudio del comportamiento del electrolizador cuando la potencia eléctrica con la que se alimenta es fluctuante.

En la Figura 4.7, se muestra un esquema general de la planta experimental.

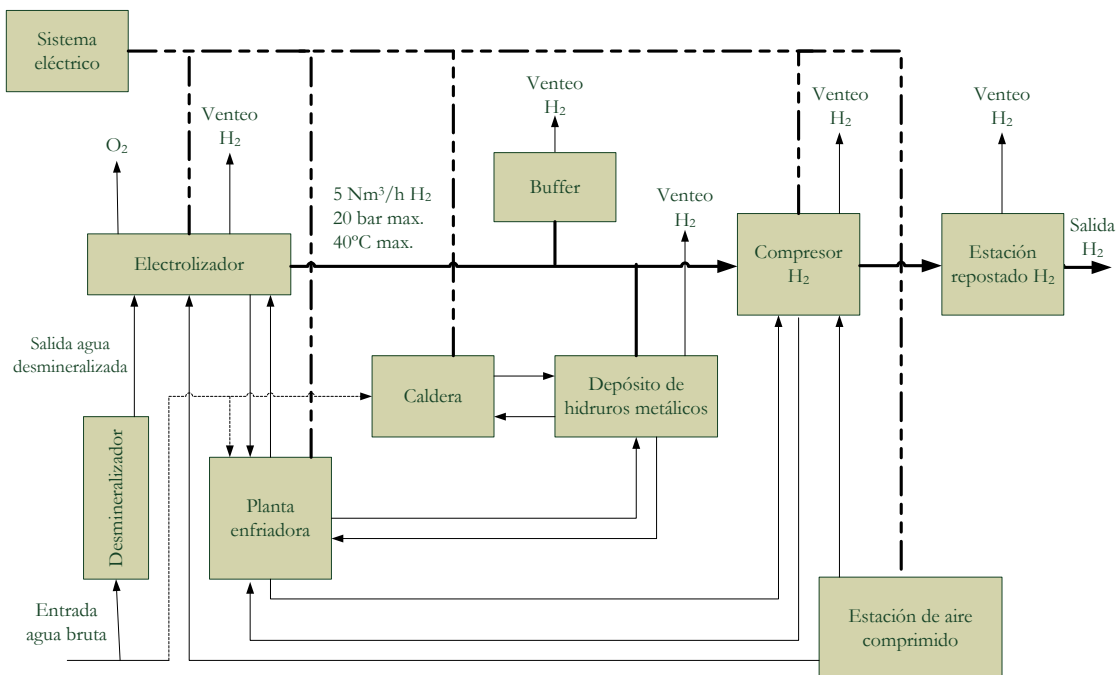


Figura 4.7: Esquema general de la instalación experimental griega del proyecto RES2H2 (Varkaraki, 2007).

Como se observa en la figura anterior, el electrolizador se encuentra conectado a la red de distribución eléctrica del parque, por lo que no existe un acoplamiento directo entre

aerogenerador y electrolizador. El hidrógeno generado por el electrolizador puede ser enviado a un sistema de almacenamiento a la presión de generación del electrolizador (*buffer*) o a un sistema de almacenamiento en hidruros metálicos. Además, en el proyecto se definió otra derivación de la línea de hidrógeno para alimentar una estación de repostaje de vehículos basado en hidrógeno. Esta salida, está conectada a un compresor para adaptar las presiones de salida del electrolizador con la de la estación de servicio. Actualmente, a la salida del compresor se encuentra conectado un sistema de almacenamiento de hidrógeno a 200 bar de presión.

Además de los equipos principales: aerogenerador, electrolizador y sistemas de almacenamiento, también son necesarios una serie de dispositivos auxiliares para el correcto funcionamiento de la instalación. Éstos son:

- Sistema de refrigeración. Compuesto por una planta enfriadora y una red de agua de refrigeración que es empleado por el electrolizador, el sistema de almacenamiento de hidruros metálicos y el compresor de la línea del dispensador de hidrógeno.
- Caldera eléctrica. Para el calentamiento de un fluido de trabajo (agua) necesario para la desorción de hidrógeno del sistema de almacenamiento en hidruros metálicos.
- Sistema de producción de aire comprimido. Empleado en el compresor neumático de la línea del dispensador de hidrógeno.
- Sistema de control y supervisión. Necesario para el correcto funcionamiento de la instalación y para la obtención de los valores de diferentes parámetros en la operación de la planta experimental.
- Planta de tratamiento de agua. Empleada para el tratamiento del agua de red que va a ser usada en el electrolizador y puntualmente en la caldera.

En la Tabla 4.3, se muestran las características principales de los diferentes sistemas de la instalación.

ELECTROLIZADOR

Fabricante	CASALE CHEMICALS
Potencia nominal	25 kW
Rango de operación en potencia	20 - 110 %
Rango de operación en voltaje	0 - 110 V (DC)
Rango de operación en intensidad	0 - 275 A
Presión nominal de trabajo	20 bar
Producción de H ₂ nominal	5 Nm ³ /h (0,45 kg/h)
Pureza del H ₂ (después del proceso de purificación)	99,98 % (en volumen)
Electrolito	Solución de KOH al 30%
Consumo nominal de agua desmineralizada	4,1 l/h

COMPRESOR

Fabricante	PDC MACHINES INC.
Tipo	Una etapa, triple diafragma metálico
Presión de entrada	8-18 bar
Presión de salida	220 bar
Caudal nominal de H ₂	5 Nm ³ /h (0,45 kg/h) a 14 bar y 40 °C

ALMACENAMIENTO A MEDIA PRESIÓN

Capacidad de almacenamiento	360 l (6,7 Nm ³)
Presión máxima de almacenamiento	20 bar

Tabla 4.3: Características generales de los componentes principales de la instalación experimental.

ALMACENAMIENTO A ALTA PRESIÓN

Capacidad de almacenamiento	643 l (120 Nm ³)
Presión máxima de almacenamiento	200 bar

ALMACENAMIENTO EN HIDRUROS METÁLICOS

Fabricante	LABTECH
Número de depósitos	6
Tipo de aleación metálica	La _{1-x} Ce _x Ni ₅
Capacidad de almacenamiento	40 Nm ³ de H ₂

Tabla 4.3: Características generales de los componentes principales de la instalación experimental (continuación).

A continuación, se describe con más detalle el electrolizador de la instalación, en el que se diferencian tres partes: *stack* electrolítico, convertidor AC/DC y el sistema de control y supervisión local. El convertidor eléctrico y el sistema de control, se encuentran en armarios separados de la zona de fluidos del electrolizador (*stack*, separadores de gases y bomba de alimentación). En la Tabla 4.4, se muestran las características principales del electrolizador empleado.

El sistema considerado fue desarrollado por la compañía CASALE CHEMICALS S.A., actualmente ACCAGEN. Está constituido por un apilamiento de celdas bipolares conectadas en serie, entre dos conectores eléctricos. Todas las celdas, al estar conectadas en serie, están atravesadas por la misma intensidad de corriente (continua) y en cada compartimento anódico y catódico tienen lugar las reacciones electroquímicas indicadas anteriormente. Se utiliza una solución acuosa de KOH al 30% en peso para dotar al electrolito de la conductividad eléctrica adecuada a fin de optimizar el consumo energético. El electrolito entra al electrolizador y a los separadores de gas-electrolito por el movimiento natural inducido por la generación de hidrógeno y oxígeno en cada compartimento. La Figura 4.8, muestra un detalle del *stack*, donde tiene lugar el proceso electrolítico. Se pueden observar las conexiones eléctricas en las placas de cierre, los conductos de alimentación de agua en la parte inferior del *stack* y los conductos de salida de gases en la parte superior.

STACK	
Tipo de celdas	Níquel puro
Número de celdas	48
Superficie del electrodo	0,06 m ²
Intensidad máxima admisible	275 A
Activación de electrodos	Níquel Raney depositado
Materiales internos del <i>stack</i>	Níquel puro
Presión máxima de operación	20 bar
Temperatura máxima de operación	80 °C
CALIDAD DEL AGUA DESMINERALIZADA	
Conductividad eléctrica máxima a 25 °C	5 µS/cm
Materia en suspensión máxima	2 mg/l
pH	5-8
ELECTROLITO	
Tipo	Solución KOH al 30% en peso
Capacidad	48 litros
CONVERTIDOR AC/DC	
Suministro	380 V AC / 50 Hz / 3 fases
Potencia	29 kVA

Tabla 4.4: Características del electrolizador CASSALE CHEMICALS.



Figura 4.8: Detalle del *stack* del electrolizador.

El agua desmineralizada consumida en el proceso electrolítico alimenta al electrolizador desde un depósito situado en la parte inferior del equipo. El aporte de agua viene controlado por la actuación de un autómatas programable localizado en el panel de control.

El hidrógeno y oxígeno generados en el electrolizador alcanzan, de modo independiente, el separador de gases al que está conectado su electrodo. Estos separadores realizan una triple función:

- Separar los gases producidos del electrolito que fue arrastrado desde el electrolizador. El electrolito retorna al electrolizador por gravedad.
- Controlar la temperatura del proceso. En el interior de estos separadores se encuentran ubicados unos serpentines de refrigeración para mantener la temperatura del proceso entre los márgenes recomendados (por debajo de 80°C).
- En los separadores de gases es donde se realiza el aporte de agua de modo que siempre existe un nivel de electrolito suficiente para realizar la electrólisis.

Estos dos separadores se encuentran comunicados por la parte inferior de forma que sus presiones sean la misma. Por tanto, las presiones en los compartimentos anódicos y catódicos, también serán las mismas. La igualación de presiones en los compartimentos es vital para garantizar la integridad mecánica de la membrana de separación entre ánodo y cátodo.

Los gases, antes de salir de éstos separadores, son refrigerados a fin de disminuir el contenido en vapor de agua de los mismos. Los sensores de nivel incorporados al sistema permiten determinar cuándo el sistema de control necesita aportar agua de alimentación al

proceso. Estos sensores de nivel, evitan también que se pueda producir una mezcla explosiva de hidrógeno y oxígeno por el conducto de comunicación de los dos separadores.

Desde los separadores, pasan los gases a los filtros de oxígeno e hidrógeno donde se produce la coalescencia de las gotas de electrólito que hayan podido llegar hasta allí.

Además, la salida de hidrógeno cuenta con un equipo para la eliminación de las trazas de oxígeno que pudiera contener.

El sistema está equipado de analizadores de gases que garantizan la ausencia de mezclas explosivas que pudiesen comprometer la integridad física del sistema. Estos analizadores son supervisados por el sistema de control, el cual se describe posteriormente (aparatado 4.2.1.2).

La Figura 4.9, muestra el electrolizador instalado en el sistema. En primer término, en la parte inferior, se puede observar el depósito de agua desmineralizada que alimenta al *stack*.



Figura 4.9: Instantánea del electrolizador completo.

4.2.1.1. Curva característica del electrolizador

La curva característica de las celdas electrolíticas del electrolizador, ha sido calculada a partir de datos de operación del electrolizador para distintas temperaturas. El método de obtención se detalla en la sección 4.2.2.1. Los datos de operación para la definición de la curva, voltaje, intensidad y temperatura, se han registrado cada segundo.

El conocimiento de esta curva permite determinar cuál va a ser la producción de hidrógeno en cualquier punto de trabajo del electrolizador y, además, es un parámetro de entrada a la hora de dimensionar el resto de elementos de la instalación (sistema de almacenamiento, planta de tratamiento de agua, necesidades de refrigeración, etc.).

La Figura 4.10, muestra las curvas intensidad-voltaje de celda para un rango de temperaturas del electrolito comprendidas entre 30 y 80 °C. Se observa cómo, al incrementar la temperatura de operación para el mismo voltaje de la celda, la intensidad que lo atraviesa (indicativa de la cantidad de hidrógeno generado) es mayor. Desde un punto de vista energético, a medida que la temperatura aumenta, la producción de hidrógeno es más eficiente, ya que se necesita menos potencia eléctrica (producto del voltaje por la intensidad) para la misma producción de hidrógeno.

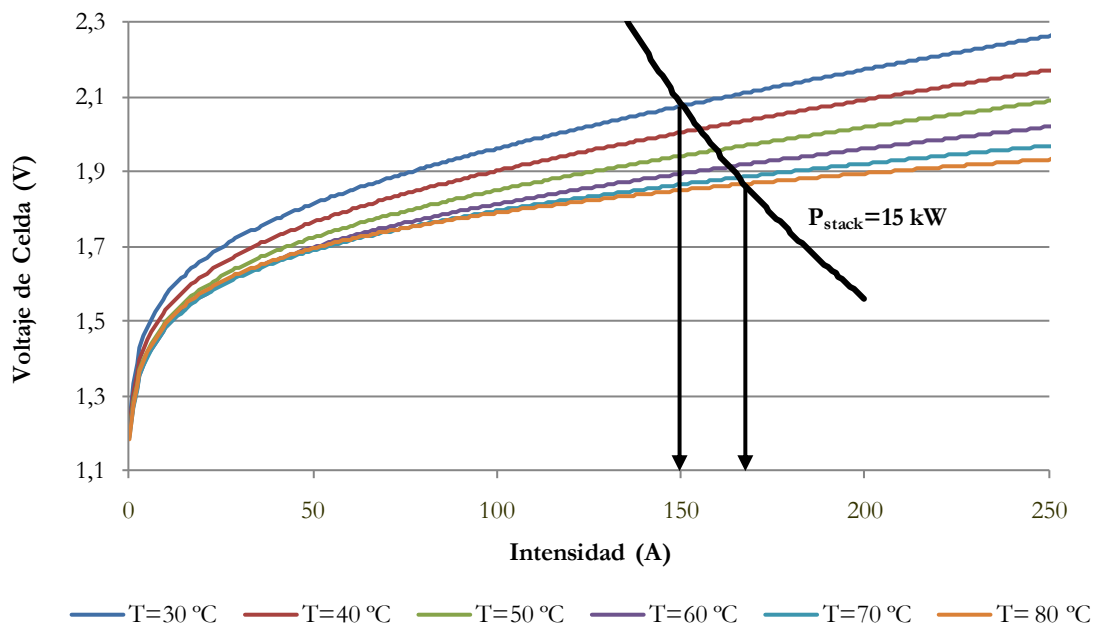


Figura 4.10: Curva característica intensidad-voltaje del electrolizador.

En la figura anterior, se ha representado una curva que une los puntos de operación de la curva característica del electrolizador que fijan el consumo eléctrico del *stack* en 15 kW. Como se observa, cuando el electrolizador consume la misma potencia eléctrica, dependiendo de la temperatura, el *stack* opera con una intensidad diferente. Como se ha indicado anteriormente, la producción de hidrógeno es directamente proporcional a la intensidad que circula por el *stack*. Por tanto para el ejemplo considerado, la intensidad que

circula por el *stack* es de 150 A operando a 30 °C, y de 170 A operando a 80 °C (temperatura nominal). Esto supone que operando en condiciones nominales, la intensidad que circula por el electrolizador es un 12% superior a la que se obtendría trabajando éste a temperatura de 30 °C. Esta diferencia, se extrapola a la producción de hidrógeno.

Esto es una de las razones que motiva el análisis dinámico del electrolizador planteado en esta Tesis Doctoral.

4.2.1.2. Sistema de control

La generación de hidrógeno se realiza bajo unas condiciones que son monitorizadas y controladas por el sistema de control. Las funciones del sistema de control son realizadas por un autómata programable localizado en el panel de control. Cuando una variable excede los valores prefijados, se detecta y emite una señal de alarma y, si el sistema es capaz de restablecer automáticamente el valor de la variable a los límites preestablecidos, continua la operación, en caso contrario, se procede a la inertización y parada del sistema. Las actuaciones del sistema de control son a través de válvulas neumáticas.

El sistema de control se ha programado para establecer una operación segura y eficiente del sistema. Los parámetros fijados se presentan en la Tabla 4.5.

PARÁMETRO	VALOR
Máxima presión del sistema	20 bar
Presión mínima de nitrógeno	20 bar
Presión válvula de alivio	21 bar
Intensidad máxima admisible	300 A
Temperatura nominal del electrolito	80 °C
Temperatura máxima del electrolito	90 °C
Concentración máxima de O ₂ en H ₂	2 %
Concentración máxima de H ₂ en O ₂	2%

Tabla 4.5: Consignas de seguridad fijadas en el sistema de control del electrolizador.

El sistema de control del electrolizador está conectado a la red de baja tensión del parque eólico, que es independiente de la red de conexión de los aerogeneradores, y por tanto, dispone de un flujo continuo de energía eléctrica.

La Tabla 4.6, presenta las variables controladas y monitorizadas, de un modo permanente, por el sistema de control y supervisión. Dichas variables son leídas, registradas y almacenadas por el sistema de adquisición de datos.

Además, el sistema de control también permite la adquisición de datos de los parámetros que se están monitorizando. Estas variables aparecen reflejadas en archivos de tipo CSV (variables separadas por comas), que se pueden exportar y tratar mediante programas de cálculo o de análisis de datos. Con la información de operación obtenida del sistema de control y monitorización se ha procedido a la evaluación del modelo del electrolizador.

El muestreo de los datos se ha realizado cada segundo durante los periodos de operación de la planta.

SENSOR	RANGO
Potencia eléctrica consumida	0 – 25 kW
Intensidad	0 – 300 A
Voltaje	0 – 120 V
Temperatura electrolito	0 – 100 °C
Presión del <i>stack</i>	0 – 25 bar
Contenido de H ₂ en O ₂	0 – 5 % v
Contenido de O ₂ en H ₂	0 – 25 % v

Tabla 4.6: Variables controladas y rango de variación de los sensores instalados en el electrolizador de la planta experimental.

4.2.1.3. Convertidor AC/DC

El convertidor AC/DC es el encargado de adecuar la tensión y la intensidad de la red eléctrica, a la tensión y la intensidad de trabajo del *stack* del electrolizador. La red de distribución eléctrica es en corriente alterna y la demanda de energía del electrolizador es en corriente continua. El convertidor diseñado para esta aplicación, permite variar la

intensidad que está circulando por el *stack* del electrolizador. Además, este valor es programable de modo que la variación de la intensidad pueda seguir cualquier curva predefinida.

Existen otro tipo de convertidores que permiten una regulación en voltaje en bornas del *stack*, permitiendo que la intensidad varíe libremente en función de la curva característica del electrolizador.

Este tipo de fuente de alimentación, permite simular las condiciones que se darían si el electrolizador se conectase directamente a una fuente de energía de tipo renovable en la que el recurso energético fuese variable en el tiempo.

Dentro de las consignas del convertidor, las primordiales son las de seguridad. El *stack* del electrolizador no puede trabajar con una intensidad de corriente por debajo de los 20 amperios para asegurar que no se produzcan mezclas explosivas en el ánodo o en el cátodo, debido a que a bajas intensidades de corriente aparecen burbujas de oxígeno en el cátodo y viceversa. Atmósferas, con un contenido de hidrógeno en oxígeno entre el 4 y el 79 % pueden ser autodetonantes.

Durante el periodo de experimentación de la planta piloto, el electrolizador ha sido sometido a cargas de intensidad variables en el tiempo. A partir de los datos experimentales, se constatará la validez del modelo matemático dinámico de electrolizador realizado en la presente tesis.

4.2.2. Validación del modelo matemático del electrolizador

Como se ha puesto de manifiesto en la definición del modelo matemático del electrolizador, éste depende de una serie de parámetros, que son necesarios conocer previamente a realizar simulaciones. Estos parámetros corresponden a: curva característica intensidad-voltaje del electrolizador, eficiencia de Faraday que determina la generación de hidrógeno, comportamiento térmico y curva de presurización.

De todos ellos, los parámetros correspondientes a la eficiencia de Faraday (ecuación 3.28) son los únicos que se han obtenido directamente de una curva ofrecida por el fabricante del electrolizador, en la que se representa la producción de hidrógeno en función de la intensidad que circula por el electrolizador. Los parámetros obtenidos son:

$$f_1 = 20.000 \frac{A^2}{m^4} \quad (\text{ec. 4.1.})$$

$$f_2 = 0,93 \quad (\text{ec. 4.2.})$$

En la Figura 4.11, se puede ver la variación de la producción de hidrógeno en función de la intensidad de corriente que circula por el *stack* del electrolizador. Como se observa, para intensidades de corriente por debajo de 5 A no existe producción de hidrógeno.

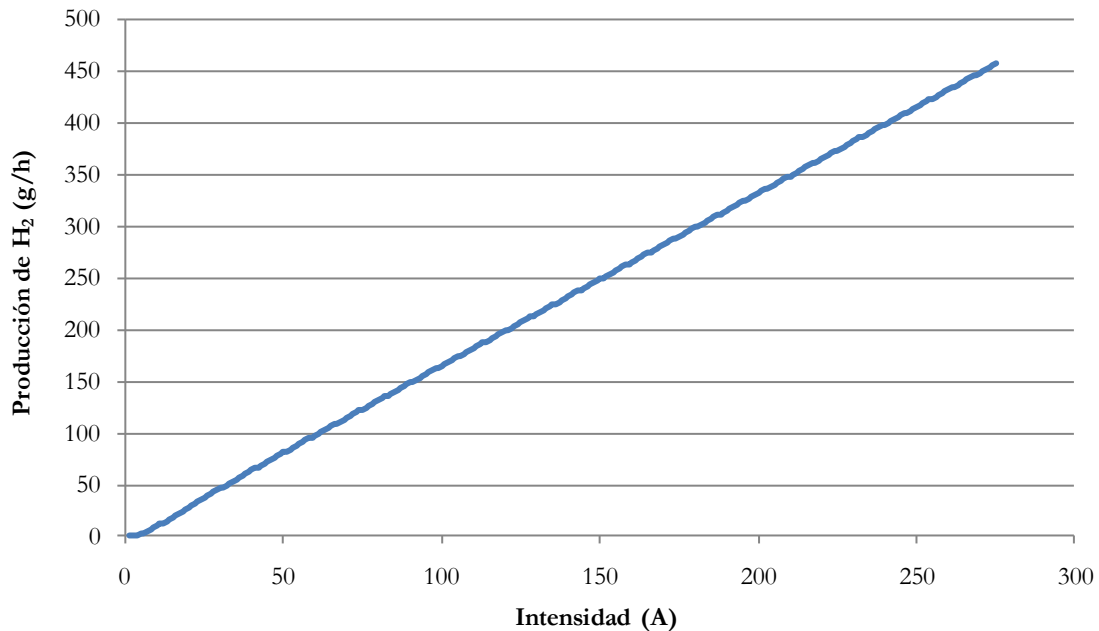


Figura 4.11: Producción de H₂ frente a la intensidad de corriente.

Para el resto de parámetros, los ajustes se han realizado en base a datos experimentales para varios días de operación. En concreto, en la Tabla 4.7, se muestran los días considerados y los datos globales de operación: duración del experimento, energía eléctrica consumida por el electrolizador, energía eléctrica consumida por el *stack*, producción de hidrógeno, rendimiento del convertidor AC/DC, rendimiento del *stack* y rendimiento global del electrolizador. Cabe resaltar que la diferencia existente entre la producción de hidrógeno y el consumo de energía eléctrica entre unos días y otros, son debidos a la operación discontinua del electrolizador: con diferentes perfiles de intensidad, para cada día y con una temperatura de operación diferente.

Siendo:

- $\bar{\eta}_{conv}$: el rendimiento medio del convertidor AC/DC que rectifica la corriente de la red eléctrica a las condiciones de trabajo del *stack* del electrolizador.
- $\bar{\eta}_{stack}$: el rendimiento medio de conversión del *stack*. Calculado como la energía química almacenada en el hidrógeno producido, producto de éste por su poder calorífico superior (142,9 MJ/kg), y la energía eléctrica consumida por el *stack*.

- $\bar{\eta}_{elec}$: el rendimiento medio global del electrolizador, que se calcula como el producto del rendimiento del convertidor por el rendimiento del *stack*.

Como puede observarse de la tabla anterior, el rendimiento del electrolizador varía entre un 53,8 y un 58,2 % para los días considerados. Estos resultados son bajos comparados con el rendimiento actual de este tipo de electrolizador, cercanos al 65%; esto es debido al rendimiento del convertidor AC/DC (82% en valor medio). La tecnología actual de convertidores permite alcanzar rendimientos de transformación de corriente eléctrica superiores al 90% (Van den Heuvel, 2009).

Día	Duración (h)	Energía Eléctrica Consumida Electrolizador (MJ)	Energía Eléctrica Consumida <i>Stack</i> (MJ)	Producción Hidrógeno (g)	$\bar{\eta}_{conv}$ (%)	$\bar{\eta}_{stack}$ (%)	$\bar{\eta}_{elec}$ (%)
26/01/07	1,07	54,38	44,27	216,1	81,4	69,8	56,8
30/01/07	1,98	108,11	88,69	439,7	82,0	70,9	58,2
30/03/07	0,27	21,44	179,21	80,6	83,5	64,3	53,8
26/04/07	0,91	81,91	68,08	321,2	83,1	67,5	56,1
08/05/07	1,72	163,77	135,11	655,6	82,5	69,4	57,2
10/05/07	1,4	129,70	107,78	522,1	83,1	69,3	57,6
17/05/07	2,1	209,39	173,28	839,3	82,7	69,3	57,3
25/05/07	3	239,31	197,32	961,1	82,4	69,6	57,4
07/06/07	3	264,64	217,62	1061,1	82,2	69,7	57,3

Tabla 4.7: Días experimentales considerados para el ajuste del modelo matemático del electrolizador.

Para la validación del modelo matemático, en primer lugar, se va a realizar un ajuste de los parámetros de la curva característica intensidad-voltaje, que es la única que depende exclusivamente de parámetros internos del *stack* del electrolizador (el modelo térmico depende de factores externos como la temperatura del aire y el entorno, y la presurización depende del caudal de hidrógeno demandado al electrolizador). Posteriormente, se van a comparar los datos experimentales para tres días de operación significativos con los

resultados de la simulación del modelo para las mismas condiciones externas (intensidad que circula por el *stack*, temperatura ambiente y del entorno, demanda de hidrógeno por parte de la instalación, etc.).

Los casos propuestos son:

- Operación del electrolizador con una intensidad constante.
- Operación del electrolizador con arranques y paradas.
- Operación del electrolizador con variación de la intensidad a lo largo del tiempo.

Estos casos, permitirán la validación del modelo matemático del electrolizador, comparando el comportamiento global del electrolizador teniendo en cuenta los datos experimentales, con los resultados de la simulación dinámica y estática del mismo (empleando el modelo matemático desarrollado).

En la validación planteada en esta Tesis, los parámetros del modelo dinámico se han obtenido experimentalmente mediante la operación del electrolizador (salvo los correspondientes a la eficiencia de Faraday). Estos parámetros también se podrían haber obtenido a partir de información facilitada por el fabricante del electrolizador.

4.2.2.1. Parámetros de la curva característica del electrolizador

Con los datos de operación del electrolizador, se van a calcular el valor de los coeficientes r, s y t (y su dependencia con la temperatura) de la curva característica voltaje-intensidad (ecuación 3.24.) del electrolizador de la instalación. El modo de proceder para el tratamiento de los datos y obtener los puntos, es similar al que aparece en el artículo de Ulleberg (Ulleberg O. , 2003). Este se describe a continuación:

- En primer lugar, se seleccionan todos los datos experimentales de los diferentes días de operación y se clasifican en función de la temperatura del electrolizador.
- A continuación, se separan los datos en función de la temperatura del electrolito y se estudian por separado. Para cada temperatura de operación, teniendo en cuenta el voltaje de celda (obtenido dividiendo el voltaje del *stack* con el número de celdas del electrolizador), la intensidad que circula por el *stack* y el voltaje reversible para la temperatura seleccionada, se realiza un análisis estadístico de modo que para cada temperatura se obtiene la terna de parámetros r, s y t .
- Una vez obtenidos los parámetros r, s y t para cada temperatura, se realiza un ajuste de éstos frente a la temperatura. Para los datos obtenidos, la dependencia funcional que mejor ajusta los datos tratados es:

$$r(T) = r_0 + r_1 T \quad (\text{ec. 4.3.})$$

$$t(T) = t_0 + t_1 T + t_2 T^2 \quad (\text{ec. 4.4.})$$

El parámetro s es constante, por tanto, no depende de la temperatura.

La expresión de cada parámetro según los datos experimentales se muestra en las ecuaciones 4.5, 4.6 y 4.7. La expresión matemática completa de la curva característica del electrolizador considerado se puede ver en la ecuación 4.8.

$$\frac{r(T)}{A} = 1,8791 \cdot 10^{-3} - 2,1166 \cdot 10^{-5} T \quad (\text{ec. 4.5.})$$

$$s = 0,2982 \quad (\text{ec. 4.6.})$$

$$\frac{t(T)}{A} = 2,891 - 7,07 \cdot 10^{-2} T - 6 \cdot 10^{-4} T^2 \quad (\text{ec. 4.7.})$$

$$V = V_{rev} + \frac{r(T)}{A} I + s \log \left(\frac{t(T)}{A} I + 1 \right) \quad (\text{ec. 4.8.})$$

En la Figura 4.12, se representa una comparación entre los puntos de operación (intensidad-voltaje) para distintas temperaturas y la curva característica del modelo matemático del electrolizador para dichas temperaturas. Como se puede ver, el ajuste entre experimentación y modelo matemático es satisfactorio a los efectos de validación.

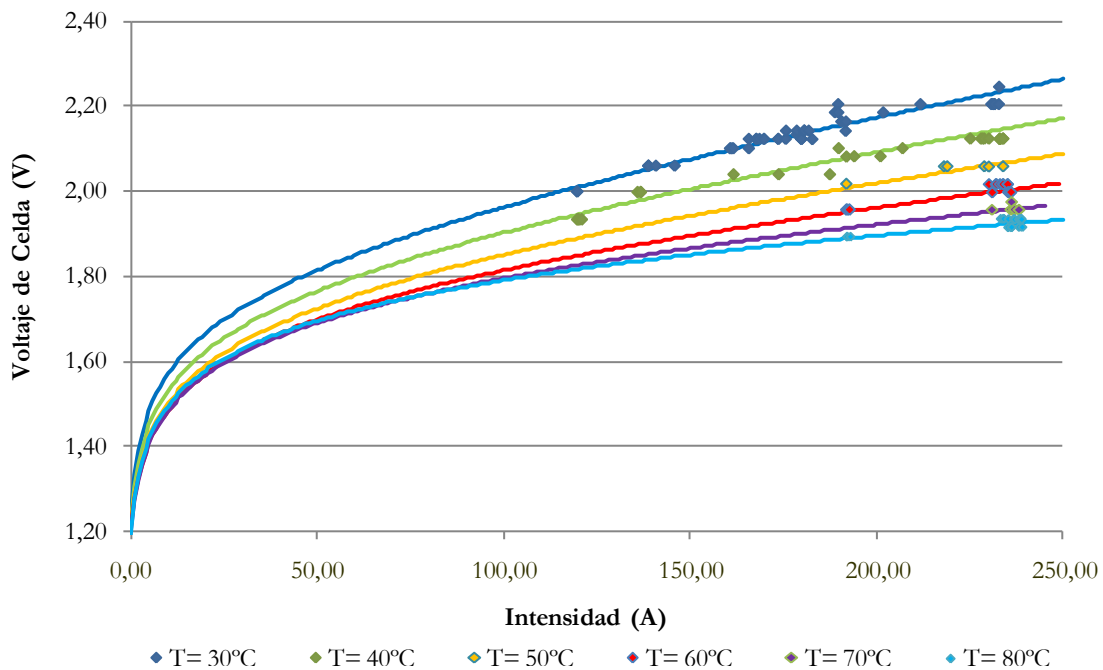


Figura 4.12: Comparación entre los puntos de operación experimentales del electrolizador y la curva característica del mismo.

4.2.2.2. Producción de hidrógeno y rendimiento del *stack* del electrolizador

Teniendo en cuenta la curva característica intensidad-voltaje del electrolizador y el resto de características del *stack* considerado, se representa la producción de hidrógeno y el rendimiento del *stack* en función de su temperatura (Figura 4.13). Para el cálculo de las variables anteriores, se ha considerado que la potencia eléctrica absorbida por el *stack* es la máxima permitida, 25 kW.

No se ha podido realizar una validación de la producción de hidrógeno, debido a no disponer de datos medidos de producción de hidrógeno durante los diferentes ensayos realizados al electrolizador. En el estudio de Ulleberg (Ulleberg O. , 2003), se muestra que el cálculo de la producción de hidrógeno mediante la expresión de la eficiencia de Faraday (ecuación 3.28) ajusta adecuadamente con los datos de producción real.

Como se observa, tanto la producción de hidrógeno como el rendimiento del *stack* se ven afectados por la temperatura del electrolito. En concreto, existe una diferencia del 18 % en términos de producción de hidrógeno cuando la temperatura del electrolito es de 10 °C y de 80 °C. Esta misma diferencia se da en términos del rendimiento del *stack*. Este comportamiento, está relacionado con las apreciaciones realizadas para la intensidad que circula por el *stack* para una misma potencia eléctrica consumida en condiciones de temperatura diferentes (Figura 4.10).

Estas diferencias con respecto a la temperatura han motivado la necesidad de realizar un estudio dinámico del comportamiento del electrolizador, cuando su operación es intermitente y con diferentes niveles de carga.

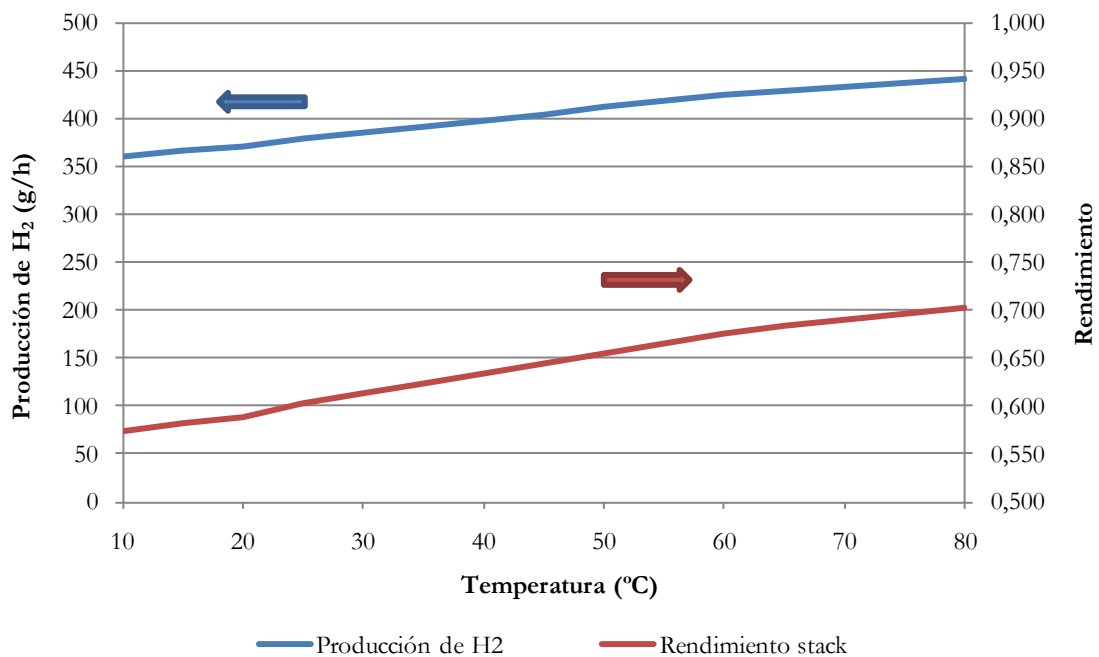


Figura 4.13: Producción de hidrógeno y rendimiento del *stack* del electrolizador.

4.2.2.3. Validación experimental del modelo completo del electrolizador

A continuación, se comparan los datos experimentales con los resultados de la simulación para tres días de experimentación con características diferentes. El objetivo, es validar el modelo matemático con diferentes condiciones de operación del electrolizador:

- 1) Sometido a una intensidad constante.
- 2) Sometido a operación discontinua, con diversos arranques y paradas, demandado una alta intensidad en los momentos de operación.
- 3) Sometido a carga variable durante la operación.

La combinación de los modos de operación segundo y tercero, son los más parecidos a una operación del electrolizador conectado a un aerogenerador.

Para cada caso se va a mostrar: la variación del voltaje en bornas del electrolizador, la potencia eléctrica consumida por el electrolizador y por el *stack*, y la temperatura del electrolito.

La potencia consumida por el electrolizador, se compone de la potencia consumida por el convertidor AC/DC y por el propio *stack* del electrolizador. Se considera que el consumo del sistema de control y los auxiliares del electrolizador son despreciables frente a los dos consumos anteriores.

La curva de presurización del electrolizador va a ser estudiada en el caso de operación con intensidad constante.

Para finalizar, también se van a comparar los datos generales de operación del electrolizador con los resultados globales de la simulación realizada. Esto se realizará para todos los días con datos de operación disponibles.

Operación con intensidad constante

Los datos experimentales para este tipo de operación, corresponden al día 26 de enero de 2007. La duración del experimento fue de una hora y tres minutos. El objetivo de éste, era advertir cómo se realizaba la presurización del *stack* con una intensidad media.

En la Figura 4.14, se muestra la intensidad que circula por el electrolizador a lo largo del experimento. En concreto, el electrolizador estuvo operando con una intensidad de 121 amperios (esto es, trabajando a una carga del 44%).

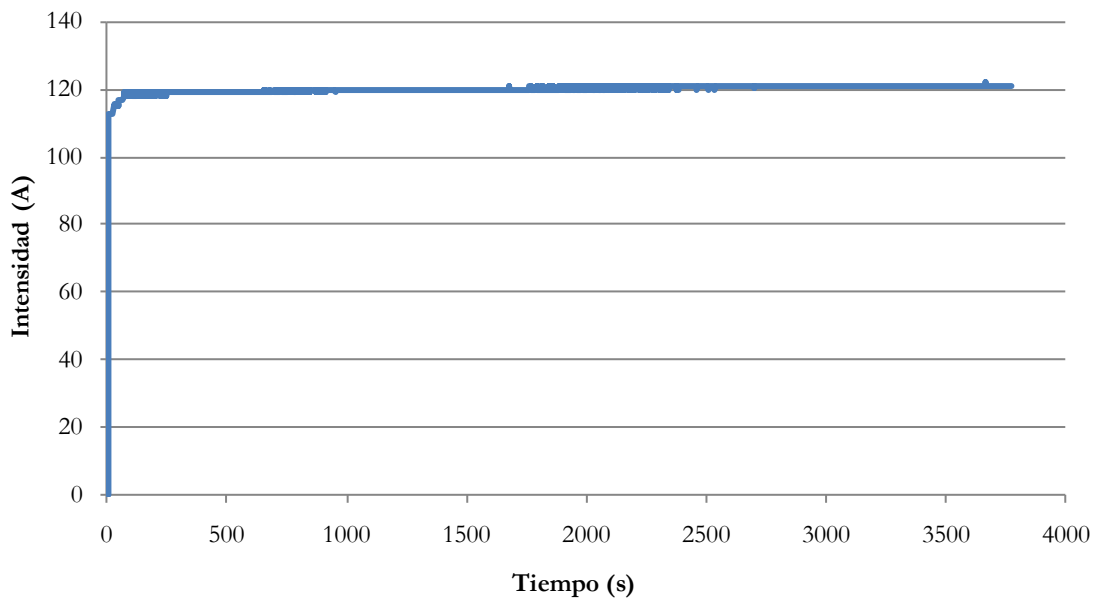


Figura 4.14: Variación de la intensidad durante la operación del electrolizador.

En la Figura 4.15, se muestra la variación del voltaje en bornas del *stack* del electrolizador. Como se observa, el voltaje del electrolizador va disminuyendo conforme la temperatura del *stack* aumenta (ver Figura 4.17). Los saltos que aparecen en la curva del voltaje experimental son debidos a la resolución del voltímetro usado para su medida. La diferencia entre ambas curvas, en media, es inferior al 3%. Se comprueba que la tendencia del voltaje experimental y el calculado mediante la simulación es similar.

Teniendo en cuenta el voltaje del *stack*, la intensidad que circula por el electrolizador y la eficiencia del convertidor AC/DC, se muestra en la Figura 4.16, la variación de la potencia consumida por el electrolizador (suma de la potencia consumida por el convertidor y el *stack*) y la potencia consumida por el *stack*. En ambos casos, el error entre la curva experimental y datos de simulación, arrojan errores inferiores al 2%. A medida que la temperatura del electrolizador aumenta, al ser el voltaje del *stack* inferior, la potencia consumida por el electrolizador y *stack* también va a ser inferior.

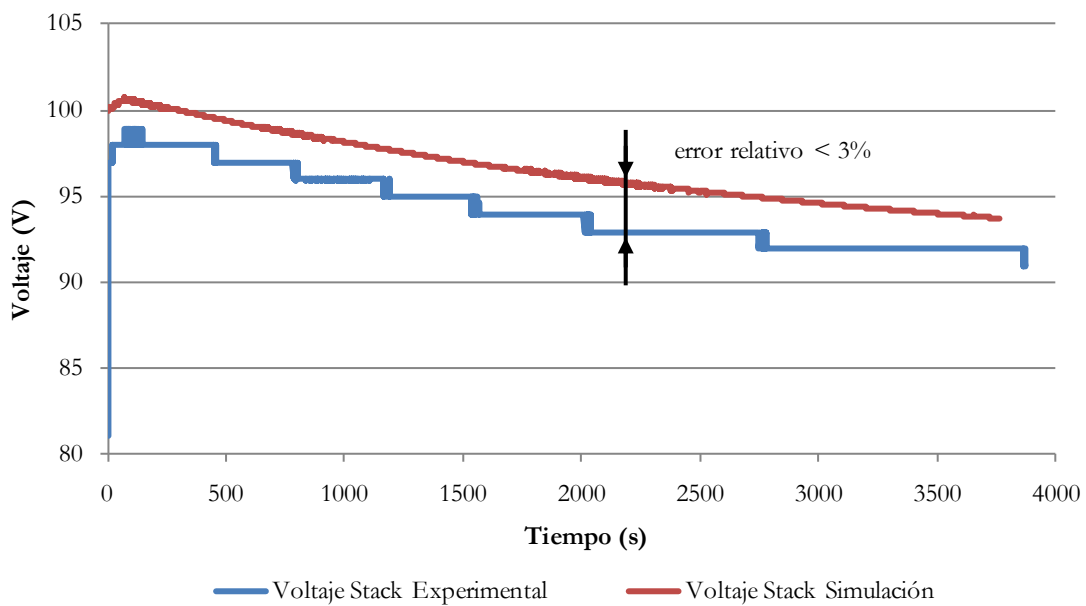


Figura 4.15: Variación del voltaje en bornas del *stack* a carga constante.

La variación de la temperatura del *stack* se representa en la Figura 4.17. Para los cálculos de los datos de simulación, la temperatura del ambiente era de 20 °C y el coeficiente global de transferencia de calor (UA) se ha calculado para una condiciones de convección libre y de radiación hacia el entorno, dando como resultado 18 W/K. Como se observa en la gráfica, la correlación entre los datos experimentales y los resultados de simulación es alta. Los saltos que aparecen en la temperatura medida son debidos a la precisión de los termopares empleados.

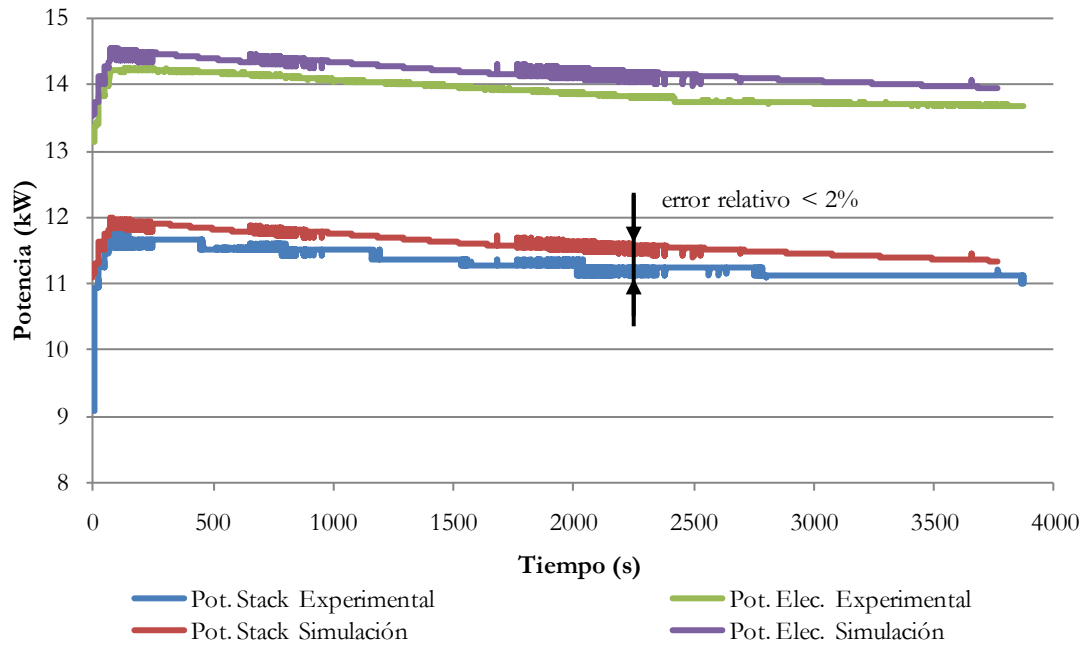


Figura 4.16: Comparación de la variación de la potencia eléctrica consumida por el electrolizador y del *stack* a carga constante.

Para el cálculo del coeficiente global de transferencia, se ha considerado que las pérdidas de calor del electrolizador al ambiente, se van a dar fundamentalmente por la superficie exterior del *stack* ($1,2 \text{ m}^2$) y por la superficie exterior de los separadores de gases (cada uno con un área aproximada de $1,15 \text{ m}^2$). Se han considerado por separado las pérdidas convectivas del *stack* (cilindro horizontal) y de los separadores de gases (cilindro vertical), ya que los coeficientes que definen la correlación para la obtención del coeficiente de película es diferente (Incropera & DeWitt, 1996). Para las pérdidas por radiación al entorno, se ha tomado un valor de la emisividad de la superficie metálica de 0,3. Por último, se considera que tanto la superficie del *stack*, como la de los separadores, se encuentra a la misma temperatura, igual a la del electrolito (se deprecia la resistencia térmica conductiva de los componentes).

Diéguez y colaboradores, (Diéguez, Ursúa, Sanchis, Sopena, Guelbenzu, & Gandía, 2008) justifican la suposición de considerar la temperatura de la superficie del *stack* y de los separadores de gases igual a la del electrolito.

La capacidad térmica del electrolizador, C_v , se ha obtenido analizando el calentamiento del electrolizador para los días de operación de los que se dispone de información, resultando un valor de $320 \text{ kJ}/^\circ\text{C}$.

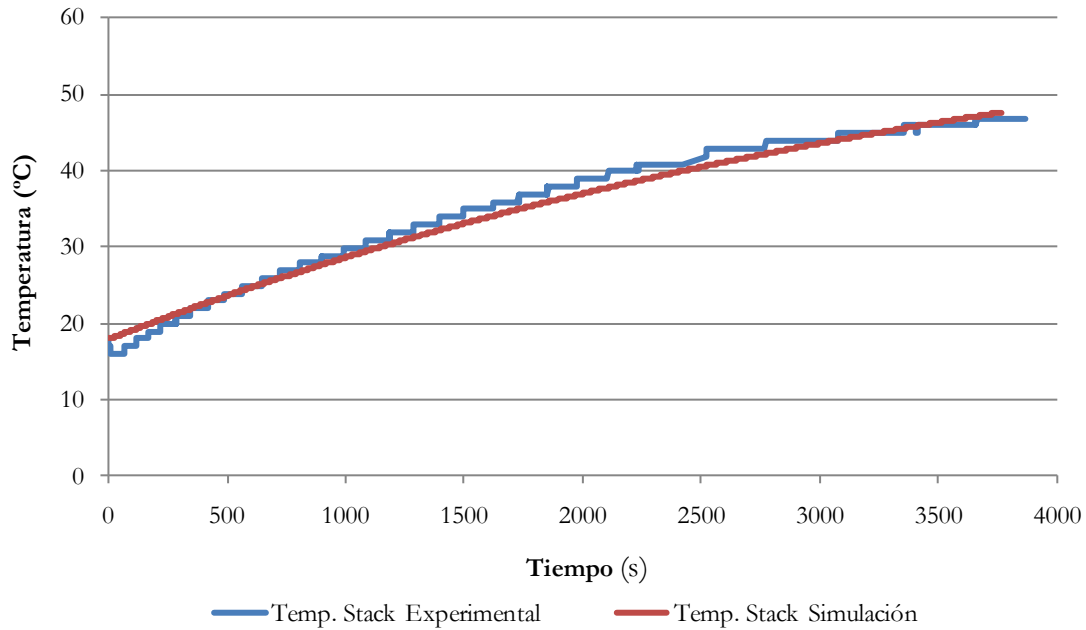


Figura 4.17: Variación de la temperatura del *stack* a carga constante.

Para terminar, se representa la curva de presurización del *stack* (Figura 4.18), desde condiciones ambiente hasta 17 bares, el tiempo invertido para realizar esta presurización fue de 35 minutos. Para el cálculo de la curva de presurización, se ha tenido en cuenta que no se produce descarga de H_2 . Como se puede comprobar, los resultados de la simulación representan fidedignamente el comportamiento real de la curva de presurización del electrolizador.

Durante los periodos de presurización, cuando el electrolizador ha estado un tiempo sin funcionar, el hidrógeno y el oxígeno producido en primer lugar es usado para la presurización del *stack*. Una vez que este ha alcanzado la presión de alivio, comienza a descargar hidrógeno. Por tanto, van a existir periodos de tiempo en los que, si bien el electrolizador está consumiendo una cierta potencia eléctrica, puede ser que no esté descargando hidrógeno. Este tipo de fenómenos, sólo pueden ser simulados si el modelo matemático empleado es dinámico.

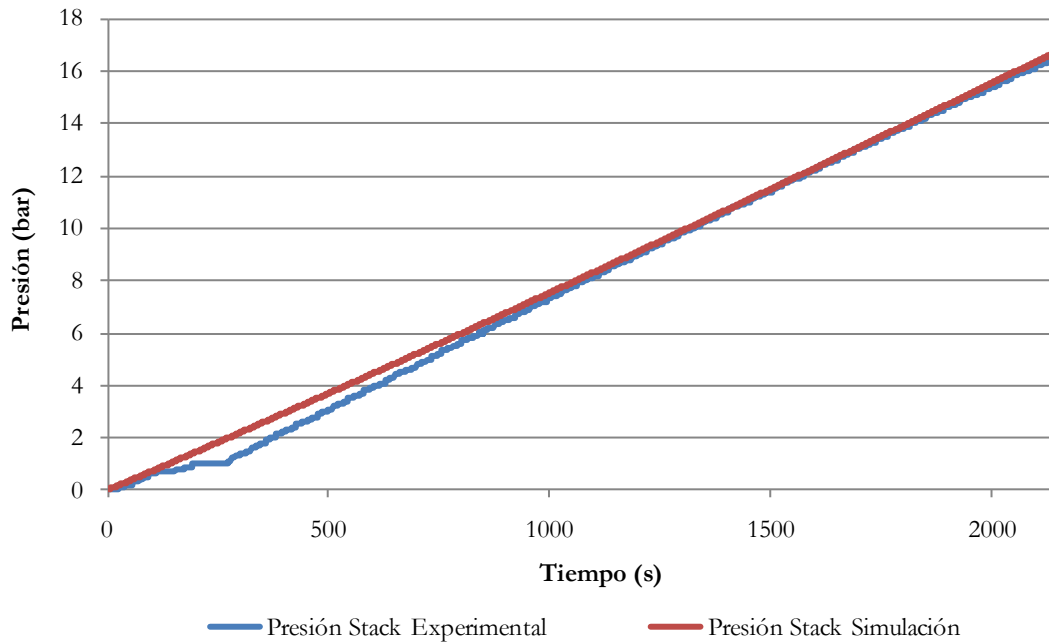


Figura 4.18: Curva de presurización del *stack* a carga constante.

Operación en modo de arranque-parada

En el presente modo de operación, el electrolizador es sometido a varios ciclos de entrada en carga, pasando de periodos de parada hasta intensidades superiores a los 220 A, como puede observarse en la Figura 4.19. El experimento fue realizado el 30 de enero de 2007 y duró dos horas.

El comportamiento del voltaje del *stack* se representa en la Figura 4.20. Como se observa, cuando no existe intensidad circulando por el *stack*, el voltaje de este también se hace cero, pero no de un modo súbito. En la parada que va desde los 1.500 a los 2.900 segundos (la parada mayor), se puede contemplar más claramente como el voltaje cae de un modo exponencial, esto es debido a la polarización que tienen las celdas electrolíticas del *stack*. Debido a las corrientes eléctricas parásitas entre celdas, este voltaje va cayendo. Este fenómeno no se ha considerado en el modelo matemático del voltaje de celda del *stack*.

Además, se puede ver como en los periodos de parada el voltaje obtenido de la simulación no es cero. Esto es debido a la expresión de la curva característica del *stack*, en el que para intensidades iguales a cero, el voltaje de la celda es igual al reversible a la temperatura de operación del electrolizador.

Para evitar la corrosión de los electrodos en una operación normal del electrolizador, se aplica un voltaje en bornas del *stack* igual a la suma de los voltajes reversibles de cada una de las celdas. Por el electrolizador no circulará intensidad eléctrica.

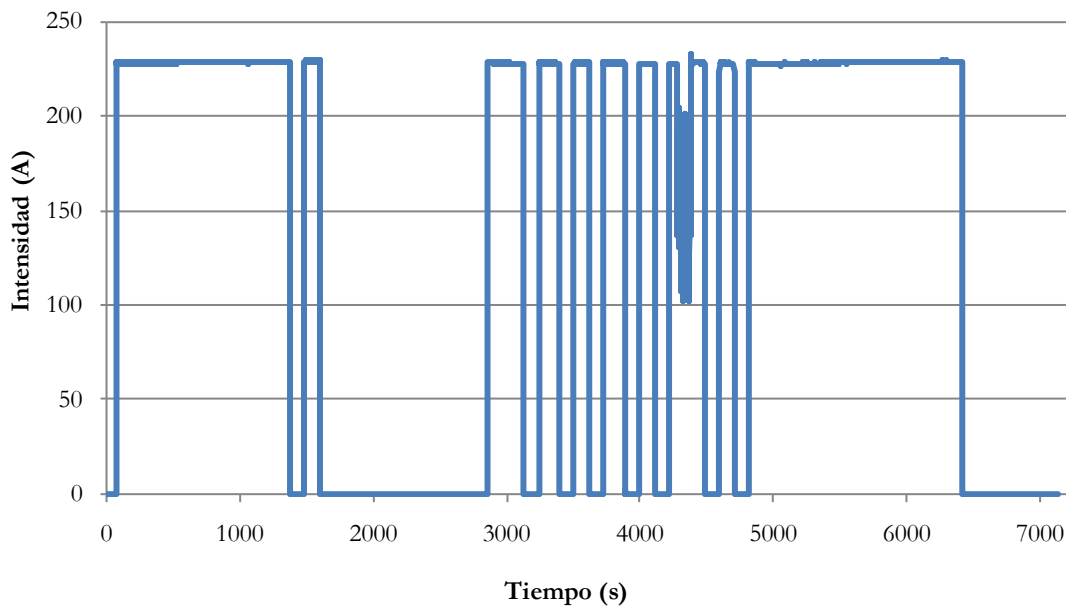


Figura 4.19: Variación de la intensidad.

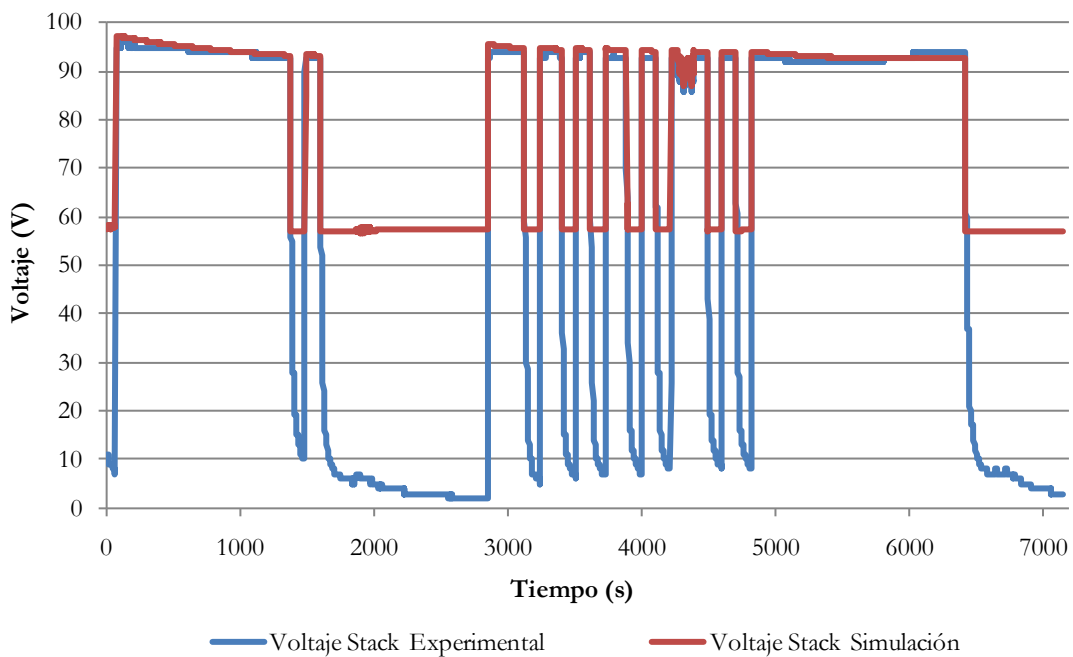


Figura 4.20: Variación del voltaje en bornas del *stack* en arranque-parada.

A continuación, se muestra un detalle de la curva de voltaje del electrolizador para mostrar la diferencia existente entre el voltaje en bornas del electrolizador medido y el simulado cuando el *stack* se encuentra en carga. Como se observa, los errores entre ambas curvas no superan el 3 %.

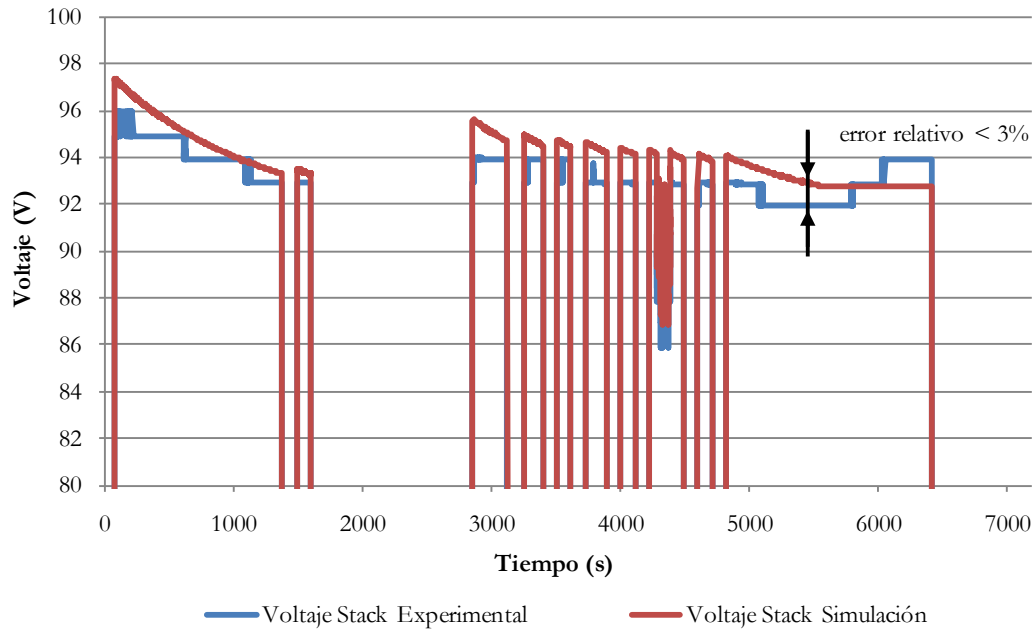


Figura 4.21: Detalle de la variación del voltaje del electrolizador arranque-parada.

Si bien, en los momentos de parada, las diferencias de valores del voltaje medido y simulado son altos. Como se comentó anteriormente, esto no se ve reflejado en la potencia eléctrica consumida por el electrolizador y el *stack* debido a que la intensidad que circula por éstos es cero. En la Figura 4.22, se puede ver como varían estas magnitudes a lo largo del experimento.

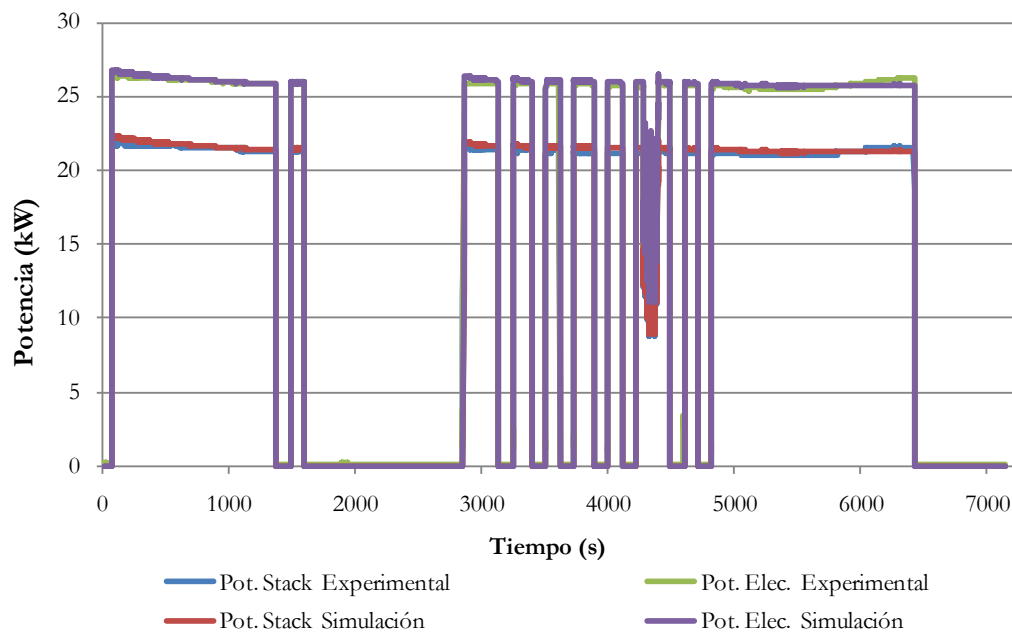


Figura 4.22: Variación de la potencia eléctrica consumida por el electrolizador y del *stack* en arranque-parada.

De nuevo, el error de estas magnitudes en ningún caso supera el 2,5%. Para observar esto, se ha representado un detalle de las potencias eléctricas consumidas en los periodos de carga del electrolizador (Figura 4.23).

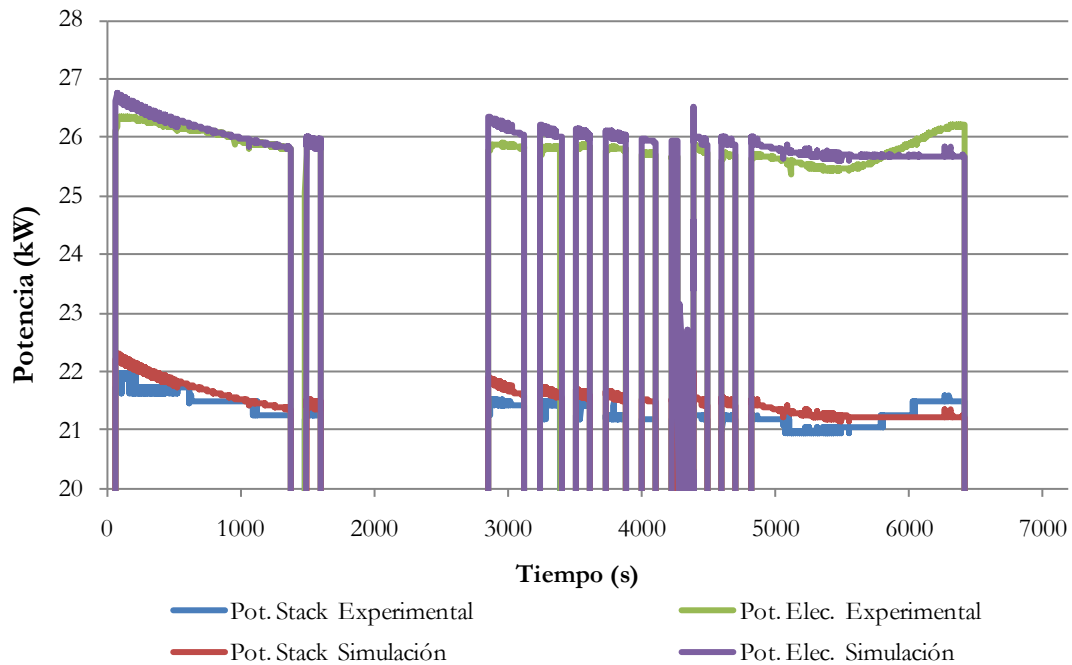


Figura 4.23: Detalle de la variación de la potencia eléctrica consumida por el electrolizador y del *stack* en arranque-parada.

Por último, se representa la variación de la temperatura del *stack* a lo largo del experimento. Como puede observarse en la siguiente figura, el comportamiento de la temperatura difiere en algunos periodos de la experimentación de un modo significativo, sobre todo en los periodos en los que el electrolizador no está en carga. Esto es debido a que, en los momentos de parada, también se deja de circular el electrolito por el interior del *stack*, como consecuencia de la nula producción de hidrógeno y oxígeno. La temperatura del *stack* se mide a través de la temperatura del electrolito de éste, y si no se mueve en la zona donde se encuentra el sensor de temperatura se produce un enfriamiento del electrolito que no corresponde con la inercia de enfriamiento del *stack* completo.

Esto se puede observar, por ejemplo, al poner el electrolizador en carga (momento de experimentación cercano a los 2.900 segundos) rápidamente la temperatura pasa de 44 °C a 68 °C. Lo mismo ocurre al final del experimento.

Para la simulación de este día de experimentación, la temperatura ambiente de la habitación donde se encuentra el electrolizador era de 22 °C.

El coeficiente global medio de pérdida de calor es de 25 W/K. Éste es diferente al obtenido en el análisis del modo de operación constante, debido a que la temperatura de

operación del electrolizador es mayor (en media, 70 °C frente a 35 °C), que redonda en el valor de los coeficientes de película convectivo y radiante (aumentando éstos).

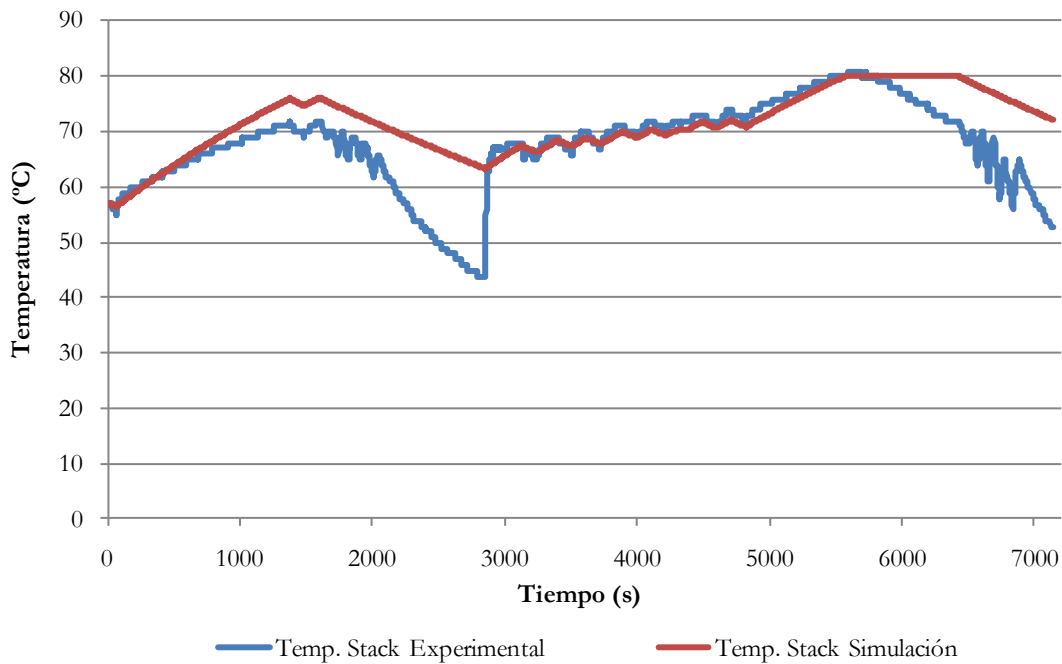


Figura 4.24: Variación de la temperatura del *stack* en arranque-parada.

Operación con carga variable

Para el estudio del comportamiento del electrolizador, sometido a una intensidad variable, se ha considerado el experimento realizado en la instalación el día 20 de marzo de 2007. La duración del experimento es baja, 16 minutos, pero es representativo para vislumbrar el comportamiento del electrolizador conectado a una fuente de energía variable, como es la energía eólica.

En la Figura 4.25, se representa la variación de la intensidad eléctrica que circula por el electrolizador durante el experimento. Como se observa, la intensidad varía entre 100 amperios (36 % de la carga admisible) y 225 amperios (80 % de la carga admisible).

La variación del voltaje aparece en la Figura 4.26. De nuevo, como en los modos de operación anteriores, el modelo matemático representa adecuadamente el voltaje en bornas del *stack*. Los errores son inferiores al 3 %.

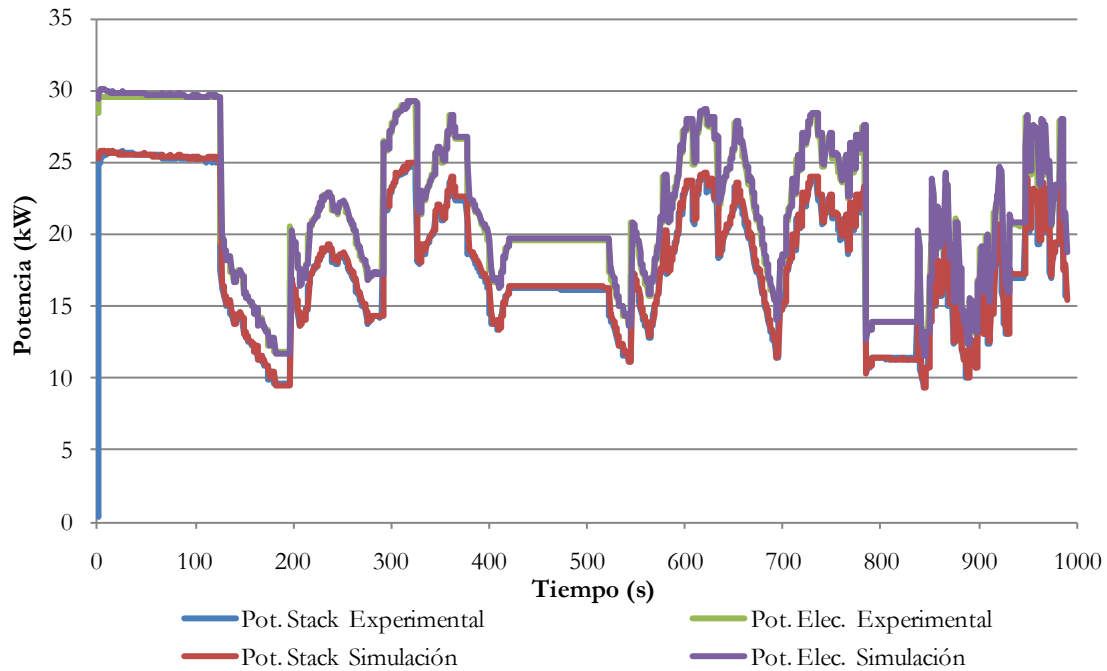


Figura 4.27: Variación de la potencia eléctrica consumida por el electrolizador y del *stack* en carga variable.

La temperatura del *stack* también es representada correctamente por el modelo matemático (se puede ver la aproximación entre ambas curvas en la Figura 4.28). Para el cálculo de la temperatura durante el experimento, la temperatura en los alrededores del electrolizador era de 20 °C. Se ha considerado un coeficiente global de transferencia de 17 W/K. De nuevo, el valor del coeficiente responde a los cálculos del coeficiente de película convectivo y radiante de los elementos cilíndricos (*stack* y separadores de gases) que depende de la temperatura media de los equipos (durante el periodo de operación, 30 °C)

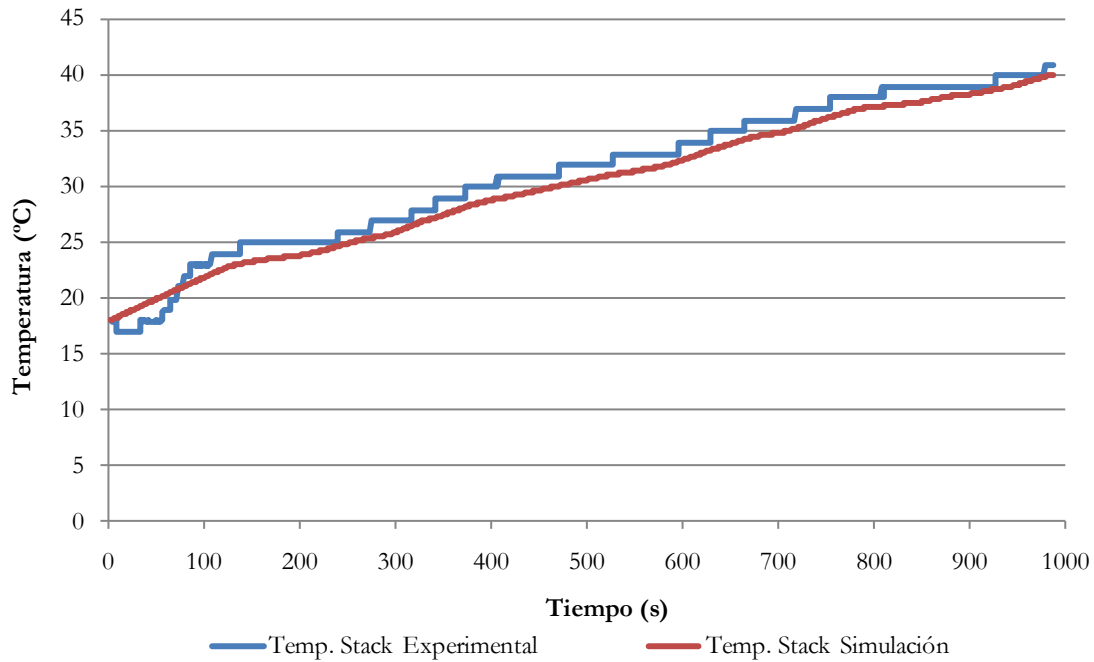


Figura 4.28: Variación de la temperatura del *stack* en carga variable.

Comportamiento global del modelo dinámico del electrolizador

En la Tabla 4.8, se muestra una comparativa entre los datos globales y los resultados de la simulación, para los nueve días de los que se disponen datos experimentales. Los datos que se han comparado son:

- Energía eléctrica consumida por el electrolizador.
- Energía eléctrica consumida por el *stack* del electrolizador.
- Producción global de hidrógeno en el día de experimentación.
- Rendimiento del *stack*.
- Error relativo de la energía eléctrica consumida por el electrolizador.

Las siglas *Exp.* y *Sim.*, corresponden a datos experimentales y resultados de simulación, respectivamente.

Día	Duración (h)	Energía Eléctrica Consumida Electrolizador			Energía Eléctrica Consumida <i>Stack</i>			Producción Hidrógeno	η_{stack}	
		Exp. (MJ)	Sim. (MJ)	Error (%)	Exp. (MJ)	Sim. (MJ)	Error (%)	Sim. (g)	Exp. (%)	Sim. (%)
26/01/07	1,07	54,38	54,20	0,3	44,27	44,32	0,1	211,1	69,8	68,1
30/01/07	1,98	108,11	108,85	0,7	88,69	90,27	1,8	439,7	70,9	69,6
20/03/07	0,27	21,44	21,70	1,2	179,21	18,2	1,6	80,6	64,3	63,3
26/04/07	0,91	81,91	82,60	0,8	68,08	69,01	1,4	321,2	67,5	66,6
08/05/07	1,72	163,77	163,54	0,1	135,11	136,05	0,7	655,9	69,4	68,9
10/05/07	1,4	129,70	130,57	0,7	107,78	108,49	0,7	522,0	69,3	68,8
17/05/07	2,1	209,39	208,08	0,6	173,28	173,01	0,2	839,3	69,3	69,4
25/05/07	3	239,31	238,19	0,5	197,32	197,12	0,1	961,1	69,6	69,7
07/06/07	3	264,64	263,58	0,4	217,62	217,84	0,1	1069,1	69,7	70,2

Tabla 4.8: Validación del modelo desarrollado.

Como puede observarse de la tabla anterior, los errores relativos de las diferentes magnitudes permiten afirmar que el modelo matemático representa correctamente el comportamiento energético real de un electrolizador.

Para comprobar la bondad del modelo matemático dinámico, se comparan los mismos datos experimentales con los resultados de simulación de un modelo matemático estático. Esto se consigue, imponiendo la temperatura del *stack* igual a la nominal de operación del electrolizador, por tanto, eliminando la inercia térmica del *stack* y las variaciones del voltaje según la temperatura. En la Tabla 4.9, se muestra la comparativa, considerando los mismos parámetros que en la comparación con el modelo dinámico.

Día	Duración (h)	Energía Eléctrica Consumida Electrolizador			Energía Eléctrica Consumida <i>Stack</i>			Producción Hidrógeno	η_{stack}	
		Exp. (MJ)	Sim. (MJ)	Error (%)	Exp. (MJ)	Sim. (MJ)	Error (%)	Sim. (g)	Exp. (%)	Sim. (%)
26/01/07	1,07	54,38	50,14	7,8	44,27	40,3	9,0	211,1	69,8	74,9
30/01/07	1,98	108,11	106,83	1,2	88,69	90,02	1,5	439,7	70,9	71,3
20/03/07	0,27	21,44	19,43	9,4	179,21	15,88	11,4	80,63	64,3	72,6
26/04/07	0,91	81,91	77,88	4,9	68,08	64,91	4,7	321,2	67,5	70,8
08/05/07	1,72	163,77	159,42	2,7	135,11	131,83	2,4	655,9	69,4	71,1
10/05/07	1,4	129,70	126,7	2,3	107,78	104,56	3,0	522	69,3	71,4
17/05/07	2,1	209,39	204,13	2,5	173,28	168,97	2,5	839,3	69,3	71,0
25/05/07	3	239,31	232,96	2,7	197,32	191,79	2,8	961,1	69,6	71,7
07/06/07	3	264,64	259,11	2,1	217,62	213,32	2,0	1069,1	69,7	71,7

Tabla 4.9: Comparación de los datos experimentales con los resultados de simulación para los días experimentales (modelo matemático estático).

Como se observa de la tabla anterior, los errores relativos de la energía eléctrica consumida por el electrolizador y el *stack* del modelo estático (con respecto a los datos experimentales) son mayores que en el modelo dinámico y, además, con un valor absoluto menor que el experimental. Esto es debido, a que al considerar que el electrolizador está trabajando en condiciones de temperatura nominales, el voltaje en bornas del *stack* será el menor posible (a medida que aumenta la temperatura del *stack*, el voltaje de celda disminuye) y, por tanto, la potencia eléctrica instantánea consumida (voltaje por intensidad eléctrica) también será el menor posible en cada instante de tiempo. A modo de resumen, en la ..., se muestra una comparativa de los errores relativos (valor simulado frente a real) de la energía consumida por el electrolizador, en los diferentes días de operación, cuando el electrolizador se simula de modo estático y dinámico.

También se puede advertir, como a medida que la duración del experimento aumenta, el error relativo entre los modelos dinámico y estático disminuye, esto es debido a que, a medida que el tiempo de operación es mayor, la temperatura media del electrolito será más alta.

El valor de producción de hidrógeno coincide en las tablas anteriores, debido a que para su cálculo, se parte de la misma ecuación de Faraday que depende de la intensidad que circula por el *stack* (y no de la temperatura de operación).

El inconveniente de usar modelos matemáticos estáticos, es que el rendimiento del electrolizador siempre va a ser mayor que la realidad, falseando los resultados de simulación de una instalación de producción de hidrógeno a partir de cualquier fuente de energía renovable.

Día	Energía Eléctrica Consumida Electrolizador		Energía Eléctrica Consumida <i>Stack</i>	
	Error simulación dinámica (%)	Error simulación estática (%)	Error simulación dinámica (%)	Error simulación estática (%)
26/01/07	0,3	7,8	0,1	9,0
30/01/07	0,7	1,2	1,8	1,5
20/03/07	1,2	9,4	1,6	11,4
26/04/07	0,8	4,9	1,4	4,7
08/05/07	0,1	2,7	0,7	2,4
10/05/07	0,7	2,3	0,7	3,0
17/05/07	0,6	2,5	0,2	2,5
25/05/07	0,5	2,7	0,1	2,8
07/06/07	0,4	2,1	0,1	2,0

Tabla 4.10: Comparación de los errores relativos para los días de experimentación (modelo dinámico y estático).

4.3. Resumen y conclusiones

En el presente capítulo, se ha realizado la validación del modelo matemático del aerogenerador y del electrolizador mediante datos de operación de diferentes instalaciones. Los modelos se han tenido que validar de modo independiente, ya que no se han podido recabar datos de una instalación en la que ambos estén operando en conjunto.

La validación aporta las siguientes contribuciones al modelado de un aerogenerador:

- Se muestran datos de operación reales de dos aerogeneradores en dos emplazamientos distintos, con los que se puede modelar la curva característica de los dos aerogeneradores en los emplazamientos. En la revisión bibliográfica no se ha constatado este tipo de información.

- Se demuestra como la producción real de un aerogenerador en un emplazamiento es inferior a la indicada por su curva característica determinada por la norma UNE-EN 61400-12.
- Se prueba la validez de la expresión propuesta en el capítulo anterior para la corrección de la curva característica suministrada por el fabricante, ajustándose mejor los resultados de simulación a los datos de producción eléctrica de dos aerogeneradores diferentes. El error medio entre el valor real de producción y el obtenido a partir de la curva característica del fabricante, teniendo en cuenta todos los datos de operación disponibles, pasa de un 24,4 % sin corrección a un 2,3 % al aplicar la corrección propuesta de la curva característica. El modelo desarrollado es aplicable a cualquier aerogenerador del mercado.

Se considera imprescindible disponer de más datos de operación de aerogeneradores en diferentes emplazamientos, para obtener el significado físico y dependencia funcional (con respecto al tipo de aerogenerador, emplazamiento, etc) de los parámetros de la función correctora propuesta en la Tesis. Un mejor conocimiento del significado físico de los parámetros permitirá generalizar la función y desarrollar criterios para el modelado de otro tipo de aerogeneradores en otros emplazamientos.

Resaltar por último en relación con el aerogenerador, la dificultad para disponer de datos de operación reales de aerogeneradores. Los fabricantes de aerogeneradores y las empresas explotadoras de parques eólicos no se prestan a revelar este tipo de información, por lo que se considera necesario plantear alguna actuación en este sentido (promover acuerdos específicos con fabricantes o empresas explotadoras de parques eólicos, intensificar medidas reales de operación en plantas pilotos, etc.).

Con respecto a la validación del modelo dinámico del electrolizador, los aspectos novedosos de esta Tesis son:

- En bibliografía solo se han identificado dos artículos en los que aparece información relativa a los parámetros de la curva característica intensidad-voltaje de la celda electrolítica, y su dependencia con la temperatura, para un electrolizador de 26 kW (Ulleberg, 2003) y para otro de 5 kW (Diéguez, Ursúa, Sanchis, Sopena, Guelbenzu, & Gandía, 2008). Esta Tesis, aporta los parámetros de la curva característica intensidad-voltaje de un electrolizador alcalino de 25 kW con unas características constructivas diferentes a los analizados anteriormente. También se aporta la capacidad térmica del electrolizador y el orden de magnitud del coeficiente global de pérdidas térmicas.
- Se muestran datos detallados de un electrolizador alcalino de 25 kW operando en condiciones de arranque-parada y con variación continua de intensidad en el tiempo, que mejoran la información disponible en bibliografía.
- Se valida la corrección realizada de la curva característica de la celda electrolítica del *stack*.

- En todas las simulaciones se ha constatado que los resultados de simulación ajustan adecuadamente el comportamiento real del electrolizador, obteniéndose errores inferiores al 3% en media.

5. Simulación dinámica de un sistema integrado eólica-hidrógeno. Análisis de sensibilidad.

En el presente capítulo, se va a analizar un sistema integrado eólica-hidrógeno cuyo objetivo es maximizar la corrección de desvíos producidos por la diferencia entre la producción eléctrica del aerogenerador y la demanda eléctrica de la red. Dentro de este modo de operación, el análisis se centra en el exceso de energía eléctrica (cuando la producción eléctrica real es superior a la ofertada) que determina la producción de hidrógeno por parte del electrolizador. Para este fin, los modelos matemáticos desarrollados en el capítulo 3 se implementan en un software informático de simulación (Matlab Simulink).

También, se realiza un análisis de sensibilidad, centrándolo en diversos aspectos que afectan a la producción de hidrógeno, como: la variación de la temperatura de operación del electrolizador en el tiempo (considerar simulaciones dinámicas o estáticas), la disponibilidad o no de datos de operación para evaluar la producción eléctrica del aerogenerador, y el intervalo temporal de los datos de velocidad de viento disponibles.

Adicionalmente, se compararán los resultados de las simulaciones realizadas con resultados obtenidos de herramientas de simulación convencionales de libre distribución aplicables a este tipo de instalaciones. Para la comparación, se considerará el mismo esquema de principio y datos de partida para el sistema.

Todos estos análisis, se realizarán desde un punto de vista energético.

A continuación, se muestra la estructura del capítulo:

En el apartado 5.1, se describe el sistema a simular: Definiendo su esquema de principio, el modo de operación elegido y los datos de partida. Además, se justificará el tamaño de electrolizador seleccionado y sus características.

El escenario base de análisis y sus variaciones, se desarrollan en el apartado 5.2.

El apartado 5.3, presenta la implementación de los modelos matemáticos en el entorno de simulación Matlab Simulink.

Los resultados globales de simulación para el caso base y las variantes, se exponen y se analizan en el apartado 5.4. La influencia en la producción de hidrógeno de la temperatura de operación del electrolizador y el intervalo de tiempo de los datos de partida, se estudian en el apartado 5.5.

El apartado 5.6, recoge los resultados de simulación del sistema integrado eólica-hidrógeno, empleando para ello herramientas de simulación convencionales de libre distribución (HOMER y HOGA). Adicionalmente, en este apartado se comparan los resultados de estas herramientas con los obtenidos empleando la herramienta desarrollada en Matlab Simulink.

Para finalizar se indican las conclusiones del análisis, apartado 5.7.

5.1. Características de la instalación a simular

Para analizar el comportamiento de un sistema integrado eólica-hidrógeno es necesario definir: el esquema de principio, el modo de operación y los datos de partida.

El esquema de principio y el modo de operación del sistema completo, se explican de modo general, pero a la hora de realizar el análisis del comportamiento del sistema solo se tendrá en consideración los elementos del sistema destinados a la producción de hidrógeno a partir de energía eólica (aerogenerador y electrolizador). Queda excluido del alcance de esta tesis el análisis del sistema de almacenamiento de hidrógeno necesario para acoplar la producción y el consumo de hidrógeno, y el equipo para la producción de energía eléctrica a partir de hidrógeno.

5.1.1. Esquema de principio del sistema

En la Figura 5.1, se muestra el esquema de principio de la instalación. Éste, responde al esquema de una instalación integrada eólica-hidrógeno para acoplar la producción y la demanda de energía eléctrica de un parque eólico (descrito en el apartado 2.5.2. del capítulo 2).

Los elementos que componen el sistema son:

- Un aerogenerador o conjunto de éstos formando un parque eólico. Para el análisis del sistema se opta por un único aerogenerador. La elección de un aerogenerador, en vez de un parque eólico completo, se justifica en el apartado 5.2 de este capítulo.
- Un electrolizador, formado por un convertidor eléctrico de corriente alterna a corriente continua, destinado a adecuar la tensión e intensidad de la red eléctrica de conexión del aerogenerador (o parque eólico) a las necesidades de voltaje e intensidad del *stack* del electrolizador.
- Un sistema de almacenamiento de hidrógeno, encargado de almacenar el hidrógeno producido por el electrolizador y de enviarlo al punto de consumo en los instantes que sea necesario. Del estado del arte de instalaciones experimentales de sistemas integrados eólica-hidrógeno, se desprende que el sistema de almacenamiento de hidrógeno empleado mayoritariamente es a presión en depósitos.
- Una pila de combustible (o motor de combustión interna alternativo, MCIA) para la producción de energía eléctrica a partir del hidrógeno almacenado en el sistema de almacenamiento. Para adecuar las condiciones de tensión e intensidad de la pila de combustible a las de la red de conexión, se emplea un convertidor de corriente continua a alterna.

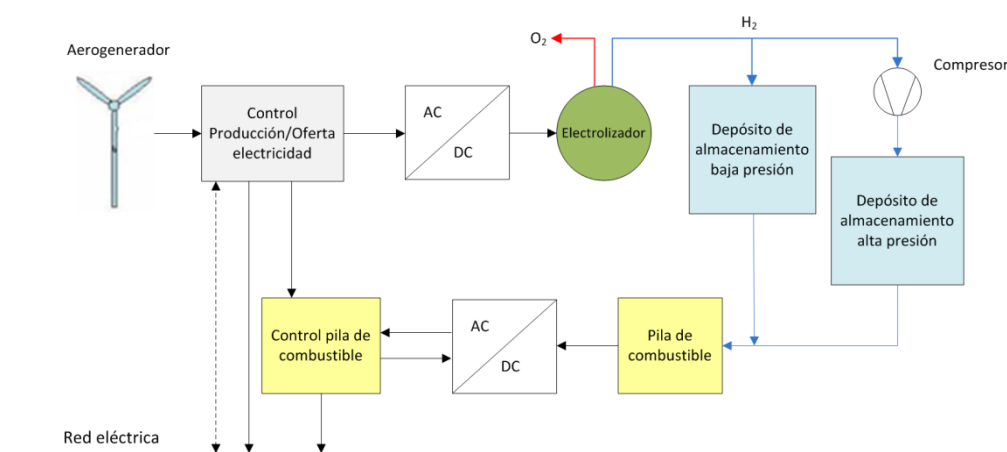


Figura 5.1: Esquema de principio del sistema integrado eólica-hidrógeno.

5.1.2. Modo de operación del sistema.

Al ser un sistema integrado para el acoplamiento de la producción y demanda de energía eléctrica por parte de un aerogenerador o parque eólico, la tecnología del hidrógeno se debe de encargar de absorber los excesos de potencia eléctrica cuando la producción eléctrica es mayor que la demanda, y viceversa, producir una potencia eléctrica adicional cuando la producción eléctrica del aerogenerador es inferior a la demandada por la red. Dicho de otro modo, se utilizará el hidrógeno como sistema de almacenamiento de energía.

La producción eléctrica del aerogenerador vendrá determinada por la velocidad de viento existente en el emplazamiento en el instante de tiempo considerado. La demanda eléctrica por parte de la red es la producción eléctrica ofertada por el operador del parque eólico al operador del sistema eléctrico general. Esta oferta de energía, se calcula mediante técnicas de predicción de la velocidad del viento que se va a tener en el emplazamiento en un instante de tiempo (generalmente con 24 horas de antelación). Esas técnicas de predicción, permitirán inferir la potencia eléctrica a aportar a la red, que deberá ser posteriormente contrastada con la realmente producida. Existirá una diferencia entre ambas, que será preciso corregir para optimizar el funcionamiento (energético y/o económico) de la instalación. Ello se logrará con una adecuada definición del modo de operación.

Este modo de operación se describe con detalle a continuación:

- Cuando la producción de potencia eléctrica es mayor que la ofertada, la potencia eléctrica en exceso se deriva al electrolizador. En la mayoría de las ocasiones, no todo el exceso de energía eléctrica producida por el parque eólico podrá ser aprovechada por el electrolizador, ya que existe una limitación debida a la potencia eléctrica máxima que es capaz de absorber éste. La potencia eléctrica producida sobrante se desvía a la red de evacuación del parque eólico, o si el sistema está formado por varios aerogeneradores se irán desconectando en función de la potencia eléctrica en exceso. Lo primero, supone una penalización económica al operador del parque eólico, ya que, está vertiendo en la red una potencia mayor a la ofertada.
- El hidrógeno producido por el electrolizador se almacena en el sistema de almacenamiento, que por lo general, contará con dos depósitos, uno de baja/media presión y otro de alta presión. La razón de disponer de dos depósitos de almacenamiento se justifica en el apartado 2.5.2. del capítulo 2.
- Cuando la potencia ofertada en el instante de tiempo considerado, es superior a la producción eléctrica del parque eólico, entra en funcionamiento la pila de combustible para intentar paliar el déficit de potencia eléctrica a verter en red. El hidrógeno empleado en estos dispositivos es obtenido del sistema de almacenamiento. De nuevo, si no se cubre toda la potencia eléctrica ofertada, el parque eólico tiene una penalización económica por parte del operador del sistema eléctrico.

5.1.3. Datos de partida del sistema

Conocidos el esquema de principio del sistema y su modo de operación, es necesario definir los datos de partida para acometer su simulación: ubicación, aerogenerador y electrolizador. A continuación, se describe cada uno de ellos:

5.1.3.1. Emplazamiento del sistema

El emplazamiento geográfico del sistema, define el perfil de viento anual, necesario para cuantificar la producción eléctrica del aerogenerador. Para las simulaciones, se dispone de los datos de velocidad de viento registrados en un parque eólico situado en una meseta a 150 metros sobre el nivel del mar en la provincia de Huelva. Estos datos de velocidad de viento, son para un año completo y se registran valores medios cada 10 minutos.

El parque eólico está compuesto por 30 aerogeneradores de 850 kW cada uno, lo que hace una potencia eléctrica total instalada de 25,5 MW.

Adicionalmente, se dispone para los mismos intervalos de tiempo del registro del recurso eólico, la velocidad del viento predicha por una herramienta informática de predicción de viento. Los datos de velocidad de viento predichos tienen antelación de 24 horas. Como se comentó en el capítulo 2, este *software* de predicción es empleado por las compañías explotadoras, y permite mejorar la gestión del parque eólico, de modo que se puede conocer a priori la producción de energía eléctrica y de este modo hacer una oferta de producción al operador del mercado eléctrico

Por regla general, esta predicción eólica no coincide con el valor real de viento en el instante de tiempo estudiado, por tanto, la producción eléctrica real difiere de la ofertada al operador del mercado en ese instante de tiempo. De ahí la utilidad de emplear sistemas de almacenamiento de energía, para acoplar la producción real a la oferta realizada y de este modo no incurrir en penalizaciones económicas.

La distribución de la velocidad de viento, real y estimada, se muestran en la Figura 5.2. En el eje de ordenadas, aparece el porcentaje del número de veces en el que se da una velocidad del viento entre el rango de valores indicados en el eje de abscisas.

Como se observa, la distribución de la velocidad de viento estimada sigue la misma variación que la real, pero presenta diferencias acentuadas en el rango de velocidades que más se dan a lo largo del año, entre 3 y 7 m/s.

Aunque este análisis queda fuera del objetivo de esta tesis doctoral, es necesario apuntar que se debe realizar un esfuerzo de desarrollo en este tipo de software de predicción del recurso eólico, para mejorar la estimación de la velocidad del viento, que además de permitir una mejor gestión del recurso eólico, hace que los sistemas de almacenamiento de energía tengan un tamaño menor, al tener que corregir un desvío menor entre la producción y la demanda de electricidad.

5.1.3.2. Aerogenerador considerado

El aerogenerador considerado para el sistema integrado a simular, es uno de los existentes en el parque eólico, descrito en el apartado 4.1.2. del capítulo 4 de esta Tesis. Su potencia eléctrica nominal es de 850 kW, y su curva característica fue estudiada en el capítulo 4 a partir de datos reales para varios días de operación.

En la Figura 5.3, se muestran las curvas características de este aerogenerador. Se han representado: la suministrada por el fabricante (calculada según la norma UNE), la real (obtenida a partir de los datos de operación) y la corregida (calculada mediante la corrección de la curva del fabricante propuesta en el capítulo 3 de esta Tesis). Estas tres curvas características, permitirán definir los tres escenarios que se pueden presentar a la hora de analizar el sistema integrado desde un punto de vista de simulación.

A partir de la curva característica del aerogenerador, y de los datos de velocidad de viento real y predicha, se puede calcular para cada instante de tiempo (10 minutos) de un año, respectivamente, la potencia eléctrica producida por el aerogenerador y la ofertada por el operador del parque eólico. La potencia eléctrica ofertada, será la demandada por la red eléctrica en ese instante de tiempo.

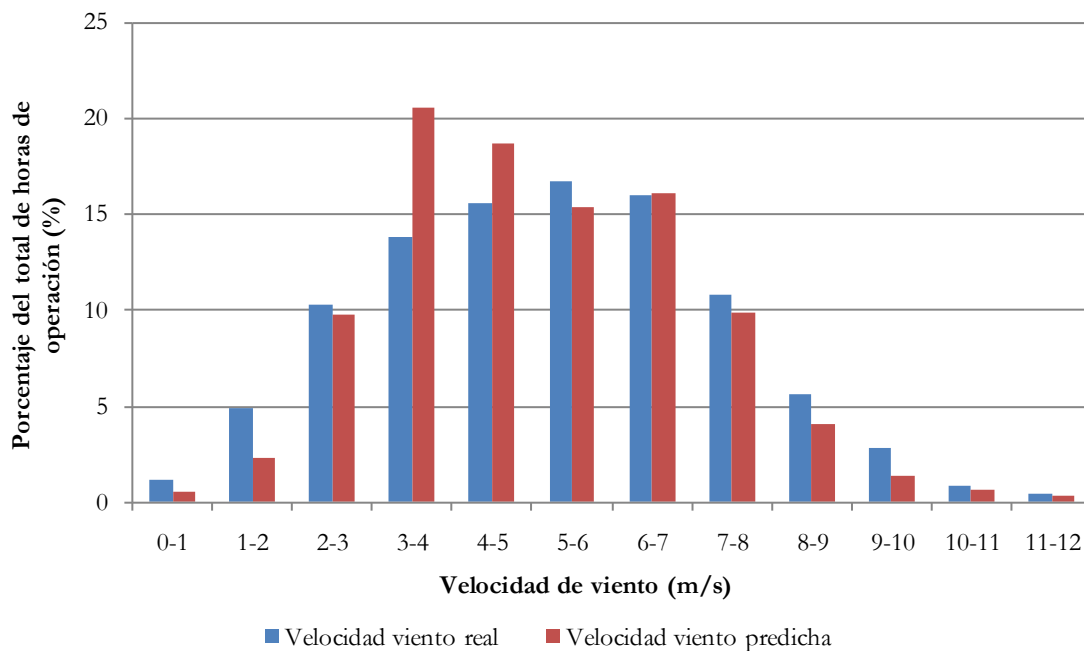


Figura 5.2: Distribución de la velocidad de viento, real y estimada, a lo largo de un año de operación.

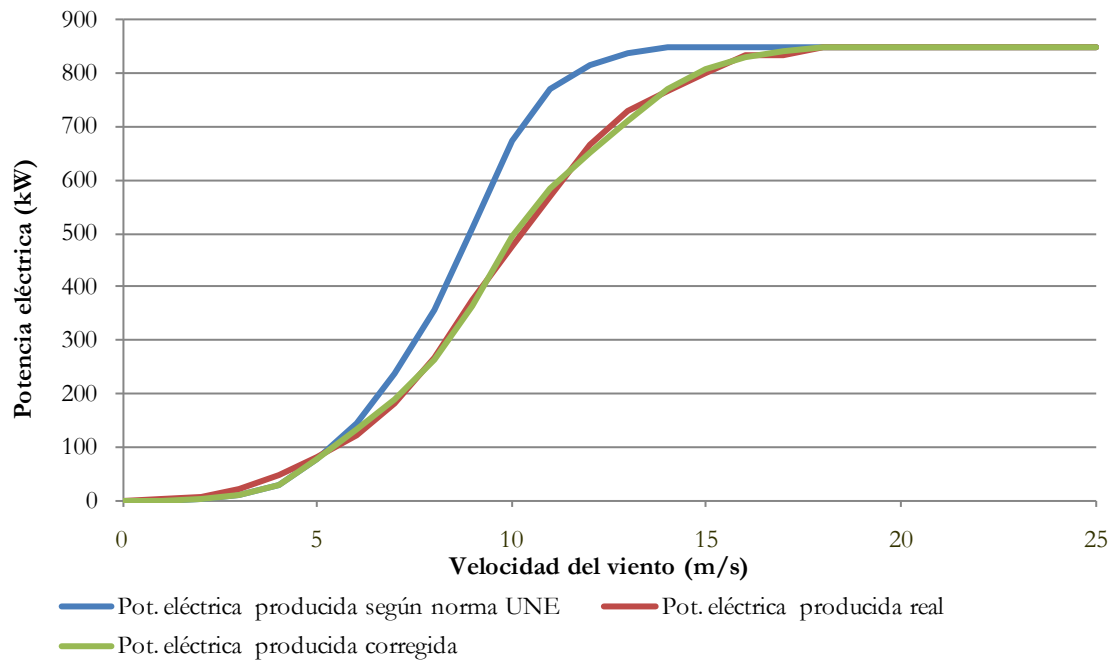


Figura 5.3: Curvas características del aerogenerador: fabricante (norma UNE), real y corregida.

A modo de ejemplo, en la Figura 5.4 se muestra la distribución de la potencia eléctrica producida por el aerogenerador hora a hora, para un año de operación. Ésta se ha calculado a partir de los datos registrados de velocidad de viento y de la curva característica real del aerogenerador en el emplazamiento definido. La distribución de la potencia eléctrica ofertada a lo largo de un año aparece en la Figura 5.5 (calculada a partir de los datos de velocidad de viento predicha y de la curva característica real del aerogenerador en el emplazamiento). La energía eléctrica producida y ofertada a lo largo del año, es el área encerrada por debajo de cada curva de distribución. Estos datos de potencia corresponden al caso base (escenario 1).

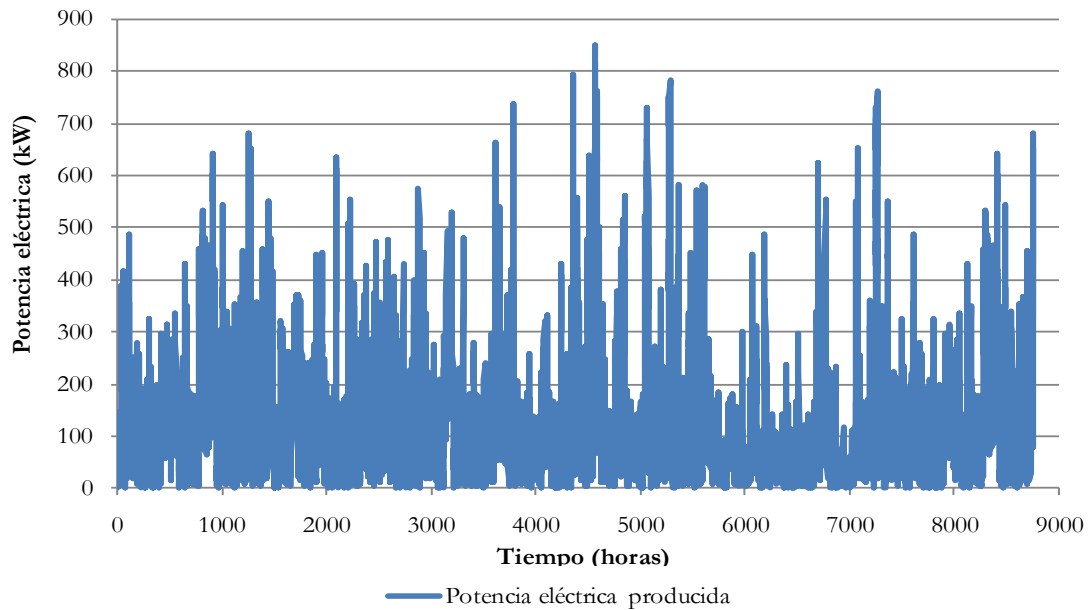


Figura 5.4: Potencia eléctrica producida por el aerogenerador a lo largo de un año.

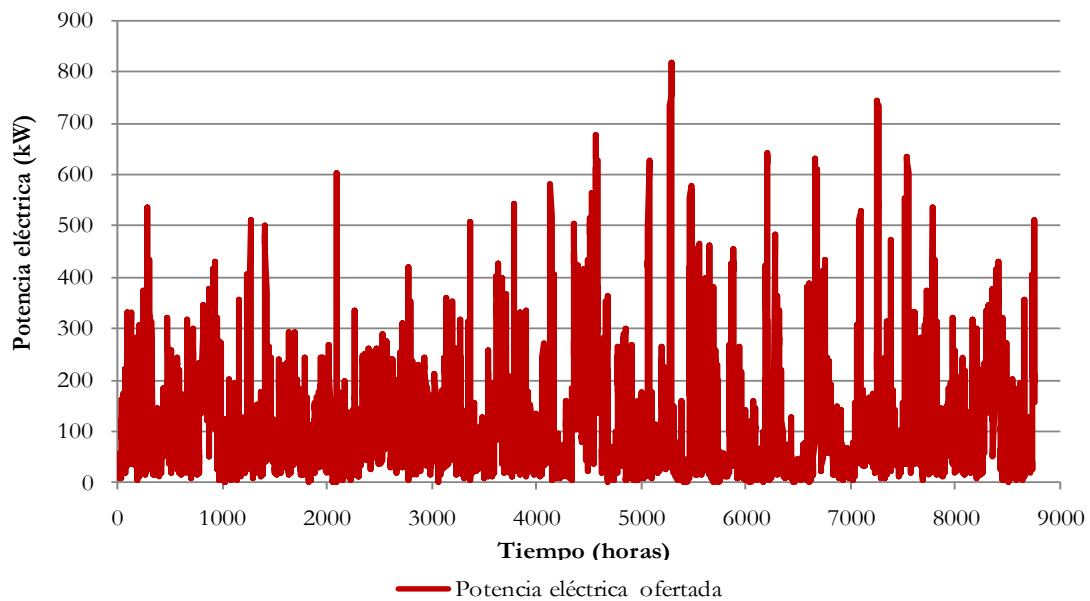


Figura 5.5: Potencia eléctrica ofertada por el operador del parque eólico a lo largo de un año.

Teniendo en cuenta ambas curvas de distribución, se calcula la potencia eléctrica en exceso (restando la potencia eléctrica ofertada a la producida) en los instantes de tiempo en los que la producción eléctrica es mayor que la demanda (Figura 5.6). Esta potencia es la susceptible de ser absorbida por el electrolizador en un sistema integrado eólica-hidrógeno.

Al igual que en las curvas anteriores, la energía eléctrica en exceso es el área encerrada por debajo de la curva.

Para una mejor comprensión de la figura anterior, en la Figura 5.7, se representa la potencia eléctrica producida (línea azul) y ofertada (línea roja) para dos días de operación del sistema. El área encerrada entre la curva azul y roja (cuando la producida está por encima) es la energía eléctrica en exceso que se puede enviar al electrolizador para producir hidrógeno.

Un adecuado diseño del sistema de almacenamiento basado en hidrógeno permitirá absorber el máximo posible de esta energía en exceso.

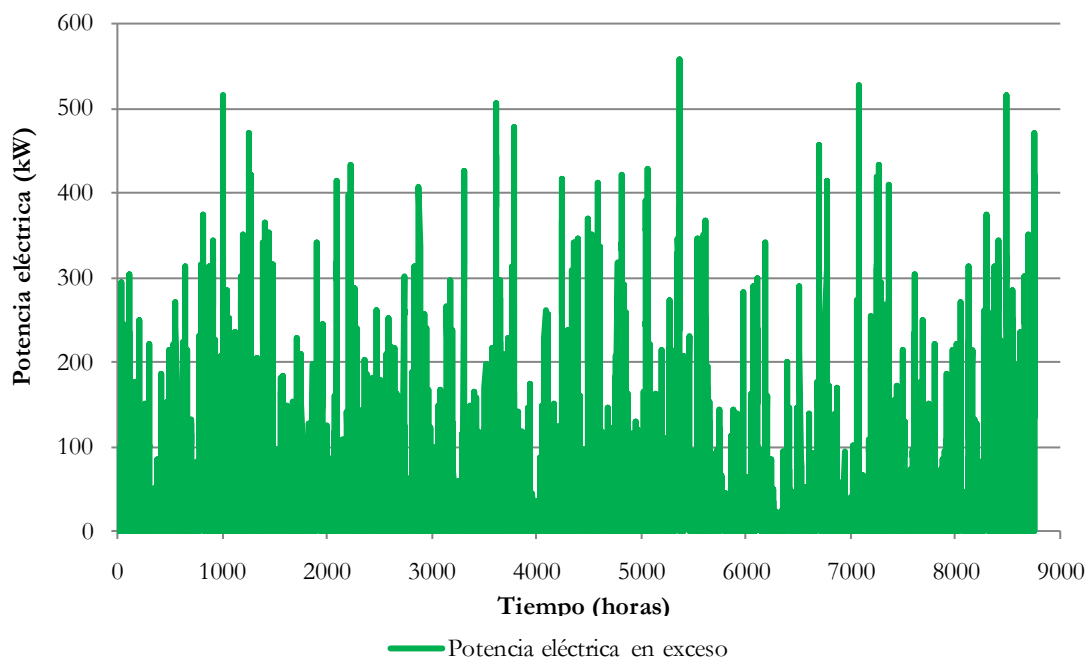


Figura 5.6: Potencia eléctrica en exceso a lo largo de un año de operación.

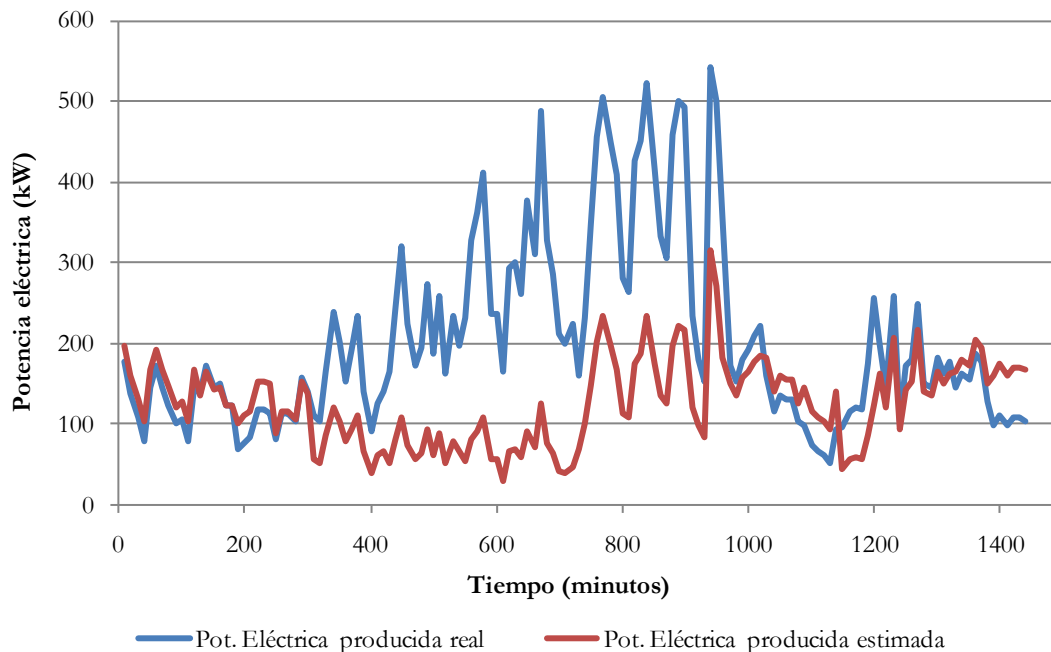


Figura 5.7: Ejemplo de variación de la potencia eléctrica producida y ofertada durante dos días de operación del aerogenerador.

5.1.3.3. Selección del electrolizador

Para la selección de electrolizador, además del esquema de principio, el modo de operación y el tamaño del aerogenerador, es necesario añadir una serie de condiciones de operación adicionales al sistema y unas hipótesis de partida:

- En una operación real, el comportamiento del convertidor AC/DC y por tanto su rendimiento, depende de: el voltaje en bornas del *stack* del electrolizador y de la intensidad que está circulando a través de él, así como de la tensión e intensidad de la red del parque eólico. Esta dependencia es baja, por lo que se va a suponer que el rendimiento del convertidor va a ser constante en todo el rango de operación del electrolizador.
- El rendimiento del convertidor se va a fijar en 0,9. Este valor es superior al obtenido usando los datos experimentales para la validación del modelo matemático del electrolizador (del orden de 0,7), pero está justificado debido al avance que se ha producido en esta tecnología. Tras consulta con varios fabricantes de electrolizadores, se consideró un valor de rendimiento de 0,9 como más cercano a la realidad actual. (Van den Heuvel, 2009).
- Por cuestiones de seguridad, el *stack* del electrolizador alcalino no puede trabajar a intensidades de corriente por debajo del 20%, ya que aparece oxígeno en la corriente de hidrógeno producido (lado catódico), y viceversa, hidrógeno en la corriente de oxígeno (lado anódico). Cuando en un mismo volumen existe

hidrógeno y oxígeno, con valores comprendidos entre un 4% y un 79% de hidrógeno en una corriente de oxígeno, se pueden formar atmósferas detonantes. Por tanto, se fija una potencia mínima del 20% de la nominal de operación del electrolizador para que entre en funcionamiento. Si la potencia en exceso en un instante de tiempo no supera este valor, la potencia eléctrica es derivada a la red eléctrica de evacuación.

- Del mismo modo, existe una limitación de consumo de potencia cuando esta es superior a la nominal del *stack*. Si en un instante de tiempo sucede esto, se limitará la potencia absorbida por el *stack* a su potencia nominal, desviando el resto de exceso de potencia a la red eléctrica. Como se ha comentado anteriormente, esto supone incurrir en penalizaciones debido a que se está vertiendo a la red una potencia eléctrica superior a la ofertada (como alternativa se podría desconectar algún aerogenerador).
- El sistema de almacenamiento de hidrógeno dispondrá de un volumen infinito. El análisis de un sistema de almacenamiento óptimo que acople la producción y su consumo, queda fuera de los objetivos planteados en esta tesis.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, se expone una metodología para seleccionar el electrolizador que permita absorber la máxima energía eléctrica en exceso del sistema, teniendo en cuenta los datos de partida de velocidad de viento, real y predicha, y el aerogenerador seleccionado. Es preciso mencionar, que puede procederse a realizar otra optimización (de tipo económico) donde se analicen conjuntamente parámetros económicos del sistema como: los costes asociados a la instalación y operación del sistema de almacenamiento de hidrógeno (electrolizador, sistema de almacenamiento y pila de combustible) y los beneficios económicos debidos a minimizar los desvíos de energía entre la producción y la demanda.

Para la selección, se realizan una serie de simulaciones en la que variando el tamaño del *stack* del electrolizador, se calcula la energía que absorbe éste con respecto al total disponible. En la Figura 5.8, se muestra como varía la energía absorbida por el conjunto *stack* más convertidor AC/DC, conforme va aumentando la potencia del *stack*.

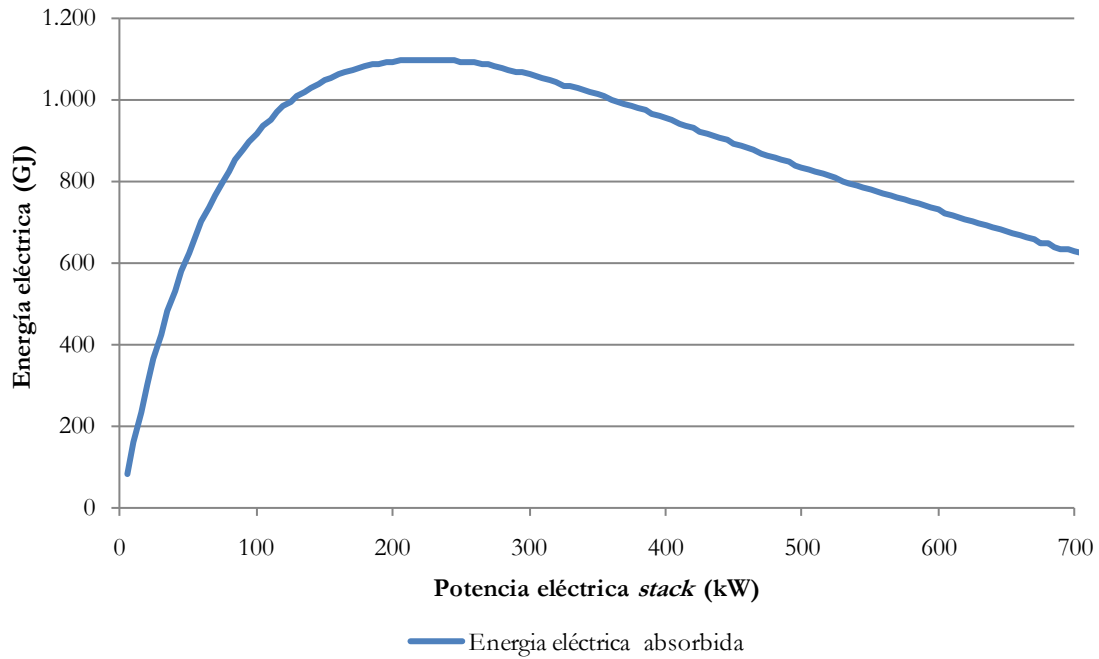


Figura 5.8: Energía eléctrica absorbida por el conjunto convertidor-*stack* en función de la potencia del *stack*.

Como se observa de la figura anterior, para bajas potencias, a medida que aumenta la potencia del *stack* del electrolizador, la energía eléctrica que se absorbe del exceso va aumentando. Esto es debido a que a medida que la potencia del electrolizador es mayor, éste puede absorber más potencia eléctrica del exceso en cada instante de tiempo. Esta tendencia se mantiene hasta un máximo, fijado en 220 kW. Para potencias de *stack* superiores a 220 kW, se observa como la energía absorbida por el electrolizador es menor. Esto es debido, a que los beneficios debidos a poder absorber más energía por el aumento de la potencia nominal del electrolizador son menores que los obtenidos como consecuencia de la energía que deja de absorber el electrolizador debido a la limitación de operación por debajo del 20% de su potencia nominal.

Analizando los datos que dan lugar a la Figura 5.6, se puede obtener que durante numerosos periodos del año considerado, la potencia eléctrica en exceso no supera los 44 kW (20% de 220 kW), por tanto, a medida que aumenta la potencia eléctrica del *stack*, van a existir más instantes de tiempo en los que el electrolizador no va a poder operar por ser la potencia eléctrica en exceso inferior al mínimo de operación de seguridad del *stack*.

En términos de energía, el conjunto convertidor-*stack* de un electrolizador de 220kW, puede absorber una energía eléctrica de 1.098,7 GJ. Esto supone un 77,1 % con respecto al total de la energía en exceso disponible (1.386,9 GJ).

Por tanto, el tamaño del electrolizador seleccionado es de 220 kW. Es necesario puntualizar nuevamente, que el tamaño del electrolizador va depende en gran medida de los datos de partida (velocidad del viento, real y predicha, y aerogenerador seleccionado).

Desde un punto de vista del modelo matemático dinámico que define el electrolizador seleccionado, se fija que éste va a presentar la misma curva característica intensidad-voltaje de la celda electrolítica, que el electrolizador analizado en el apartado 4.2.1. del capítulo 4. Para que el *stack* pueda absorber una potencia eléctrica de 220 kW, se va a aumentar el número de celdas electrolíticas del *stack* de 48 celdas a 423 celdas, manteniendo el área de la celda electrolítica en 0,06 m². Esta suposición es válida, ya que es común que los fabricantes de electrolizadores, a partir del mismo tipo de celda electrolítica, diseñen distintos modelos de electrolizador variando el número de celdas (Van den Heuvel, 2009).

Por tanto, los parámetros que definen la curva característica intensidad-voltaje (ecuación 4.8) serán los que aparecen en las ecuaciones 4.5, 4.6 y 4.7.

Desde un punto de vista de la inercia térmica del electrolizador, se va a considerar que la inercia térmica del electrolizador aumenta proporcionalmente su tamaño. Por tanto, se estima una capacidad térmica del electrolizador de 2.816 kJ/°C.

5.2. Escenarios considerados para las simulaciones

A continuación, se detallan los escenarios considerados para el análisis de la producción de hidrógeno en estos sistemas integrados eólica-hidrógeno. En concreto, se van a contemplar tres escenarios, uno base y dos alternativos. Estos escenarios, responden a situaciones que puede encontrarse el proyectista a la hora de diseñar y dimensionar un sistema integrado eólica-hidrógeno, en función de los datos que disponga.

El **caso base**, denominado **escenario 1**, se basa en el sistema integrado eólica-hidrógeno que ha sido definido en el apartado anterior. Consta de un aerogenerador de 850 kW del que se conoce su curva característica real en el emplazamiento debido a que se conocen datos de operación (línea roja de la Figura 5.3) y de un electrolizador alcalino de 220 kW. Los datos de partida de velocidad de viento, real y predicha, para la cuantificación de la producción y demanda de electricidad, son igualmente, los mismos que los que se han considerado en el apartado anterior.

Este escenario base, es el más cercano al comportamiento real del sistema integrado en el emplazamiento, al considerar la curva característica real del aerogenerador en el lugar de operación.

De este escenario base surgen dos escenarios alternativos, en función de los datos de partida:

- **Escenario 2**, es idéntico al escenario base con la diferencia de que se desconoce el comportamiento real del aerogenerador, por lo que para las simulaciones se emplea la única información que estaría disponible, su curva característica suministrada por el fabricante (línea azul de la Figura 5.3). La potencia eléctrica nominal del

electrolizador seguiría siendo 850 kW y la del electrolizador 220 kW. Los datos de velocidad de viento, real y predicha, a lo largo del año en el emplazamiento también son iguales a los del escenario anterior.

- **Escenario 3**, se desconoce el comportamiento real del aerogenerador en el emplazamiento, pero si se dispone de información del aerogenerador en otro emplazamiento para corregir la curva característica suministrada por el fabricante. En este caso, para definir el comportamiento del aerogenerador de 850 kW se emplea la curva característica corregida (línea verde de la Figura 5.3). El electrolizador sigue teniendo una potencia nominal de 220 kW.

El objetivo fundamental de estos escenarios es analizar la producción y la demanda de energía eléctrica, la absorción de energía eléctrica en exceso del electrolizador que determinará: la producción de hidrógeno y el nivel de minimización de desvíos del sistema integrado eólica-hidrógeno. Asimismo, también se realizará un estudio del tamaño de electrolizador óptimo en función del escenario.

Se podría abordar el análisis de este tipo de sistemas considerando un parque eólico en lugar de un único aerogenerador, el inconveniente es que se necesitaría un tamaño de electrolizador (del orden de 10 MW) que hoy día no es viable, tanto técnica como económicamente. Además, el modo de operación del sistema descrito en el apartado anterior, es válido también para un parque eólico, por lo que las conclusiones que se obtienen con respecto a la producción del hidrógeno por un único aerogenerador, son extrapolables a un parque eólico completo.

5.3. Implementación informática de los modelos matemáticos

Los modelos matemáticos del aerogenerador y el electrolizador explicados en el capítulo 3 de la Tesis, así como el esquema de principio y el modo de operación se implementa en el entorno de simulación Matlab® Simulink® (The Mathworks, 2010).

La metodología utilizada ha sido la siguiente:

- En primer lugar, se calcula la potencia eléctrica producida y ofertada en cada instante de tiempo, calculada a partir de los datos de velocidad de viento, real y predicha, respectivamente. Como se indicó anteriormente, los datos de velocidad de viento son datos medios cada 10 minutos, por lo que se supone que durante ese intervalo de tiempo la potencia eléctrica (producida y ofertada) permanece constante. Conocidas ambas potencias, se determinan los instantes de tiempo en los que existe un exceso de potencia, o un déficit, y su valor.
- Los modelos matemáticos del aerogenerador se integran en Matlab por medio de funciones en las que se introduce la curva característica del aerogenerador punto a

punto de operación, a modo de tabla, y usando como argumento de entrada de la función, la velocidad de viento. La función devuelve la potencia eléctrica instantánea por interpolación en la tabla introducida.

- A partir de la potencia eléctrica producida y ofertada, se restan en los instantes de tiempo en los que la producida es superior a la ofertada, obteniéndose la potencia eléctrica en exceso.
- Los datos de potencia eléctrica en exceso cada 10 minutos a lo largo del año, son introducidos en el modelo del electrolizador implementado en Simulink, que es un entorno de trabajo de Matlab que permite la interconexión de distintos modelos matemáticos de un modo eficaz. Como se comentó en el apartado 3.2.8. del capítulo 3, el modelo matemático dinámico del electrolizador está estructurado en distintos bloques. En la Figura 5.9, se resumen estos bloques y el modo de interconexión entre ellos.

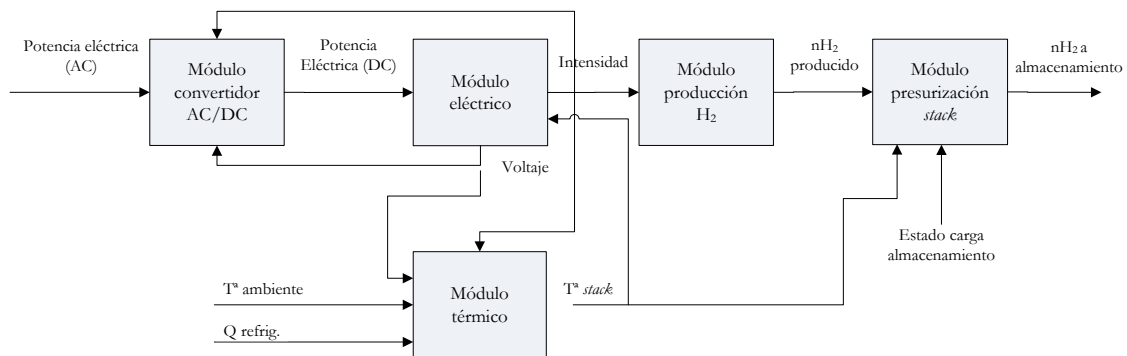


Figura 5.9: Acoplamiento de los modelos matemáticos que definen un electrolizador.

- La potencia eléctrica en exceso alimenta al módulo del convertidor AC/DC. Este módulo envía una potencia eléctrica en corriente continua al módulo eléctrico, que es inferior a la alterna debido al rendimiento de transformación alterna-continua. Como se comentó anteriormente, el rendimiento del convertidor se ha supuesto constante e igual a 0,9. Por tanto, se ha eliminado la dependencia del convertidor con respecto al punto de operación (voltaje e intensidad) del stack.
- El módulo del convertidor también analiza la potencia eléctrica en exceso que se destina al stack. Si la potencia en exceso es superior a la nominal, ésta se fija a la nominal, y si la potencia en exceso es inferior al 20 % de la potencia nominal del *stack*, envía una potencia nula al *stack*.
- El módulo eléctrico, implementa la curva característica intensidad-voltaje del electrolizador. Esta curva dependerá de los parámetros r , s y t (véase apartado 5.1.3.3), que a su vez, dependerán del tipo de *stack* y electrolito empleado, del número de celdas y el área de celda del *stack*, y de la temperatura del *stack*.

- A partir de la potencia eléctrica y de la temperatura del *stack*, se define el punto de operación voltaje-intensidad del electrolizador, que se calcula de despejar la intensidad de la ecuación 5.1. Una vez conocida, se calcula el voltaje de operación del *stack* mediante la ecuación 5.2.

$$P = n_c V I = n \left(V_{rev} + \frac{r(T)}{A} I + s \log \left(\frac{t(T)}{A} I + 1 \right) \right) I \quad (\text{ec. 5.1.})$$

$$V_{stack} = n_c V \quad (\text{ec. 5.2.})$$

- La intensidad a la salida del módulo eléctrico se emplea para el cálculo de la producción de hidrógeno. Para este cálculo, también es necesaria la eficiencia de Faraday, el número de celdas y el área activa de los electrodos del *stack*.
- El valor del voltaje y la intensidad, se emplean para el cálculo del calor generado en el *stack*. Considerando el coeficiente global de pérdidas y el valor de la temperatura ambiente, se calculan las pérdidas térmicas al ambiente. Así, teniendo en cuenta estos flujos de calor y la inercia térmica del electrolizador, se puede calcular su temperatura. Si la temperatura supera el umbral máximo, se aporta un flujo de calor de refrigeración al módulo térmico.
- Como parámetro de entrada (obtenido a partir del emplazamiento definido en los escenarios), se conoce la temperatura ambiente a lo largo del año de operación considerado.
- La temperatura de operación obtenida en el módulo térmico se utiliza en el módulo eléctrico, para cumplir la función descrita anteriormente, y al módulo de presurización, ya que el hidrógeno producido se encuentra en forma gaseosa, y la presión dependerá del volumen del *stack* y los separadores de gases y de la temperatura.

Para todos los escenarios considerados, se va a considerar que el electrolizador opera de modo dinámico.

Desde un punto de vista de la simulación del modelo matemático de la instalación, para cada paso de tiempo se calcula el punto de trabajo del electrolizador mediante iteraciones sucesivas. Existen dos bucles de iteraciones, por un lado el bucle que forma la intensidad y el voltaje, relacionados también a través de la potencia eléctrica (ecuación 5.1), y por otro lado, el bucle de la temperatura que determina la curva característica intensidad-voltaje. Estos bucles hacen que las simulaciones dinámicas sean más costosas computacionalmente que las estáticas, en las que la temperatura es constante e igual a la nominal.

En total, para cada escenario de simulación se realizan 52.560 pasos de simulación, sin incluir las iteraciones internas en cada paso de simulación. El tiempo medio para la simulación de cada escenario es de 28 minutos.

En la Figura 5.10, se muestra una imagen del sistema integrado eólica-hidrógeno considerado implementado en Simulink. En él se puede observar la interconexión de los diferentes módulos. En el interior de cada bloque, se encuentra definido el modelo matemático de cada componente del electrolizador.

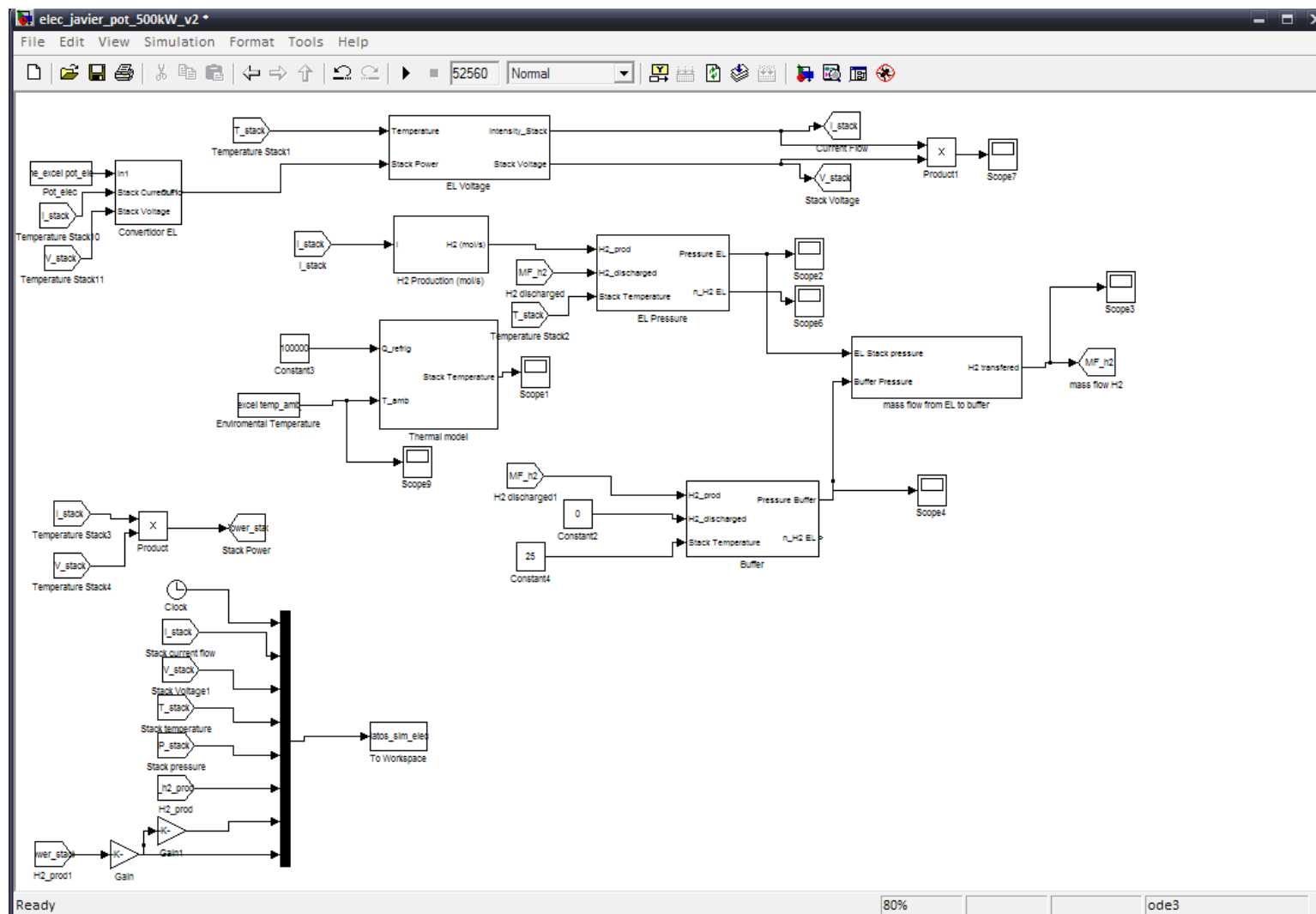


Figura 5.10: Implementación en Matlab Simulink del modelo matemático del sistema.

5.4. Resultados de la simulación

A continuación, se presentan los resultados de las simulaciones realizadas. Éstos, se van a dividir en subapartados, uno para cada escenario contemplado en el apartado 5.2.

Los resultados de las simulaciones se presentan en tablas discretizados por meses de operación del sistema a lo largo del año. Las variables que aparecen en las columnas se definen a continuación:

- *E. producida*: es la energía eléctrica producida por el aerogenerador, calculada a partir de los datos de velocidades de viento registrados en el emplazamiento.
- *E. ofertada*: es la energía eléctrica que hay que surtir a la red debido a que se ha ofertado en el mercado eléctrico al realizar la predicción de ésta. Esta energía se obtiene a partir de los valores de velocidad de viento predichos por un software de estimación de recurso eólico.
- *E. exceso*: energía eléctrica disponible para enviarla al electrolizador en los periodos de tiempo en los que la potencia eléctrica producida es superior a la ofertada.
- *E. electrolizador conv.*: es la energía eléctrica consumida por el electrolizador, suma de la absorbida por el *stack* y por la consumida por el convertidor AC/DC.
- *E. electrolizador stack*: energía eléctrica consumida por el *stack* del electrolizador.
- *H₂ producido*: hidrógeno producido por el electrolizador en los intervalos de tiempo de operación.

En primer lugar, se presentan los resultados del caso base, y a continuación los resultados del escenario 2 y 3. En estos últimos, además de mostrar los resultados, se realizan una serie de consideraciones al comparar los resultados del escenario con los del escenario base.

5.4.1. Caso base (escenario 1)

En el presente escenario, la potencia eléctrica producida por el aerogenerador y demandada por la red, se calculan mediante la curva característica real de aerogenerador en el emplazamiento. Los resultados de la simulación, aparecen en la Tabla 5.1.

De los resultados obtenidos, se realizan las siguientes apreciaciones:

- 1) La herramienta de predicción de viento empleada, ofrece un perfil de viento anual que subestima el recurso eólico real. Esto se pone de manifiesto al comparar la energía eléctrica producida y ofertada, en la que la producida siempre es superior a la ofertada en todos los meses de operación. Esto es debido a que porcentualmente la velocidad de viento real es superior, en media, a la velocidad de viento predicha, ver Figura 5.2.

- 2) La energía eléctrica consumida por el electrolizador, siempre es inferior a la energía en exceso, esto se debe a los límites superior e inferior de potencias de operación de este. La limitación superior no se puede modificar al venir impuesta por la potencia nominal del electrolizador, pero las compañías desarrolladoras de electrolizadores deben profundizar en equipos que permitan trabajar, en condiciones de seguridad, con una potencia mínima por debajo del 20% de la potencia nominal y para situaciones puntuales, superior a la nominal (potencia máxima mayor a la potencia nominal).
- 3) La energía eléctrica en exceso, se calcula como el sumatorio de potencia eléctrica en exceso en cada instante de tiempo de simulación (siempre que la potencia eléctrica producida sea mayor a la ofertada). Como se observa, en términos de energía este valor no coincide con la diferencia entre la energía eléctrica producida y ofertada. Esto es debido a que a lo largo del año de operación, existen otros instantes de tiempo en los que potencia eléctrica ofertada es superior a la producida, que no son contabilizados.
- 4) Uno de los parámetros que sirven para cuantificar el rendimiento de producción de hidrógeno, es la relación entre el volumen de hidrogeno producido (en condiciones normales) frente a la energía eléctrica consumida. En este escenario, el consumo específico del *stack* es de 4,98 kWh/Nm³ de H₂, y el del electrolizador completo (convertidor más *stack*) 5,54 kWh/Nm³ de H₂. Estos valores, se han calculado empleando los valores anuales de producción de hidrógeno y de consumo de energía eléctrica. Por tanto, dependerán de las condiciones de operación del electrolizador a lo largo del año, y variarán de un escenario a otro.

Mes	E. producida (MJ)	E. ofertada (MJ)	E. exceso (MJ)	E. electrolizador conv. (MJ)	E. electrolizador <i>stack</i> (MJ)	H ₂ producido (kg)
Enero	295.273	273.401	97.514	82.441	74.196	368,9
Febrero	409.488	303.326	164.183	139.809	125.828	625,2
Marzo	331.840	255.855	115.880	93.032	83.729	416,3
Abril	375.138	304.852	121.179	99.704	89.734	445,2
Mayo	315.221	273.002	99.854	80.077	72.069	359,8
Junio	277.004	230.847	109.035	85.963	77.367	384,7
Julio	460.776	422.255	142.420	119.795	107.815	535,1
Agosto	302.551	270.108	109.372	84.087	75.678	376,4
Septiembre	178.236	180.600	74.404	54.266	48.839	243,0
Octubre	281.700	282.215	90.852	67.431	60.688	300,4
Noviembre	296.199	286.203	97.196	79.284	71.355	355,9
Diciembre	425.257	326.917	164.985	141.996	127.796	635,5
TOTAL ANUAL	3.948.684	3.409.580	1.386.876	1.127.884	1.015.096	5.046,3

Tabla 5.1: Resultados de la simulación del caso base (escenario 1).

5.4.2. Escenario 2

Como se indicó en el apartado 5.2., en este escenario de simulación se desconoce el comportamiento real del aerogenerador en el emplazamiento, por lo que, a la hora de calcular la potencia eléctrica producida y ofertada en cada instante de tiempo, se emplea la curva característica del electrolizador suministrada por el fabricante. Los datos de velocidad de viento, el electrolizador, el modo de operación del sistema son iguales al escenario base.

Los resultados de la simulación de este escenario aparecen en la Tabla 5.2.

Analizando estos resultados, se extraen las mismas consideraciones que las obtenidas en el escenario base. En este caso, el consumo específico del *stack* es de 5 kWh/Nm³ de H₂, y del electrolizador completo 5,56 kWh/Nm³ de H₂. Los valores son similares al caso base.

Comparando los resultados del escenario 2 con el escenario base, se obtienen las siguientes conclusiones:

- 1) En términos anuales, la energía eléctrica, producida y ofertada, calculada con la curva característica suministrada por el fabricante sobreestima la real en un 20 % y un 16,6 % respectivamente, lo que induce una energía eléctrica en exceso esté también sobreestimada en un 36,2 %.
- 2) En la Figura 5.11, se muestra la distribución de potencia en exceso para este escenario. Analizando la figura inferior y la Figura 5.6, se deduce que la potencia en exceso es superior para todos los instantes de tiempo. La potencia eléctrica media en exceso del caso base es de 82,2 kW y del escenario 2, 115,4 kW.

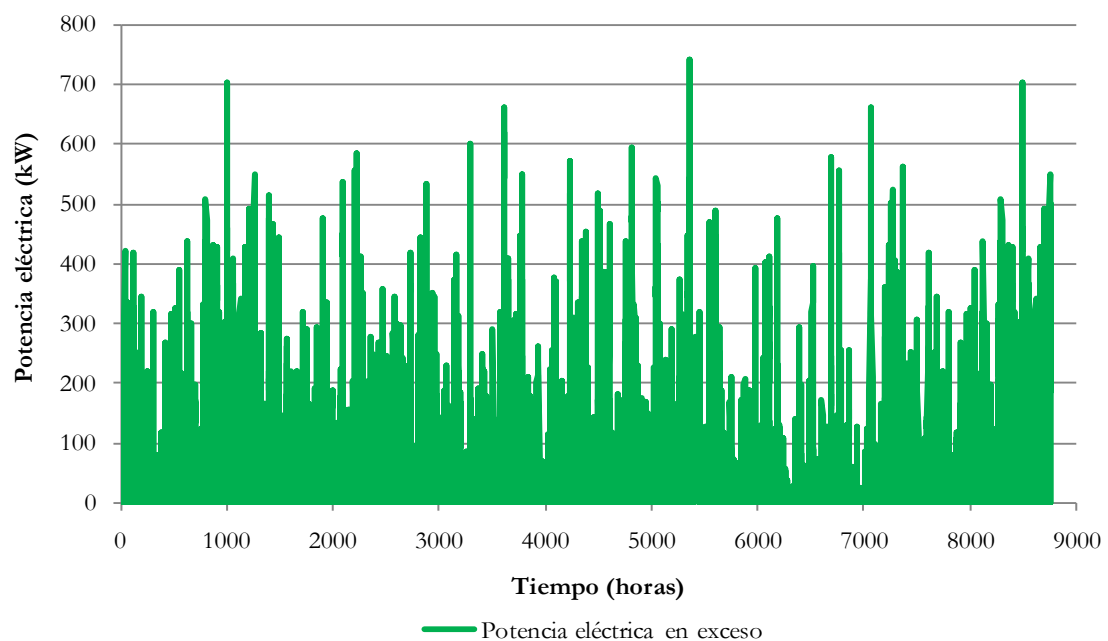


Figura 5.11: Potencia eléctrica en exceso a lo largo de un año de operación (escenario 2).

- 3) En la Figura 5.12, se representa la energía absorbida por el electrolizador en función de la potencia del stack considerando los datos de partida del escenario 2 (del mismo modo que se realizó en el apartado 5.1.3.3). La figura muestra dos curvas asociadas a cada uno de los dos escenarios: la energía eléctrica absorbida por el electrolizador en el escenario 2, y en el caso base. Como se observa, la energía eléctrica absorbida siempre es mayor en el escenario 2 que en el escenario base, debido a que la potencia en exceso en el escenario 2 siempre es mayor al base en todos los instantes de tiempo.

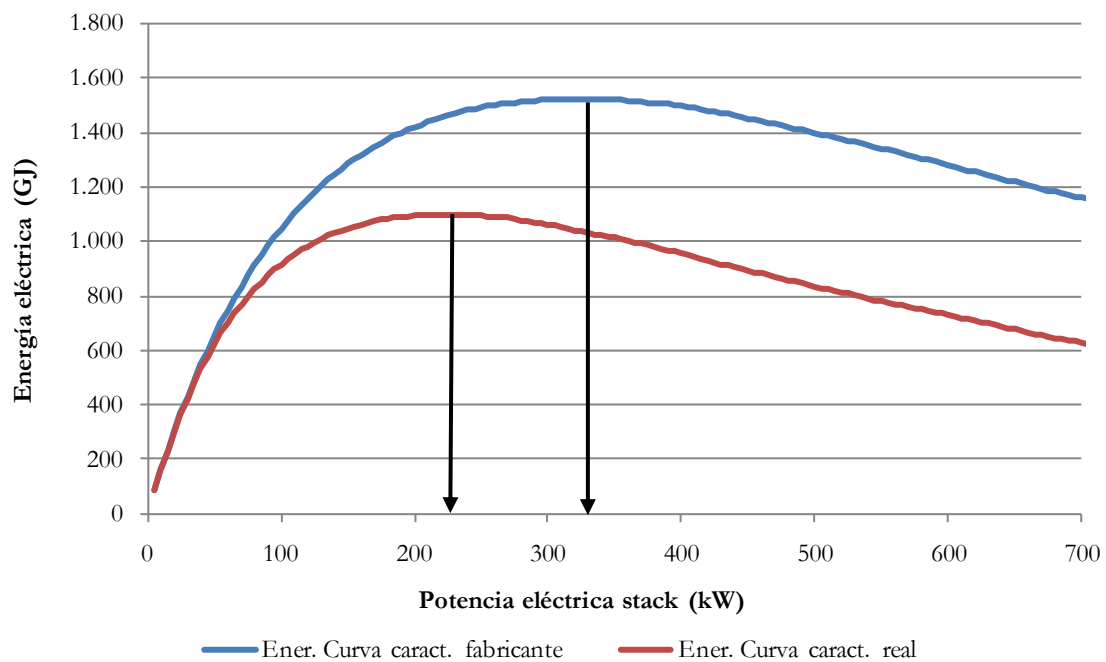


Figura 5.12: Energía eléctrica absorbida por el conjunto convertidor-*stack* en función de la potencia del *stack* (escenario 2).

- 4) En la figura anterior, también se puede ver como el tamaño óptimo de electrolizador (para absorber la máxima energía eléctrica disponible) en el escenario 2, es de 330 kW. Un tamaño un 50 % superior al considerado en el escenario base. Esto muestra, como el desconocimiento del comportamiento del aerogenerador en el emplazamiento, incide en la selección del tamaño del electrolizador. Partiendo de la curva característica suministrada por el fabricante, se incurre en un error que sobreestima la potencia eléctrica en exceso para cada instante de tiempo. De seleccionar un electrolizador óptimo para el escenario 2, y comportándose el aerogenerador como en el caso base, se comprueba a partir de la figura superior que un electrolizador de 330 kW absorberá menos energía que uno de 220 kW. Por tanto, no se estaría dimensionando óptimamente el sistema para operar en el emplazamiento.

- 5) Analizando la producción de hidrógeno, al disponer de más potencia en cada instante de tiempo, también se sobreestimada un 33,6 %. Esto supone que si se prevé un beneficio económico por la venta de este hidrógeno, ya sea en términos de energía eléctrica al consumirlo en una pila de combustible, o en venta directa de hidrógeno como combustible, este beneficio será sustancialmente menor. Adicionalmente, el diseño y dimensionado del sistema de almacenamiento de hidrógeno también se ve afectado, ya que éste sería mayor al que se obtendría con el escenario base, para poder almacenar una mayor cantidad de hidrógeno.

Mes	E. producida (MJ)	E. ofertada (MJ)	E. exceso (MJ)	E. electrolizador conv. (MJ)	E. electrolizador <i>stack</i> (MJ)	H ₂ producido (kg)
Enero	351.887	314.339	138.187	115.976	104.378	516,2
Febrero	513.996	365.120	226.987	179.573	161.615	798,4
Marzo	401.918	288.926	163.110	136.165	122.549	607,9
Abril	464.618	360.801	171.091	140.422	126.380	626,4
Mayo	377.325	312.123	139.995	114.108	102.697	509,0
Junio	322.169	257.554	149.479	118.213	106.391	527,8
Julio	560.986	524.579	178.962	144.145	129.731	642,0
Agosto	351.176	308.959	143.158	107.388	96.649	479,5
Septiembre	187.271	197.201	93.645	71.536	64.383	319,2
Octubre	323.866	324.811	118.985	88.110	79.299	391,7
Noviembre	353.448	330.889	138.418	114.007	102.607	509,1
Diciembre	530.776	392.194	228.250	183.537	165.183	815,7
TOTAL ANUAL	4.739.436	3.977.496	1.890.265	1.513.180	1.361.862	6.742,8

Tabla 5.2: Resultados de la simulación del escenario 2.

5.4.3. Escenario 3

En este escenario, se disponen de datos de velocidad de viento, real y predicha, iguales a los del escenario base. El comportamiento del aerogenerador en este emplazamiento es desconocido, pero se conoce la corrección de la curva característica suministrada por el fabricante, a tenor de la operación del aerogenerador en otro emplazamiento (curva verde en la Figura 5.3).

En la tabla siguiente (Tabla 5.3), se muestran los resultados de la simulación del sistema integrado para este escenario.

Al igual que en el escenario 1 y 2, del análisis de los resultados del escenario 3 se obtienen las siguientes consideraciones:

- 1) La herramienta de predicción de viento empleada, ofrece un perfil de viento anual que subestima el recurso eólico real.
- 2) La energía eléctrica consumida por el electrolizador, siempre es inferior a la energía en exceso, debido a los límites superior e inferior de potencias de operación de este.
- 3) En términos de energía, la energía eléctrica en exceso, no coincide con la diferencia entre la energía eléctrica producida y ofertada.
- 4) El consumo específico del *stack* es 4,98 kWh/Nm³ de H₂, y el del electrolizador 5,54 kWh/Nm³ de H₂.

Mes	E. producida (MJ)	E. ofertada (MJ)	E. exceso (MJ)	E. electrolizador conv. (MJ)	E. electrolizador <i>stack</i> (MJ)	H ₂ producido (kg) (sim. dinámica)
Enero	286.890	259.892	104.696	90.833	81.749	406,3
Febrero	401.697	292.862	168.152	146.177	131.559	653,9
Marzo	323.080	242.127	121.834	101.866	91.680	456,6
Abril	368.681	296.518	125.452	106.276	95.648	475,2
Mayo	304.401	257.420	106.151	87.217	78.495	391,5
Junio	263.701	213.253	115.406	94.981	85.483	425,4
Julio	445.796	411.717	141.805	121.244	109.119	541,7
Agosto	285.520	252.091	112.275	88.622	79.760	396,8
Septiembre	159.562	162.752	76.518	58.664	52.798	262,5
Octubre	263.435	265.695	91.739	70.738	63.664	315,3
Noviembre	288.093	272.652	104.317	87.458	78.712	392,8
Diciembre	417.306	315.806	170.125	149.183	134.264	667,4
TOTAL ANUAL	3.808.161	3.242.786	1.438.470	1.203.258	1.082.932	5.385,3

Tabla 5.3: Resultados de la simulación del escenario 3.

Comparando los resultados del escenario 3 con el escenario base, se obtienen las siguientes conclusiones:

- 1) En términos anuales, las energías eléctricas, producida y ofertada, de este escenario son inferiores a la del escenario base en un 3,5 % y un 4,8%, respectivamente, pero la diferencia de ambos términos hace que la energía eléctrica en exceso esté sobreestimada en un 3,7 %. Esto es debido al perfil de viento real y predicho utilizados para las simulaciones y a las diferencias existentes entre la curva característica del aerogenerador (real y corregida) en el intervalo entre 2 y 11 m/s.
- 2) En la Figura 5.13, se muestra la distribución de potencia en exceso en este escenario a lo largo del año. La comparación de la figura inferior con la obtenida en el caso base (Figura 5.6), se obtiene que en media, la potencia en exceso en el escenario 3 es de 85,9 kW frente a los 82,2 kW del caso base, motivo por el cual la energía eléctrica en exceso es superior.

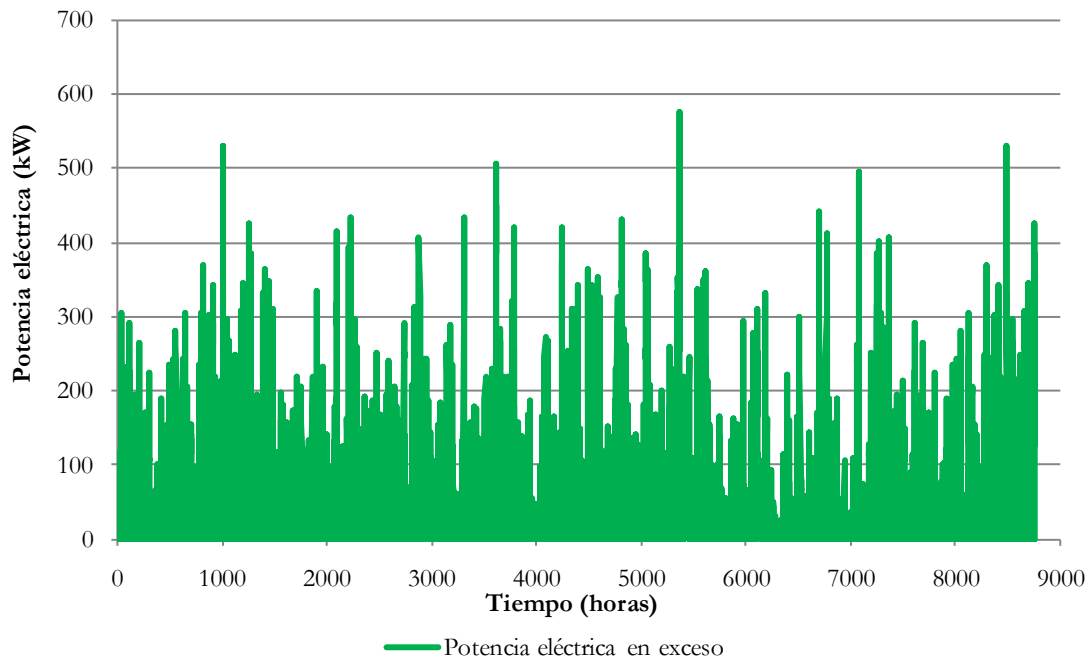


Figura 5.13: Potencia eléctrica en exceso a lo largo de un año de operación (escenario 3).

- 3) La energía absorbida por el electrolizador en función de la potencia del *stack* para este escenario se muestra en la Figura 5.14. En ésta, aparecen dos curvas: la verde es la energía eléctrica absorbida por el electrolizador en el escenario 3, y la roja en el escenario base. Como se observa, la energía eléctrica absorbida en este escenario es ligeramente superior a la del escenario base. Al igual que la energía eléctrica producida y ofertada, esta diferencia se debe a los perfiles de viento y a la diferencia existente entre la curva característica real y corregida.

- 4) A partir de la figura anterior, se observa cómo el tamaño de electrolizador óptimo para el escenario 3 es de 225 kW, muy próximo al obtenido en el escenario base (220 kW).
- 5) Analizando la producción de hidrógeno, ésta se sobreestima un 6,7 % con respecto al escenario base. Al igual que en el escenario 2, esto es debido a que durante más instantes de tiempo a lo largo del año la potencia eléctrica en exceso se sitúa entre el umbral inferior y superior de operación del electrolizador.

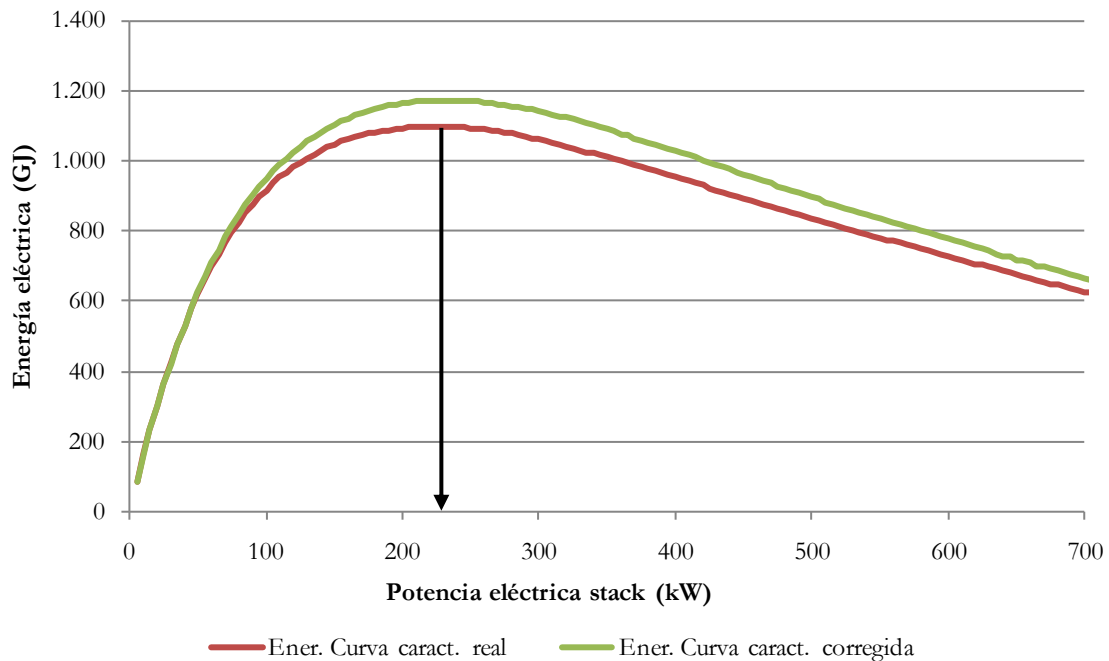


Figura 5.14: Energía eléctrica absorbida por el conjunto convertidor-*stack* en función de la potencia del *stack* (escenario 3).

Aunque los escenarios 2 y 3 sean supuestos y derivados del caso base (más próximo a la realidad), comparando éstos se comprueba que al corregir la curva característica del aerogenerador se obtiene una disminución de la potencia eléctrica en exceso en cada instante de tiempo, que repercute en la energía en exceso disponible a lo largo del año. En concreto: la energía eléctrica producida es un 24,4 % inferior en el escenario 3 que en el 2, la energía ofertada un 22,6 % y la energía en exceso un 31,4 %.

Del mismo modo, existe una diferencia de tamaño óptimo de electrolizador para absorber la máxima energía eléctrica en exceso. En el escenario 2, el tamaño óptimo es de 330 kW y en el escenario 3 de 225 kW, por lo que el coste del sistema de producción de hidrógeno será inferior en el último escenario.

La producción de hidrógeno también será inferior en el escenario 3, pasando de 6.742,8 kg (escenario 2) a 5.385,3 kg de H₂ (escenario 3). Esto supone que la producción de hidrógeno en el escenario 3 es un 20 % inferior a la del escenario 2.

Tanto el escenario 2 como el 3, son casos simulados que se alejan del escenario más próximo a la realidad, el escenario base, pero de la comparación anterior se obtiene como conclusión que si bien, el comportamiento del aerogenerador en el emplazamiento es desconocido, es necesario realizar una corrección de su curva característica para adaptar los resultados de producción de hidrógeno a la realidad. Al no disponer de más información, se debe corregir la curva característica del aerogenerador con los datos de operación del mismo aerogenerador en otro emplazamiento.

Como se ha indicado en el capítulo 3 y 4, la determinación de la corrección de la curva característica del aerogenerador en función de parámetros físicos del emplazamiento es una línea de trabajo futura a seguir por el grupo de investigación.

Para facilitar la comparación de los escenarios, en la Tabla 5.4 aparece un resumen de los valores anuales obtenidos en las simulaciones.

	E. producida (MJ)	E. ofertada (MJ)	E. exceso (MJ)	E. electrolizador conv. (MJ)	E. electrolizador stack (MJ)	H₂ producido (kg)
Caso base	3.948.684	3.409.580	1.386.876	1.127.884	1.015.096	5.046,3
Escenario 2	4.739.436	3.977.496	1.890.265	1.513.180	1.361.862	6.742,8
Escenario 3	3.808.161	3.242.786	1.438.470	1.203.258	1.082.932	5.385,3

Tabla 5.4: Resumen anual de los escenarios considerados.

5.5. Análisis de sensibilidad

El modo en el que se han definido los escenarios de simulación, ha permitido analizar la influencia de la curva característica del aerogenerador en la producción de hidrógeno. En este apartado, adicionalmente se va a analizar la influencia de otros aspectos en los resultados de simulación. En concreto, se va a estudiar:

- La influencia de la temperatura de operación del electrolizador. Para ello se van a analizar los resultados derivados de realizar una simulación estática o dinámica.
- El efecto en los resultados de simulación de la base de tiempo utilizada para calcular la velocidad media de viento. Se comparan los resultados de las simulaciones partiendo de datos de velocidad medios cada 10 minutos y cada hora.

Estos análisis se realizan en los siguientes subapartados.

5.5.1. Influencia de la temperatura de operación del electrolizador

Para analizar cómo afecta la temperatura del electrolito en la producción de hidrógeno, se van a realizar de nuevo las simulaciones de los tres escenarios. La única diferencia es que el electrolizador va a operar en todos los instantes de tiempo a una temperatura de operación constante e igual a la nominal (80 °C). Por supuesto, esta operación se aleja de la realidad de operación del electrolizador al no considerarse su inercia térmica.

Desde un punto de vista de la herramienta de simulación, se ha eliminado el módulo térmico que permite cuantificar la variación de la temperatura del electrolizador, y se ha sustituido por un valor fijo de temperatura igual a 80 °C. Este dato se introduce en el módulo eléctrico para poder caracterizar la curva característica intensidad-voltaje del electrolizador.

El tiempo de simulación de cada escenario se reduce al eliminar el bucle iterativo entre el módulo eléctrico y el módulo térmico del electrolizador, y se estima en 5 minutos para cada escenario.

El paso de tiempo de simulación sigue siendo de 10 minutos, por lo que para cada escenario se sigue estudiando el sistema en 52.560 instantes de tiempo. En cada instante de tiempo, se supone que la potencia eléctrica en exceso que absorbe el electrolizador es constante. Además, la variación de la potencia eléctrica en exceso de cada escenario no depende de si el electrolizador está operando a una temperatura igual a la nominal o variable en el tiempo.

En la Tabla 5.5, se muestra la producción de hidrógeno anual para cada escenario. A nivel de nomenclatura, se tratará la producción de hidrógeno con la temperatura de electrolizador constante como estática, y la obtenida variando la temperatura como dinámica.

	H ₂ producido (dinámica)	H ₂ producido (estática)
	(kg)	(kg)
Caso base	5.046,3	5.196,9
Escenario 2	6.742,8	6.907,0
Escenario 3	5.385,3	5.541,8

Tabla 5.5: Comparación de la producción de hidrógeno anual entre simulación estática y dinámica.

Al comparar los resultados de la tabla anterior, se observa que la diferencia, entre considerar la variación de la temperatura del electrolito en el comportamiento del electrolizador (simulación dinámica) y suponer que el electrolizador va a operar siempre con una temperatura del electrolito nominal (simulación estática), no es elevada. En cada uno de los casos, las diferencias relativas entre producciones de hidrógeno es (fijando como referencia los resultados de la simulación dinámica):

- Escenario base: 2,7 %.
- Escenario 2: 2,4 %.
- Escenario 3: 3 %.

Estas diferencias son reducidas debido a los tiempos de funcionamiento del electrolizador. En la mayoría de las situaciones en las que existe un exceso de energía eléctrica (y por tanto, el electrolizador entra en operación), el exceso se mantiene en intervalos de tiempo superiores al tiempo característico de calentamiento del electrolizador (aproximadamente 1 hora). Esto hace que el electrolizador opera la mayor parte del tiempo en temperaturas de electrolito cercanas a la nominal.

Partiendo del escenario base, a modo de ejemplo en la Figura 5.15, se muestra para un periodo de tiempo de 13,5 horas la variación de la potencia eléctrica en exceso y la absorbida por el electrolizador para cada instante de tiempo. Como se observa, la potencia eléctrica consumida por el electrolizador coincide con la potencia eléctrica en exceso del sistema, salvo en los periodos donde ésta está por debajo del umbral mínimo de operación del *stack* (44 kW) y cuando la potencia en exceso supera la nominal del *stack* (220 kW). La potencia consumida representada es la del electrolizador completo (se tiene en cuenta el consumo del *stack* y del convertidor AC/DC), de ahí, que el límite superior de potencia consumida por el electrolizador sea 244 kW (el rendimiento del convertidor es del 90 %).

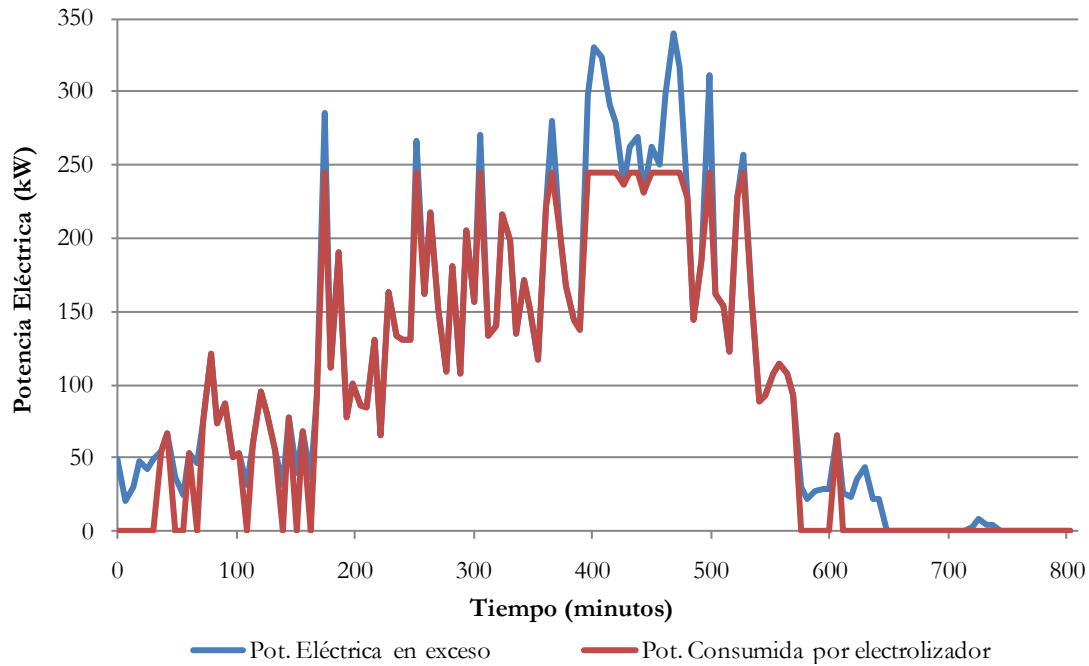


Figura 5.15: Variación de la potencia eléctrica en exceso y la consumida por el electrolizador en un periodo de 13,5 horas.

En la Figura 5.16, se representan: la variación de la temperatura del electrolito del electrolizador en el periodo de tiempo (13,5 horas) de la figura anterior, y la producción de hidrógeno en moles/min considerando la simulación dinámica y estática del electrolizador, en función del tiempo. Cuando la potencia consumida está cercana a la nominal, la temperatura del electrolizador aumenta rápidamente, en la figura inferior se puede ver como el electrolizador pasa de 40 a 75 °C en 90 minutos (instante inicial 160 minutos), operando posteriormente a la temperatura nominal durante 600 minutos (10 horas). Durante el periodo de calentamiento, la diferencia de producción difiere un 6 %. Pero para el resto del tiempo de operación, la producción de hidrógeno en condiciones estáticas y dinámicas es coincidente.

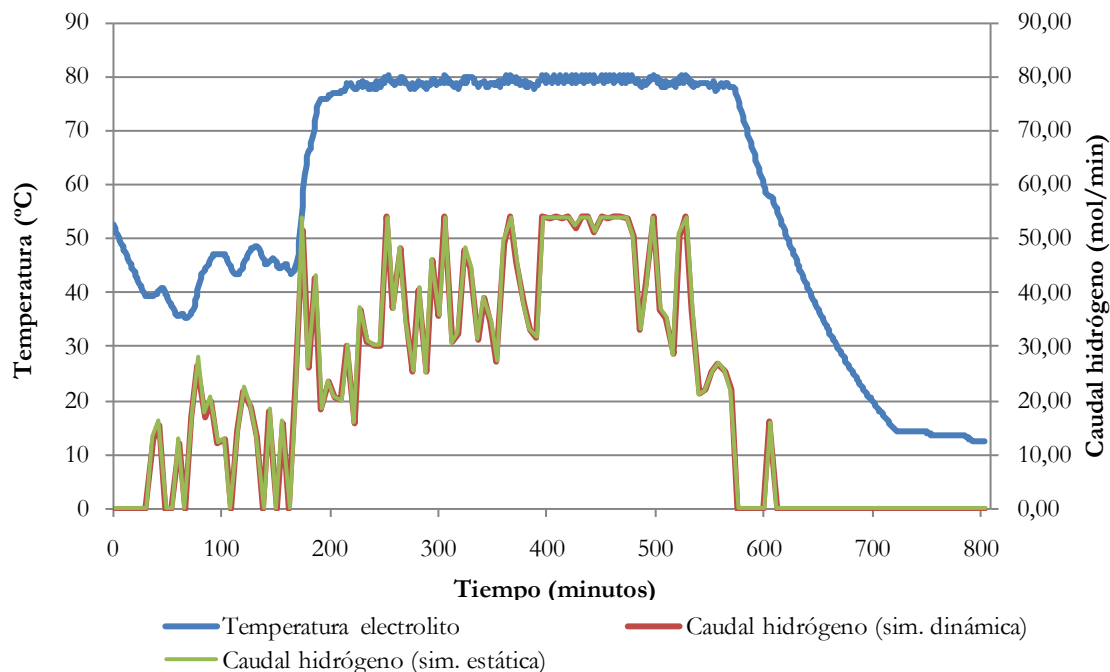


Figura 5.16: Variación de la temperatura del electrolito del electrolizador y del caudal de hidrógeno producido para un periodo de 22 horas (funcionamiento continuo).

Otro modo de mostrar la escasa diferencia de producción de hidrógeno a nivel anual, es representando esta diferencia en función del porcentaje de tiempo de operación. La diferencia aparece en intervalos de porcentajes. Como puede verse en la Figura 5.17, en torno al 40 % de las horas de operación del electrolizador, la diferencia entre la producción de hidrógeno simulando el sistema de modo dinámico y estático es inferior al 1%. La razón se ha comentado en el párrafo anterior, cuando el electrolizador entra en funcionamiento debido a un exceso de potencia eléctrica, lo hace por un periodo de tiempo de varias horas, por lo que en la mayor parte de este tiempo, el electrolizador está operando con una temperatura de electrolito igual a la nominal.

De esta figura, también se puede sacar como conclusión que el 45 % de tiempo de operación del electrolizador, la diferencia de producción de hidrógeno se sitúa entre el 5 % y el 15 %. Por tanto, existen numerosos periodos de tiempo en los que la diferencia es importante, pero esta diferencia (en términos anuales) se ve minorada debido a que el 40 % del tiempo de operación, la diferencia entre la producción dinámica y estática es inferior al 1 %.

En el sistema planteado con los datos disponibles, se concluye que la diferencia, desde un punto de vista anual, entre ambos resultados de producción es escasa. Esto no es indicador de que esta diferencia sea despreciable en otros sistemas (con un aerogenerador o electrolizador distinto) o a partir de otros datos de velocidad del viento. Si el electrolizador opera de un modo más discontinuo, funcionando en intervalos inferiores a la hora, la diferencia de producción puede alcanzar valores superiores al 10 %.

Como se indicó anteriormente, estos resultados están motivados por el perfil de viento que existe en el emplazamiento y la estimación de viento realizada por la herramienta de predicción eólica.

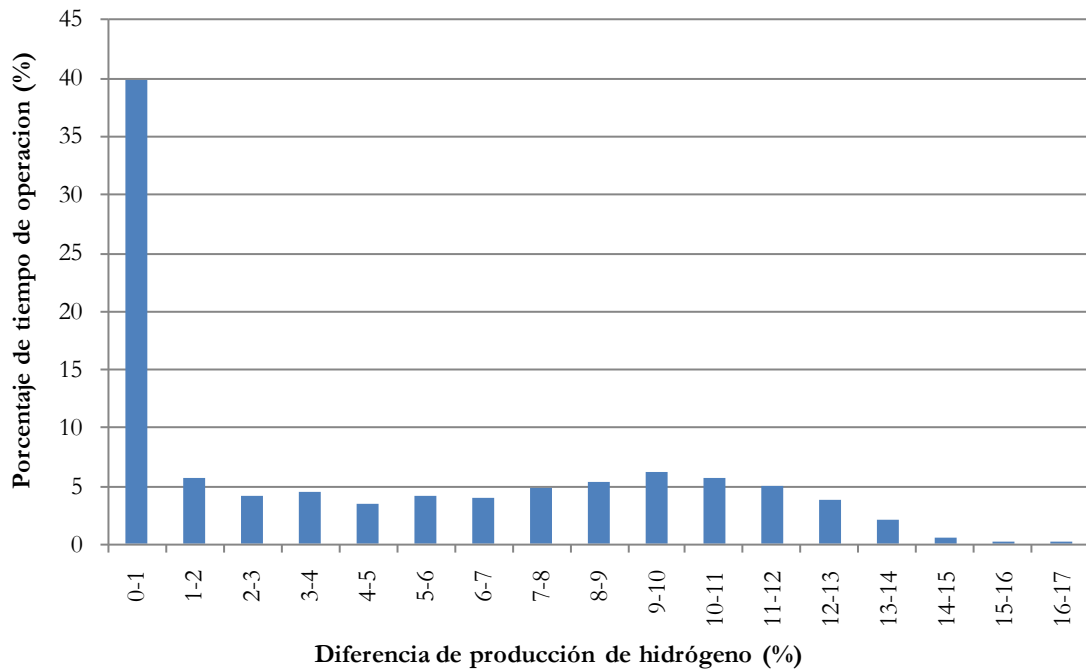


Figura 5.17: Distribución de la diferencia de producción de hidrógeno anual.

Para analizar la situación opuesta, en la Figura 5.18 se muestra otro periodo de operación de 37 horas en el que debido al funcionamiento intermitente del electrolizador, las diferencias entre el caudal de hidrógeno producido cuando se tiene en cuenta la inercia del electrolizador o si se opera en condiciones nominales son superiores. La sobreproducción de hidrógeno a lo largo de este periodo es de un 9,6 %, si se considera que el electrolizador está operando en condiciones nominales, en vez de a una temperatura inferior como se muestra también en la figura inferior.

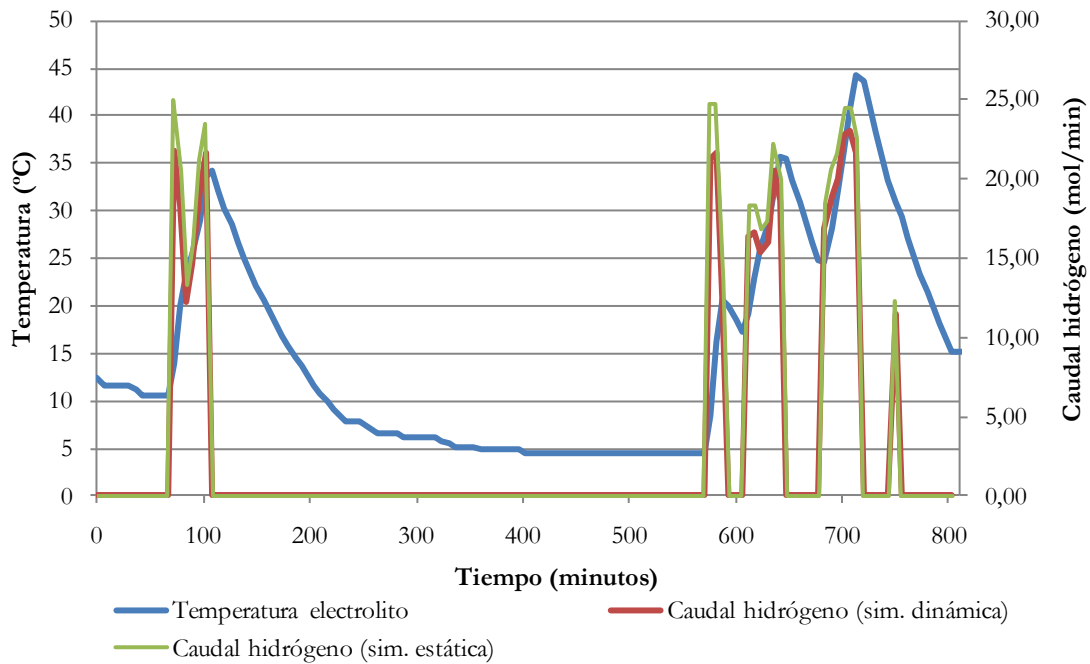


Figura 5.18: Variación de la temperatura del electrolito del electrolizador y del caudal de hidrógeno producido para un periodo de 37 horas (funcionamiento discontinuo).

5.5.2. Efecto del intervalo de tiempo de simulación

Las simulaciones de los casos anteriores, se han realizado partiendo de datos registrados de velocidad de viento medios cada 10 minutos. Es común en herramientas de simulación informática de sistemas integrados, partir de datos de viento medios horarios (estas herramientas han sido descritas en el estado del arte del capítulo 2). Al simular el sistema con una base de tiempo horaria, los efectos inerciales en la producción de hidrógeno debidos a la temperatura del electrolizador son despreciables, debido a que la constante de tiempo del electrolizador es inferior a la hora (sobre los 40 minutos).

La constante de tiempo, se ha definido como el tiempo que tarda el electrolizador en alcanzar el 60% de la temperatura nominal partiendo de una temperatura ambiente (20 °C).

La Tabla 5.6, muestra los resultados de simulación (en términos anuales) del sistema para los diferentes escenarios, partiendo de datos medios horarios de velocidad de viento, real y predicha. Estos, se han obtenido haciendo una media de los valores de velocidad de viento disponibles cada 10 minutos.

El costo computacional de estas simulaciones se ven reducidos en gran medida, al considerar únicamente 8760 pasos de simulación y considerando que la temperatura del

electrolizador es siempre igual a la nominal. Con esto, se elimina el bucle iterativo que relaciona el punto de operación intensidad-voltaje con el calor generado (que afecta al proceso de calentamiento-enfriamiento del electrolizador) en cada paso de tiempo.

	E. producida (MJ)	E. ofertada (MJ)	E. exceso (MJ)	E. electrolizador conv. (MJ)	E. electrolizador <i>stack</i> (MJ)	H ₂ producido (kg)
Caso base	3.885.779	3.362.819	1.373.339	1.116.786	1.005.108	5.148,6
Escenario 2	4.650.572	3.907.280	1.876.663	1.506.931	1.356.238	6.881,8
Escenario 3	3.744.688	3.193.961	1.427.806	1.197.773	1.077.995	5.520,3

Tabla 5.6: Resultados anuales de simulación de los escenarios, empleando datos de velocidad de viento medios horarios.

Al comparar los resultados de la tabla anterior, con los que aparecen en la Tabla 5.4. (valores medios de velocidad de viento cada 10 minutos), se obtienen las siguientes conclusiones:

- En términos de energía eléctrica producida y ofertada, trabajar con datos medios horarios, implica una diferencia inferior al 2% en todos los casos. Esta diferencia escasa, es debido a que en la mayor parte de las horas de operación, la velocidad del viento media cada 10 minutos no presenta grandes fluctuaciones con respecto a la velocidad de viento media para esa hora. En la Figura 5.19, se muestra la velocidad de viento real para tres horas de operación, y la velocidad media para esas horas. Extrapolados estos datos a valores de potencia eléctrica producida (considerando la curva característica del aerogenerador del caso base) se observa como el área encerrada debajo de cada curva de potencia es similar.
- Estos resultados de energía eléctrica, real y predicha, llevan asociados un exceso de energía eléctrica al electrolizador similar, por tanto la producción de hidrógeno también es semejante, existiendo diferencias inferiores al 2% entre los resultados dinámicos con paso de tiempo de 10 minutos frente a los resultados de simulaciones estáticas cada hora.
- Si bien, la energía eléctrica producida y ofertada, es similar para cada escenario simulado, éstas son siempre inferiores en simulaciones con datos medios horarios que con datos cada 10 minutos, sin embargo, la producción de hidrógeno es ligeramente superior. Esto es debido a que el electrolizador siempre opera con la temperatura del electrolito en condiciones nominales, por tanto, en todos los instantes de tiempo la producción de hidrógeno es máxima.

- A medida que la velocidad de viento varía más a lo largo de una hora de operación, las diferencias de producción eléctrica entre las simulaciones con pasos de tiempo horarios y con pasos de tiempo inferiores serán más importantes, y por tanto la producción de hidrógeno.

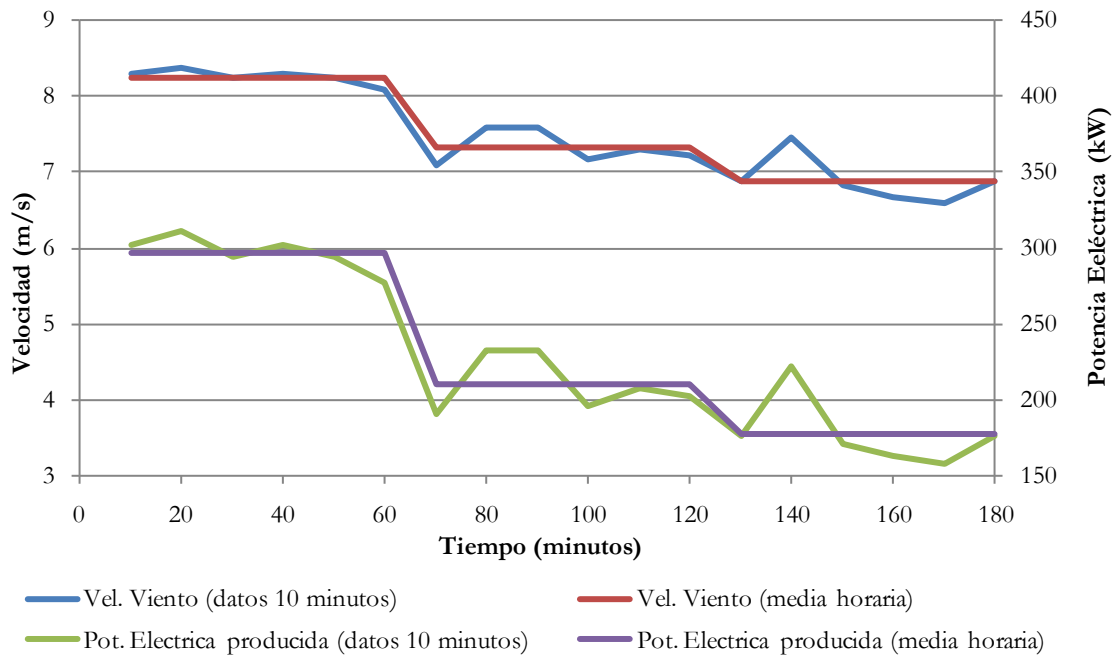


Figura 5.19: Comparación entre datos cada 10 minutos y medias horarias, de velocidad de viento y potencia eléctrica.

Al trabajar con datos de velocidad de viento medios horarios, los efectos de una menor producción eléctrica se compensan con la mayor producción de hidrógeno debido a que el electrolizador opera siempre en condiciones nominales de temperatura. De nuevo, los resultados obtenidos para los escenarios planteados no reflejan una diferencia significativa entre unas simulaciones más detalladas como las realizadas en el apartado 5.4 y las planteadas en este apartado.

Para concluir con el análisis de los resultados para los diferentes escenarios, es necesario reflejar las diferencias totales de producción de hidrógeno a nivel anual entre:

- La simulación del sistema integrado planteada en esta Tesis: modelo dinámico del sistema, empleo de la curva característica del aerogenerador en el emplazamiento, consideración de la inercia térmica del electrolizador y un paso de tiempo de simulación de 10 minutos. Los resultados de simular la instalación según este modo, serían los obtenidos en el caso base de la Tabla 5.4.
- El modo de simular este tipo de sistemas integrados en la bibliografía (analizado en el apartado 2.7). Consideración del sistema estático empleando la curva

característica del aerogenerador suministrada por el fabricante, la temperatura de operación del electrolizador igual a la nominal, y simulaciones con un intervalo de tiempo horario. Para la instalación considerada en este capítulo, los resultados de este tipo de simulación corresponderían al escenario 2 de la Tabla 5.6.

En la Tabla 5.7, aparecen reflejados los resultados de ambos modos de simulación, la última fila refleja la diferencia relativa de cada magnitud.

	E. producida (MJ)	E. ofertada (MJ)	E. exceso (MJ)	E. electrolizador conv. (MJ)	E. electrolizador <i>stack</i> (MJ)	H ₂ producido (kg)
Simulación modo Tesis	3.948.684	3.409.580	1.386.876	1.127.884	1.015.096	5.046,3
Simulación modo estándar	4.650.572	3.907.280	1.876.663	1.506.931	1.356.238	6.881,8
Diferencia entre modos	17,8 %	14,6 %	35,3 %	33,6 %	33,6 %	36,4 %

Tabla 5.7: Comparación entre el modo de simular estándar y el planteado en esta Tesis.

A tenor de estos resultados, se concluye que el **exceso de energía eléctrica a enviar al electrolizador es un 35,3 % inferior** en la simulación según el modo planteado en esta Tesis que en modo estándar. De igual manera, la **producción de hidrógeno se ve reducida en un 36,4 %** con una simulación más detallada del sistema, y con unas características de los modelos matemáticos de los equipos más acordes con su comportamiento real en el emplazamiento.

Estos resultados suponen una aportación al estado del arte actual de simulación de este tipo de sistemas integrados.

5.6. Análisis de los escenarios con herramientas de simulación convencionales

En este apartado, se realiza el análisis de los escenarios planteados del sistema integrado eólica-hidrógeno mediante herramientas de simulación, convencionales de libre distribución, descritas en el apartado 2.7 del capítulo 2. En concreto, los programas informáticos empleados son: HOMER (Homer Energy, 2002) y HOGA (HOGA, 2005).

HOMER, está destinado al análisis y optimización de sistemas eléctricos aislados o conectados a la red, basados en energías renovables y sistemas de almacenamiento. Los cálculos realizados por la herramienta son de tipo energético y económico, teniéndose la opción de realizar diversas pasadas variando el tamaño específico de algún componente de la instalación para optimizar su tamaño.

A modo de resumen, HOMER necesita la siguiente información para poder acometer la simulación del sistema:

- Datos medios horarios de velocidad de viento a lo largo de un año.
- Curva característica del aerogenerador, que variará según el escenario de simulación. Con el dato de velocidad de viento del emplazamiento y la curva característica se construye la curva de potencia eléctrica producida a lo largo del año. La curva característica se introduce punto por punto de operación a modo de tabla que relaciona la velocidad del viento con la potencia eléctrica producida por el aerogenerador.
- Demanda de potencia eléctrica al sistema en cada instante de tiempo, que se ha calculado previamente teniendo en cuenta la velocidad de viento predicha y la curva característica del aerogenerador a emplear en cada escenario. Esta demanda se introduce mediante un fichero de texto en código ASCII.
- Potencia eléctrica nominal del *stack* del electrolizador.
- Rendimiento nominal del electrolizador, expresado como la energía contenida en el hidrógeno producido (caudal de hidrógeno producido por su poder calorífico superior) frente a la energía eléctrica consumida por el electrolizador en una hora. Este rendimiento se ha supuesto del 70% en todos los escenarios.
- Potencia mínima de operación del *stack*, expresada como un porcentaje de la potencia nominal (20% para todas las simulaciones)

En la Figura 5.20, se muestra una instantánea del interfaz de usuario de la herramienta HOMER con el esquema de principio del sistema integrado en la parte superior-izquierda.

HOGA es un programa desarrollado para la optimización de sistemas híbridos de energías renovables para la generación de energía eléctrica (DC y/o AC) y/o hidrógeno. La particularidad de la herramienta es emplear algoritmos genéticos para reducir el tiempo de simulación para localizar óptimos de operación de los sistemas.

HOGA, precisa de los siguientes datos para poder realizar las simulaciones de los diferentes escenarios:

- Datos medios horarios de velocidad de viento a lo largo de un año.
- Curva característica del aerogenerador, que variará según el escenario de simulación. Con el dato de velocidad de viento del emplazamiento y la curva característica se construye la curva de potencia eléctrica producida a lo largo del año. La curva característica se introduce del mismo modo que en la herramienta HOMER.
- Demanda de potencia eléctrica al sistema en cada instante de tiempo, que se ha calculado previamente teniendo en cuenta la velocidad de viento predicha y la curva característica del aerogenerador a emplear en cada escenario. Esta demanda se introduce mediante un fichero de texto en código ASCII.
- Potencia eléctrica nominal del *stack* del electrolizador.
- Curva que relaciona la producción de hidrógeno con la potencia eléctrica consumida.
- Potencia mínima de operación del *stack*, expresada como un porcentaje de la potencia nominal (20% para todas las simulaciones)

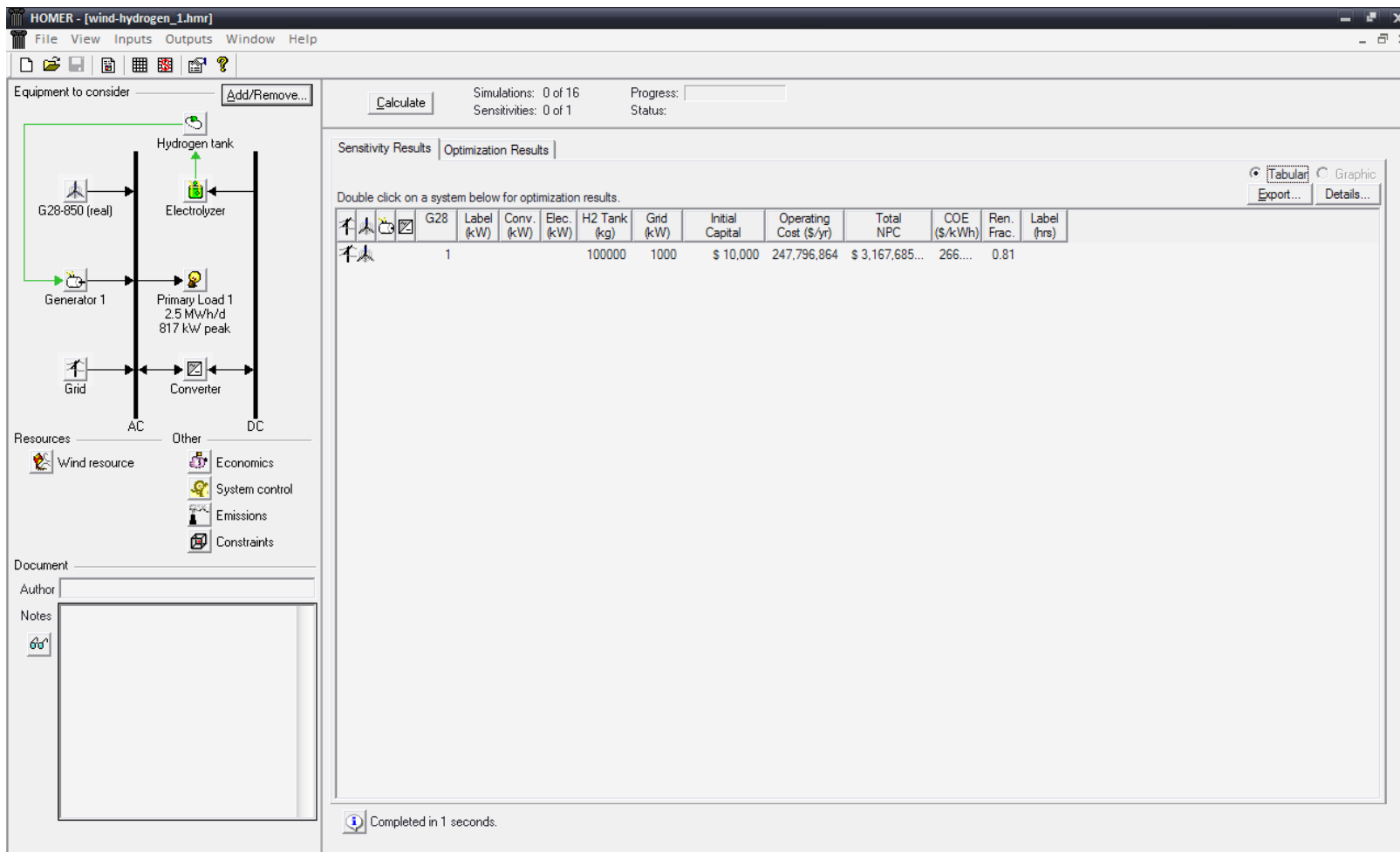


Figura 5.20: Interfaz de usuario de la herramienta de simulación HOMER.

La Figura 5.21, muestra la pantalla principal de trabajo de la herramienta HOGA con el esquema de principio del sistema en el centro.

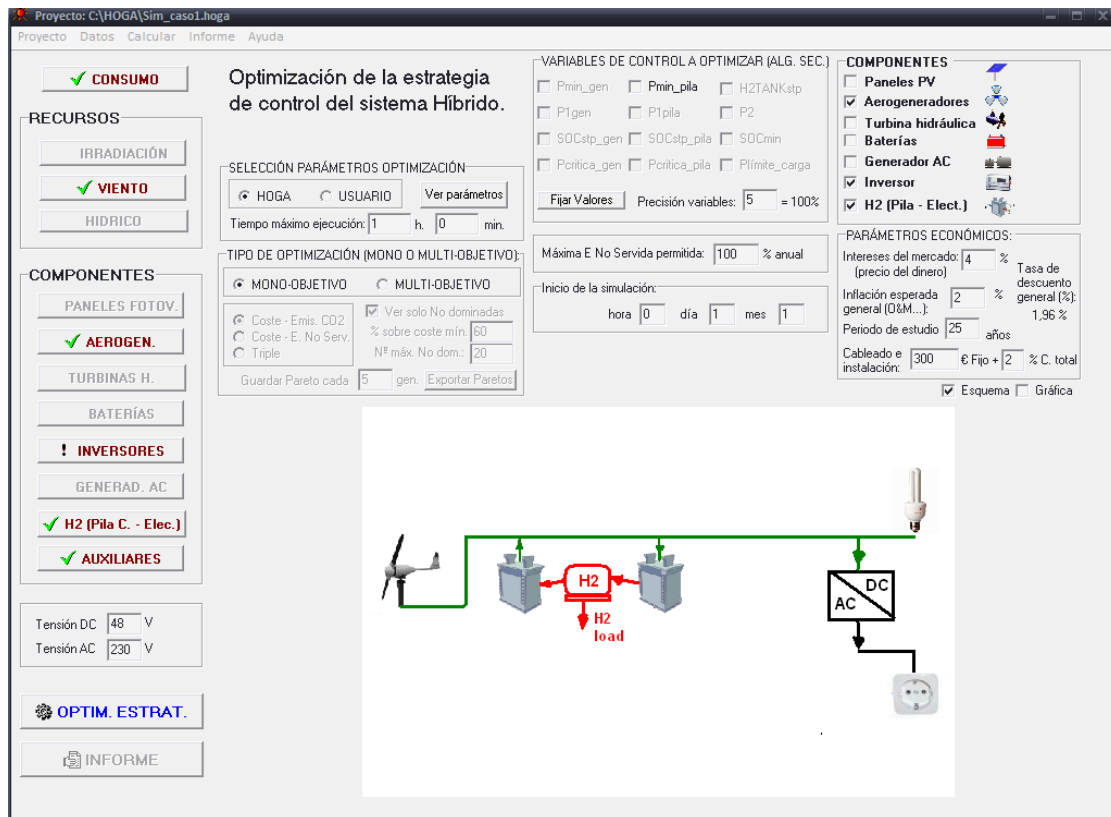


Figura 5.21: Interfaz de usuario de la herramienta de simulación HOGA.

En la Tabla 5.8 y Tabla 5.9, aparecen respectivamente los resultados de simulación del sistema integrado para los diferentes escenarios considerados con la herramienta HOMER y HOGA, respectivamente.

	E. producida (MJ)	E. ofertada (MJ)	E. exceso (MJ)	E. electrolizador conv. (MJ)	E. electrolizador <i>stack</i> (MJ)	H ₂ producido (kg)
Caso base	3.888.454	3.346.658	1.433.870	1.168.127	1.051.314	5.182,4
Escenario 2	4.654.199	3.907.709	1.879.360	1.509.153	1.358.238	6.695,6
Escenario 3	3.746.794	3.194.208	1.429.467	1.199.491	1.079.542	5.321,6

Tabla 5.8: Resultados anuales de simulación empleando la herramienta de simulación HOMER.

	E. producida (MJ)	E. ofertada (MJ)	E. exceso (MJ)	E. electrolizador conv. (MJ)	E. electrolizador <i>stack</i> (MJ)	H ₂ producido (kg)
Caso base	3.962.828	3.362.819	1.421.070	1.164.464	1.048.018	5.166,4
Escenario 2	4.800.000	3.907.280	1.969.932	1.597.443	1.437.699	7.087,2
Escenario 3	3.835.907	3.193.253	1.481.186	1.251.220	1.126.098	5.551,2

Tabla 5.9: Resultados anuales de simulación empleando la herramienta de simulación HOGA.

En la Tabla 5.10, se muestra la energía eléctrica en exceso y la producción de hidrógeno obtenida para el caso base, y el escenario 2 y 3 respectivamente, a partir de la simulación del sistema con la herramienta planteada en la Tesis, HOMER y HOGA.

Si se comparan los resultados obtenidos por las herramientas anteriores con respecto a las simulaciones más detalladas realizadas con la herramienta de simulación planteada en esta Tesis (simulaciones dinámicas con un paso de tiempo de 10 minutos), se observa que:

- En términos globales de energía eléctrica producida y ofertada, así como de energía eléctrica en exceso, la diferencia entre los resultados de estas herramientas con la desarrollada son inferiores al 5%. Por tanto, el modo de calcular estos valores es similar en todas las herramientas.
- En términos de producción de hidrógeno:
 - 1) La herramienta HOMER ofrece una producción de hidrógeno en el escenario base un 2,7% superior, y en los otros dos (escenarios 2 y 3) una producción

inferior (0,7 % y 1,1 %, respectivamente). Esto es debido a que en el primer caso la energía eléctrica en exceso es superior a la obtenida con la simulación detallada, y en los otros, esta energía es inferior (por tanto se dispone de menos energía para enviar al electrolizador).

- 2) HOGA presenta una sobreproducción de hidrógeno en todos los casos. El motivo es una estimación de la energía en exceso superior a la obtenida con la simulación detallada. La mayor diferencia de producción (5,1 %) se obtiene en el caso 2.
- 3) Adicionalmente, en estas herramientas se supone que el rendimiento del electrolizador es constante (e igual al nominal) para todo el rango de operación. Como se analizó en el apartado 5.5.2, esta suposición también hace que la producción de hidrógeno sea mayor que en las simulaciones dinámicas.

Es conveniente recalcar, que estas herramientas convencionales no permiten realizar simulaciones dinámicas de los sistemas, por lo que no se pueden abordar con éstos análisis más detallados de estos sistemas.

	E. Eléctrica en exceso (MJ)			H ₂ producido (kg)		
	Sim. dinámica	HOMER	HOGA	Sim. dinámica	HOMER	HOGA
Caso base	1.386.876	1.433.870	1.421.070	5.046,3	5.182,4	5.166,4
Escenario 2	1.890.265	1.879.360	1.969.932	6.742,8	6.695,6	7.087,2
Escenario 3	1.438.470	1.429.467	1.481.186	5.385,3	5.321,6	5.551,2

Tabla 5.10: Comparación de resultados anuales de las herramientas de simulación.

Como conclusión de este apartado, se compara el modo estándar de simular estos sistemas integrados mediante herramientas convencionales con el modo planteado en esta Tesis.

El modo estándar de simulación empleado en las herramientas convencionales ha sido explicado en la revisión del estado del arte del capítulo 2. En resumen: los modelos matemáticos de los equipos son estáticos, se emplea la curva característica del aerogenerador suministrada por el fabricante, se considera el rendimiento del electrolizador constante (e igual al nominal) y las simulaciones se realizan con un intervalo horario. Los resultados de las herramientas convencionales consideradas (HOMER y HOGA) según el modo estándar, son los correspondientes al escenario 2 de la Tabla 5.10.

El modo planteado en esta Tesis, basado en la simulación dinámica del sistema y considerando la curva característica real del aerogenerador en el emplazamiento, la inercia térmica del electrolizador y un paso de tiempo en la simulación de 10 minutos, presenta los resultados de simulación correspondientes al caso base de la Tabla 5.4.

En la Tabla 5.11, se muestran los resultados de simulación del sistema, en términos de energía eléctrica en exceso y de producción de hidrógeno, según el modo estándar empleado en las herramientas convencionales y el modo planteado en esta Tesis.

	E. Eléctrica en exceso (MJ)	Producción de H ₂ (kg)
Sim. modo Tesis	1.386.876	5.046,3
Sim. modo estándar en HOMER	1.879.360	6.695,6
Sim. modo estándar en HOGA	1.969.932	7.087,2

Tabla 5.11: Comparación de los modos de simulación

De la tabla anterior se extraen una serie de conclusiones sobre la simulación del sistema integrado en función del modo y la herramienta empleada. Éstas se detallan a continuación:

- En términos de energía eléctrica en exceso, **las herramientas HOMER y HOGA sobreestiman el exceso de energía eléctrica en un 35,5 % y un 42 %**, respectivamente, con respecto a los resultados obtenidos con una simulación más detallada del sistema y con unos parámetros del sistema más acordes con el comportamiento real del sistema integrado en el emplazamiento (el planteamiento de simulación desarrollado en esta Tesis).
- Del mismo modo, **HOMER sobreestima la producción de hidrógeno un 32,6 % en y HOGA un 40,5 %**, con respecto a la simulación según el modo planteado en esta Tesis.

Estos resultados suponen una aportación al estado del arte del modelado de sistemas integrados eólica-hidrógeno, e indican la necesidad de realizar simulaciones con un conocimiento más exacto del comportamiento de los equipos en el emplazamiento, fundamentalmente del aerogenerador.

El obtener una producción de hidrógeno inferior influye también en el dimensionado del sistema de almacenamiento y del equipo para el consumo de hidrógeno.

5.7. Resumen y conclusiones

En el presente capítulo, se ha analizado una instalación integrada eólica-hidrógeno para el acoplamiento de la producción eléctrica del sistema con la demanda eléctrica de la red, mediante la simulación dinámica del sistema. Dentro del análisis, se ha procedido a detallar el modo de operación, se ha seleccionado el tamaño del equipo para la producción de hidrógeno y se han definido los escenarios de simulación. Adicionalmente, se ha estudiado la influencia en los resultados, de la naturaleza del modelo matemático de electrolizador (estático o dinámico), y del intervalo de tiempo de simulación. Para finalizar, se han comparado los resultados de la simulación dinámica del modelo propuesto en la Tesis con los obtenidos por herramientas de simulación convencionales de libre distribución.

En primer lugar, no se han encontrado en la bibliografía resultados de la simulación dinámica de un sistema integrado eólica-hidrógeno en base anual. Por otra parte, los resultados obtenidos con la simulación del sistema se aproximan más a los datos reales de operación de la instalación, al estar validados los modelos matemáticos con datos de operación de los equipos, y al considerar la dinámica del electrolizador.

A partir de las simulaciones realizadas se han podido extraer una serie de conclusiones que se resumen a continuación:

- Independientemente de la herramienta de simulación empleada, se ha demostrado que para analizar el sistema es determinante la curva característica del aerogenerador seleccionada. Como ha quedado patente en el apartado 5.4, el uso de la curva característica suministrada por el fabricante ofrece una sobreestimación de producción de hidrógeno superior al 30 %, frente al 7 % si se corrige con la fórmula propuesta en la Tesis.
- Cuando se obtienen los valores de producción eléctrica en base anual, se comprueba de nuevo que es imprescindible corregir la curva característica del aerogenerador suministrada por el fabricante.
- La curva característica del aerogenerador también influye notablemente en el dimensionado del tamaño del electrolizador, obteniéndose una sobreestimación del 50 % en relación a los datos reales de operación al utilizar la curva característica del fabricante. Al usar la corrección de la curva característica del fabricante, la sobreestimación del tamaño del electrolizador es del 2,2 %.
- La influencia de la inercia térmica en la producción de hidrógeno del electrolizador, depende del perfil de potencia eléctrica en exceso que existe a largo del periodo de simulación, que a su vez viene determinado por el perfil de viento real y predicho. En periodos en los que el electrolizador trabaja de modo continuo durante varias horas, el electrolizador operará la mayor parte del tiempo a temperatura nominal, siendo despreciable el periodo de calentamiento (intervalo de tiempo donde se registran las mayores diferencias de producción de hidrógeno).

A partir de los datos disponibles para la simulación del sistema, los periodos de tiempo en los que el electrolizador está funcionado de modo continuo son

superiores a las 10 horas. Esto motiva que la influencia de la inercia térmica del electrolizador en la producción de hidrógeno a nivel anual sea reducida, obteniéndose una sobreestimación media de producción de hidrógeno del 2% al considerar un modelo matemático del electrolizador estático frente a uno dinámico.

- Para estudiar la inercia térmica del electrolizador y su influencia en la producción de hidrógeno, es necesario realizar simulaciones con un paso de tiempo inferior a la hora, recomendando simulaciones cada 10 minutos, como un compromiso entre la exactitud de los resultados obtenidos (el tiempo característico de la inercia térmica es inferior a la hora) y el tiempo necesario, en términos de costo computacional, para realizar una simulación anual del sistema. La única consideración a tener en cuenta es que el paso de tiempo sea inferior a la constante de tiempo de calentamiento del electrolizador (en el caso del electrolizador considerado en las simulaciones la constante de tiempo es de 40 minutos).
- Comparando los resultados obtenidos con el modelo desarrollado en la Tesis, con respecto a los resultados obtenidos con herramientas convencionales (HOMER Y HOGA), se observa que:
 - 1) En términos de energía eléctrica en exceso, las herramientas HOMER y HOGA sobreestiman el exceso de energía eléctrica en un 35,5 % y un 42 %.
 - 2) Del mismo modo, HOMER sobreestima la producción de hidrógeno un 32,6 % en y HOGA un 40,5 %.

6. Conclusiones finales

6.1. Conclusiones

A continuación, se resumen las conclusiones finales de la Tesis agrupadas en tres apartados: análisis de las instalaciones experimentales existentes, la validación de los modelos matemáticos del aerogenerador y del electrolizador y análisis de la producción de hidrógeno en un sistema integrado eólica-hidrógeno:

Las conclusiones con respecto al análisis de las instalaciones existentes son:

- Se han identificado 17 instalaciones experimentales de sistemas integrados eólica-hidrógeno, de las cuales 4 se localizan en España (supone el 23,5 %). De éstas, se han analizado las 11 más representativas para la producción de hidrógeno al presentar un tamaño de electrolizador superior a los 10 kW.
- Se ha puesto de manifiesto que el estado actual de la técnica no permite comercializar aún este tipo de sistemas, siendo necesario profundizar en:
 - 1) Mejorar el diseño y estandarización de la interconexión de los equipos en sí. Los componentes del sistema (aerogenerador, electrolizador, sistema de almacenamiento, etc.) trabajan con distinto *software* y *hardware* de control, y los

protocolos de comunicación también son distintos. Esto provoca que el acoplamiento entre estos sea complejo.

- 2) Rediseñar el sistema de control y gestión de potencia de los electrolizadores cuando van a ser integrados con fuentes de energía renovable. Además, se debe profundizar en mejorar el diseño del electrolizador completo para que pueda trabajar en condiciones de carga eléctrica por debajo del 20 % de la potencia nominal. Los electrolizadores empleados en las instalaciones presentan un diseño del sistema de control y eléctrico clásico, no adaptado a gestionar una potencia eléctrica variable.
- En bibliografía, existe información relativa al dimensionado de los equipos y su conexionado, y el esquema de principio del sistema de las instalaciones experimentales. Adicionalmente, se dispone de información general del comportamiento del sistema de las instalaciones que han operado. Sin embargo, no se ha encontrado información relativa a la operación detallada del sistema, siendo esta información además, difícil de conseguir al contactar con los responsables de los diferentes proyectos.
 - Al analizar el tamaño de los equipos de los sistemas, no se han podido fijar criterios de dimensionado, al no existir una relación fija entre elementos productores y consumidores tanto de electricidad como de hidrógeno. Se concluye que el tamaño de los equipos responde a criterios de disponibilidad y económicos, según presupuesto disponible para el desarrollo de los diferentes proyectos.
 - A tenor del análisis realizado a las instalaciones, se comprueba que el sistema de almacenamiento de hidrógeno presenta actualmente una eficiencia de conversión que varía entre el 25 y el 35 %.

Las conclusiones con respecto al modelo matemático del aerogenerador son:

- Se ha desarrollado un modelo que corrige la curva característica suministrada por el fabricante (obtenida según la norma UNE-EN 61400-12), que permite un mejor ajuste con respecto al comportamiento real del aerogenerador en un emplazamiento genérico. La corrección de la curva característica del aerogenerador se lleva a cabo a partir de datos de operación del aerogenerador en el emplazamiento donde está instalado. La metodología desarrollada es aplicable a cualquier tipo de aerogenerador y representa con mayor precisión el comportamiento real del equipo.
- Es necesario disponer de más datos de operación de aerogeneradores en diferentes emplazamientos, para obtener el significado físico y dependencia funcional (con respecto al tipo de aerogenerador, emplazamiento, etc) de los parámetros del modelo. Un mejor conocimiento del significado físico de los parámetros permitirá generalizarlo y desarrollar criterios para el modelado de otro tipo de

aerogeneradores en otros emplazamientos sin tener que disponer de datos reales de operación.

- Se ha constatado, a partir de datos de operación de dos aerogeneradores, como el comportamiento real de un aerogenerador en un emplazamiento difiere del indicado por la curva suministrada por el fabricante (acorde a la norma de ensayo UNE-EN 61400-12), siendo la producción eléctrica diaria real inferior a la que se obtendría con la curva del fabricante. En media, la curva característica del fabricante sobreestima la producción real en un 24,4 %, alcanzándose en días de operación puntuales un error superior al 50 %. En bibliografía, no se han encontrado estudios comparativos del comportamiento real con respecto al indicado por el fabricante.
- El modelo propuesto permite calcular la producción eléctrica del aerogenerador con un error medio del 2,3 % comparado con la producción real.

Las conclusiones del modelo matemático del electrolizador son:

- Se ha desarrollado un modelo dinámico de electrolizador, en el que la producción de hidrógeno depende de la potencia eléctrica absorbida por el electrolizador y de su temperatura de operación. En la definición del modelo matemático de la curva intensidad-voltaje de la celda electrolítica del electrolizador, se propone una nueva dependencia funcional de los parámetros de la curva, con respecto a la temperatura, que mejora el ajuste de los resultados obtenidos con los datos experimentales.
- El modelo desarrollado, por su definición y nivel de detalle, puede ser empleado tanto en simulaciones destinadas al dimensionado de una instalación híbrida de producción de hidrógeno, como en simulaciones específicas para análisis del sistema de control y de la electrónica de potencia del electrolizador.
- Esta Tesis, aporta los parámetros necesarios para el modelado dinámico de un electrolizador alcalino de 25 kW, que se añaden a los disponibles en bibliografía.
- Se muestran datos detallados de un electrolizador alcalino de 25 kW operando en condiciones de arranque-parada y con variación continua de intensidad en el tiempo, que mejoran la información disponible en bibliografía.
- Se valida la corrección realizada de la curva característica de la celda electrolítica del *stack* mediante datos experimentales de operación.
- En todas las simulaciones se ha constatado que los resultados de simulación ajustan adecuadamente el comportamiento real del electrolizador, obteniéndose errores inferiores al 3% en media.

Las conclusiones con respecto al análisis de la producción de hidrógeno en un sistema integrado eólica-hidrógeno son:

- No se han encontrado en la bibliografía resultados de la simulación dinámica de un sistema integrado eólica-hidrógeno en base anual.
- Se ha demostrado que para analizar el sistema es determinante la curva característica del aerogenerador seleccionada. El empleo de la curva característica suministrada por el fabricante ofrece una sobreestimación de producción de hidrógeno superior al 30 %, frente al 7 % si es corregida.
- La curva característica del aerogenerador también influye notablemente en el dimensionado del tamaño del electrolizador, obteniéndose una sobreestimación del 50 % en relación a los datos reales de operación al utilizar la curva característica del fabricante. Al usar la corrección de la curva característica del fabricante, la sobreestimación del tamaño del electrolizador es del 2,2 %.
- Con los datos de partida empleados, se ha comprobado que la influencia de la inercia térmica del electrolizador en la producción de hidrógeno a nivel anual es reducida. La sobreestimación media de producción de hidrógeno es del 2% al considerar un modelo matemático del electrolizador estático frente a uno dinámico.
- Para estudiar la inercia térmica del electrolizador y su influencia en la producción de hidrógeno, es necesario realizar simulaciones con un paso de tiempo inferior a la hora, recomendando simulaciones cada 10 minutos, como un compromiso entre la exactitud de los resultados obtenidos (el tiempo característico de la inercia térmica es inferior a la hora) y el tiempo necesario, en términos de costo computacional, para realizar una simulación anual del sistema. La única consideración a tener en cuenta es que el paso de tiempo sea inferior a la constante de tiempo de calentamiento del electrolizador (en el caso del electrolizador considerado en las simulaciones la constante de tiempo es de 40 minutos)
- Comparando los resultados obtenidos con el modelo desarrollado en la Tesis, con respecto a los resultados obtenidos con herramientas convencionales (HOMER Y HOGA), se observa que:
 - 1) En términos de energía eléctrica en exceso, las herramientas HOMER y HOGA sobreestiman el exceso de energía eléctrica en un 35,5 % y un 42 %.
 - 2) Del mismo modo, HOMER sobreestima la producción de hidrógeno un 32,6 % en y HOGA un 40,5 %.

6.2. Consideraciones finales

Como líneas de trabajo futuras se proponen:

- Establecer acciones de transferencia de tecnología entre los socios de las instalaciones experimentales y los centros de investigación, de modo que se pueda conseguir una sinergia para el mejor entendimiento y mejora de los sistemas integrados. Esto permitirá también disponer de datos de operación de los equipos en conjunto con los que validar el modelo matemático del sistema completo.
- Desde un punto de vista del modelo matemático de un aerogenerador hay que trabajar en dos frentes:
 - 1) Profundizar en la formula correctora de la curva característica del aerogenerador desarrollada en la Tesis, buscando un significado físico a los parámetros de los que depende la función que permita establecer criterios de corrección en función del lugar de instalación del aerogenerador y de sus características y generalizar la función.
 - 2) Desarrollar modelos matemáticos dinámicos de aerogenerador para tiempos de simulación por encima del minuto, de modo que puedan ser empleados, entre otras, en herramientas de diseño y dimensionado de instalaciones de energías renovables acopladas a sistemas de almacenamiento de energía.
- Estudiar cómo afecta la dinámica del electrolizador al dimensionado de los dispositivos de almacenamiento en sistemas integrados eólica-hidrógeno. Adicionalmente, realizar simulaciones dinámicas del sistema completo considerando todos los equipos. (aerogenerador, electrolizador, sistema de almacenamiento, pila de combustible y elementos auxiliares).
- Analizar otros modos de operación de sistemas integrados eólica-hidrógeno que permitan mejorar su rendimiento, como por ejemplo, maximización de los beneficios económicos del sistema en función de la gestión de los flujos de energía que se realicen entre la red eléctrica de evacuación y del sistema de almacenamiento.

Bibliografía

Ackermann, T., & Söder, L. (2002). An overview of wind-energy status 2002. *Renewable and Sustainable Reviews*, 6, 67-127.

AEE. (2009). *Eólica '09*. Madrid: Asociación Empresarial Eólica.

Aguado, M., Ayerbe, E., Azcárate, C., Blanco, R., Garde, R., Mallo, F., y otros. (2009). Economical assessment of a wind-hydrogen energy system using WindhyGen software. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34, 2845-2854.

Alstom Spain. (2008). *ALSTOM Spain*. Recuperado el 18 de 09 de 2009, de <http://www.es.alstom.com/home/Newsroom/51230.ES.php?languageId=ES&dir=/home/Newsroom/>

Apra, J. (2009). Hydrogen energy demonstration plant in Patagonia: Description and safety issues. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34, 4684-4691.

Arco, M., Pino, F., Martín, M., & Rosa, F. (2004). Herramienta de simulación de sistemas basados en energías renovables. *I Congreso Nacional de Pilas de Combustible (CONAPICCE)* (págs. 72-73). San Sebastian (Spain): APPICE.

Bäck, T., Fogel, D. B., & Michalewicz, Z. (2000). *Evolutionary Computation: Basic algorithms and operators*. New York: Taylor & Francis Group.

Bagotsky, V. (2006). *Fundamentals of Electrochemistry* (2^a ed.). Wiley-Interscience.

Barbir, F. (2005). PEM electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources. *Solar Energy*, 78, 661-669.

Baroudi, J. A., Dinavahi, V., & Knight, A. M. (2007). A review of power converter topologies for wind generators. *Renewable Energy*, 32, 2369-2385.

Bekele, G., & Palm, B. (2009). Wind Energy Potential assessment at four typical locations in Ethiopia. *Applied Energy*, 86 (3), 388-396.

Bernal-Agustín, J. L., & Dufo-López, R. (2008). Hourly management for grid-connected wind-hydrogen systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33, 6401-6413.

Bianchi, F. D., De Battista, H., & Mantz, R. J. (2007). *Wind Turbine Control Systems*. Londres: Springer.

- Boccard, N. (2009). Capacity factor of wind power realized values vs. estimates. *Energy Policy*, 37, 2679-2688.
- Bockris, J. O. (1975). *Energy: The Solar-hydrogen Alternative*. New York: Halsted Press.
- Bockris, J. O., & Veziroglu, T. N. (1985). A solar-hydrogen energy system for environmental compatibility. *Environmental Conservation*, 12 (2), 105-118.
- Bockris, J. O., Veziroglu, T. N., & Smith, D. (1991). *Solar Hydrogen Energy. The Power to Save the Earth*. London: Optima.
- Boukhezzar, B., & Siguerdidjane, H. (2009). Nonlinear control with wind estimation of a DFIG variable speed wind turbine for power capture optimization. *Energy Conversion and Management*, 885-892.
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., & Bossanyi, E. (2001). *Wind Energy Handbook*. West Sussex (Inglaterra): Wiley.
- Bussutil, A., Krajacic, G., & Duic, N. (2008). Energy scenarios for Malta. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33, 4234-4246.
- Camblong, H. (2008). Digital robust control of a variable speed pitch regulated wind turbine for above rated wind speeds. *Control Engineering Practice*, 16 (8), 946-958.
- Clipper Wind. (2008). *CLIPPER LEADS ON TECHNOLOGY AND SIZE AS IT DEVELOPS THE BRITANNIA OFFSHORE WIND TURBINE*. Recuperado el 18 de 09 de 2009, de http://www.clipperwind.com/pr_100807.html
- COCINET. (2005). *Un pueblo patagónico que funcionará solo a base de hidrógeno*. Recuperado el 2009
- Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. V., & Leahy, M. (2010). A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87 (4), 1059-1082.
- Correas, L. (2008). Producción de Hidrógeno. *Power EXPO 2008*. Zaragoza.
- Correas, L., Aso, I., Romero, L., Burkhalter, E., & Hermosilla, A. (2008). Green Hydrogen from Wind and Solar: Design, Construction and one year operation of the ITHHER Project. *17th World Hydrogen Energy Conference*. Brisbane (Australia).
- Costa, A., Crespo, A., Navarro, J., Lizcano, G., Madsen, H., & Feitosa, E. (2008). A review on the young history of the wind power short-term prediction. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12, 1725-1744.

- Chan, F., Duic, N., Alves, L. M., & Graça, M. (2007). RenewIslands - Renewable energy solutions for islands. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* , 11, 1888-1902.
- Chen, Z., Guerrero, J. M., & Blaabjerg, F. (2009). A review of the state of the art of Power Electronics for wind turbines. *IEEE Transactions on power electronics* , 24 (8), 1859-1875.
- Deshmukh, S. S., & Boehm, R. F. (2008). Review of modeling details related to renewable powered hydrogen systems. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* , 12, 2301-2330.
- Diéguez, P., Ursúa, A., Sanchis, P., Sopena, C., Guelbenzu, E., & Gandía, L. (2008). Thermal performance of a commercial alkaline waterelectrolyzer: Experimental study and mathematical modeling. *International Journal of Hydrogen Energy* , 33, 7338-7354.
- Directorate-General for Reserach, European Commision. (2003). *Hydrogen Energy and Fuel Cells, a vision of our future*. Bruselas: Comisión Europea.
- Dufo-López, R., Bernal-Agustín, J. L., & Contreras, J. (2006). Optimization of control strategies for stand-alone renewable energy with hydrogen storage. *Renewable Energy* .
- Dufo-López, R., Bernal-Agustín, J. L., & Rivas-Ascaso, D. M. (2006). Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions. *Renewable Energy* , 31 (14), 2227-2244.
- Duic, N., Krajacic, G., & Graça, M. (2008). RenewIslands methodology for sustainable energy and resource planning for islands. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* , 12, 1032-1062.
- Dutton, A., Beijs, J., Dienhart, H., Falchetta, M., Hug, W., & Prischich, D. (2000). Experience on the design, sizing, economics, and implementation of autonomous wind-powered production systems. *International Journal of Hydrogen Energy* , 25, 705-722.
- Dutton, G., & Page, M. (2007). The THESYS model: An assessment tool for transport and energy provision in the hydrogen economy. *International Journal of Hydrogen Economy* , 32, 1638-1654.
- Dutton, G., Bristow, A., Page, M., Kelly, C., Watson, J., & Tetteh, A. (01 de 2005). *The Hydrogen Energy Economy: its long term role in greenhouse gas reduction*. Recuperado el 14 de 11 de 2009, de <http://www.tyndall.ac.uk/content/hydrogen-energy-economy-its-long-term-role-greenhouse-gas-reduction>
- EG&G Technical Services. (2004). *Fuel Cell Handbook* (7 ed.). Morgantown, West Virginia, E.E.U.U.: U.S. Department of Energy.

El País. (09 de 11 de 2009). *El País*. Recuperado el 17 de 01 de 2010, de http://www.elpais.com/articulo/sociedad/eolica/supera/primera/vez/mitad/produccion/electrica/elpepusoc/20091109elpepusoc_2/Tes

Endesa Generacion. (2009). Presentación "Hidráulica Project: Hydrogen generation in wind farms". Denver: Task 24 del Hydrogen Implementing Agreement (Agencia Internacional de la Energía).

Enercon GmbH. (2008). *Enercon GmbH - Energy for the world*. Recuperado el 18 de 09 de 2009, de http://www.enercon.de/es/_home.htm

Ete, A. (2006). *Optimization of the HARI stand-alone energy system with TRNSYS*. Recuperado el 14 de 11 de 2009, de www.esru.strath.ac.uk/Documents/MSc_2006/ete.pdf

European Hydrogen & Fuel Cell Technologic Platform. (2005). *Strategic Research Agenda*. Bruselas: European Commission.

European Hydrogen & Fuel Cell Technology Platform. (2009). *Fuel Cell & Hydrogen Joint Technology Initiative*. Recuperado el 04 de 11 de 2009, de http://ec.europa.eu/research/fch/index_en.cfm

EWEA. (2009). *Winning with European Wind*. Bruselas: European Wind Energy Association.

Fundacion para el Desarrollo de Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón. (2005). *Hidrógeno y Pilas de Combustible: Estado de la Técnica y Posibilidades en Aragón*. Huesca: Fundacion para el Desarrollo de Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón.

Gallardo, C., Gaertner, M., Tejada, C., Martínez, N., Calabria, S., Martinez, N., y otros. (2003). The Casandra project: first results of a new wind power operational forecasting system in Spain. *Proceedings of European wind energy conference*. Madrid.

Gamesa Corporación Tecnológica. (2009). *Gamesa: Generamos Futuro*. Recuperado el 18 de 09 de 2009, de <http://www.gamesacorp.com/es>

Gammon, R., Roy, A., Barton, J., & Little, M. (2006). *Hydrogen and Renewable Integrations (HARI)*. Recuperado el 2009, de <http://www.ieahia.org/pdfs/HARI.pdf>

General Electric CO. (2009). *IFREMER: Instituto de Investigación Francés para la Explotación del Mar*. Recuperado el 18 de 09 de 2009, de http://www.ifremer.fr/dtmsi/colloques/seatech04/mp/proceedings_pdf/presentations/6.%20eolien_offshore_technique/GEWIND.pdf

Graciani, M. A. (2009). *Proyecto Fin de Carrera: Estado del arte y modelado dinámico de un aerogenerador*. Universidad de Sevilla.

- Griesshaber, W., & Sick, F. (1991). *Simulation of Hydrogen–Oxygen–Systems with PV for the Self-Sufficient Solar House*. Freiburg: FhG-ISE.
- GWEC. (2009). *Global Wind 2008 Report*. Bruselas: Global Wind Energy Council.
- Haisheng Cheng, T. N. (2009). Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, 19, 291-312.
- Harrison, K. W., Martin, G. D., Ramsden, T. G., Kramer, W. E., & Novachek, F. J. (2009). *The Wind-to-Hydrogen Project: Operational Experience, Performance Testing, and Systems Integration*. National Renewable Energy Laboratory.
- Havre, K., Borg, P., & Tommerberg, K. (1995). Modeling and control of pressurized electrolyzer for operation in stand alone power systems. *Second Nordic Symposium on Hydrogen and Fuel Cells for Energy Storage*, (págs. 63-78). Helsinki.
- Heier, S. (2007). *Grid integration of Wind Energy Conversion Systems*. West Sussex (Inglaterra): John Wiley & Sons Ltd.
- HOGA. (2005). *HOGA*. Recuperado el 12 de 11 de 2009, de <http://www.unizar.es/rdufo/hoga.htm>
- Holladay, J. D., Hu, J., King, D. L., & Wang, Y. (2009). An overview of hydrogen production technologies. *Catalysis Today*, 139, 244-260.
- Homer Energy. (2002). *Homer Energy*. Recuperado el 12 de 11 de 2009, de <http://homerenergy.com/>
- Hoskin, A. (10 de 2008). Wind-Energy Integration in Canada. Bex, Suiza: Task 24 del Hydrogen Implementing Agreement de la Agencia Internacional de la Energía.
- Hug, W., Bussman, H., & Brinner, A. (1993). Intermittent operation and operation modeling of an alkaline electrolyzer. *International Journal of Hydrogen Energy*, 18 (12), 973-977.
- Hydrogen Community Lolland. (2007). *Hydrogen Community Lolland*. Recuperado el 2009, de <http://www.hydrogen-community.dk/index.php>
- HyWindBalance. (2005). *HyWindBalance*. Recuperado el 2009, de <http://www.hywindbalance.com/gb/index.html>
- IDAE. (2005). *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010*. Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Incropera, F. P., & DeWitt, D. P. (1996). *Fundamentos de transferencia de calor*. Méjico: Prentice Hall.

Instituto Tecnológico de Canarias. (2009). Recuperado el 2009, de <http://www.itccanarias.org/>

Instituto Tecnológico de Canarias. (2002). *Documents on wind turbines characteristics, on performance simulations and list of revisable components*. RES2H2 Project. Gran Canaria.

Iqbal, M. T. (2004). A feasibility study of a zero energy home in Newfoundland. *Renewable Energy*, 29 (2), 277-289.

J. Linnemann, R. S.-W. (2007). Realistic cost of wind-hydrogen vehicle fuel production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32, 1492-1499.

Jensen, J., & Bech-Madsen, J. (2007). *Utilisation of hydrogen and fuel cell technology for micro combined heat and power production*. Dinamarca.

Jörg, H. (2009). Hydrogen Technologies (Statoil Hydro). *Reunión Task 24 del HLA de la AIE*. Oldenburg.

Khan, M. J., & Iqbal, M. T. (2009). Analysis of a small wind-hydrogen stand alone hybrid system. *Applied Energy*, 89, 2429-2442.

Kolhe, M., Kolhe, S., & Joshi, J. (2002). Economic Viability of stand-alone solar photovoltaic system in comparison with diesel-powered system for India. *Energy Economics*, 24, 155-165.

Kordesh, K., & Simader, G. (1996). *Fuel Cells and their Applications*. Cambridge: VCH Publishers.

Korpas, M., & Greiner, C. J. (2008). Opportunities for hydrogen production with wind power in weak grids. *Renewable energy* (33), 1199-1208.

Kravacic, G., Duic, N., & Graça, M. (2009). H2RES, energy planning tool for island energy systems - The case of the Island of Mljet. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34, 7015-7026.

Kravacic, G., Martins, R., Busutil, A., Duic, N., & Graça, M. (2008). Hydrogen as an energy vector in the islands' energy supply. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33, 33.

Kusiak, A., Li, W., & Song, Z. (2010). Dynamic control of wind turbines. *Renewable Energies*, 35, 456-463.

- Lehman, J., Luschtinetz, T., & Menzl, F. (2002). The wind-hydrogen-fuel cell chain. *14th World Hydrogen Energy Conference*. Montreal.
- Linkous, C. A., Anderson, H. R., Kopitzkei, R. W., & Nelson, L. (1998). Development of new proton exchange membrane electrolytes for water electrolysis at higher temperature. *International Journal of Hydrogen Energy*, 23 (7), 525-529.
- Mantz, R. J., & de Battista, H. (2008). Hydrogen production from idle generation capacity of wind turbines. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33, 4291-4300.
- Martins, M., Perdana, A., Ledesma, P., Agneholm, E., & Carlson, O. (2007). Validation of fixed speed wind turbine dynamic models with measured data. *Renewable Energy*, 32, 1301-1316.
- McGrath, D. (2007). siGEN's role and strategy in the PURE project and its purpose in a Broader Scottish strategy. *Seminario Internacional de Energías Renovables e Hidrógeno*. Huesca.
- Michalewicz, Z., & Fogel, D. B. (2004). *How to Solve It: Modern Heuristics*. Berlin: Springer.
- Miland, H., Glöckner, R., Taylor, P., Aaberg, R. J., & Hagen, G. (2006). Load control of a wind-hydrogen stand-alone power system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 31, 1215-1235.
- National Hydrogen Association. (2003). *Promoting Unst Renewable Project in Scotland's Northern Isles*. Recuperado el 2009, de <http://www.hydrogenassociation.org/newsletter/ad93sref.asp>
- Onar, O. C., Uzunoglu, M., & Alam, M. S. (2006). Dynamic modeling, design and simulation of a wind/fuel cell/ultra-capacitor-based hybrid power generation system. *Journal of Power Sources*, 161, 707-722.
- Oprisan, M. (2007). Introduction of Hydrogen Technologies to Ramea Island. *IEA Wind-KWEA Joint Workshop*. Kwea.
- PEI Environmental, Energy and Forestry. (02 de 02 de 2007). *Prince Edward Island Wind-Hydrogen Village*. Recuperado el 10 de 2009, de <http://www.gov.pe.ca/enveng/index.php3?number=1007450&lang=E>
- Pico Truncado. (2002). *Planta experimental de hidrógeno Pico Truncado*. Recuperado el 2009, de <http://www.h2truncado.com.ar/esp/antecedentes.htm>
- Pino, F. J., Rosa, F., & Martínez, J. J. (2006). Integration of Wind Energy and Hydrogen Production in Andalusia Region. *16th World Hydrogen Energy Conference* (págs. 173-174). Lyon: International Association for Hydrogen Energy.

- Pure Energy Centre. (2006). *Pure Energy Centre*. Recuperado el 03 de 10 de 2009, de www.pure.shetland.co.uk
- R. Steinberger, K. S. (2000). EUHYFIS – European Hydrogen Filling Station – Renewable energies for zero emission traffic. *Proceedings of HYFORUM 2000, vol I*, (págs. 513-521).
- REE. (2009). *El sistema eléctrico español*. Alcobendas, Madrid: Red Eléctrica Española.
- Rehman, S., El-Amin, I. M., Ahmad, F., Shaahid, S. M., Al-Shehri, A. M., Bakhawain, J. M., y otros. (2007). Feasibility study of hybrid retrofits to an isolated off-grid diesel power plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11 (4), 635-653.
- REpower Systems AG. (2008). *REpower Systems AG: 5M*. Recuperado el 18 de 09 de 2009, de <http://www.repower.de/index.php?id=237&L=1>
- RES2H2. (2002). Recuperado el 2009, de www.res2h2.com
- Rey, M. (2008). Sotavento Project. Bex, Suiza: Task 24 del Hydrogen Implementing Agreement de la Agencia Internacional de la Energía.
- Rey, M. (2009). Sotavento Project. Denver: Task 24 del Hydrogen Implementing Agreement de la Agencia Internacional de la Energía.
- Rosa, F. (2003). *Tesis Doctoral: "Estudio Teórico y Experimental sobre la producción de hidrógeno electrolítico a partir de energía solar fotovoltaica: Diseño, operación y evaluación de una planta piloto experimental de hidrógeno electrolítico de 1,2 Nm³/h"*. Sevilla: Universidad de Sevilla.
- Rousar, I. (1989). Fundamentals of electrochemical reactors. En M. Ismail, *Electrochemical reactors: their science and technology part A*. Amsterdam: Elsevier.
- S.A. Grigoriev, V. P. (2006). Pure hydrogen production by PEM electrolysis for hydrogen energy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 31, 171-175.
- Sánchez, J., Veganzones, C., Martínez, S., Blázquez, F., Herrero, N., & Wilhelmi, J. (2008). Dynamic model of wind energy conversion systems with variable speed synchronous generator and full-size power converter for large-scale power system stability studies. *Renewable Energy*, 1186-1198.
- Santander Meteorology Group. (2009). <http://www.meteo.unican.es/en/projects/invento>. Recuperado el 2009, de <http://www.meteo.unican.es/en/projects/invento>
- Santoso, S., & Le, H. T. (2007). Fundamental time-domain wind turbine models for wind power studies. *Renewable Energies*, 32, 2436-2452.

- Sherif, S. A., Barbir, F., & Vezirolu, T. N. (2005). Wind energy and the hydrogen economy - review of the technology. *Solar Energy*, 78, 647-660.
- Shucan, T. (1998). *IEA Hydrogen Implementing Agreement Task 11: Integrated systems-Final Report of subtask A: Case studies of integrated hydrogen energy systems*.
- Sotavento Galicia. (2009). Recuperado el 2009, de <http://www.sotaventogalicia.com/>
- Table Curve. (2010). *Table Curve*. Recuperado el 25 de 02 de 2010, de <http://www.sigmaplot.com/products/tablecurve2d/tablecurve2d.php>
- The Mathworks. (2010). *Matlab and Simulink for technical computing*. Recuperado el 15 de 01 de 2010, de <http://www.mathworks.es/>
- Troncoso, E., & Newborough, M. (2010). Electrolysers as a load management mechanism for power systems with wind power and zero-carbon thermal power plant. *Applied Energy*, 87, 1-15.
- Ullberg, O. (2003). Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach. *International Journal of Hydrogen Energy*, 21-33.
- Ulleberg O., M. A. (2008). *Renewable energy and hydrogen system concepts for remote communities in the west Nordic region - the Nolsoy case study*. Recuperado el 14 de 11 de 2009, de <http://www.ife.no/publications/2008/ensys/publication.2008-06-09.7419867360>
- Ulleberg, O. (1998). *Stand-alone systems for the future: optimal design, operation and control of solar-hydrogen energy systems (Tesis Doctoral)*. Trondheim (Noruega): Universidad de Ciencia y Tecnología.
- Ulleberg, O., Nakken, T., & Eté, A. (2010). The wind/hydrogen demonstration systems at Utsira in Norway: Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35, 1841-1852.
- United States Department of Energy. (2002). *National Hydrogen Energy Roadmap*. Washington DC: DOE.
- Van den Heuvel, D. (2009). Introduction to Hydrogenics. *Reunión del grupo de trabajo 24 del HIA de la Agencia Internacional de la Energía*. Oldenburg (Alemania).
- Vanhanen, J. (1996). *On the performance improvements of small-scale photovoltaic-hydrogen energy systems (PhD thesis)*. Espoo (Finland): Helsinki University of Technology.

Varkaraki, E. (2007). The RES2H2 Project (Greek test site). *International Workshop on Renewable Energies and Hydrogen*. Huesca, Spain.

Vestas Wind Systems A/S. (2009). *Vestas - No.1 in Modern Energy*. Recuperado el 18 de 09 de 2009, de <http://www.vestas.com/>

Veziroglu, T. N., & Barbir, F. (1992). Hydrogen: The wonder fuel. *International Journal of Hydrogen Energy*, 17 (6), 391-404.

Wind Energy The Facts. (2008). *Wind Energy THE Facts*. Recuperado el 12 de 09 de 2009, de <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-2-grid-integration/chapter-1-setting-the-scene/>

WWEA. (2009). *World Wind Energy Report 2008*. Born, Alemania: World Wind Energy Association Head Office.

Zhou, T., & François, B. (2009). Modeling and control design of hydrogen production process for an active hydrogen/wind hybrid power system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34, 21-30.