

TESIS DOCTORAL

**“MODELIZACIÓN DE SISTEMAS ENERGÉTICOS
RENOVABLES PARA EL ABASTECIMIENTO
A PLANTAS DESALADORAS EN LA ISLA DE
TENERIFE”.**

Autor: Felipe San Luis Gutiérrez.

Director: Dr. Isidro Padrón Armas.

Noviembre, 2015.

Departamento de Ingeniería Agraria, Náutica, Civil y Marítima.

Dr. D. Isidro Padrón Armas, Profesor del Departamento de Ingeniería Agraria, Náutica, Civil y Marítima de la Escuela Politécnica Superior de Ingeniería. Universidad de La Laguna.

CERTIFICA:

Que D. Felipe San Luís Gutiérrez, ha realizado bajo su dirección el trabajo de investigación correspondiente a la Tesis doctoral “Modelización de sistemas energéticos renovables para el abastecimiento a plantas desaladoras en la isla de Tenerife.”

Revisado dicho trabajo, estimo que reúne los requisitos para ser juzgado por el tribunal que sea designado para su lectura.

Para que conste y surta los efectos oportunos, se expide y firma el presente Certificado en Santa Cruz de Tenerife, Noviembre de 2015.

Isidro Padrón Armas.
Director de Tesis.

ÍNDICE GENERAL.

ÍNDICE GENERAL.

Capítulo I. Introducción.

1.1. Introducción.....	1
1.2. Objetivos de la Tesis Doctoral.....	4
1.3. Metodología de la Investigación.....	6
1.4. Estructura del Documento.....	7
1.5. Conclusión.....	7

Capítulo II. Antecedentes.

2.1. Introducción.....	9
2.2. El agua potable a nivel mundial.....	10
2.3. Estado del agua en España.	13
2.3.1. Gestión sostenible del agua en España.....	14
2.4. Estado del agua en las Islas Canarias.....	17
2.4.1 Recursos hídricos de Canarias.....	18
2.4.2. Usos del agua en Canarias.....	21
2.4.3. La desalación y la depuración de aguas en Canarias.....	23
2.4.4. Situación del agua en Tenerife.....	27
2.4.4.1. Recursos acuíferos subterráneos y superficiales de Tenerife.....	28
2.4.4.2. Fenómenos que afectan a las aguas subterráneos y superficiales de Tenerife.....	30
2.4.4.3. Abastecimiento agua en Tenerife.....	31
2.5. Legislación Canaria del agua.....	35
2.6. Breve reseña de la desalación de agua.....	38
2.7. La desalación a nivel mundial.....	42
2.8. La desalación de agua en España.....	45
2.8.1. Capacidad de desalación en España.....	47
2.9. La desalación de agua en las Islas Canarias.....	49
2.10. Tecnologías de desalación.....	54
2.11. Desalación térmica.....	60
2.11.1. Destilación súbita multietapa (MSF).....	60
2.11.2. Destilación multiefecto (MED).....	62
2.11.3. Compresión mecánica de vapor (MVC).....	64
2.12. Tecnologías de desalación por membrana.	66
2.12.1. Electrodiálisis (ED).....	66

ÍNDICE GENERAL.

2.12.2. Ósmosis Inversa (RO).....	68
2.13. Calidad de las aguas de aporte.....	73
2.13.1. Normativas sobre el agua en dependencia del uso.....	74
2.13.2. Calidad de las aguas obtenidas con diferentes procesos desalación.....	77
2.13.3. Pre-tratamiento y pos-tratamiento del agua a desalar.....	78
2.14. El medioambiente y las plantas desaladoras.....	81
2.14.1. Consumo de energía.....	81
2.14.2. Efecto en el uso del suelo.....	83
2.14.3. Impacto en los acuíferos.....	83
2.14.4. Impacto del ruido	84
2.14.5. Impacto de los vertidos en el medio marino.....	85
2.15. Las Energías Renovables.	87
2.16. Breve reseña de la energía solar fotovoltaica.	92
2.16.1. La energía fotovoltaica a nivel mundial.....	93
2.16.2. La energía fotovoltaica en la Unión Europea.....	98
2.16.3. Planificación y Regulación en la Unión Europea.....	101
2.16.4. La energía fotovoltaica en España.....	102
2.16.5. Planificación y Regulación de la energía fotovoltaica en España.....	104
2.16.6. El futuro de la fotovoltaica en España.....	108
2.16.7. La energía fotovoltaica en Canarias.....	109
2.16.8. El Sol.....	112
2.16.9. Radiación solar extraterrestre sobre superficie horizontal.....	113
2.16.10. Efecto fotoeléctrico.....	117
2.16.11. Tipos de células solares.....	119
2.16.12. Clasificación de las instalaciones fotovoltaicas.....	123
2.16.13. Producción anual esperada de un sistema fotovoltaico.....	128
2.16.14. Distancia mínima entre filas de módulos.....	136
2.17. Breve reseña histórica sobre la energía eólica.....	138
2.17.1. La energía eólica a nivel mundial.....	139
2.17.2. La energía eólica en Europa.....	140
2.17.3. La energía eólica en Canarias.....	143
2.17.4. El Viento.....	147
2.17.5. Distribución de Weibull.....	149

ÍNDICE GENERAL.

2.17.6. Cálculo energético del viento.....	152
2.17.7. Clasificación de las turbinas de viento.....	155
2.17.8. Parques Eólicos.....	164
2.17.9. Selección de turbinas para parques eólicos.....	165
2.18. La Red Eléctrica de Canarias.....	166
2.18.1. La Energía eléctrica disponible en Canarias.....	168
2.18.2. Consumo neto de energía eléctrica.....	170
2.18.3. Las energías renovables en el sistema eléctrico de Canarias.....	172
2.19. Costes por Fuente Energética en Canarias.....	176
2.20. Precios por Fuente Energética en Canarias.....	180
2.21. Los sistemas híbridos.....	185
2.22. El Inversor.....	187
2.23. El rectificador (convertor AC/DC).....	191
2.24. Desalación con Energía Renovables.....	192
2.24.1. Combinaciones tecnológicas utilizadas en sistemas de desalación abastecidos con energías renovables.....	193
2.24.2. Sistemas autónomos de desalación (SAD).....	196
2.24.3. Desalación con energía solar térmica.....	197
2.24.3.1. Destiladores solares indirectos.....	197
2.24.4. Sistemas por Osmosis Inversa (RO) abastecidos con Energías Renovables.....	203
2.24.5. Sistemas híbridos de grandes potencia.....	206
2.24.5.1. Parque eólico de 1,7 MW asociado a la planta desaladora de agua de mar de Corralejo (Fuerteventura).....	208
2.24.5.2. Gorona del viento. El Hierro.....	210

Capítulo III. Materiales y Métodos.

3.1. Introducción.....	215
3.2. Desalación de agua en Tenerife.....	217
3.2.1. Desalación de aguas salobres en Tenerife.....	218
3.2.2. Desalación de agua de mar en Tenerife.....	219
3.2.3. Capacidad de producción de las desaladoras de agua de mar (EDAM) en Tenerife.....	219
3.3. Identificación de la región de estudio para la instalación de los sistemas de desalación abastecido con energías renovables.....	222
3.3.1. La energía eólica en Tenerife.....	223

ÍNDICE GENERAL.

3.3.2. Mapa eólico de las Islas Canarias.....	225
3.3.2.1. Generación de los mapas de potenciales eólicos.....	227
3.3.3. Mapa Solar de Canarias.....	229
3.3.4. Plantas fotovoltaicas del Instituto Tecnológico de Canarias, ITER.....	232
3.4. Selección del proceso de desalación.....	236
3.4.1. Inteligencia Competitiva y Tecnológica.....	236
3.4.2. Matriz DAFO (Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades).....	237
3.4.3. Matriz MET (Materiales, Energía y Toxicidad).....	238
3.4.4. Resultados obtenidos de las matrices DAFO y MET.....	238
3.5. Programas informáticos para la simulación y optimización de sistemas híbridos.....	243
3.6. Software HOMER.....	249
3.6.1. Método de optimización utilizado por HOMER.....	251
3.6.2. Método de cálculo económico de HOMER.....	252
3.6.3. Recursos energéticos.....	254
3.6.4. Recursos solares.....	255
3.6.5. Recursos eólicos.....	256
3.6.6. Estaciones Meteorológicas de Tenerife seleccionadas para el estudio.....	258
3.6.7. Componentes del sistema híbrido.....	261
3.6.7.1. Sistema Fotovoltaico (PV).....	263
3.6.7.2. Turbinas Eólicas.....	266
3.6.7.3. Convertidor.....	270
3.6.7.4. Red de distribución de la energía eléctrica.....	271
3.6.7.5. Emisión de gases contaminantes.....	273

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

4.1. Introducción.....	275
4.2. Modelación con HOMER.....	277
4.2.1. Variables comunes para las modelaciones.....	278
4.2.2. Modelación de los potenciales renovables en Santa Cruz de Tenerife.....	281
4.2.3. Optimización del sistema híbrido con turbinas ENERCON en Santa Cruz de Tenerife.....	282
4.2.4. Optimización del sistema híbrido con turbinas GAMESA en Santa Cruz de Tenerife.....	284

ÍNDICE GENERAL.

4.2.5. Optimización del sistema híbrido con turbinas VESTAS en Santa Cruz de Tenerife.....	285
4.2.6. Modelación de los potenciales renovables en el extremo sur de la isla de Tenerife.....	286
4.2.7. Optimización del sistema híbrido con turbinas ENERCON en extremo sur de la isla de Tenerife.....	287
4.2.8. Optimización del sistema híbrido con turbinas GAMESA en extremo sur de la isla de Tenerife.....	291
4.2.9. Optimización del sistema híbrido con turbinas VESTAS en extremo sur de la isla de Tenerife.....	295
4.2.10. Selección del sistema híbrido óptimo para el extremo sur de la isla de Tenerife.....	298
4.2.11. Optimización del sistema híbrido con turbinas G90 en extremo sur de Tenerife.....	301
Capítulo V. Conclusiones.....	303
Capítulo VI. Recomendaciones.....	305
ANEXOS.	
ANEXO A II.1. Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.....	307
ANEXO A II.2. Diagrama de trayectorias del Sol.....	308
ANEXO A II.3. Tablas de referencia.....	309
Anexos A III.1.Desalación de agua salobre.....	310
Anexos A III.2. Desalación de agua de mar.....	311
Bibliografía.....	313

ÍNDICE de TABLAS.

ÍNDICE DE TABLAS.

Capítulo II

Tabla 2.1	Recursos de las agua en Canarias.....	22
Tabla 2.2	Priorización problemas calidad aguas en canarias grado de I+D+I.....	27
Tabla 2.3	Inventario de obras de captación (2005). Tenerife.....	28
Tabla 2.4	Datos del consumo global del año 2005. Estimado de los consumos para el año 2015. Tenerife.....	32
Tabla 2.5	Recursos y consumos de agua en Canarias. Datos correspondientes al año 2000.....	51
Tabla 2.6	Capacidad de desalación en Canarias según tecnologías aplicadas.....	52
Tabla 2.7	Características de los principales procesos de desalación a escala industrial.....	58
Tabla 2.8	Rangos de salinidad de los diferentes tipos de agua.....	73
Tabla 2.9	Comparativa de parámetros más significativos del agua según normas o estándares actuales.....	76
Tabla 2.10	Calidad media del agua obtenida por diferentes procesos de desalación (RO. Evaporación).....	78
Tabla 2.11	Limitaciones horarias para instalaciones acogidas al RD 661/07.....	106
Tabla 2.12	Comparativa de potencia fotovoltaica instalada en Canarias (2005-2010) y previsión de potencia (2011- 2015), con la previsión PECAN (2005-2015). (MW).....	111
Tabla 2.13	Características de las celdas fotovoltaicas de Silicio.....	122
Tabla 2.14	Valores significativos del factor k	137
Tabla 2.15	Comparativa de potencia eólica instalada en Canarias (2005-2010) y previsión de potencia (2011- 2015), con la previsión PECAN (2005-2015). (MW).....	144
Tabla 2.16	Comparativa de la producción eólica en Canarias (2005-2010) y nueva previsión (2011- 2015), con la previsión PECAN (2005- 2015). (MWh)...	145
Tabla 2.17	Potencia eólica instalada en las islas Canarias.....	146
Tabla 2.18	Energía eléctrica disponible por isla, 2007-2011 (MWh).....	168
Tabla 2.19	Consumo neto de energía eléctrica por isla, 2007-2011 (MWh).....	171
Tabla 2.20	Generación y costes de la energía eléctrica en Canarias, 2008.....	177
Tabla 2.21	Generación y costes de la energía eléctrica en Tenerife, 2008.....	178
Tabla 2.22	Tarifas aplicadas en Canarias para el Régimen Especial.....	182
Tabla 2.23	Nuevas tarifas para la generación de energía fotovoltaica, Decreto 1578/2008.....	183
Tabla 2.24	Componentes del sistema “Gorona del Viento.....	212

ÍNDICE DE TABLAS.

Capítulo III.

Tabla 3.1	Desaladoras de agua de mar por ósmosis inversa en Tenerife.....	220
Tabla 3.2	Máximos potenciales eólicos instalables (onshore).....	223
Tabla 3.3	Plantas fotovoltaica del ITER. Elaboración propia.....	232
Tabla 3.4.	Número de paneles fotovoltaicos y sus fabricantes, SOLTEN I y II.....	234
Tabla 3.5.	Análisis MET de los procesos de desalación analizados. Elaboración Propia.....	239
Tabla 3.6.	Análisis DAFO de los procesos de desalación analizados.....	240
Tabla 3.7.	Indicadores determinantes de los procesos.....	241
Tabla 3.8.	Características de los programas informáticos analizados.....	246
Tabla 3.9	Estaciones meteorológicas de la AEMET.....	260
Tabla 3.10	VARIABLES ECONÓMICAS DE ENTRADA PARA LOS SISTEMAS PV.....	265
Tabla 3.11	Características comerciales de los aerogeneradores.....	267
Tabla 3.12.	VARIABLES ECONÓMICAS DE ENTRADA PARA LOS SISTEMAS EÓLICOS.....	269
Tabla 3.13	VARIABLES ECONÓMICAS DEL CONVERTIDOR.....	271
Tabla 3.14.	Relación de precios de la energía eléctrica para la desalación.....	272
Tabla 3.15	Gases contaminantes emitidos por kWh producido con combustibles fósiles.....	274

ÍNDICE DE TABLAS.

Capítulo IV.

Tabla 4.1.	Resultados económicos de la optimización con HOMER. Turbinas ENERCON. Aeropuerto Sur de Tenerife.	288
Tabla 4.2	Resultados energéticos de la optimización con HOMER, Turbinas ENERCON. Aeropuerto Sur de Tenerife.....	288
Tabla 4.3	Gases de efecto invernadero no emitidos.....	291
Tabla 4.4	Resultados económicos de la optimización con HOMER, Turbinas GAMESA. Aeropuerto Sur de Tenerife.....	292
Tabla 4.5	Resultados energéticos de la optimización con HOMER, Turbinas GASMESA.....	292
Tabla 4.6	Gases de efecto invernadero no emitidos.....	294
Tabla 4.7	Resultados económicos de la optimización con HOMER, Turbinas VESTAS. Aeropuerto Sur de Tenerife.....	295
Tabla 4.8	Resultados energéticos de la optimización con HOMER, Turbinas VESTAS. Aeropuerto Sur de Tenerife.....	296
Tabla 4.9	Gases de efecto invernadero no emitidos. Variante con turbinas VESTAS.....	298
Tabla 4.10	Resultados económicos de la optimización con HOMER. Turbinas de 2,0 MW. Aeropuerto Sur de Tenerife.....	299
Tabla 4.11	Resultados energéticos de la optimización con HOMER, Turbinas de 2,0 MW. Aeropuerto Sur de Tenerife.....	300

ÍNDICE de FIGURAS.

ÍNDICE DE FIGURAS.

Capítulo II

Fig.2.1.	Estrés y escasez de agua a nivel mundial, 2007.....	11
Fig.2.2.	Recursos de agua de Canarias.....	22
Fig.2.3.	Volumen reutilizado ($\text{m}^3/\text{día}$) y porcentaje de volumen reutilizado frente a volumen depurado en España. Datos correspondientes al año 2008.....	24
Fig.2.4.	Capacidad de desalación instalada en España.....	47
Fig.2.5.	Capacidad operativa de desalación ($\text{m}^3/\text{día}$) y porcentaje de desalación por Comunidades Autónomas respecto al total desalado en España. Datos correspondientes al año 2009.....	49
Fig.2.6.	Proceso de desalación.....	54
Fig.2.7.	Clasificación de los procesos de desalación.....	57
Fig.2.8.	Esquema de una planta de destilación súbita multietapa (MSF).....	61
Fig.2.9.	Diagrama de una planta multiefecto de tubos horizontales.....	63
Fig.2.10.	Diagrama de una unidad de compresión mecánica de vapor.....	65
Fig.2.11.	Movimiento de los iones en un proceso de electrodiálisis.....	67
Fig.2.12.	Descripción de los procesos de ósmosis (directa e inversa).....	69
Fig.2.13.	Componentes básicos de una planta de ósmosis inversa.....	69
Fig.2.14.	Membranas de arrollamiento en espiral.....	71
Fig.2.15.	Fuentes de energías renovables y sus derivaciones.....	90
Fig.2.16.	Evolución anual del mercado fotovoltaico mundial (2001- 2010).....	94
Fig.2.17.	Evolución de la potencia total acumulada (2000-2010).....	95
Fig.2.18.	Energía PV instalada por países a nivel mundial hasta el 2010 (MW, %).	95
Fig.2.19.	Potencia total instalada por países de la EU.....	99
Fig.2.20.	Energía PV instalada por países en la EU hasta el 2010 (MW, %)......	100
Fig.2.21.	Potencia instalada y acumulada por año en España.....	103
Fig.2.22.	Variación de la tarifa fotovoltaica en España (2007-2011).....	105
Fig.2.23.	Comparativa de potencias fotovoltaicas instaladas en Canarias.....	110
Fig.2.24.	Irradiancia normal e irradiancia sobre superficie horizontal.....	114
Fig.2.25.	Principio de funcionamiento de la celda fotovoltaica.....	118
Fig.2.26.	Elementos de un módulo fotovoltaico.....	119
Fig.2.27.	Células de Silicio, a: monocristalino; b: policristalino.....	119
Fig.2.28.	Células de Silicio amorfo.....	121
Fig.2.29.	Clasificación de las instalaciones fotovoltaica.....	123
Fig.2.30.	Instalación fotovoltaica con conexión a la red.....	126
Fig.2.31.	Ángulo de inclinación β . Ángulo de azimut α	132

ÍNDICE DE FIGURAS.

Fig.2.32.	Separación entre filas de paneles fotovoltaicos.....	137
Fig.2.33.	Capacidad Instalada en Europa (2006-2010).....	141
Fig.2.34.	Capacidad Instalada en España (2004-2010).....	142
Fig.2.35.	Comparativa de potencias eólicas instaladas en Canarias.....	144
Fig.2.36.	Comparativa de la producción eólica en Canarias.....	145
Fig.2.37.	Aerogenerador de giro lento (molinos de viento para extracción de agua).....	156
Fig.2.38.	Aerogenerador de giro rápido con eje horizontal "HAWTs".....	156
Fig.2.39.	Aerogeneradores de giro rápido de eje vertical (Rotor Diarrieus).....	158
Fig.2.40.	Participación del régimen especial en la energía total producida. 2011.	172
Fig.2.41.	Evolución anual de la energía adquirida al Régimen Especial. Canarias 2006-2011.....	173
Fig.2.42.	Sistema híbrido complejo.....	186
Fig.2.43.	Curva de eficiencia del Inversor.....	189
Fig.2.44.	Posibles combinaciones tecnológicas entre la desalación y las energías renovables.....	194
Fig.2.45.	Diagrama de un sistema de humidificación- deshumidificación (HD).....	199
Fig.2.46.	Sistema solar MED (Proyecto STD – Fase II). Elaboración propia.....	202
Fig.2.47.	Sistemas de desalación autónomos.....	204
Fig.2.48.	Esquema del parque eólico de autoconsumo de la planta desaladora de Corralejo.....	209

Capítulo III.

Fig.3.1.	Parques eólicos de Tenerife.....	224
Fig.3.2.	Mapa eólico de las Islas Canarias.....	228
Fig.3.3.	Irradiación Global Horizontal anual a cielo despejado (IGHcd), Wh/m ² /día.....	231
Fig.3.4.	Relación conceptual entre simulación, optimización y análisis de sensibilidad.....	249
Fig.3.5.	Estaciones meteorológicas de la AEMET en Tenerife.....	260
Fig.3.6.	Diagrama de componentes, con conexión a la red eléctrica.....	262
Fig.3.7.	Distribución de carga eléctrica horaria de la desaladora.....	262
Fig.3.8.	Distribución de carga anual.....	263
Fig.3.9.	Curvas de potencia de aerogeneradores ENERCON, E48 de 800 kW y E82 de 2,0 MW.....	268
Fig.3.10.	Curvas de potencia de aerogeneradores GAMESA, G52 de 850 kW y G90 de 2,0 MW.....	268
Fig.3.11.	Curvas de potencia de aerogeneradores VESTAS, V52 de 850 kW y V80 de 2,0 MW.....	268

ÍNDICE DE FIGURAS.

Capítulo IV.

Fig.4.1.	Consumo energético de las desaladoras en función de su capacidad de producción.....	279
Fig.4.2.	Distribución mensual de la Irradiación Global Horizontal a cielo despejado (IGHcd).Santa Cruz de Tenerife.....	281
Fig.4.3.	Distribución probabilística de Weibull. Santa Cruz de Tenerife.....	282
Fig.4.4	Optimización de HOMER, Turbinas ENERCON. Santa Cruz de Tenerife.	283
Fig.4.5.	Aportes eléctricos medios mensuales de energía proveniente de la red eléctrica. Santa Cruz de Tenerife.....	283
Fig.4.6.	Optimización de HOMER, Turbinas GAMESA. Santa Cruz de Tenerife...	284
Fig.4.7.	Optimización de HOMER, Turbinas VESTAS. Santa Cruz de Tenerife....	285
Fig.4.8.	Distribución mensual de la Irradiación Global Horizontal a cielo despejado (IGHcd). Aeropuerto Sur de Tenerife.....	286
Fig.4.9.	Distribución probabilística de Weibull. Aeropuerto Sur de Tenerife.....	287
Fig.4.10.	Aportes eléctricos mensuales por generadores (Turbinas ENERCON y red eléctrica). Aeropuerto Sur de Tenerife.....	290
Fig.4.11.	Aportes eléctricos mensuales por generadores (Turbinas GAMESA y red eléctrica). Aeropuerto Sur de Tenerife.....	294
Fig.4.12.	Aportes eléctricos mensuales por generadores (Turbinas VESTAS y red eléctrica). Aeropuerto Sur de Tenerife.....	297
Fig.4.13.	Diagrama de componentes, parque eólico con conexión a la red eléctrica. Turbinas Gamesa G90.....	301
Fig.4.14.	Optimización de HOMER, (Parque eólico GAMESA y red eléctrica). Aeropuerto Sur de Tenerife.....	302

NOMENCLATURA.

NOMENCLATURA.

LETRAS LATINAS.

a_w	Actividad de los electrolitos de la disolución salina (adimensional).
B_0	Constante solar (1,353 kW/m ²).
B_{0dm}	Irradiación horizontal extraterrestre diaria media mensual (kWh/m ²).
c	Factor de escala (m/s).
C_p	Factor de capacidad del aerogenerador (adimensional).
E	Irradiancia solar, con la CTE calibrada (kW/m ²).
E_c	Energía Cinética (kJ).
$E_{e,g}$	Energía generada por una turbina eólica en un año (kWh/año).
E_p	Energía Potencial (kJ).
E_T	Energía eléctrica total que se espera producir en el proyecto (kWh).
E_{PV}	Energía procedente del sistema fotovoltaico (kWh/día).
ERC	Costes de reemplazo (\$/kW).
F_t	Flujos de caja del proyecto (\$).
g	Aceleración de la gravedad (m/s ²).
g_{tp}	Coefficiente de temperatura de la potencia (1/°C).
ICC	Coste inicial de la instalación (\$/kW).
IGH	Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal (kWh/m ² /día).
IGH_{cd}	Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal a cielo despejado (kWh/m ² /día).
$IGH(\alpha,\beta)$	Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador (kWh/m ² /día).
IGH_{CEM}	Irradiancia a condiciones estándar de medida (1,0 kW/m ²).
I_N	Capacidad nominal (Ah)
k	Factor de forma (adimensional).
L	Longitud de los cables (m).
L_c	Potencia Crítica de Carga (kW)
L_{cab}	Pérdidas por cableado (adimensional).
L_{temp}	Factor de pérdidas debido a la temperatura (adimensional).
NPC	Coste neto actualizado (\$).
$O\&M$	Costes de Operación y Mantenimiento (\$/año).

NOMENCLATURA.

P_a	Potencia eólica aprovechada (kW)
$P_{a,v}$	Potencia eólica producida una determinada velocidad de viento (kW)
P_{pico}	Potencia pico del generador fotovoltaico (kW).
P_v	Potencia eólica disponible (kW).
r	Tipo de interés del banco (%).
R	Resistencia eléctrica (Ω).
R_{circ}	Radio de la circunferencia que describe el giro de las palas (m).
R_e	Distribución de Rayleigh (adimensional).
R_{univ}	Constante universal de los gases ($R=8,314472$ kJ/ kmol*K).
S	Sección de cada cable (m ²).
T_{abs}	Temperatura absoluta de la mezcla (K).
T_{amb}	Temperatura ambiente media (°C).
T_c	Temperatura de las células solares (°C).
T_{onc}	Temperatura de operación nominal del módulo (°C).
UMC	Cantidad resultante en unidades monetarias al año cero (\$).
v	Velocidad del viento (m/s).
W_{min}	Energía mínima desprendida en el proceso de mezcla (kWh/m ³).
$z_{1,2...n}$	Altura sobre el nivel del suelo (m).
z_0	Longitud de rugosidad del terreno (m).

LETRAS GRIEGAS.

η	Factor de capacidad (adimensional)
η_{inv}	Eficiencia del inversor (%).
λ	Rapidez de giro (adimensional).
ρ	Densidad (kg/m ³).
ω_{palas}	Velocidad de avance tangencial en el extremo de la pala (s ⁻¹).

Capítulo I
INTRODUCCIÓN.

1.1. Introducción.

La escasez de agua constituye uno de los principales desafíos del siglo XXI al que ya se enfrentan todos los continentes. A lo largo del último siglo, el uso y consumo de agua creció a un ritmo dos veces superior al de la tasa de crecimiento de la población y, aunque no se puede hablar de escasez hídrica a nivel global, va en aumento el número de regiones con niveles crónicos de carencia de agua. Cerca de 1.200 millones de personas, casi una quinta parte de la población mundial, vive en áreas de escasez física de agua, mientras que 500 millones se aproximan a esta situación. (UN-Water, 2007; Banat, et al., 2007; ONU, 2005). Según el Informe de la Organización de Naciones Unidas (ONU), sobre el desarrollo de los recursos hídricos en el mundo, para el 2025 esta cifra ya podría haber llegado a los 1.800 millones de personas en países o regiones con escasez absoluta de agua y dos terceras partes de la población mundial podrían hacerlo en condiciones de estrés hídrico. En el 2050, al menos una de cada cuatro personas vivirá en un país con escasez crónica o recurrente de agua (ONU, 2005; UNEP, 2011).

El incremento de la escasez de agua en diferentes regiones áridas y semi-áridas del mundo, y el freno económico, social y humano que esto significa, ha traído consigo un notable crecimiento a nivel global de las tecnologías de desalación para la producción de un suministro fiable de agua potable en estos últimos años.

El agua es un bien renovable ilimitado pero, el agua potable disponible, en cantidad y calidad suficientes para el abastecimiento de las poblaciones y las actividades económicas, realmente es un recurso escaso de difícil disponibilidad, de alto valor económico y de una importancia social y cultura enorme.

Capítulo I. Introducción.

La desalación de agua de mar ha demostrado ser una tecnología fiable y económicamente sostenible para la obtención de agua potable a partir de la segunda mitad del siglo XX (Cipollina, et al. 2009), siendo la única alternativa posible para el desarrollo de algunas regiones del mundo.

En España la desalación de aguas es una técnica consolidada, ya que desde la primera planta desaladora por destilación (MSF) instalada en 1964 en Lanzarote hasta hoy día, existen alrededor de 1000 plantas que utilizan tanto la tecnología de la destilación, como la de membranas para tratar agua de mar o salobre, con una capacidad instalada superior a los 2,4 millones de m³/día (DBK, 2010). Dentro de las tecnologías, la de mayor capacidad instalada es la de membranas de ósmosis inversa (RO), la cual en las últimas décadas ha sufrido un vertiginoso aumento.

Por todos es sabido que el binomio agua-energía en Canarias es tan importante como complejo de gestionar. Esta interrelación, además, tiene una componente ligada con el clima y sus transformaciones asociadas al incremento de efecto invernadero. De hecho la política europea tiene como prioridad en sus competencias tratar los aspectos de eficiencia energética y cambio climático de forma conjunta, de ahí la Declaración de Berlín de la UE, de 25 de marzo de 2007.

Canarias ha sido pionera en el uso de las distintas tecnologías empleadas para la desalación de aguas, siendo un punto de referencia importante por su experiencia y conocimientos para otras comunidades del territorio español. Según el Instituto Tecnológico de Canarias (2008) el archipiélago canario cuenta con más de 740.000 m³/día de capacidad de desalación de agua instalada, el 27 % a nivel nacional, situándose como referente internacional en cuanto al número y abanico de procesos de desalación instalados en la escasa superficie disponible. En general la desalación de agua ha adquirido gran importancia en el suministro hídrico de las islas, donde se producen más de 121 hm³ de agua al año, representando el 24 % del total de agua disponible (Convagua, 2011).

Capítulo I. Introducción.

La desalación de agua requiere un elevado suministro energético, lo cual constituye un serio problema para estas tecnologías, dadas las tendencias actuales al aumento del coste de las energías y la contaminación que provoca la quema de combustibles fósiles para la obtención de las mismas. Hasta el presente solo alrededor de un 1,0 % de las plantas de desalinización existentes se abastecen con energías renovables, dados sus elevados costes (ADIRA, 2008), pero se considera que en el futuro jugarán un papel importante como fuente de suministro energético para la obtención de agua potable, principalmente en emplazamientos costeros (agua de mar), o de interior (aguas salobres), donde existan potenciales energéticos naturales suficientes para suplir las necesidades de las plantas desaladoras.

Estudios revelan que la relación entre demanda energética del ciclo integral del agua y la energía eléctrica puesta en red, en algunas islas, puede estar próxima al 20% (teniendo en cuenta los procesos de desalación de agua de mar, transporte y distribución de agua hasta los puntos de consumo, recolección de aguas residuales, depuración y regeneración). Es decir, que la energía total necesaria para todo el ciclo integral del agua puede comprometer entre el 15-20% de la demanda de energía eléctrica de una isla del Archipiélago. (ITC, 2013).

Las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía alerta de un escenario de escasez relativa de petróleo, que los expertos denominan “peak oil”, que supone aumentos sustanciales de precios a medio plazo y la generación de importantes tensiones entre oferta y demanda que indirectamente afectarán a los abastecimientos de agua dependientes de la energía.

La ubicación geográfica que posee el archipiélago canario, permite que durante todo el año reciba una elevada radiación solar, existiendo también zonas con vientos constantes y de elevada velocidad. Dados los potenciales naturales existentes en las islas, la carencia de recursos energéticos fósiles y la dependencia energética del exterior, es de deducir que las energías renovables jugaran un papel

Capítulo I. Introducción.

fundamental en el abasto energético de las islas en años venideros, pudiendo ser la desalación de agua una de las industrias más beneficiadas.

1.2. Objetivos de la Tesis Doctoral.

Por todo lo anteriormente expuesto se decide plantear como **objetivo de la tesis doctoral**: “Determinar los sistemas renovables con conexión a la red eléctrica, que garanticen las necesidades energéticas de plantas desaladoras de agua de mar por ósmosis inversa (RO), para la producción de agua potable en la isla de Tenerife”.

El análisis se realizará en función de la demanda energética requerida por las plantas desaladoras y de los potenciales renovables existentes en la región seleccionada para el estudio en Tenerife.

Hipótesis: ¿Es viable la desalación de agua de mar a partir de plantas desaladoras por ósmosis inversa, que se abastezcan de energía procedente de sistemas renovables conectados a la red eléctrica en la isla de Tenerife?

Aplicando los resultados que se obtendrán de este trabajo, se aumentarán las probabilidades de éxito en la ubicación de futuras plantas de desalación alimentadas a través de energías renovables con conexión a la red eléctrica insular.

Las preguntas que se propone resolver esta investigación son:

- ¿Qué métodos son los tradicionalmente utilizados para la producción de agua desalada, cuales presentan mayor eficiencia y madurez tecnológica en la actualidad?
- ¿Cuáles serán los parámetros que determinan la elección del sistema de desalación a utilizar en el estudio?
- ¿Cuáles son las tecnologías para la obtención de energías renovables que han alcanzado mayor grado de madurez en el mercado?
- ¿Qué sistemas de captación de potenciales energéticos renovables serian los idóneos para su aplicación en estas soluciones?
- ¿Qué parámetros son los de mayor influencia en la selección de los emplazamientos donde se podrán desarrollar estos sistemas?
- ¿Es factible la producción de energía a partir de sistemas renovables para el abasto a plantas desaladoras?
- ¿Cuál será el sistema energético renovable óptimo, para el suministro a plantas desaladoras por ósmosis inversa en las condiciones de Tenerife?
- ¿Son viables las alternativas energéticas seleccionadas para las condiciones socio-económicas de Tenerife?

Capítulo I. Introducción.

1.3. Metodología de la Investigación.

Seleccionado el tema y confirmada la novedad científica del mismo, se procede al estudio e investigación en las bibliografías especializadas existentes en diversas bibliotecas nacionales e internacionales, así como consultas a través de Internet de sitios especializados en el tema. Las bibliografías estarán compuestas por: libros, revistas, monografías, papers, etc. Esta información podrá ser ampliada a partir de lo expuesto y discutido en diversos foros especializados como: Jornadas, Congresos, Seminarios de Trabajo, Informes Técnicos y Proyectos de Investigación. Todas las fases de la investigación quedarán anotadas y ordenadas de forma cronológica.

La documentación abordará fundamentalmente temas sobre la desalación de agua de mar y las energías renovables, tomando los principales avances en cada campo y los puntos de conexión de los mismos. De esta manera se logrará adquirir un conocimiento del estado de estas tecnologías en el mercado. Una vez identificados los factores que pueden influir de alguna manera en los sistemas energéticos renovables para el abasto de energía a plantas desaladoras, se plasmarán éstos siguiendo un orden lógico que permita una visualización clara del conjunto. La optimización de los sistemas de energía con base en las renovables se realizará con la ayuda del software profesional HOMER.

El estudio considerará los efectos de la venta de energía renovable a la red eléctrica, no siendo así con lo referente a la posible obtención de subvenciones para las inversiones.

En base a todo lo anterior se desarrollará una propuesta de los sistemas renovables para el abasto energético a plantas desaladoras, considerando todos los factores que pueden influir en el desarrollo de un proyecto de este tipo con miras a buscar un equilibrio entre la viabilidad técnica, la rentabilidad de la instalación y su compatibilidad con el medio ambiente.

1.4. Estructura del Documento.

La tesis doctoral estará estructurada en seis capítulos. En el primer capítulo se plantearán los objetivos de la tesis, la hipótesis y la metodología a desarrollar. En un segundo capítulo se dará a conocer el estado de las aguas, la desalación y las energías renovables. Expuestos los antecedentes de la materia en cuestión, se procede a la realización de un tercer capítulo en el que se definen los materiales y métodos a utilizar en la investigación. El capítulo cuatro será el portador de los resultados obtenidos y se realiza una discusión de los mismos. En el capítulo cinco se exponen las conclusiones obtenidas en el trabajo de investigación y en el capítulo seis se darán a conocer las recomendaciones acerca del mismo. Por último se muestran los anexos asociados al trabajo desarrollado y la bibliografía empleada.

1.5. Conclusión.

En esta introducción inicial se acaban de establecer las bases de la presente Tesis Doctoral. Se da a conocer el objetivo de la investigación, la hipótesis y las preguntas que se proponen resolver en la investigación. Se describe brevemente la metodología que se desarrollará en la investigación, realizando una justificación de la misma. En última instancia se ofrece la estructura que presentará el documento.

Capítulo II.

ANTECEDENTES.

2.1. Introducción.

En la actualidad, las relaciones de los humanos con el agua son más intensas y variadas que nunca. Sin embargo, también se constata una mayor tensión y deterioro por el frecuente mal uso y gestión que el hombre realiza de estos recursos vitales. Los adelantos científico-técnicos de la actualidad, permiten obtener mayores beneficios de este recurso básico, pero, el efecto acumulado de las actividades humanas inadecuadas, está provocando conflictos de aprovechamiento y su deterioro acelerado en bastos territorios.

En general, las actividades humanas y procesos de todo tipo (políticos, demográficos, económicos, sociales) pueden ejercer presión sobre los recursos hidrológicos, su durabilidad requiere la necesidad de una gestión durable, unas políticas y toma de decisiones que sean social, económica y ambientalmente aceptables.

Si estos problemas no se resuelven, los costos de la negligencia y la falta de atención pueden volverse catastróficos. Cada faceta de las economías de muchos países puede verse afectada de manera negativa. Se afectarán la agricultura y la industria, se ocasionarán pérdidas de empleo, las personas y sus familias verán reducirse su nivel de vida, se producirán hambrunas y epidemias.

El agua es indispensable para la vida del ser humano y para la evolución de la sociedad humana, por lo tanto es necesario explorar e implementar vías sustentables para el suministro.

La desalación de agua de mar o salobre puede ser vista como la alternativa para la adaptación a los impactos del cambio climático sobre los recursos hídricos, haciendo énfasis en la necesidad de promover en este proceso la eficiencia energética y el uso de las energías renovables.

Capítulo II. Antecedentes.

2.2. El agua potable a nivel mundial.

En las últimas décadas se ha presentado un crecimiento importante de la población en la tierra. Desde el siglo pasado a la actualidad la población ha aumentado de 1,65 mil a 7,0 mil millones de habitantes y se espera que siga creciendo durante este siglo (Frutos y Castorena, 2011). Este incremento de la población a nivel mundial, ha provocado una enorme demanda de los recursos alimenticios e hídricos, lo que ha traído consigo que en algunas regiones del planeta estos recursos escaseen, incidiendo directamente sobre la calidad de vida de sus habitantes, salud e higiene.

Los retos más críticos asociados al suministro de agua se encuentran en el mundo subdesarrollado. La evidencia más reciente sugiere que casi 1.100 millones de personas todavía carecen de acceso adecuado al agua y 2.600 millones no disponen de servicios básicos de saneamiento. Cada año mueren cerca de 1,8 millones de niños como consecuencia directa de la diarrea y otras enfermedades causadas por el agua sucia y por un saneamiento insuficiente (Frutos y Castorena, 2011; PENUD, 2006).

Aunque las necesidades básicas de agua por habitante pueden variar, el umbral mínimo es de aproximadamente 20 litros al día/persona. La mayoría de los 1.100 millones de personas incluidas en la categoría de personas sin acceso a agua limpia utilizan aproximadamente cinco litros diarios, una décima parte de la cantidad promedio diaria utilizada en los países desarrollados por las cisternas de los inodoros. En los países desarrollados, se pierde más agua a causa de los salideros en el sistema de distribución, que la disponible al día para más de 1.100 millones de personas (ONU, 2005).

Capítulo II. Antecedentes.

Los hidrólogos suelen evaluar la escasez de agua mediante la observación de la ecuación población – agua. Lo convencional es considerar que el umbral de cualquier país para satisfacer los requerimientos de agua para la agricultura, la industria, la energía y el medio ambiente sea de 1.700 metros cúbicos por persona durante un año. Se entiende que la disponibilidad por debajo de los 1.000 metros cúbicos representa un estado de “estrés por falta de agua”, y por debajo de los 500 metros cúbicos, “escasez absoluta” (PENUD, 2006). Según el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente, (UNEP por sus siglas en inglés) (UNEP, 2008), la situación del agua potable a nivel mundial hasta el año 2007 es la que se muestra en la Fig. 2.1.

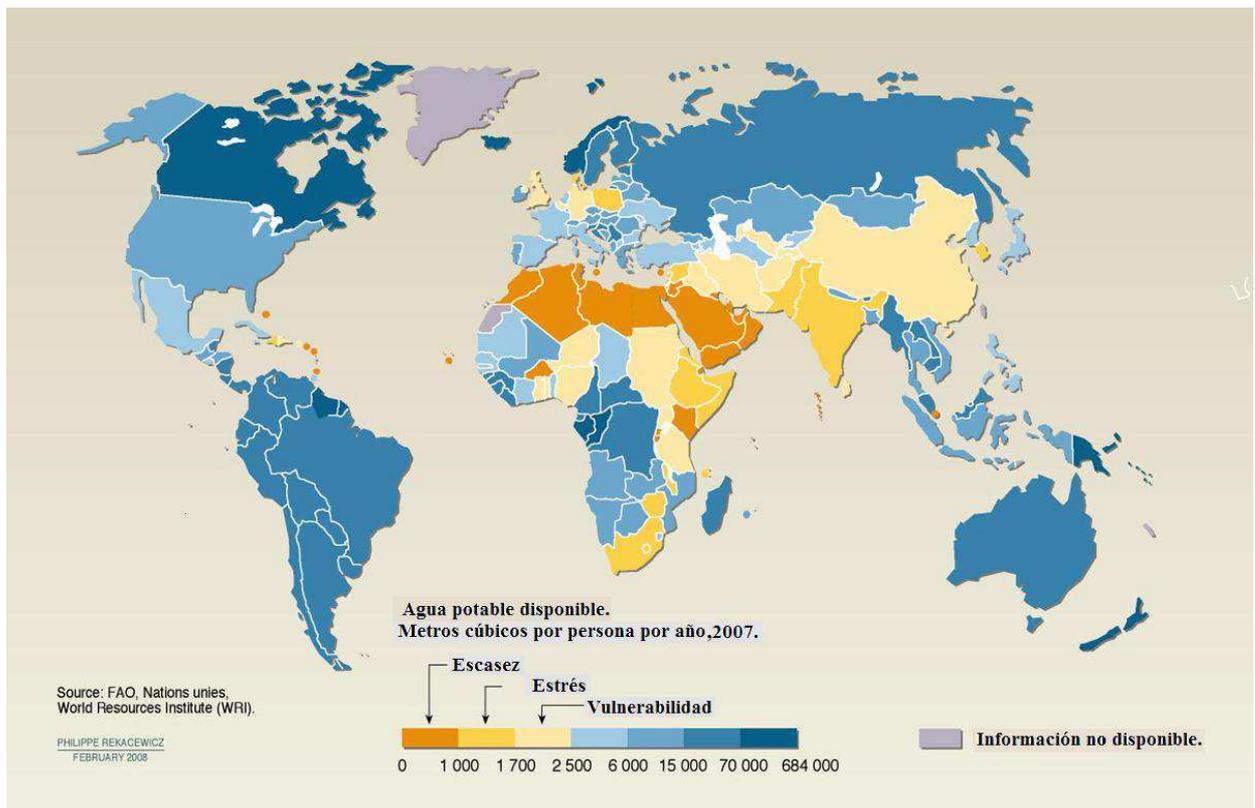


Fig.2.1. Estrés y escasez de agua a nivel mundial, 2007. (Fuente: UNEP, 2008).

Capítulo II. Antecedentes.

Hoy, alrededor de 700 millones de personas en 43 países viven por debajo del umbral de estrés de agua. Con una disponibilidad promedio anual de aproximadamente 1.200 metros cúbicos por persona, el Medio Oriente es la región del mundo más afectada por el estrés de agua. Solo Irak, Irán, Líbano y Turquía se encuentran por encima de ese umbral. El África subsahariana es la región que incluye la mayor cantidad de países que sufren estrés de agua. Hoy día, casi una cuarta parte de la población del África subsahariana vive en un país que sufre estrés de agua, y esta proporción está aumentando (PENUD, 2006).

Irónicamente, la Tierra se considera el planeta del agua, pero el 97 % de esa agua se encuentra en los océanos. La mayoría del agua restante está atrapada en los casquetes de hielo de la Antártida o bajo tierra, lo cual deja menos del 1,0 % disponible para uso humano en lagos y ríos de agua dulce de fácil acceso (PENUD, 2006). A diferencia de otros recursos naturales, el agua es infinitamente renovable. En el ciclo natural, el agua de lluvia cae de las nubes, retorna al mar salado a través de los ríos de agua dulce y se evapora para volver a las nubes. El ciclo explica por qué no se puede acabar el agua, pero la oferta de agua si es finita y cada día se explotan y se contaminan más las fuentes naturales existentes, por lo que se puede decir que el agua dulce potable se ha convertido en una mercancía de gran valor en muchas regiones del mundo.

2.3. Estado del agua en España.

España es el Estado Miembro más árido de la Unión Europea y constituye un punto de referencia sobre lo que puede ocurrir en países áridos o semiáridos con economías emergentes. Por ejemplo, en España en medio siglo la población rural dedicada a la agricultura ha pasado de ser de más del 40 % de la fuerza laboral a ser escasamente un 5,0 %. Sin embargo la producción agraria ha aumentado notablemente, el regadío se ha duplicado, llegando a regarse casi a 4,5 millones de hectáreas, de ellas cerca de la mitad con riego localizado (Villanueva y Sainz, 2008).

Según Villanueva y Sainz (2008) los recursos hídricos naturales de España permiten la captación de más de 38.000 hm³ de agua anualmente, los cuales son fundamentalmente de origen continental superficial (80 %). Los recursos subterráneos se explotan en “menor medida”, encontrándose la mayor parte de estas extracciones en las cuencas mediterráneas, con más del 60 % del total. Otra de las fuentes de abasto de menor cuantía, son los recursos no convencionales (reutilización y desalación), aunque su demanda aumenta exponencialmente cada año.

En el último medio siglo se ha producido en España, como en casi todos los países semiáridos o áridos un desarrollo intensivo de la explotación de las aguas subterráneas. Este desarrollo ha producido importantes beneficios económicos y sociales, pero también ha dado lugar a una gestión caótica de las aguas subterráneas, que ha tenido serios impactos ecológicos como la degradación de la reserva de la Biosfera “La Mancha Húmeda” y del parque nacional de las “Tablas de Daimiel” (Llamas, et al., 2009).

Capítulo II. Antecedentes.

En España la intensidad de utilización de las agua, es decir, el porcentaje de captación de agua frente a la disponibilidad de recursos hídricos es elevada, más del 30 %, frente a menos del 15 % de media europea. Esto supone una situación de estrés hídrico, agravado por la irregularidad espacial y temporal de estos recursos, que para ser paliado son necesarios importantes esfuerzos de gestión para satisfacer la demanda y solucionar los conflictos entre prioridades de uso.

Las tendencias respecto a un incremento de la utilización del agua y la irregularidad en la disponibilidad de estos recursos, hacen a la península ibérica especialmente vulnerable a los previsibles efectos del cambio climático. Según las estimaciones sobre los efectos del cambio climático en España, para el año 2050, la temperatura media podría subir en 2,5 °C, las precipitaciones reducirse en un 10 % y la humedad del suelo en un 30 % (Villanueva y Sainz, 2008).

2.3.1. Gestión sostenible del agua en España.

Para abordar un tema tan sensible como es la gestión sostenible del agua en el territorio español, se toma como base, el ciclo de debate “El uso del agua en la economía española: Situación y perspectivas”, llevado a cabo por el Ministerio de Medio Ambiente en el 2007. Entre las propuestas más importantes recogidas durante los debates se destacan (MARM, 2007):

1. La nueva planificación del agua debe realizarse en base a estimaciones realistas de los recursos disponibles y avanzar en la concepción de las masas de agua (ríos, acuíferos y ecosistemas asociados, y aguas costeras y de transición) como sistemas vivos complejos.
2. Es necesario un esfuerzo de pedagogía social del agua que contribuya al cambio de mentalidad: La dimensión cultural del cambio sostenible es vital.

Capítulo II. Antecedentes.

3. Se debe asegurar la sostenibilidad del modelo de desarrollo territorial en concertación con todas las partes interesadas, y en base a una estrecha colaboración entre políticas sectoriales y entre distintas administraciones. El desarrollo de una política de aguas sostenibles en España deberá ir ligado a la transformación del modelo de desarrollo territorial vigente, tanto agrario como urbanístico, en clave de la sostenibilidad.
4. Es necesaria una reconversión del regadío y una mejora medioambiental. También es necesario reivindicar una mayor legitimación y apoyo a la agricultura.
5. Una gestión sostenible del agua exige preocuparse especialmente por el cumplimiento de la legislación vigente en todos los ámbitos: régimen concesional, pozos, deslinde del Dominio Público Hidráulico, canon de vertidos, etc. Las administraciones tienen que ser rigurosas en la aplicación de la normativa vigente y trasladar un mensaje claro al usuario: no puede ser rentable hacer una gestión insostenible del agua.
6. La revisión y la actualización de la información del sistema concesional vigente puede contribuir a mejorar el estado de nuestras aguas superficiales y subterráneas.
7. Existencia de un potencial de reutilización de aguas residuales depuradas en la industria que se desarrollará en función de la evolución del contexto técnico, legal, económico y de disponibilidad de recursos. El desarrollo del potencial de reutilización de aguas residuales con frecuencia se ve condicionado por la distancia entre los centros de generación de aguas residuales y los centros de demanda industriales, lo que requiere la construcción de complejas redes de transporte que elevan considerablemente el coste de los servicios con aguas reutilizadas.
8. La contribución a la protección del agua y al mantenimiento de un régimen de caudales adecuado por parte de los productores de hidroelectricidad es fundamental y esto requiere procesos de concertación.

Capítulo II. Antecedentes.

En la gestión del agua en España ha primado una política de construcción de infraestructuras para la satisfacción de los usos existentes por encima de otras consideraciones. Una continuación de las tendencias actuales supondría un uso adicional de agua por parte de las actividades socio-económicas de alrededor de 2.100 hm³ entre 2001 y 2015 (MARM, 2007). Esto significaría más de 3.000 hm³ adicionales de agua distribuida y la extracción de una cantidad todavía mayor de nuestros ríos y acuíferos. Esto es una cantidad difícil de satisfacer, por lo que resulta imprescindible actuar para modificar tendencias y limitar las demandas.

2.4. Estado del agua en las Islas Canarias.

El archipiélago canario está constituido por siete islas mayores y seis islas o islotes de reducida dimensión. La superficie total del archipiélago es de 7.447 km², siendo la isla habitada más pequeña la Graciosa con 20 km² y la de mayor extensión Tenerife con 2.034 km², seguida de Fuerteventura (1.660 km²) y Gran Canaria con 1.560 km² (ITC,2008; ISTAC, 2010).

El agua en Canarias es un bien preciado y muy escaso, ya que las únicas fuentes para obtenerla son las precipitaciones y la desalación de agua marina debido a la inexistencia de ríos en el archipiélago, esto conlleva a que exista una característica común, la escasez de recursos hídricos naturales, particularmente acusada en las islas más orientales.

Las precipitaciones en Canarias son irregulares, aunque más intensas en los meses de invierno. Las islas más cercanas al continente africano, como Lanzarote y Fuerteventura, que no superan los 850 m de altitud, y en general las áreas costeras y las medianías orientadas al sur, soportan un clima mucho más árido con unas precipitaciones medias normalmente inferiores a los 150 mm. En las islas más occidentales, especialmente en las de mayor altura y, fundamentalmente en sus vertientes orientadas al norte, la precipitación media anual puede superar los 700 mm.

Para el caso de Tenerife y Gran Canaria, las islas más pobladas del archipiélago, la pluviometría media anual es de 384 y 338 mm respectivamente. Destaca la isla de La Palma por ser la de mayor pluviometría anual con una media superior a los 740 mm (ITC, 2008; ISTAC, 2010).

Capítulo II. Antecedentes.

El déficit acentuado de lluvias, siempre ha afectado de forma directa el consumo humano y agrícola en todas las islas del archipiélago canario. Esta situación de extrema sequía se ha venido acentuando año tras año convirtiéndolo en muy alarmante, donde la escasez de lluvias está teniendo un gran impacto y amenaza con provocar enormes daños tanto a la agricultura local como a los importantes ecosistemas de fauna y flora de las islas.

2.4.1 Recursos hídricos de Canarias.

Según estudios realizados por el Instituto Tecnológico de Canarias (2008) a mediados del siglo XIX, ante la escasez de recursos hídricos superficiales y dado que las aguas proporcionadas por los nacientes y salideros naturales no eran suficientes para satisfacer una demanda creciente en todas las islas, fundamentalmente en Tenerife, La Palma y Gran Canaria, se comenzó a perforar el subsuelo en busca del agua almacenada en los acuíferos durante miles de años. En unas islas mediante pozos y en otras mediante galerías y pozos.

A principios del presente siglo, el 66 % de los recursos hídricos totales disponibles en el archipiélago ($496 \text{ hm}^3/\text{año}$) lo constituyen las aguas subterráneas para uso directo. La distribución de recursos subterráneos entre las islas, por sus características geológicas, orográficas y climáticas es muy irregular, dándose la paradoja de que, por ejemplo, Lanzarote prácticamente no dispone de recursos subterráneos, mientras que en La Palma representa el 94 % de los recursos totales de la isla. Por otra parte, aquellas aguas subterráneas, que por su elevado contenido en sales, requieren la aplicación de procesos de desalación para hacerlas aptas para el consumo humano o el riego, representan el 7,0 % de los recursos hídricos disponibles, concentrados en Gran Canaria, Fuerteventura y Tenerife.

Capítulo II. Antecedentes.

Sirva de ejemplo el caso de la isla de Tenerife, donde la perforación de galerías se concentró inicialmente en aquellos puntos donde era más clara la evidencia de agua subterránea. Es decir, en las áreas donde ya existían manantiales naturales. Hasta el presente se han perforado más de 1.000 galerías, de las que algo menos de la mitad tienen aprovechamiento, el resto están secas.

En lo que respecta a los pozos tinerfeños, estos se han desarrollado fundamentalmente en los últimos 50 años, coincidiendo con el declive de los alumbramientos en las galerías. En la isla existen alrededor de 400 pozos emboquillados, siendo su profundidad media de explotación superior a los 300 m. Las aguas subterráneas aportadas por pozos y galerías, aún representa el 87 % del agua que se consume en Tenerife, el resto procede de la producción industrial (desaladoras).

En el caso de Gran Canaria, existen más de 1.300 captaciones de aguas subterráneas operativas, suponiendo el 43 % de los recursos hídricos totales de la isla.

Las fuentes de origen superficial son muy escasas y de menor relevancia en el conjunto del archipiélago, representando el 5,0 % del total de los recursos, concentrados principalmente en: La Gomera, Fuerteventura y Gran Canaria. El aprovechamiento de estas aguas ha implicado la construcción de infraestructuras como presas o embalses, pues los embalses naturales no existen prácticamente en las islas.

Capítulo II. Antecedentes.

Por tanto, el recurso tradicional en las islas ha sido las aguas subterráneas. Sin embargo, a pesar de su importante papel en el conjunto de las islas, durante las últimas décadas se ha experimentado un significativo descenso tanto en la cantidad como la calidad de estas aguas. Este hecho se debe principalmente a dos causas antrópicas: la sobreexplotación de los acuíferos y la infiltración de vertidos (contaminación puntual o difusa). Además, algunos acuíferos, situados principalmente en el noroeste de Tenerife y en algunas zonas del norte y oeste de Gran Canaria, presentan una contaminación natural, asociada a las interacciones agua-roca y a la actividad volcánica residual, que se acusa en el importante contenido en bicarbonatos, sodio y flúor (Convagua, 2011).

Otro de los problemas que se presenta es el fenómeno de la intrusión marina en los acuíferos situados en el litoral. Todas las islas, en mayor o menor grado, presentan problemas de salinización en alguna de sus masas de agua subterránea. La calidad de una parte importante de las masas de agua subterráneas en el archipiélago es deficiente y no cumple con los requisitos normativos para el abastecimiento a poblaciones (BOE, 2003) o la calidad necesaria para riego agrícola. Como resultado, en las islas donde el balance hídrico natural es positivo (La Palma, el Hierro y La Gomera), con unos recursos superiores a la demanda, se limita la extracción de agua de los acuíferos contaminados. Por el contrario, en las islas deficitarias en recursos (Lanzarote, Fuerteventura, Tenerife y Gran Canaria) se han instalado plantas desalinizadoras que permitan continuar con la utilización de este recurso (Convagua, 2011).

Capítulo II. Antecedentes.

Asimismo, la sobreexplotación de los acuíferos debido primeramente a la intensificación de la agricultura y luego, en el último cuarto de siglo, con el aumento de la población y el desarrollo turístico, junto a la inexistencia de un legislación adecuada y la dificultad de un control eficaz de las captaciones, ha llevado a un descenso alarmante en los niveles freáticos de algunas islas, con pozos que alcanzan los 500 m de profundidad. Este descenso se ha atenuado parcialmente en la última década con la introducción de recursos no convencionales, sin embargo, se requiere una mayor inversión tecnológica en desalinización y reutilización para disminuir las extracciones y de esta manera alcanzar un estado de equilibrio en el balance hídrico subterráneo.

Por último, se señalan las consecuencias que traen consigo que el 85 % de las aguas tengan carácter privado. Este tipo de propiedad ha establecido una competencia y no una cooperación entre los suministradores, facilitado la opacidad sobre los datos de distribución del agua, debido principalmente a la inexistencia de un registro público de caudales que permitiese conocer el agua extraída y garantizase los derechos de agua. La ausencia de prácticas de control y gestión, propiciaba que hasta hace pocos años se tirasen grandes cantidades de agua al mar durante el invierno, con el fin de que los precios no bajasen durante el verano.

2.4.2. Usos del agua en Canarias.

Considerando el estado actual de las islas, la demanda de agua es superior a los recursos convencionales existentes (aguas superficiales y subterráneas), lo que obliga a la utilización de fuentes alternativas no convencionales para cubrir el déficit. Los datos de los recursos hídricos pueden observarse en la Tabla 2.1 y la Fig. 2.2, donde se reflejan las proporciones relativas de las fuentes de recursos.

Capítulo II. Antecedentes.

Tabla 2.1. Recursos de las agua en Canarias. Elaboración propia.
(Fuente: Convagua, 2011).

Recursos	hm ³
Superficiales	18,9
Subterráneos	344,6
Desalación	121,0
Reutilización	28,3
Total	512,8

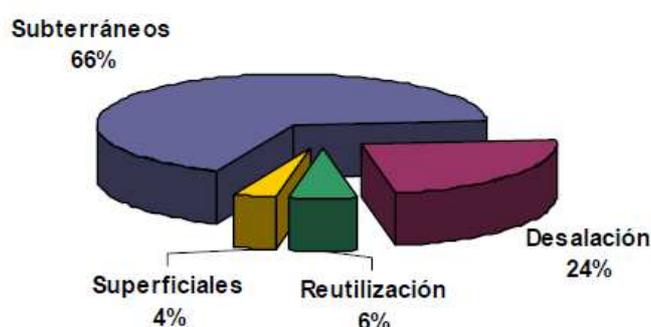


Fig.2.2. Recursos de agua de Canarias (Fuente: Convagua, 2011).

Como se observa, un 30 % de los recursos hídricos de Canarias proceden de fuentes no convencionales, tales como la desalación de agua de mar y la reutilización de aguas residuales regeneradas (Convagua, 2011).

En términos de consumo urbano, el valor de la media regional, aunque difiere según las islas, corresponde a 154 L/hab.día, valor muy similar a la media nacional de 157 L/hab.día. No obstante, donde se observan claras diferencias es en el precio unitario del agua, situado en 1,70 €/m³; siendo la tercera comunidad autónoma (después de las Islas Baleares y la Comunidad Murciana) en coste unitario, un 30 % superior a la media nacional.

Capítulo II. Antecedentes.

Es de interés resaltar que en Canarias el agua esta muy vinculada al sector turístico, con una población estacional importante. Esta demanda cobra especial relevancia dado que el uso medio de agua por habitante es superior al de la población urbana.

Los usos recreativos, principalmente de campos de golf, representan el usuario emergente del agua en la economía canaria. Para una instalación tipo, las necesidades hídricas se estiman en 10.000-11.000 m³/hm², aunque el consumo depende de factores climáticos y de la topología del campo. En términos absolutos, los campos de golf representan una demanda hídrica anual de 12,6 hm³, un 2,5 % de la demanda hídrica total (INE, 2008; ISTAC, 2008; Convagua, 2011).

2.4.3. La desalación y la depuración de aguas en Canarias.

Los comienzos de la desalación en Canarias datan del año 1964 con la instalación en Lanzarote de la primera desaladora de agua de mar de Europa, para posibilitar el desarrollo turístico. En la actualidad mediante la desalación en las islas se producen unos 121 hm³ de esta agua al año, lo que representa el 24 % del consumo del total requerida en las Islas (Convagua, 2011). Hoy día el 99 % de la demanda de las islas como Lanzarote, sin tener en cuenta la reutilización de aguas depuradas, es satisfecho por agua desalada de mar. Esta tasa alcanza el 86 % en Fuerteventura, más del 50 % en Gran Canaria y el 9,0 % en Tenerife. La inmensa mayoría de estos caudales están generados en instalaciones de titularidad pública (Gobierno de Canarias, 2006).

Capítulo II. Antecedentes.

Respecto a la depuración de las aguas residuales antes de ser vertidas al medio es un aspecto regulado por el Real Decreto Ley 11/1995, de 28 de diciembre, por el que se establecen las normas aplicables al tratamiento de las aguas residuales urbanas. El objetivo de la depuración de las aguas es eliminar o reducir la contaminación que se introduce en el medio para salvaguardar la salud pública y los ecosistemas acuáticos (Gobierno de Canarias, 2008).

La reutilización planificada del agua depurada en Canarias comenzó a finales del siglo XX, siendo una de las pioneras con los primeros sistemas de aprovechamiento, principalmente con fines agrícolas en la década de los 80 y 90. Desde entonces se han desarrollado varias instalaciones de reutilización de aguas depuradas en las islas de Tenerife, Gran Canaria, Fuerteventura y Lanzarote. El agua depurada se reutiliza casi totalmente en riego, tanto agrícola, como de campos de golf, parques y jardines (ITC, 2008).

En investigaciones realizadas en el marco del proyecto Conagua (2011) se concluye que actualmente Canarias es la cuarta comunidad autónoma en porcentaje de reutilización respecto al volumen depurado (Fig. 2.3).

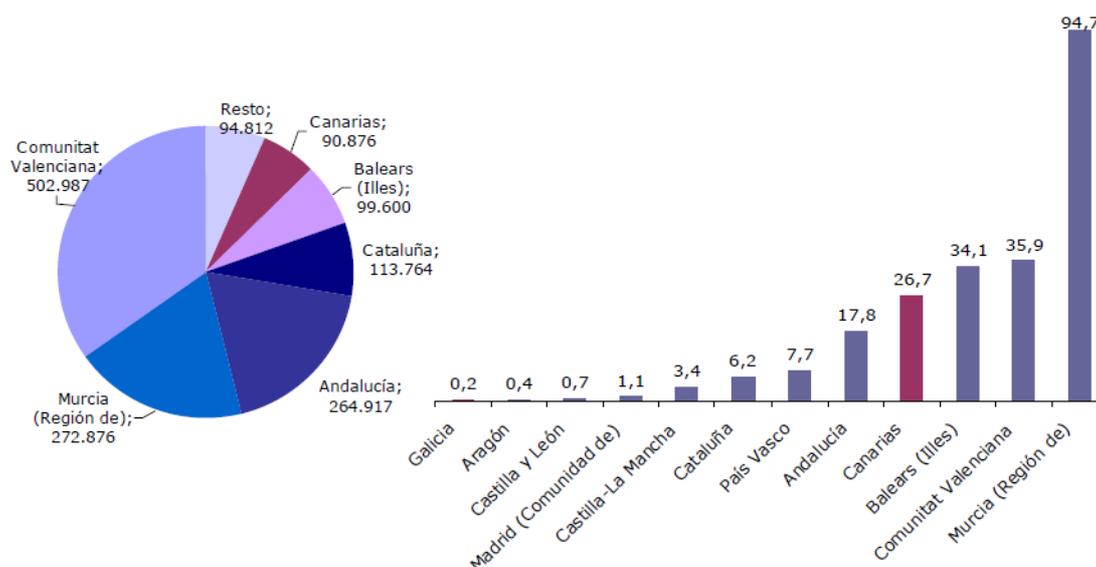


Fig.2.3. Volumen reutilizado ($m^3/día$) y porcentaje de volumen reutilizado frente a volumen depurado en España. Datos correspondientes al año 2008 (Fuente: Conagua, 2011).

Capítulo II. Antecedentes.

Según datos recogidos por el Instituto Canario de Estadística (2010) sobre Suministro y Tratamiento del Agua, en 2008 se depuraron algo más de 124 hm³ de aguas residuales, de los cuales solo se reutilizaron aproximadamente 33 hm³, lo que implica un 73 % de aguas no aprovechadas que podrían suponer una solución parcial para el problema hídrico, además de un importante ahorro al transformar un vertido (las aguas residuales) en un recurso totalmente válido para determinados usos.

No obstante, los obstáculos para aumentar la tasa de reutilización son múltiples y de diversa índole, entre ellos destacan la escasa calidad del agua, su elevado coste y, en algunas islas, la inexistencia de una infraestructura de distribución adecuada. El archipiélago presenta la particularidad de tener unas aguas residuales domésticas con unos valores muy elevados de carga contaminante, casi duplicando los valores de parámetros habituales en el resto de España. Asimismo, gran parte de estas aguas presentan unos elevados niveles de salinidad, debido al vertido a la red municipal de saneamiento de salmueras y vaciados de piscinas, así como a la elevada salinidad de las aguas de abastecimiento. Esta contaminación repercute de manera directa en los costes de regeneración en los tratamientos avanzados necesarios para la reutilización, pudiendo suponer un 40 % del coste final del agua (Convagua, 2011).

El proyecto “Evaluación de tecnologías potenciales de reducción de la contaminación de las aguas de Canarias (TECNOAGUA)”, se establece con el objetivo de realizar un diagnóstico de los principales problemas en cuanto a calidad de las aguas de abastecimiento y aguas residuales o depuradas en Canarias.

El análisis de los problemas de calidad en las aguas de Canarias se analizó desde una triple perspectiva: la de los organismos de planificación hídrica (Consejos Insulares de Aguas), la de las empresas privadas del sector y la de los grupos de investigación.

Capítulo II. Antecedentes.

En este informe final se recoge información actualizada sobre los principales contaminantes presentes en las aguas en Canarias, las tecnologías de eliminación existentes a nivel mundial y la viabilidad de una posible implantación de esas tecnologías en Canarias. Asimismo, las situaciones particulares que se han detectado para algunos contaminantes, que impiden la implantación de las tecnologías convencionales, han servido como base para plantear nuevas líneas de investigación a desarrollar en Canarias.

Los contaminantes, agrupados por tipos de agua y origen, son:

a) Aguas para consumo. Origen natural (pozos y galerías)

- Fluoruros
- Nitratos
- Cloruros
- Subproductos de desinfección (AHA y THM)
- Radioactividad

b) Aguas para consumo. Origen desalinización

- Boro
- Postratamientos (corrección índice de Langelier)

c) Aguas para riego. Origen natural (pozos y galerías)

- Índice de adsorción de sodio, conductividad eléctrica, sodio

d) Aguas depuradas/regeneradas

- Índice de adsorción de sodio, conductividad eléctrica, calidad biológica
- Contaminantes emergentes

Capítulo II. Antecedentes.

En la Tabla 2.2 se muestran las principales conclusiones de este Proyecto, recogiendo la prioridad que se le da a cada parámetro de calidad y el estado de desarrollo tecnológico alcanzado tanto a nivel mundial como en Canarias.

Tabla 2.2. Priorización de los problemas de calidad de las aguas canarias grado de I+D+I.
(Fuente: ULL, ITC, Gobierno de Canarias, Proyecto TECNOAGUA 2011).

Tema	GC	LZ	FU	TF	LG	EH	LP	Prioridad	Estadio I+D a nivel mundial*	Estadio del I+D a nivel de Canarias*
Fluoruros	x		x	x				10	7	4
Boro	x	x	x	x				9	9	9
Desalación RO postratamiento	x	x	x	x		x		7	9	9
Cloruros	x	x	x	x		x		6	9	9
Sodio, SAR	x			x				6	9	9
Nitratos	x	x	x	x	x	x	x	5	9	2
Precusores de AHA y THM	x			x				4	9	3
Calidad biológica	x	x	x	x	x	x	x	4	9	3
Contaminantes emergentes	x	x	x	x	x	x	x	4	6	3
Radioactividad				x			x	2	9	3

*Evaluación del estadio de I+D. 1=Selección del problema; 2=Recopilación bibliográfica; 3=Investigación preliminar; 4=Investigación avanzada; 5=Desarrollo de prototipos; 6=Investigación a nivel industrial; 8=Comercialización; 9=Mejoras sobre el desarrollo; 10=Problema considerado casi resuelto.

2.4.4. Situación del agua en Tenerife.

La isla de Tenerife, con 2.034 km², es la más extensa y poblada del archipiélago canario, situada entre las islas de Gran Canaria y La Gomera, a unos trescientos kilómetros del continente africano. El desarrollo demográfico soportado en los últimos años ha supuesto que en el año 2010, Tenerife contase con 906.854 habitantes residentes, unos 446 hab./km². El número visitantes a la isla ascendió a más de 4 millones en el 2011. Todo ello supone un elevado grado de presión sobre el territorio, con densidades medias de más de 927 hab./km², muy superiores a las soportadas en otras comunidades de España (ISTAC, 2010).

Capítulo II. Antecedentes.

El clima de la isla de Tenerife es seco y cálido, con escasas precipitaciones, unos 384 mm, equivalente a 780 hm³/año, caracterizado por la presencia de los vientos alisios. La precipitación horizontal anual media correspondiente al mismo periodo asciende a 43 mm, equivalente a 87 hm³/año, las que sumadas a las precipitaciones ascienden a 868 hm³/año. La infiltración insular media “actual” se estima en 160 mm/año equivalente a 325 hm³/año y viene a ser el 37 % de las precipitaciones totales (Consejo Insular de Aguas de Tenerife, 2008).

2.4.4.1. Recursos acuíferos subterráneos y superficiales de Tenerife.

Entre todos los recursos hídricos de Tenerife, destaca el agua subterránea, constituyendo el caudal aflorado aproximadamente el 87 % del total del balance hidráulico, en proceso de reducción por la intensa explotación del sistema acuífero.

La explotación de los recursos subterráneos de la isla se ha centrado tradicionalmente en la perforación de galerías y pozos, con gran predominio de las primeras sobre los segundos. En estos momentos la totalidad de las masas de agua subterráneas de la isla están catalogadas en “riesgo seguro” por extracción. La Tabla 2.3 muestra el inventario de obras de captación en 2005, obtenido a partir de la base de datos de obras de captación del Consejo Insular de Aguas.

Tabla 2.3 Inventario de obras de captación (2005). Tenerife. Elaboración propia. (Fuente: Consejo Insular de Aguas de Tenerife, 2008).

Tipo de obra	Estado actual			Longitud (km)	Caudal (hm ³ /año)
	Secas	Activas	Total		
Galerías	620	432	1.052	1.707	122,8
Pozos	223	168	391	104	63,2
Total	831	612	1443	1.812	186,0

Capítulo II. Antecedentes.

Según muestra esta tabla, en Tenerife hay emboquilladas 1.052 galerías, con una longitud total perforada de 1.707 km, que en el año 2005 aprovechaban un caudal conjunto de 122,8 hm³/año. De ellas, la galería convencional es la más representativa, ya que alumbra más del 93 % de las aguas obtenidas por este tipo de captaciones.

Respecto a los pozos, los 391 pozos emboquillados en 2005, con una longitud total perforada de unos 104 km, extraían un caudal conjunto de 63,2 hm³/año.

Actualmente, las perforaciones en galerías están prácticamente paralizadas y, en la mayoría de los casos, se limitan a pequeños avances para mantenimiento de caudales. La situación en los pozos es similar.

En 2005 el caudal conjunto aportado por galerías y pozos era de 186 hm³/año, siendo las galerías las de mayor aporte, con un 66 % del agua obtenida por las captaciones. En relación con años anteriores, se percibe una reducción de caudal de las galerías y un incremento del caudal de los pozos.

El balance hídrico subterráneo en Tenerife presenta un modelo conceptual del flujo muy sencillo. El sistema recibe agua por infiltración de lluvia y retorno de riegos y la pierde por salida subterránea al mar y extracción por pozos y galerías. El déficit se cubre por captura de agua de reservas y el consiguiente descenso de los niveles.

Respecto a la regulación de los recursos superficiales, la isla cuenta con 21 balsas y 17 presas (de una capacidad superior a los 50.000 m³), que aportan una capacidad conjunta de 10,5 hm³ (Consejo Insular de Aguas de Tenerife, 2008).

Capítulo II. Antecedentes.

2.4.4.2. Fenómenos que afectan a las aguas subterráneas y superficiales de Tenerife.

- *Modificaciones derivadas de procesos naturales*, especialmente ligados a la actividad volcánica residual, afectan mayoritariamente a las aguas almacenadas en Las Cañadas y su valle de salida. Se incrementa el contenido en bicarbonatos, sodio y flúor.

- *Intrusión de agua de mar que afecta significativamente a la franja costera de la vertiente Sur desde Güímar hasta Santiago del Teide. Dentro de esta franja, hay sectores hidrogeológicos muy modificados en los que prácticamente ya no hay extracción, y la que hay, se realiza a través de pozos emboquillados a cotas altas (>400 m), y por tanto muy alejados de la línea de costa, y otros en los que la situación es sensiblemente mejor.*

- *Elevadas concentraciones de nitratos las que se localiza, preferentemente, en los valles agrícolas (Valles de La Orotava y Güímar), donde se han detectado valores medios superiores al máximo establecido en los criterios de calidad (límite 50 mg/L). En el caso del valle de Güímar, casi dos tercios de su superficie presenta valores superiores al límite indicado, localizándose en las zonas próximas a la costa anomalías con concentraciones superiores a los 100 mg/L. En los últimos 15 años (1990- 2005), la concentración media en nitratos de las aguas alumbradas en esta zona ha pasado de 33 a 52 mg/L.*

La situación en el valle de La Orotava es similar. Si en 1990 la concentración media era de 58 mg/L en el 2005 se sitúa en 65 mg/L. Más significativo que el incremento en valor absoluto resulta la ampliación de la superficie afectada (Consejo Insular de Aguas de Tenerife, 2008).

Existe un déficit generalizado entre entradas y salidas al sistema acuífero insular. Este déficit, se cubre con el aporte de agua de reserva y el consiguiente descenso de los niveles; así, además de problemas de intrusión marina en amplias zonas de la costa, se ha considerado que en todas las masas hay riesgo de sobreexplotación.

2.4.4.3. Abastecimiento de agua en Tenerife.

El volumen utilizado en el abastecimiento urbano, turismo, industria y recreativo, se refiere al volumen facturado, es decir, el volumen de agua descontando las posibles pérdidas del proceso de distribución a través de las redes. En la agricultura el consumo representado es el que se utiliza en parcela y en ganadería el consumo se ha estimado por la cabeza de ganado.

Según estudios realizados por el Plan Hidrológico de Tenerife (Consejo Insular de Aguas de Tenerife, 2008), las pérdidas del proceso de distribución a través de la mayoría de la red urbana pierden entre el 30 y el 40 % del líquido elemento.

En la Tabla 2.4 se ofrece una caracterización global del consumo de Tenerife, según datos del año 2005. También se ofrece un estimado de los consumos para el escenario del año 2015.

Capítulo II. Antecedentes.

Tabla 2.4. Datos del consumo global del año 2005. Estimado de los consumos para el año 2015. Tenerife. Elaboración propia. (Fuente: Consejo Insular de Aguas de Tenerife, 2008).

Año 2005		Año 2015	
Usos	Volumen utilizado (hm ³ /año)	Usos	Volumen utilizado (hm ³ /año)
Abastecimiento	57	Abastecimiento	68
Agricultura	86	Agricultura	82
Industria	5,0	Industria	5,0
Turismo	19	Turismo	24
Ganadería	1,0	Ganadería	1,0
Recreativo	4,0	Recreativo	8,0
Total	172	Total	188

Como se puede apreciar, la participación del regadío en el consumo de agua en el 2005 fue la más relevante, con el 50 % del total, le siguen en importancia el abastecimiento urbano con el 33 %, el turismo con el 11 %, industria y recreativo con el 3,0 % y el 2,0 % respectivamente, y la ganadería cuyo peso es prácticamente inapreciable. En el escenario futuro se mantiene el orden de importancia, en cuanto al consumo de agua, de los usos evaluados, apreciándose un aumento del abastecimiento urbano (36 %) el turismo (13 %) y el uso recreativo (4,0 %), en detrimento de la agricultura con un 44 % del consumo total. Actualmente, el 15,2% de las aguas de riego proceden de la reutilización de aguas regeneradas y desalación de agua de mar.

El consumo de agua por las industrias emplazadas en Tenerife es pequeño, y la gran mayoría llevan a cabo su suministro a través de la infraestructura de abastecimiento municipal. Sin embargo, grandes zonas industriales como los polígonos del valle de Güímar y Granadilla, la refinería, así como las centrales térmicas de Caletillas y Granadilla, se abastecen a través del sistema en alta, o directamente mediante instalaciones propias de desalación de agua de mar.

Capítulo II. Antecedentes.

Una vez analizado los recursos hídricos de la isla de Tenerife y los sistemas de abasto e infraestructuras hidráulicas se puede llegar a las siguientes conclusiones:

- La incorporación del agua desalada en el mercado ha permitido la estabilización de los precios de compra de agua subterránea.
- En el sur y suroeste de la isla, el precio de mercado del agua subterránea hace viable la incorporación de agua regenerada y la desalación de agua de mar hasta los 400 ó 500 m de altitud (sin amortización).
- En el norte y noroeste de la isla, los precios de mercado del agua hacen económicamente inviable la reutilización de aguas regeneradas y la desalación de agua de mar, si bien la posibilidad de incorporar ésta sirve de contención de los precios de la zona.
- El sistema de conducciones generales y bajantes presenta pérdidas y deficiencias en condiciones estructurales, debido a su antigüedad y precario estado de conservación.
- Las fuentes de suministro del abastecimiento insular se han visto mejorados y fortalecidos con la incorporación de EDAM y EDAS, y de algunas conducciones específicas de abastecimiento.
- La expansión urbanística ha puesto en evidencia la fragilidad de las infraestructuras para atender la demanda actual y puntual.
- El desarrollo de las redes de saneamiento es insuficiente, motivado por la dispersión de la población en el territorio, y al escaso interés e inversión, principalmente de carácter público.
- Las principales estaciones de depuradoras de aguas residuales tienen dificultades en sus procesos de tratamiento debido al alto contenido de carga contaminante y salinidad de las aguas residuales efluentes.
- La falta de impulso económico de la administración en el desarrollo de los sistemas comarcales de producción industrial, ha propiciado el establecimiento de instalaciones individuales de desalación de agua de mar.

Capítulo II. Antecedentes.

- La antigüedad, y mal estado de conservación y mantenimiento de algunas conducciones, hace que éstas sean origen de pérdidas de agua, no siendo compatible, en ocasiones, con el transporte de aguas para consumo humano.
- La antigüedad, y mal estado de conservación y mantenimiento de algunas infraestructuras están dando lugar a un nivel importante de pérdidas.
- Existe falta de concienciación sobre el uso responsable del agua.
- Escasa disponibilidad de datos sobre la calidad de las aguas a la salida de los depósitos municipales, debido a un deficitario seguimiento municipal, y falta de intercambio de información entre administraciones.
- Los costes de desalación de agua de mar dependen en gran medida de la dimensión de la instalación (mayores producciones, menores costes).
- El precio elevado del agua subterránea en el sur y suroeste insular puede hacer inviable la desalinización de éstas (EDAS de Aripe y Tamaimo), al no poder competir con las aguas procedentes de la desalación de agua de mar (sin amortización).
- Imposibilidad de aplicar economías de escala debido a la pequeña dimensión de gran parte de las instalaciones de tratamiento, con el consiguiente incremento de los costes de explotación.

2.5. Legislación Canaria del agua.

En las islas Canarias más del 85 % de los recursos hídricos totales son de carácter privado. La captación, asignación, distribución y utilización del agua subterránea se ha venido realizando casi en su totalidad por la iniciativa privada ateniéndose al marco jurídico tradicional canario. En este contexto, la Administración Pública se ha limitado a ser el árbitro de conflictos entre particulares y a velar por el cumplimiento de la legalidad vigente.

Con este sistema tradicional, y hasta la entrada en vigor de la Ley 12/1990, de Aguas, que ha venido a introducir cambios en los nuevos alumbramientos, el agua era propiedad de aquel que la extraía, pudiendo utilizarla para sus propios usos, o bien ofertarla a potenciales usuarios de la misma en función de sus necesidades.

A partir del año 1990, la legislación en materia de agua en las islas Canarias sufrió cambios, articulándose en torno a la Ley 12/1990, de 26 de julio, de Aguas. En el preámbulo de la misma se deja constancia de la escasez y valor del recurso, así como, de la necesidad de su disponibilidad en la cantidad y calidad necesarias, en el marco del respeto al medio ambiente de las islas.

También hace referencia al establecimiento de una administración insular, los Consejos Insulares de Agua, con participación de los diversos agentes implicados en la ordenación, aprovechamiento, uso y gestión.

Capítulo II. Antecedentes.

La nueva Ley de Aguas, aportó dos aspectos definitivos para la gestión racional del recurso. Por una parte, se mantiene el reconocimiento de la personalidad jurídica de los *Heredamientos y Comunidades de Aguas de Canarias* y *Comunidades de Usuarios*, pero a partir de su entrada en vigor, los nuevos aprovechamientos lo serán mediante concesión administrativa, por tiempo limitado y con control de la Administración en la materia.

Por otra parte, se recomienda como mecanismo que mejore la gestión de las comunidades existentes, la agrupación o concentración de las mismas. Tres son las modalidades propuestas:

- *Fusión*, con cesión de la titularidad de los derechos y obligaciones a la nueva entidad.
- *Consortio*, agrupándose según los intereses convenidos, con mantenimiento de su personalidad particular.
- *Agrupación*, para facilitar su relación con la Administración.

Las modalidades citadas vienen a constituir un marco de mayor participación y cooperación en la gestión de las organizaciones que disfrutan de los aprovechamientos de los acuíferos, evitando el ocultismo que hasta la fecha se ha producido, que ha generado un individualismo desmesurado volcado en los intereses específicos de los partícipes o miembros de cada una de las comunidades.

Parte del articulado (artículo 45 al 49) se dedica a la atención que requieren las zonas sobreexplotadas y los acuíferos en procesos de salinización, y las limitaciones precisas al caso. Asimismo, en el artículo 61, se establecen medidas de protección de la calidad de las aguas.

Capítulo II. Antecedentes.

Desde la entrada en vigor de la Ley de Aguas, en 1990, hasta la creación de los Consejos Insulares de Aguas, entre 1994 y 1995, pasó un tiempo importante para la plena aplicación de la Ley. Los sucesivos gobiernos de Canarias iban relegando la constitución de tales organismos provocando una demora en la integración de la participación social desde la globalidad de los agentes en la gestión del recurso. Este hecho es de singular importancia para la democratización de la gestión del agua, superando una larga época de un control excesivamente privatizado, dividido y sin una socialización de la gestión del común recurso.

La administración más vinculada al agua en las islas son los Consejos Insulares de Aguas, estos tienen entidad de Derecho Público con personalidad jurídica propia y plena autonomía funcional, que asume, en régimen de descentralización y participación, la dirección, ordenación, planificación y gestión unitaria de las aguas en cada isla.

Capítulo II. Antecedentes.

2.6. Breve reseña de la desalación de agua.

La desalación es el proceso de obtención de agua dulce a partir de agua salada (mar) o salobre. Este proceso se conoce ya desde la antigüedad. El primer escrito que hace constancia del uso de un proceso de desalado data del año 1.500 a.C. y se halla en el Antiguo Testamento (Libro del Éxodo, cap.15, 22-25), refiriendo lo que parece que se trata de la primera aplicación de intercambio iónico para desalar agua. Desde comienzos del siglo V a.C. filósofos griegos como Tales de Mileto, Empédocles y especialmente Aristóteles discuten en sus trabajos sobre la posibilidad de convertir el agua salada en agua dulce. La primera referencia escrita a un dispositivo específicamente diseñado para desalar agua pertenece a Alejandro, comentarista de Aristóteles, y en él se lleva a cabo la descripción de un destilador. También existen referencias de que durante la Edad Media muchos alquimistas árabes y persas habían practicado la destilación solar utilizando vasijas de vidrio y espejos cóncavos de cristal de Damasco pulidos para concentrar los rayos del Sol, aportando de este modo el calor necesario para la evaporación del agua.

En los albores del Renacimiento tenemos las primeras referencias de desalación de agua de mar haciendo uso de energía solar. Della Porta, uno de los científicos más importantes de este tiempo publica la descripción de hasta siete métodos diferentes para llevar a cabo el proceso de destilación. Incluso llega a describir el proceso para extraer agua dulce a partir del aire húmedo, lo que hoy día se conoce como proceso de humidificación/ des-humidificación.

La primera planta de desalación de tamaño industrial fue diseñada y construida en 1872 por el ingeniero sueco Carlos Wilson, cerca de Las Salinas, en el norte de Chile. Esta planta consistió en una instalación de destilación solar con una capacidad de producción de 22,7 m³ por día.

Capítulo II. Antecedentes.

Posteriormente fueron propuestos distintos dispositivos para incrementar el rendimiento de la destilación solar, como por ejemplo los reflectores cubiertos de metal utilizados como concentradores solares (Kausch en 1920), los concentradores destinados a focalizar los rayos de Sol sobre una caldera de cobre (Pasteur en 1928) o reflectores cilindro-parabólicos recubiertos de aluminio para focalizar la energía solar sobre tubos que contienen agua (Abbot en 1938).

Por otro lado, la destilación para la producción de agua potable se viene utilizando en las embarcaciones marinas desde hace más de 400 años. Con el descubrimiento de América, la navegación se extiende a océanos abiertos en lugar de centrarse en el Mediterráneo, y resulta más barato llevar a bordo dispositivos de destilación y combustible (madera en ese tiempo) que grandes cantidades de agua dulce. Supuestamente en 1593, Sir Richard Hawkins utilizó un evaporador durante su largo viaje a las Américas.

Las primeras patentes de dispositivos para la obtención de agua dulce a partir de agua de mar, tanto a bordo de barcos como en tierra firme, se deben a los ingleses W. Walcot y R. Fitzgerald, en 1675 y 1683 respectivamente. El desarrollo de las máquinas de vapor en el siglo XIX hizo posible el disponer de agua potable a partir de la condensación del vapor producido en la caldera de los barcos. La caldera se alimentaba con el agua de mar, y el vapor producido se filtraba y se aireaba tras su condensación. El uso de este sistema se generalizó hasta principios de siglo XX. Sin embargo, los incrementos de las presiones de vapor y de los tamaños de las calderas hicieron peligroso el uso de agua de mar para alimentarlas. El problema se resolvió desalando el agua de mar usando evaporadores calentados por los vapores de escape de motores auxiliares o procedentes de la caldera.

Capítulo II. Antecedentes.

Posteriormente, por el incremento de la velocidad de las embarcaciones, gracias al desarrollo de motores y turbinas de alta presión, la duración de los viajes se redujo en gran medida por lo que en algunos viajes se hizo más práctico almacenar agua potable en tanques en lugar de destilarla.

El interés actual por la desalación comenzó en la década de los años treinta, como consecuencia de la pertinaz sequía sufrida en California, pero la crisis económica existente en esos días impidió el desarrollo de amplios programas de investigación. Más tarde, durante la Segunda Guerra Mundial, se intensificó el interés por la desalación.

En 1940, posteriormente, como consecuencia de estas investigaciones se construyó en Islas Vírgenes un destilador solar con cubierta de vidrio. Pero la verdadera explosión de las aplicaciones de desalación llegó tras la Segunda Guerra Mundial como consecuencia del crecimiento de la población en zonas con insuficientes recursos hídricos, la contaminación de los recursos de agua dulce disponibles y la expansión de industrias con alto consumo de agua.

En Estados Unidos se inició un fuerte apoyo institucional y económico al desarrollo de plantas de desalación que resultó en la creación de las Oficinas de Aguas Salinas, para financiar la investigación básica en este campo. A principios de los cincuenta, este organismo construyó su primera planta de desalación industrial en Kuwait, con una capacidad de 4.550 m³/día. En 1955 se construyó otra planta similar de doble capacidad (Blanco y Alarcón, 2006).

Capítulo II. Antecedentes.

En el año 1953 se llevaron a cabo los primeros ensayos de membranas de ósmosis inversa en la Universidad de Florida, mientras que en 1955 se aplicaba la electrodiálisis a las aguas salobres. En 1958, Loeb y Sourirajan desarrollaron el antecedente inmediato de los módulos comerciales de ósmosis. A partir de 1970 se comienza a utilizar la compresión de vapor de forma comercial, mientras que en 1978 se construye la primera gran planta de ósmosis para agua de mar en Arabia Saudí. En los años ochenta se instalan unidades de destilación multiefecto de 9.500 m³/día en las Islas Vírgenes, mientras que se construyen las grandes unidades de evaporación súbita de múltiple etapa (MSF) con capacidades unitarias de hasta 45.000 m³/día (Blanco y Alarcón, 2006).

Entre 1977 y 1995, la desalación de agua de mar por ósmosis inversa experimentó un gran crecimiento en capacidades de producción, ahorro energético y expansión de las instalaciones, sobre todo en el área de Oriente Medio, seguido de otras regiones secas, una de ellas Canarias que desde 1964 venía desarrollando varios proyectos de desalación, mientras que el área del sudeste y levante español se sumaría a este proceso a partir de 1993 con lo que a finales de la primera década del siglo XXI (Suárez, 2005), en España se alcanzarían los 2,4 millones de m³/día de agua desalada con un total de 1.000 plantas desaladoras operativas (DBK,2010).

Capítulo II. Antecedentes.

2.7. La desalación a nivel mundial.

El incremento de la escasez de agua en diferentes regiones áridas y semi-áridas del mundo, y el freno económico, social y humano que esto significa, ha traído consigo un notable crecimiento a nivel global de las tecnologías de desalación para la producción de un suministro fiable de agua potable en estos últimos años. Esto indica que esas tecnologías se han empleado más que nunca para hacer frente a las grandes sequías y a la búsqueda de nuevas fuentes de agua potable para el abasto. El número de plantas desaladoras así como la capacidad de desalación de agua a nivel mundial está creciendo a niveles insospechados.

De acuerdo a la información recogida en el Congreso Mundial de la Asociación Internacional de Desalación desarrollado en Australia en el año 2011, la capacidad global total de todas las plantas desaladoras que estaban en funcionamiento hasta diciembre del 2010 era de 66,5 millones de m³/día, teniendo un aumento de la producción respecto al año anterior de un 8,8 %, con igual fecha. La capacidad total de todas las plantas de desalación, incluyendo las que estaban en funcionamiento y en construcción ascendía a 77,4 millones m³/día de agua (IDA, 2011).

En la actualidad existen en el mundo alrededor de 15.988 plantas de desalinización, esparcidas por 150 países, siendo los mayores productores de agua desalada del mundo: Arabia Saudí, seguido por los Emiratos Árabes Unidos, Estados Unidos y España. El 60 % del agua que abastece a estas plantas proviene de fuentes marinas. Estas industrias procuran diariamente agua para más de 300 millones de personas en todo el mundo (H₂O, 2011; IDA, 2011).

Capítulo II. Antecedentes.

La mayor capacidad de producción de agua desalada se encuentra en el Golfo Árabe- Pérsico siendo su producción el 44 % de la producción mundial. El mayor productor del Golfo y del mundo es Arabia Saudita con un 25 % del agua mundial desalada, la cual un 11 % proviene del Golfo.

El Mar Rojo es otra de las regiones con mayor producción de agua desalada, contando con un 13 % de la producción mundial, siendo Arabia Saudita también el mayor productor de esa área con un 92 % del agua producida, seguida de Egipto con un 7,0 %.

El proceso de desalación térmica es el dominante en la región del Golfo, siendo el causante del 94 % de la producción total de agua desalada, el otro 6,0 % de la producción se obtiene por ósmosis inversa (RO).

El Mar Mediterráneo también alberga una de las regiones de mayor producción de agua desalada, con un 14 % de la producción mundial; siendo España el mayor productor de la región con un 8,0 % de la capacidad instalada (Lattemann y Höpner, 2008; Cipollina, et al., 2009). Alrededor del 27 % de la capacidad total de desalación instalada en la región hispánica se encuentra en las Islas Canarias, con más de 740.000 m³/día de capacidad instalada (Convagua, 2011).

En el Mediterráneo el 70 % de la producción de agua desalada se obtiene por ósmosis inversas, siendo para España este proceso de desalación más del 80 % de la tecnología instalada (ICEX, 2007; Cipollina et al., 2009).

Capítulo II. Antecedentes.

En la actualidad Israel es el hogar de la planta de desalinización de agua marina por ósmosis inversa más grande del mundo. La planta ubicada en Ashkelon, produce anualmente 100 millones de m³ de agua potable, tomada del agua salada del Mediterráneo. Con una capacidad de 320.000 m³/día, la planta produce aproximadamente el 13 % de la demanda del consumo doméstico de Israel, 5,0÷6,0 % de la demanda total de agua de ese país (Israel NewTech, 2008).

Debido al incesante crecimiento de la población a nivel mundial y el desarrollo económico que están alcanzando algunos países, se espera un crecimiento acelerado de la industria de la desalación. Las regiones y países donde mayor crecimiento se espera son: China, India, America Latina y Sudáfrica (H₂O, 2011).

Los gobiernos e instituciones de todos los países que desarrollen este tipo de industria deben prestar una especial atención a la necesidad de conservar los recursos naturales y preservar la sostenibilidad; tanto por la contaminación producida por la quema de combustibles fósiles para generar la energía necesaria para la desalación, así como los daños causados por los vertidos en los ecosistemas marinos, que pueden ser irreversibles.

2.8. La desalación de agua en España.

Las aguas desaladas en España son un recurso hídrico no convencional que ha permitido paliar las carencias de disponibilidad de aguas especialmente en zonas mediterráneas e insulares.

La tecnología de desalación de agua está presente en el país desde los años sesenta del siglo XX, con la primera desaladora de evaporación instantánea multietapa (MSF) de agua de mar instalada en Lanzarote (Canarias), habiéndose revelado como una de las tecnologías más adecuadas para solucionar los problemas de escasez, gracias a su flexibilidad de producción y su eficiencia económica. Es una tecnología que garantiza el agua, llueva o no llueva. (MARM, 2011).

En la década de los años ochenta aparecen las primeras instalaciones de ósmosis inversa en el territorio nacional, conviviendo en ese periodo con las tecnologías de evaporación, principalmente compresión mecánica de vapor (MVC) y con importantes reducciones en el consumo energético 15 kWh/m³ para las plantas de compresión de vapor y 8÷10 kWh/m³ para las de ósmosis inversa (RO) (ICEX, 2007).

En los años noventa una vez comprobado el correcto funcionamiento de las membranas, es cuando se da el gran salto a las instalaciones de ósmosis inversa, cuya capacidad de producción ha ido en aumento conforme se ha ido reduciendo el consumo energético.

Capítulo II. Antecedentes.

Los datos respecto a la capacidad de producción son reveladores ya que, si hasta mediados de los noventa era de medio millón de metros cúbicos al día, aproximadamente, en el año 2000 se superó la cifra de un millón de metros cúbicos, alcanzando cinco años más tarde (2005) una producción total de 1,5 millones de metros cúbicos al día en cerca de novecientas instalaciones. (ICEX, 2007).

Esta evolución convirtió a España en un país en la vanguardia tecnológica en desalación y uno de los mayores usuarios de aguas desaladas del mundo occidental, siendo el primer país europeo en producción anual de agua desalada y el cuarto país del mundo, por detrás de Arabia Saudí, Emiratos Árabes y Estados Unidos (Olcina y Moltó, 2010).

En la actualidad, la técnica empleada en la mayoría de las plantas en España es la de ósmosis inversa. La evolución del consumo específico en el campo de la desalinización por ósmosis inversa, a través de sucesivas innovaciones tecnológicas en los sistemas de recuperación energética, reduciéndose hasta menos 3,0 kWh/m³ de agua desalada, ha contribuido de forma muy significativa al enorme incremento de la capacidad de producción y por tanto, a afrontar con tranquilidad los nuevos planes de desalinización mediante la aplicación de una tecnología más eficiente energéticamente y muy consolidada en el país.

Así, mientras a escala mundial más del 70 % de la capacidad de producción se lleva a cabo en instalaciones de MSF, en España la ósmosis inversa (RO) representa más del 80 % del total, lo que se explica por la escasa incidencia que el coste energético tiene precisamente en los primeros países productores ubicados en Oriente Medio (ICEX, 2007).

Las empresas españolas de desalación se encuentran dentro de las que encabezan el liderazgo mundial del sector, estando presentes en la construcción de algunas de las mayores y más modernas plantas del mundo, como son las de Londres, Pekín, Perth (Australia) o las que se están construyendo en India, Estados Unidos o Argelia (MARM, 2011).

2.8.1. Capacidad de desalación en España.

En reciente informe de la consultora DBK (2010) sobre empresas de desalación en España, eleva el número de plantas desaladoras operativas a más de 1.000, con una capacidad de producción cercana a los 3,3 millones de metros cúbicos de agua diarios (Fig.2.4).

El volumen de producción de agua desalada por su parte, alcanzó los 2,4 millones de metros cúbicos diarios en el 2009, registrando una tasa de crecimiento del 25 % respecto al 2008. En este marco, las empresas del sector generaron en 2009 un volumen de negocio por la construcción y explotación de plantas desaladoras en España de 600 millones de euros (DBK, 2010). El 70 % de este volumen corresponde a la desalación de aguas marinas y el 30 % al tratamiento de aguas salobres continentales.

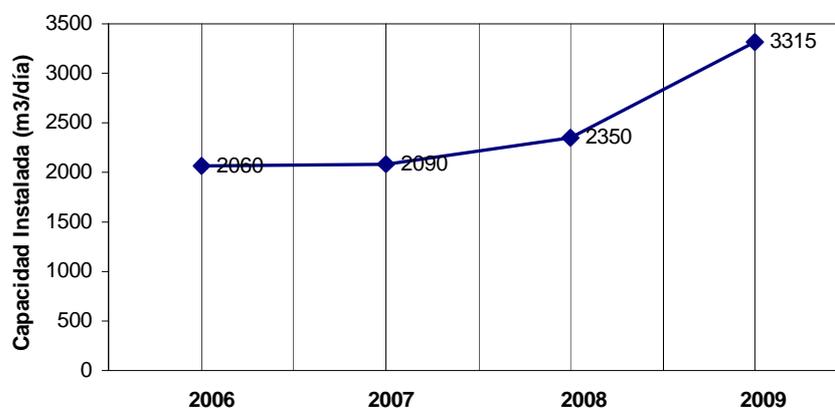


Fig.2.4. Capacidad de desalación instalada en España. (Fuente: DBK, 2010).

Capítulo II. Antecedentes.

En el conjunto de aguas procedentes de desalación (del mar y salobres) el uso urbano es el prioritario y supone el 55 % de la producción anual. Este porcentaje se eleva si nos referimos a aguas marinas desaladas, puesto que el 95 % de las producidas se destina a abastecimiento urbano y turístico, debido sin duda al mayor coste de producción que tienen las aguas de esta procedencia.

Aunque el volumen de agua desalada apenas representa el 3,0 % del consumo total efectivo de agua en España, comienza a ser significativo si nos referimos al gasto urbano de agua puesto que en 2010 supuso el 13 % del consumo de agua en las ciudades y está previsto que este porcentaje se eleve al 20 % hacia 2015 (Olcina y Moltó, 2010; Convagua, 2011).

En la Fig. 2.5 se muestra que en la actualidad las Islas Canarias encabezan la lista de Comunidades Autónomas con mayor capacidad de desalación operativa, con 0,74 hm³/día, seguida de Andalucía y Murcia, con 0,54 y 0,43 hm³/día, respectivamente.

El agua desalada de origen marino se ha convertido en fuente principal de abastecimiento a poblaciones en las islas de Fuerteventura, Lanzarote, Gran Canaria, Ibiza y Formentera, y supone una parte muy importante del agua consumida en Ceuta y Melilla. En las islas orientales de canarias el 90 % de sus respectivas poblaciones se abastece con esta agua. En estos casos pierde sentido, como se ha señalado, la expresión “no convencional” para aludir al tipo de agua utilizado (Olcina y Moltó, 2010).

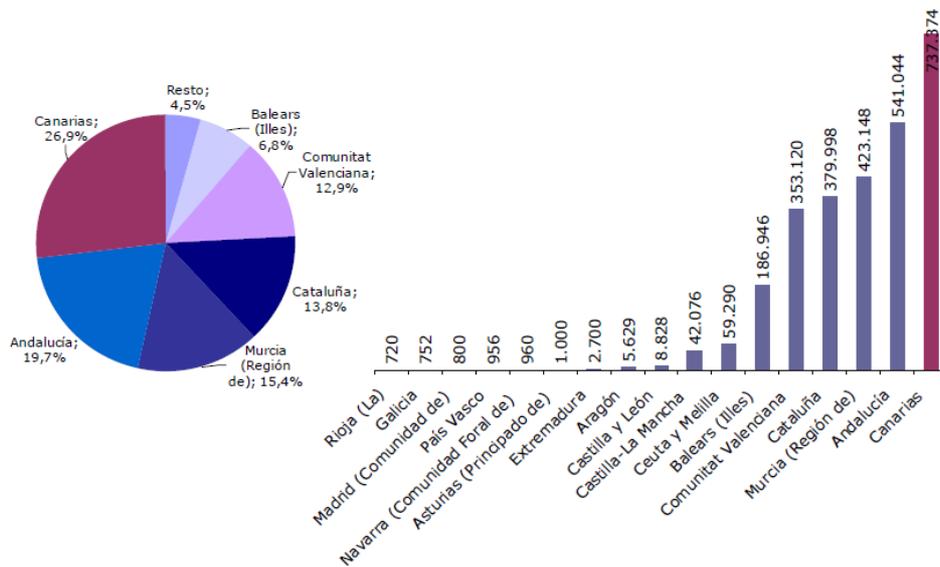


Fig.2.5. Capacidad operativa de desalación (m³/día) y porcentaje de desalación por Comunidades Autónomas respecto al total desalado en España. Datos correspondientes al año 2009 (Fuente: Conagua, 2011).

Aunque la tecnología de la desalación cuenta con inconvenientes medioambientales por su alto consumo de energía y los vertidos derivados de salmuera, éstos se van minimizando y es una opción más para facilitar la disponibilidad de recursos hídricos adicionales, presentándose como una solución adecuada para garantizar la continuidad de actividades económicas como la agricultura especializada de alto rendimiento o el turismo, ya que los enclaves costeros con mayor afluencia de visitantes estivales están sometidos a una fuerte demanda de agua.

Capítulo II. Antecedentes.

2.9. La desalación de agua en las Islas Canarias.

La producción industrial de agua mediante la desalación de agua de mar y de agua salobre es una actividad consolidada con más de 40 años de aprendizaje en las Islas Canarias. El archipiélago ha sido pionero a nivel europeo en desalinización de agua de mar desde 1964, con la puesta en marcha de la primera desalinizadora en Lanzarote de 2.500 m³/día de agua potable por evaporación instantánea multietapa (MSF). Este recurso hídrico se ha utilizado de manera masiva para el abastecimiento urbano y el riego de cultivos agrícolas. Actualmente, las islas ocupan un lugar relevante en España, e incluso en Europa, en volumen anual desalinizado.

En concreto, las Islas Canarias cuentan con más de 740.000 m³/día de capacidad instalada, el 27 % a nivel nacional, se sitúa como referente internacional en cuanto al número y abanico de procesos de desalación instalados en la escasa superficie disponible. En general la desalación de agua ha adquirido gran importancia en el suministro hídrico de las islas, representando el 24 % del total de agua disponible (ITC, 2008; Convagua, 2011).

Particularmente en las islas orientales del archipiélago, el desarrollo turístico ha impulsado la instalación de desaladoras de agua de mar, a pesar de los elevados costes económicos asociados (energéticos).

Por otro lado la alta eficiencia de los procesos de ósmosis inversa y los sistemas de recuperación energéticos, han promovido la implantación de esta tecnología en casi todas las islas. Tal es el caso de la isla de Lanzarote, donde hoy día el 99 % de la demanda, sin tener en cuenta la reutilización de aguas depuradas, es satisfecho por agua desalada de mar. Esta tasa alcanza el 86 % en Fuerteventura, más del 50 % en Gran Canaria y el 9,0 % en Tenerife. La inmensa mayoría de estos caudales están generados en instalaciones de titularidad pública (Convagua, 2011).

Capítulo II. Antecedentes.

En lo relativo a la producción en las distintas islas, como se ha indicado previamente, en las islas orientales la desalinización es el principal recurso hídrico y este supone un elevado porcentaje respecto al total consumido (Tabla 2.5). En números absolutos, la isla de Gran Canaria es la que produce un mayor volumen anual de agua desalinizada.

El destino final de las aguas se distribuye principalmente entre abastecimiento a poblaciones (74 %) y riego agrícola (23 %), siendo el volumen para usos industriales insignificante (Hernández, 2006).

Tabla 2.5. Recursos y consumos de agua en Canarias. Datos correspondientes al año 2000. Elaboración propia. (Fuente: Convagua, 2011).

Islas.	Número de Desaladoras	Volumen de Agua desalada (hm ³ /año)	% del volumen de agua consumida en la isla.
Lanzarote (LZ)	49	23,7	99
Fuerteventura (FV)	66	11,9	86
Gran Canaria (GC)	129	79,2	52
Tenerife (TF)	46	18,92	9,25
La Gomera (LG)	0	0,0	0
El Hierro (EH)	2	0,5	19
La Palma (LP)	1	0,1	0

Respecto a las tecnologías de desalación, Canarias cuenta con tecnologías que van desde las denominadas térmicas hasta las de separación con membranas. En la Tabla 2.6 se presenta la capacidad instalada para cada una de las tecnologías y el tipo de agua tratada (Hernández, 2006; Convagua, 2011).

Los datos reflejan claramente la preferencia por la ósmosis inversa con un 84 % de la capacidad instalada. Este hecho se debe a los menores consumos energéticos comparados con los procesos de destilación, junto a una menor complejidad de diseño.

Capítulo II. Antecedentes.

Evidentemente, existen algunos factores que pueden hacer viable la utilización de los procesos térmicos, como es el caso de disponer de corrientes de vapor a baja presión (COTESA o CEPSA, en Tenerife) o de necesitar agua de una elevada calidad para usos industriales. Asimismo, existen un número significativo de pequeñas instalaciones de compresión de vapor (500-1.500 m³/día) para abastecer a pequeñas poblaciones, complejos turísticos o industrias locales.

Tabla 2.6. Capacidad de desalación en Canarias según tecnologías aplicadas. Elaboración propia. (Fuente: Convagua, 2011)

Tecnología	Origen del agua	Capacidad Instalada (m³/día)
Evaporación multietapa (M.S.F).	Agua de mar	39.600
Compresión de de Vapor (VC).	Agua de mar	11.730
Ósmosis Inversa (RO).	Agua de mar/salobre	489.982
Electrodiálisis (ED).	Agua salobre	42.373

Por su parte, el proceso de ósmosis inversa se caracteriza por su flexibilidad de operación y su alto rendimiento de eliminación de sales (99 %). Para una correcta operación es necesario atender a diversos factores que condicionan el diseño del proceso, entre ellos cabría destacar el tipo de toma de agua de mar (pozo costero o toma abierta), la recuperación de energía y los procesos de acondicionamiento del agua producto (postratamientos).

Otra tecnología ampliamente implantada en Canarias es la electrodiálisis reversible (EDR), aplicada exclusivamente a la desalinización de aguas subterráneas salobres. En las islas existen un total de 22 plantas con una capacidad total de 15,5 hm³/año. Las principales plantas se sitúan en las islas de Tenerife con 12 y Gran Canaria con 10.

Capítulo II. Antecedentes.

El consumo energético se estima entre 0,8 y 1,1 kWh/m³. Este proceso se ha aplicado al tratamiento de las aguas subterráneas de la zona noroeste en Tenerife, permitiendo adecuar la calidad del agua a la normativa sobre abastecimiento a poblaciones, salvo en el caso de los fluoruros donde se supera el valor límite de 1,5 mg/L (Convagua, 2011).

Finalmente, se puede afirmar que Canarias también es pionera en la utilización de fuentes de energía renovables para el abasto energético de plantas de ósmosis inversa.

Capítulo II. Antecedentes.

2.10. Tecnologías de desalación.

Como ya se conoce, la desalación es el proceso de obtención de agua dulce a partir de agua salada, ya sea agua de mar o de baja concentración (agua salobre). La misma se presenta como una alternativa para resolver carencias en la disponibilidad y calidad del agua.

Los procesos de desalación conllevan la separación de una porción de agua con nula o baja concentración de sales (destilado) a partir de una determinada cantidad de agua de mar o agua salobre (agua de alimentación), de manera que las sales queden concentradas en un flujo de rechazo o salmuera (Fig. 2.6). Todos los procesos requieren energía para su funcionamiento, según que técnica de desalación se utilice el gasto energético puede variar.

Según las leyes físicas que rigen el comportamiento de las disoluciones, esta separación requiere un considerable consumo de energía, que pueden variar en dependencia de la técnica de desalación que se utilice.

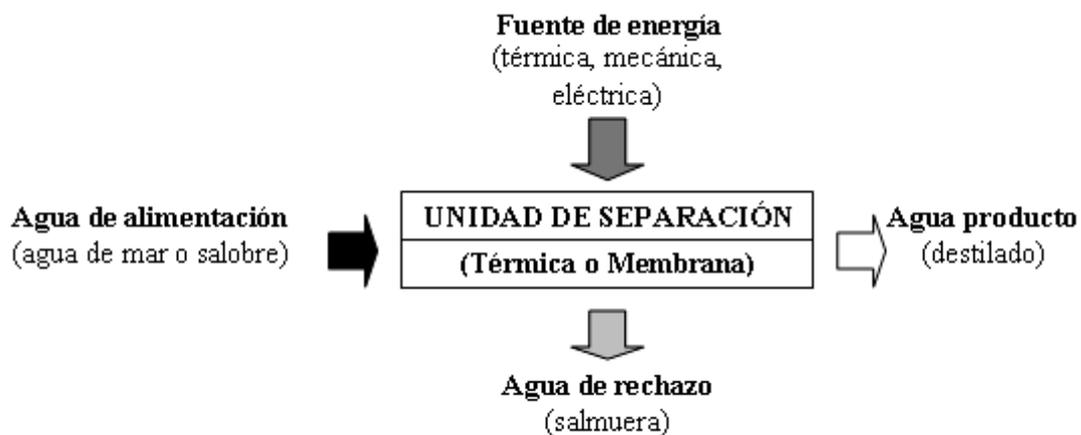


Fig.2.6. Proceso de desalación. Elaboración propia.

Capítulo II. Antecedentes.

Desde el punto de vista termodinámico el efecto físico de la desalación de agua se obtiene aportando a la disolución la energía suficiente para separar las sales que contiene. La cantidad mínima de energía necesaria siguiendo un camino opuesto al de la desalación, es decir, midiendo la energía desprendida al disolver en agua pura las sales que contiene la disolución, viene representada por la fórmula:

$$W_{\min} = R_{univ} \cdot T_{abs} \cdot \ln a_w \quad (2.1)$$

Donde:

W_{\min} : Energía mínima desprendida en el proceso de mezcla (kWh/m³).

R_{univ} : Constante universal de los gases (R=8,314472 kJ/ kmol*K).

T_{abs} : Temperatura absoluta de la mezcla (K).

a_w : Actividad de los electrolitos que componen la disolución salina, valor cercano a la unidad para aguas marinas.

Como la actividad depende fuertemente de la concentración de dichos electrolitos (a_w), la energía mínima desprendida en el proceso y por lo tanto la necesaria para desalar depende de la concentración del agua de aporte: para un agua media del mar de 35.000 ppm de total de sólidos disueltos (TDS), dicha energía a 25 °C es de 0,88 kWh/m³, pero baja hasta los 0,3 kWh/m³ en el caso de una concentración de 15.000 ppm.

Los valores obtenidos con la expresión 2.1 son ideales, imposibles de obtener en procesos irreversibles como los empleados en la vida real (Estevan y García, 2007).

Capítulo II. Antecedentes.

Las diferentes tecnologías utilizadas para desalar agua de mar o salobre en cantidades industriales, han ido evolucionando durante la historia y actualmente se continúa investigando para conseguir fundamentalmente un menor consumo energético, una mayor capacidad y una mejor eliminación de los residuos generados.

Atendiendo al criterio de separación utilizado, las tecnologías de desalación pueden clasificarse en: térmicos o de membrana. Las técnicas de separación térmica se dividen en dos categorías principales: la primera de ellas comprende aquellos procesos en los que se tiene una fase de evaporación seguida de una fase de condensación del vapor de agua formado; la segunda categoría consiste básicamente en una fase de congelación seguida de un proceso de fusión de los cristales de hielo obtenidos. Dentro de los procesos de membrana tenemos los procesos de ósmosis inversa, en los cuales el flujo de agua dulce logra atravesar por efecto de la presión una membrana semipermeable, dejando atrás los iones salinos; la electrodiálisis, menos implantada a nivel industrial, consiste básicamente en la separación de los iones con carga presentes en las sales por medio de membranas selectivas y la aplicación de un determinado potencial eléctrico.

En la Fig. 2.7 se establece una clasificación alternativa de los métodos de desalación atendiendo en primer lugar al tipo de energía utilizada en el proceso, y en segundo lugar teniendo en cuenta el proceso físico utilizado.

En la Tabla 2.7 se encuentran resumidas las principales características de los cinco procesos de desalación más importantes a escala industrial, los que serán descritos más adelante de manera exhaustiva.

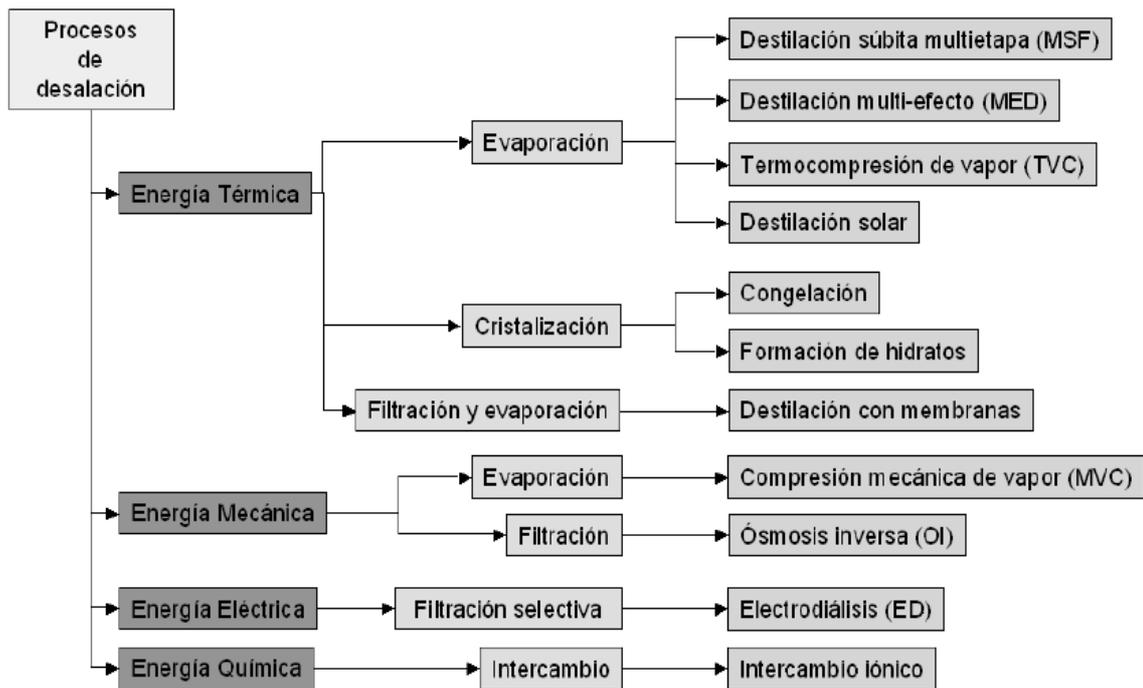


Fig.2.7. Clasificación de los procesos de desalación. Elaboración propia.
(Fuente: Blanco y Alarcón, 2006).

Las tecnologías de membrana (ósmosis inversa (RO), electrodiálisis (ED)) pueden considerarse relativamente joven comparada con las térmicas (destilación multiefecto (MED), destilación súbita multietapa (MSF) y compresión mecánica de vapor (MVC)), pero ha proliferado rápidamente debido a su relativo “bajo consumo energético”.

Si consideramos la evolución en las últimas tres décadas de la eficiencia energética de las diferentes tecnologías, podremos detectar un estancamiento en los sistemas de destilación térmica, donde en los últimos treinta años apenas se ha producido una reducción apreciable en el consumo energético necesario para llevar a cabo el proceso de desalación.

Capítulo II. Antecedentes.

De hecho, hoy día, la destilación térmica de agua de mar sólo puede competir económicamente en esquemas de grandes plantas de cogeneración de agua y electricidad, con la necesidad adicional de un coste relativamente bajo del combustible fósil, como es el caso de los países del Golfo Pérsico.

Sin embargo, en el caso de la desalación de agua de mar por ósmosis inversa se ha pasado de un consumo de 30,84 kWh/m³ (1970) a un consumo de 3,0 kWh/m³ (actualidad), es decir, se ha multiplicado por diez la eficiencia energética (Blanco y Alarcón, 2006).

Tabla 2.7. Características de los principales procesos de desalación a escala industrial.

Elaboración propia. (Fuente: Blanco y Alarcón, 2006; Cipollina, et al., 2009).

Características	MSF	MED	MVC	RO	ED
Temperatura de operación (°C)	<120	<70	<70	<45	<45
Forma principal de energía.	Térmica (vapor)	Térmica (vapor)	Mecánica (electricidad)	Mecánica (electricidad)	Electricidad
Consumo de energía térmica (kWh/m ³)	12	6,0	No aplicable	No aplicable	No aplicable
Consumo de electricidad (kWh/m ³)	3,5	1,5	7,0 – 14	3,0 – 5,0	1,0
Contenido en sal del agua de alimentación (ppm TDS ¹)	30.000 ÷ 100.000	30.000 ÷ 100.000	30.000 ÷ 50.000	1.000 ÷ 45.000	100 ÷ 3.000
Calidad del destilado (ppm TDS)	<10	<10	<10	<500	<500
Capacidad por unidad de producción (m ³ /día)	5.000 ÷ 60.000	100 ÷ 20.000	10 ÷ 5.000	1,0 ÷ 10.000	1,0 ÷ 12.000

(1) TDS: Total de sólidos disueltos.

Capítulo II. Antecedentes.

Los procesos de desalación más difundidos en estos momentos son, la destilación súbita multietapas (MSF) y la ósmosis inversa con el 40 % y el 50 % respectivamente, de toda la capacidad a nivel mundial. La utilización de la RO tiene un acelerado crecimiento debido al desarrollo de membranas más eficientes y menos costosas y a la reducción del consumo de energía (ADIRA, 2008; Cipollina, et al., 2009)

Capítulo II. Antecedentes.

2.11. Desalación térmica.

Los procesos de desalación que necesitan calor o energía térmica imitan el ciclo del agua en la naturaleza, calentando el agua a desalar hasta producir vapor que posteriormente condensado pasa a formar el agua producto. Los más importantes de su tipo para producción de agua desalada a escala industrial son:

2.11.1. Destilación súbita multietapa (MSF).

El proceso de destilación súbita multietapa (MSF) se basa en calentar el agua de mar o salobre con vapor procedente de una fuente externa (generalmente una central de cogeneración), en un recipiente denominado “calentador de salmuera”. A continuación, el agua caliente es introducida dentro de otra cámara, denominada etapa, donde la presión es más baja que su correspondiente presión de saturación, lo que provoca que entre inmediatamente en ebullición de manera casi explosiva (flash) generándose vapor. El vapor de agua llega a un condensador donde se enfría con agua de mar o salobre entrante en la planta y se recoge en estado líquido. El agua de mar o salobre se calienta en el condensador, reduciéndose el consumo energético total del proceso (Fig. 2.8). Si la salmuera se pasa sucesivamente a zonas de presión inferior, se sigue produciendo evaporación del agua.

Las plantas MSF (Multi-Stage Flash) están constituidas por unidades en el rango de 5.000 a 60.000 m³/día, con una temperatura máxima de operación de entre 90 y 120 °C, y un número de etapas entre 15 y 20. La operación a temperaturas superiores a 120 °C tiene como consecuencia un aumento de la eficiencia, pero también incrementa el peligro de formación de incrustaciones y acelera los procesos de corrosión de las superficies metálicas.

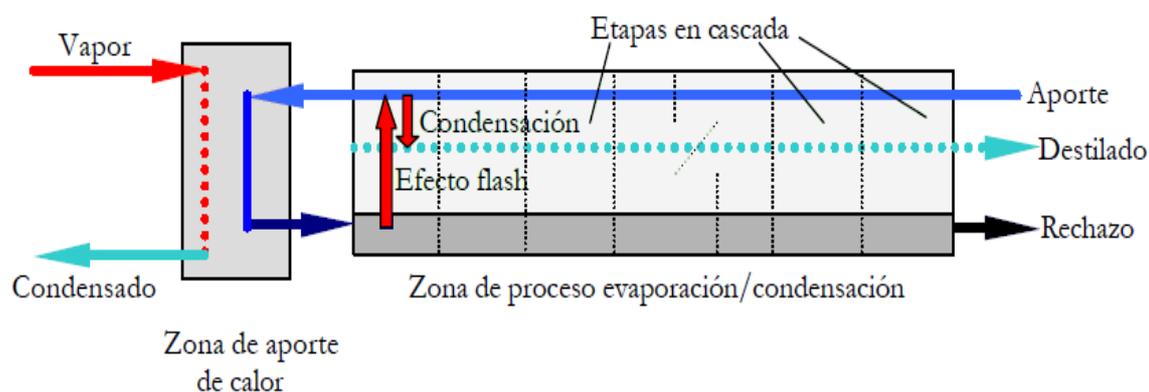


Fig. 2.8. Esquema de una planta de destilación súbita multietapa (MSF).
Elaboración Propia (Fuente: CIRCE, 2001).

La principal ventaja del proceso MSF es su baja sensibilidad a la concentración inicial de sales del agua a tratar y a las partículas suspendidas, que se eliminan por un proceso simple de filtración, acompañado de la utilización de antiincrustante y biocidas para prevenir la actividad microbológica. El acoplamiento con plantas de potencia para formar sistemas de cogeneración es muy fácil y permite una gran variabilidad de rangos de operación en ambas plantas. Su robustez en la operación diaria frente a otros procesos de destilación es notoria.

El principal inconveniente de este sistema es el alto consumo energético (calor) que requiere. También presenta problemas de incrustaciones de compuestos insolubles (sales de calcio y magnesio) que se producen a más de 70 °C y que interfieren en la transferencia de calor. El alto poder corrosivo del agua de mar a temperaturas superiores a la citada es otro inconveniente que requiere su tratamiento previo.

La destilación súbita es el proceso más implantado en Oriente Medio, que cuenta con el 75 % de la capacidad mundial instalada. Las principales empresas suministradoras de esta tecnología son de origen japonés, italiano y coreano (Blanco y Alarcón, 2006; Cruz, 2006).

Capítulo II. Antecedentes.

2.11.2. Destilación multiefecto (MED).

Al contrario que en el proceso MSF por efecto flash, en la destilación por múltiple efecto (MED) la evaporación se produce de forma natural en una cara de los tubos de un intercambiador aprovechando el calor latente desprendido por la condensación del vapor en la otra cara del mismo.

Una planta MED (Multi-Effect Distillation) tiene varias etapas conectadas en serie a diferentes presiones de operación, dichos efectos sucesivos tienen cada vez un punto de ebullición más bajo por el efecto de dicha presión. Esto permite que el agua de alimentación experimente múltiples ebulliciones, en los sucesivos efectos, sin necesidad de recurrir a calor adicional a partir del primer efecto. El agua salada se transfiere luego al efecto siguiente para sufrir una evaporación y el ciclo se repite, utilizando el vapor generado en cada efecto. Normalmente también existen cámaras flash para evaporar una porción del agua salada que pasa al siguiente efecto, gracias a su menor presión de operación, el proceso puede repetirse entre 8 y 16 veces.

Existen diversas configuraciones en cuanto a la forma de incorporar el agua de alimentación al sistema. El más común a nivel comercial consiste en alimentar en proporciones iguales a los diferentes efectos (Fig. 2.9).

El agua de mar es pulverizada sobre la superficie de un haz de tubos consiguiendo formar una fina película que tiene como consecuencia una rápida vaporización. Las superficies de intercambio en el primer efecto son calentadas por una fuente energética externa, como por ejemplo el vapor procedente de una caldera. Las superficies de intercambio de los efectos sucesivos son calentadas por el vapor procedente del efecto inmediatamente precedente.

Capítulo II. Antecedentes.

El vapor producido en el último efecto es condensado en un intercambiador diferente denominado condensador final, el cual es refrigerado por agua de mar, produciéndose por tanto un precalentado de dicha agua de alimentación. Sólo una pequeña fracción del agua de mar pulverizada sobre los haces de tubos es evaporada. La parte que queda sin evaporar, ahora concentrada y que recibe el nombre de salmuera, a menudo es enviada al depósito de salmuera del efecto siguiente, produciéndose la evaporación súbita de una parte de ella. Todo el vapor condensado dentro de cada uno de los efectos constituye el producto final o destilado.

Los tamaños típicos de unidad van desde los 100 hasta los 20.000 m³/día. Las plantas MED más recientes han sido diseñadas para operar con una temperatura máxima en el primer efecto de 70 °C, lo cual permite reducir el peligro potencial de formación de incrustaciones en el interior de la planta, y reducir considerablemente el coste de pretratamiento del agua de alimentación, aunque con el coste añadido de tener que aumentar la superficie de intercambio. Los principales suministradores de plantas son: Israel, Dinamarca, Francia e Italia (Blanco y Alarcón, 2006; Cruz, 2006).

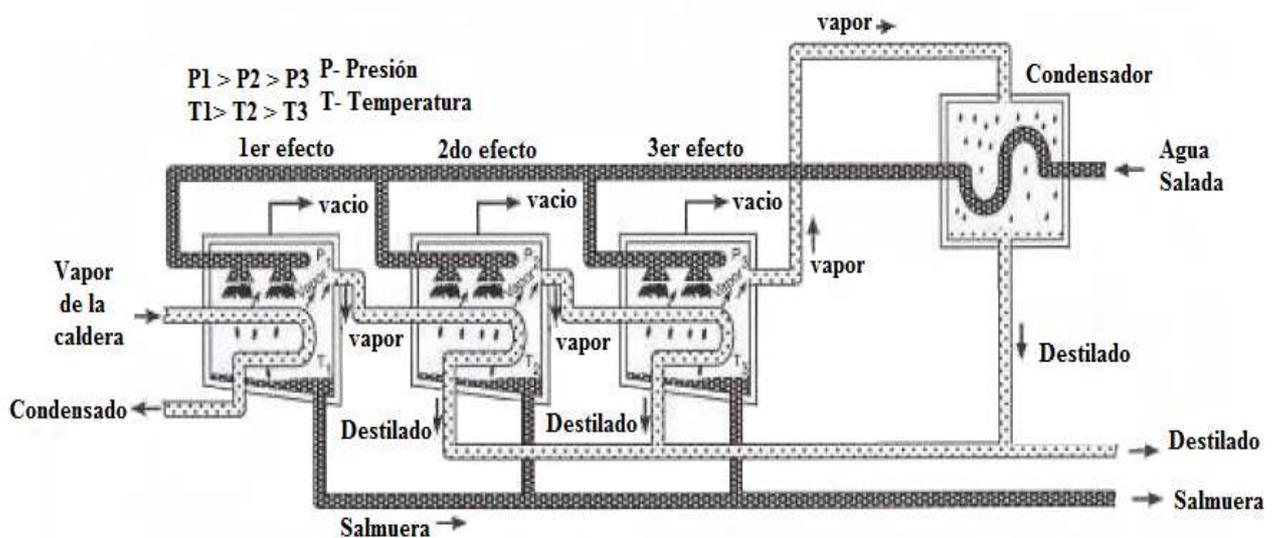


Fig.2.9. Diagrama de una planta multiefecto de tubos horizontales.
(Fuente: Blanco y Alarcón, 2006).

Capítulo II. Antecedentes.

2.11.3. Compresión mecánica de vapor (MVC).

El proceso de compresión mecánica de vapor (MVC) se introdujo en el mercado de la desalación en 1980, motivado por la necesidad de desarrollar un sistema de desalación térmica alimentada solamente por energía eléctrica (Cipollina, et al., 2009).

En las plantas de compresión mecánica de vapor (Fig. 2.10), la energía necesaria para evaporar el agua procede de la compresión suministrada al vapor en lugar del intercambio de calor directo con el vapor producido en una caldera.

El compresor crea un vacío en el recipiente en un punto del cual aspira el vapor existente comprimiéndolo nuevamente y condensándolo en el interior del haz de tubos dispuesto en el interior de la carcasa. El agua de mar pulverizada cae sobre los tubos vaporizándose parcialmente produciendo más vapor (Blanco y Alarcón, 2006).

Las unidades de MVC (mechanical vapor compression) son relativamente pequeñas en comparación con las unidades de MSF y MED. Las unidades actuales tienen una capacidad por debajo de 5.000 m³/día, debido a que el compresor resulta muy voluminoso. El consumo eléctrico promedio del proceso está entre 7,0 y 14 kWh/m³ (Aly and El-Fiqi, 2003; Blanco y Alarcón, 2006; Cipollina, et al., 2009).

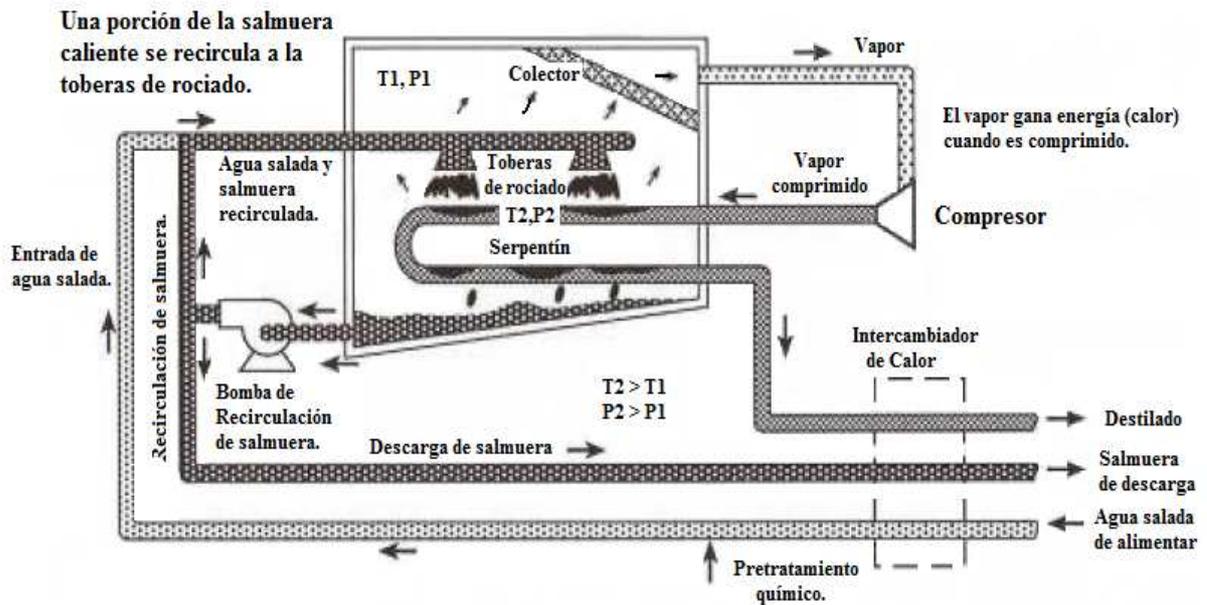


Fig.2.10. Diagrama de una unidad de compresión mecánica de vapor.
(Fuente: Blanco y Alarcón, 2006).

Las ventajas de la MVC están en un consumo energético menor que las anteriores alternativas por evaporación, aunque mayor que otros procesos de membranas y una baja temperatura de trabajo (65 °C), que reduce los problemas de corrosión y permite utilizar materiales de menor coste. Los principales suministradores de estas plantas se localizan en Estados Unidos, Israel y Francia (Cruz, 2006).

Capítulo II. Antecedentes.

2.12. Tecnologías de desalación por membrana.

Dentro de los procesos de membrana que más destacan en la desalación industrial tenemos, la electrodiálisis y la ósmosis inversa, que utilizan la energía eléctrica para impulsar el agua hacia las membranas, reteniendo éstas las sales en una solución acuosa más concentrada o salmuera.

2.12.1. Electrodiálisis (ED).

La electrodiálisis (ED) comenzó a utilizarse a escala industrial desde 1952 para la desalación de agua salobre en el Desierto Árábigo, unos 10 años antes de comenzar a utilizarse la ósmosis inversa (RO) (Cipollina, et al., 2009).

Mientras que en ósmosis inversa, el factor desencadenante de la separación de las sales es la presión aplicada, en el caso del proceso de electrodiálisis (ED) los iones (partículas con carga eléctrica) constituyentes de las sales son separados de la disolución salina mediante fuerzas eléctricas y concentrados en compartimentos separados.

El principio de la electrodiálisis se ilustra en la Fig. 2.11. Las unidades de electrodiálisis están constituidas por un conjunto de compartimentos estrechos a través de los cuales el agua salina es bombeada. Estos compartimentos están rodeados por una serie alternante de membranas selectivas que permiten el paso o bien de iones positivos o bien de iones negativos. Los compartimentos de los extremos están en contacto con electrodos para la generación de una corriente continua que atraviese la pila de membranas. El resultado de aplicar una diferencia de potencial entre ambos electrodos es la creación de unos canales alternantes por los que circula el agua dulce y la salmuera respectivamente.

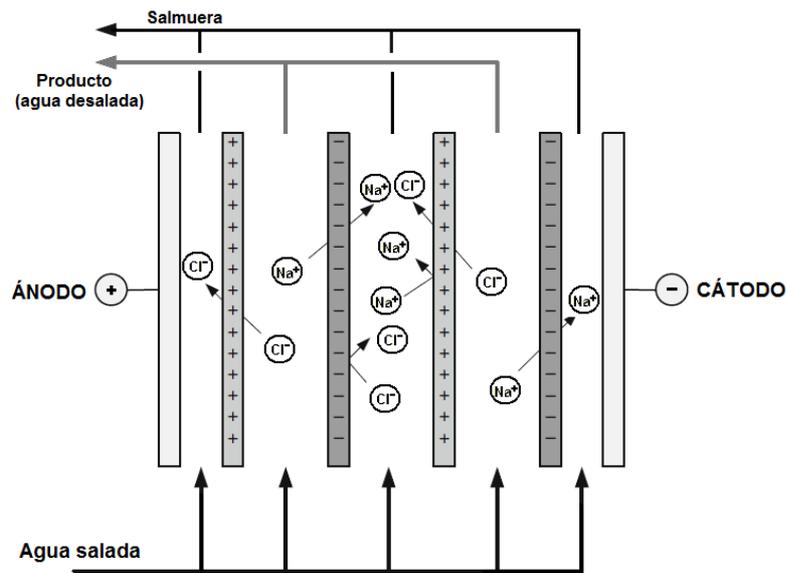


Fig.2.11. Movimiento de los iones en un proceso de electrodiálisis.
(Fuente: Cipollina, et al., 2009).

La electrodiálisis, al igual que la ósmosis inversa, necesita un cuidadoso pretratamiento para no dañar irreversiblemente las membranas. Las membranas son translúcidas, planas y de textura lisa y están reforzadas por un material de fibra sintética.

Los principales componentes de la planta son los siguientes: dispositivos de pretratamiento y postratamiento, fuente de alimentación, pila de membranas, electrodos y bombas. En la práctica puede llegarse a un nivel de desmineralización entre el 75 y el 99 %. Para alcanzarlo se necesitan varias etapas en serie, pueden ser entre 1 y 20 etapas. La desmineralización alcanzada en cada etapa depende de la composición del agua salada de alimentación, del caudal másico de los flujos que atraviesan el sistema, de la temperatura de la alimentación y de la corriente eléctrica (la desmineralización es proporcional a la corriente eléctrica).

Capítulo II. Antecedentes.

A comienzos de los años setenta se introdujo la electrodiálisis reversible con el objetivo de superar los problemas de la electrodiálisis unidireccional, los cuales se traducían en importantes descensos del rendimiento por ensuciamiento de las membranas debido a la presencia de sustancias orgánicas y precipitaciones de sulfato cálcico. La electrodiálisis reversible consiste en operar invirtiendo periódicamente la polaridad de los electrodos, lo cual permite la operación sin riesgo de incrustaciones, aumentando en gran medida la vida de las membranas. La mayoría de las plantas de electrodiálisis reversible operan sin necesidad de adición de ácido o antiincrustante (Blanco y Alarcón, 2006).

Es válido señalar que la electrodiálisis es muy eficiente cuando se trata de agua salobre (1.500-2.000 ppm), dado que solo consume alrededor de 1,0 kWh/m³ de agua producida. Para salinidades mayores la energía requerida se incrementa con una relación de 1,0 kWh/m³ por cada 1.000 ppm de incremento. (ADIRA, 2008; Cipollina, et al., 2009).

2.12.2. Ósmosis Inversa (RO).

La ósmosis es un proceso físico natural que se puede observar en plantas y animales. Cuando se coloca una membrana semipermeable entre dos soluciones, una de agua dulce y otra de agua salada, ambas a la misma presión, se produce la difusión de parte del agua dulce a la solución salina, siguiendo la tendencia natural de igualar las concentraciones en ambas soluciones (Fig. 2.12). Una vez que se estabiliza dicho proceso de difusión, la diferencia de nivel observada se corresponde con el valor de presión osmótica de la solución salina, y representa la presión que debería aplicarse a la solución concentrada para impedir el proceso de ósmosis natural.

Si a la solución salina se le aplica una presión externa cuya magnitud sea mayor que dicho valor de presión osmótica, entonces tiene lugar el fenómeno físico conocido como ósmosis inversa (RO), donde el agua pasará en dirección contraria al proceso físico natural, dejando tras de sí una solución salina con una concentración más elevada.

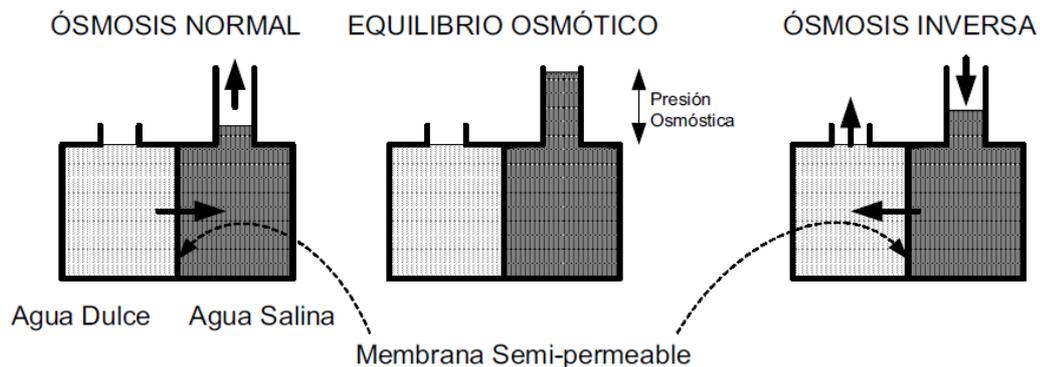


Fig.2.12. Descripción de los procesos de ósmosis (directa e inversa).

(Fuente: Blanco y Alarcón, 2006).

En un proceso de ósmosis inversa industrial, el agua salina se bombea al interior de un recipiente en el que es presionada contra la membrana (Fig. 2.13). Puesto que una parte del agua atraviesa la membrana, el resto del agua suministrada aumenta su contenido proporcional de sales, siendo eliminada como salmuera sin atravesar la membrana (Blanco y Alarcón, 2006).

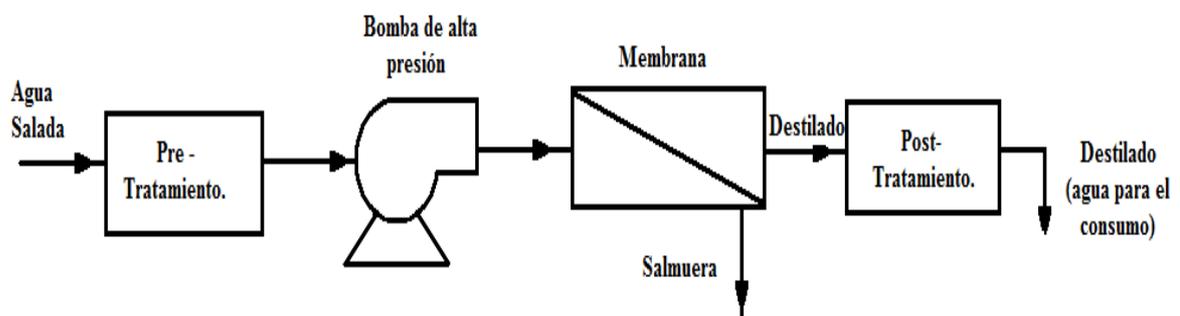


Fig.2.13. Componentes básicos de una planta de ósmosis inversa. Elaboración propia.

Capítulo II. Antecedentes.

La bomba de alta presión suministra la presión necesaria para conseguir que el agua atraviese la membrana y rechace las sales. Se necesitan presiones entre 1,67 y 2,65 MPa para tratar aguas salobres y entre 5,1 y 7,0 MPa para tratar el agua de mar (Cipollina, et al., 2009).

Los materiales más utilizados en la fabricación de membranas son el acetato de celulosa, poliamidas y polisulfonas. En lo que se refiere a la forma de la membrana se puede establecer una clasificación entre: membranas planas, tubulares, de fibra hueca y arrollamiento en espiral. Los módulos más utilizados en desalación de aguas son los de fibra hueca y arrollamiento en espiral, observándose en la actualidad un predominio de este último, el cual se describirá a continuación.

La configuración en espiral (Fig. 2.14) consta de una lámina de membrana rectangular semipermeable doblada por la mitad de forma que la capa activa quede en el exterior, introduciendo en el interior un tejido soporte poroso. Los extremos de la membrana se encuentran cerrados por tres de sus lados formando una envolvente flexible.

Encima de la capa activa de la membrana se coloca una malla provista de canales de distribución con objeto de que la solución salina se distribuya de manera homogénea sobre toda la superficie de la membrana. Las envolventes en varias capas se enrollan alrededor de un tubo central, formando una configuración en espiral. En su funcionamiento, el agua de alimentación pasa a través de la membrana al interior del tejido poroso por el que accede al tubo central perforado, donde se recoge el agua desalada, la salmuera es eliminada del sistema (Blanco y Alarcón, 2006).

Los módulos espirales se interconectan en serie dentro de un tubo destinado a soportar la presión de trabajo. En el interior de cada tubo pueden instalarse hasta siete módulos, alcanzándose longitudes totales superiores a los siete metros.

La cantidad de permeado depende de la diferencia de presiones aplicada a la membrana, sus propiedades y la concentración del agua bruta, la calidad del agua permeada suele estar en torno a las 300 - 500 ppm de TDS, cifra de magnitud mucho mayor al agua obtenida en un proceso de evaporación que suelen estar por debajo de las 10 ppm de TDS (CIRCE, 2001).

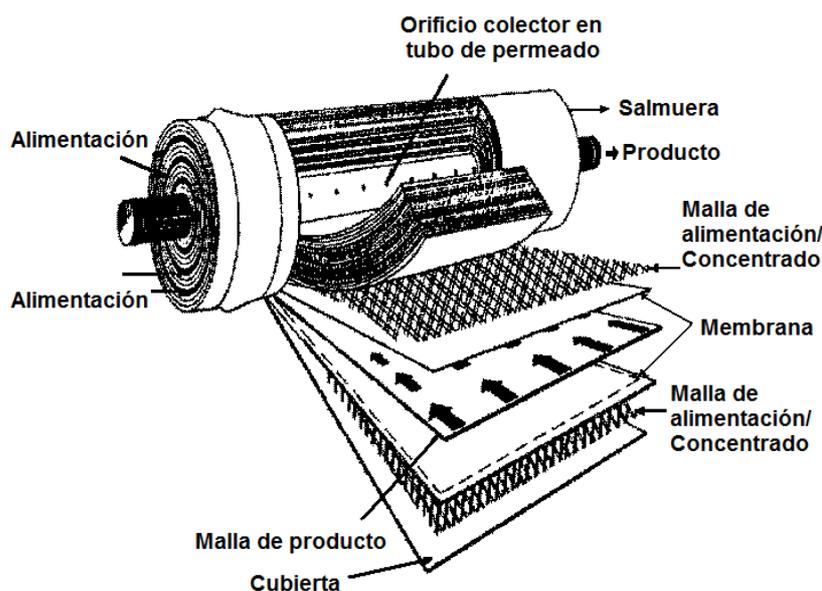


Fig.2.14. Membranas de arrollamiento en espiral. (Cipollina, et al., 2009).

Debido a la sensibilidad de las membranas ante los diferentes compuestos orgánicos y biológicos (algas y bacterias), se requiere de un proceso de pretratamiento bastante más riguroso que en los procesos de destilación, en los que hay eliminar el exceso de turbidez, sólidos en suspensión y ajustar el pH para que no las dañe. Por otro lado, las plantas de RO trabajan a menos de 40 °C, por lo que los problemas de corrosión e incrustaciones quedan muy minimizados respecto a los procesos de destilación (Cruz, 2006).

En el proceso de ósmosis inversa de agua de mar, en torno al 40-45 % del agua de alimentación se recupera. El 55-60 % restante es rechazado al mar a una presión que sólo es ligeramente inferior a la que tenía a la entrada de los módulos.

Capítulo II. Antecedentes.

Las plantas comerciales incorporan en general, sistemas recuperadores que permiten recuperar la energía que posee el flujo de salmuera.

Los sistemas tradicionales están basados en turbinas de recuperación (turbina de contrapresión, turbina Pelton) las cuales convierten la energía hidráulica en energía de rotación. Hoy día se están imponiendo con fuerza los intercambiadores de presión de cámara isobárica, hiperbárica o incluso hidrodinámicos, en los cuales la energía de la salmuera se transfiere directamente al caudal de alimentación que tiene que presurizarse, sin tener que convertir la energía de la salmuera en energía de rotación. La eficiencia global de estos sistemas se sitúa en torno al 94 %, y son los principales responsables de que hoy día se pueda hablar de algunos ejemplos de sistemas de ósmosis inversa con un consumo de 2,0 kWh/m³ (Blanco y Alarcón, 2006).

Las plantas de ósmosis inversa tienen la ventaja de ser modulares y fácilmente escalables, pudiéndose realizar aplicaciones desde pocos m³/día, hasta grandes plantas como, Ashkelon en Israel, capaz de producir hasta 320.000 m³/día de agua desalada. (Israel NewTech, 2008).

En la actualidad existen a nivel mundial alrededor de 12.500 plantas de ósmosis inversa para tratar tanto agua de mar como salobre, lo que representa alrededor del 50 % de la capacidad total de desalinización. Los suministradores de estas plantas están muy repartidos por el mundo, aunque sobresalen Japón, Francia y Estados Unidos (Cruz, 2006; Cipollina, et al., 2009).

2.13. Calidad de las aguas de aporte.

La calidad del agua producto requerida, así como la del agua bruta aportada al proceso de desalación es fundamental a la hora de elegir uno u otro proceso. Por ejemplo, podemos señalar que los procesos de destilación consumen la misma cantidad de energía independientemente de la salinidad del agua aportada, por lo que sólo son apropiadas para la desalación de aguas marinas. Y también que aguas especialmente puras para aplicaciones específicas industriales necesitan procesos específicos como el intercambio iónico o postratamientos si utilizamos inicialmente un proceso de ósmosis inversa.

Ciñéndonos a la cantidad de sólidos totales disueltos en el agua, la Tabla 2.8 muestra la denominación de esa agua en función de su salinidad (Valero y Serra, 2001).

Tabla 2.8. Rangos de salinidad de los diferentes tipos de agua.
(Fuente: Valero y Serra, 2001).

Denominación del agua	Salinidad (ppm de TDS)
Ultrapura	0,03
Pura (calderas)	0,3
Desionizada	3,0
Dulce (potable)	< 1.000
Salobre	1.000-10.000
Salina	10.000-30.000
Marina	30.000-50.000
Salmuera	>50.000

Capítulo II. Antecedentes.

El contenido salino de las aguas salobres depende fuertemente de la localización del acuífero de donde se extraiga esa agua. En este caso, la contribución de la sal común (NaCl) puede ser menor que otro tipo de constituyentes, provenientes de técnicas de fertilización generalmente.

En general, el término salinidad de las aguas se refiere a la concentración de los principales iones inorgánicos (Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ , HCO_3^- , SO_4^{2-} y Cl^-). Por razones de conveniencia analítica, es habitual la utilización de un índice representativo de la salinidad, la conductividad eléctrica (EC), expresado en unidades de microSiemens/cm ($\mu\text{S}/\text{cm}$) (Convagua, 2011), que establece la facilidad de una sustancia para conducir la corriente eléctrica.

2.13.1. Normativas sobre el agua en dependencia del uso.

La calidad del agua requerida depende claramente de su uso. Así, para ciertos procesos industriales pueden usarse aguas de hasta 5.000 ppm pero, en otros como centrales eléctricas el límite máximo es ínfimo. En la agricultura, algunos cultivos toleran hasta las 2.000 ppm, aunque ello depende de la tierra, clima, composición del agua salobre, método de riego y fertilizantes aplicados. En cuanto al consumo humano, su límite es menor de 1.000 ppm.

La normativa vigente española referida a la calidad de las aguas requeridas, el Real Decreto 1138/1990 de 14 de Septiembre adapta a la legislación española la Directiva Europea 80/778/CEE de 15 de Julio sobre la misma materia. En él se definen las características de un agua potable, con las concentraciones máximas que no pueden ser rebasadas y además fija unos niveles guía deseables para el agua potable.

El decreto divide los parámetros en:

- Organolépticos.
- Físico-químicos.
- Sustancias no deseables.
- Sustancias tóxicas.
- Microbiológicos.
- Radiactividad.

Las Comunidades Autónomas podrán fijar excepciones siempre que no entrañen un riesgo para la salud pública. El apartado específico por aguas ablandadas o desaladas se fija en tres parámetros:

pH: debe estar equilibrado para que el agua no sea agresiva.

Alcalinidad: debe tener al menos 30 mg/L de HCO_3^-

Dureza: debe tener al menor 60 mg/L de Ca^{++} , que implica un acondicionamiento químico del agua producto de la desalación.

Posteriormente, la Directiva Europea 98/83/CEE de 3 de noviembre establece unos nuevos requisitos mínimos. Incluye una serie de parámetros divididos en tres partes:

- Microbiológicos.
- Químicos.
- Indicadores (valores guía).

Capítulo II. Antecedentes.

Finalmente, existe una propuesta de la Federación Europea de Asociaciones Nacionales de Servicios de Agua y Saneamiento (EUREAU) sobre el reglamento Técnico Sanitario para suprimir los niveles guía, revisar las concentraciones máximas admisibles del sodio, sulfatos y nitritos, basándose en estudios científico-sanitarios. También pide reconsiderar la inclusión de un nivel fijo para el calcio y el potasio, y una concentración máxima para los nitritos.

La Tabla 2.9 recoge una comparativa de los parámetros más significativos del agua según las normativas antes mencionadas y la Organización Mundial de la Salud (OMS).

Tabla 2.9. Comparativa de parámetros más significativos del agua según normas o estándares actuales. Elaboración propia. (Fuente: Valero y Serra, 2001).

Parámetro	80/778/CEE	98/83/CEE	OMS (guía)
Cloruros (máximo como ión)	200(*)	250	250
Sulfatos (máximo como ión)	250	250	400
Nitratos (máximo como ión)	50	-	-
Alcalinidad (máximo como mg/L de HCO ₃ ⁻).	30	30	-
Sodio (máximo como ión)	175	200	200
Magnesio (máximo como ión)	50	-	-
Dureza total (min. como mg/L Ca ⁺⁺)	60	-	200
TSD	1.500	1.500	1.000
pH	6,5÷8,5	6,5÷9,5	6,5÷8,5
Otros		no agresiva	

Valor solo recomendado (*)

2.13.2. Calidad de las aguas obtenidas con diferentes procesos de desalación.

La Tabla 2.10 muestra la calidad media del agua obtenida por los procesos de ósmosis inversa (RO) de un único y doble paso, y los procesos de evaporación.

Por lo tanto, viendo la calidad obtenida con los procesos y los requerimientos legales, en el postratamiento de las aguas desaladas se tienen que considerar dos aspectos. El primero contemplará el equilibrio químico del agua con el fin de eliminar su alta agresividad y así proteger las redes de distribución, para ello es necesario reducir el alto contenido de CO_2 con la adición de cal ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) para conseguir un agua ligeramente incrustante. El segundo aspecto se refiere al contenido de dureza del agua (Ca^{++}) de abastecimiento, con un mínimo de 60 mg/L. La práctica más habitual es su mezcla con aguas superficiales con alto contenido de Ca y Mg, y en el caso de que esto no sea posible se dosifican sales cálcicas como CaCl_2 o CaSO_4 , aunque supongan un incremento de Cl^- o SO_4^- en el agua de abastecimiento. El coste del postratamiento es prácticamente despreciable frente a los de la desalación propiamente dicha.

La calidad del agua obtenida por cualquier método de desalación es apta para el consumo humano tan sólo con un pequeño postratamiento en algunos casos. El pretratamiento es necesario para el adecuado funcionamiento de la instalación desaladora.

Capítulo II. Antecedentes.

Tabla 2.10. Calidad media del agua obtenida por diferentes procesos de desalación (RO. Evaporación). Elaboración propia. (Fuente: Valero y Serra, 2001).

Parámetro	RO (un paso)	RO (dos pasos)	Evaporación
Ca ⁺⁺ (mg/L)	2,0	0,1	0,5
Mg ⁺⁺ (mg/L)	6,0	0,3	1,5
Na ⁺ (mg/L)	128	15	12
K ⁺ (mg/L)	4,0	0,8	0,5
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	8,0	0,4	0,1
SO ₄ ⁻ (mg/L)	11	0,6	3,0
Cl ⁻ (mg/L)	208	23	22
TDS (mg/L)	367	40	40
SiO ₂ (mg/L)	0,1	0,0	0,0
CO ₂ (mg/L)	23	12	-
pH	5,8	5,2	7,2

En el caso de aguas para uso agrícola o industrial, es necesario estudiar de forma individualizada cada caso. En la mayoría de ellos, los requerimientos mínimos siempre van a ser menores que el del agua potable, con lo que cualquier método de desalación cumple holgadamente dichos requerimientos (Valero y Serra, 2001).

2.13.3. Pre-tratamiento y pos-tratamiento del agua a desalar.

Es importante señalar que antes de someter el agua a cualquiera de los procesos de desalación hay que proceder, en mayor o menor medida, a un pretratamiento (desinfección, filtración, descarbonatación, desincrustación, precipitación, etc.) para eliminar sólidos disueltos y en suspensión, que dificultarían y encarecerían el coste del proceso de desalación propiamente dicho. Suele aplicarse también una fase de post-tratamiento que incluye principalmente una remineralización, ajuste de pH y desinfección.

Capítulo II. Antecedentes.

Todos los procesos utilizan productos químicos para el tratamiento del agua salada con objeto de controlar la precipitación de sales, el crecimiento biológico, el ensuciamiento, la corrosión y la formación de espumas. A la alimentación pretratada se le denomina en inglés *make up*.

Dependiendo de las condiciones de operación, existen dos tipos de incrustaciones de sales: *alcalinas*, derivadas de los carbonatos (CaCO_3), bicarbonatos e hidróxidos (MgOH) y *no alcalinas*, representadas fundamentalmente por el sulfato de calcio en sus tres formas habituales: dihidrato ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), hemihidrato ($\text{CaSO}_4 \cdot \frac{1}{2}\text{H}_2\text{O}$) y anhidro (CaSO_4).

En el caso de las incrustaciones alcalinas, la precipitación se puede evitar mediante la reducción del pH con acidulación, así como el control de temperatura y la utilización de aditivos. El carbonato cálcico se forma por debajo de 82°C y el hidróxido de magnesio por encima de 82°C .

El sulfato cálcico no es soluble en ácido, y por tanto la única manera de poder eliminarlo es mediante métodos mecánicos. La mejor opción es prevenir la formación de incrustaciones de este tipo evitando la supersaturación mediante el empleo de aditivos químicos. La forma menos soluble (anhidro) admite un factor de concentración (respecto al agua de mar) de cuatro a 95°C , mientras que a 121°C sólo admite un factor de dos.

Capítulo II. Antecedentes.

En el caso de los procesos de membrana se precisa la eliminación de la turbidez y las partículas finas, por lo que se hace necesario un tratamiento de filtración, e incluso en algunos casos de coagulación-floculación. También hay que tener en cuenta el ensuciamiento biológico debido al contenido en biomasa del agua de mar, que precisa un tratamiento tradicional de desinfección (cloración-decloración). En los procesos de pos-tratamiento de las aguas desaladas se efectúa la remineralización, el ajuste de pH y la desinfección (post-cloración) de las mismas (Blanco y Alarcón, 2006; Hernández, 2010).

2.14. El medioambiente y las plantas desaladoras.

Al igual que ocurre con tantas otras actividades que el ser humano desarrolla para la obtención de recursos naturales, la industria de la desalinización, que pretende asegurar la disponibilidad futura de agua dulce, ocasiona efectos adversos en el medio natural. Una forma de visualizar los posibles impactos de la desalinización es la realización de un modelo conceptual de los flujos implicados en el proceso. Por lo general se consideran tres entradas principales en el proceso de desalinización: energía, agua de mar o salobre y utilización del territorio. Los flujos de salida son agua dulce, gases con efecto invernadero, salmuera e infraestructuras (Jaime, 2004). Los principales impactos ambientales de las plantas desaladoras se pueden resumir en:

2.14.1. Consumo de energía.

El alto consumo eléctrico tiene un efecto indirecto tanto en el medio ambiente localmente próximo a la planta como a escala internacional con su contribución al incremento de emisiones de gases con efecto invernadero.

Para el cálculo de las emisiones asociadas a la generación de energía eléctrica, pueden aplicarse factores entre los que se encuentran: emisiones de dióxido de carbono, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno.

En el territorio peninsular en el año 2011 los factores de emisiones generadas por el mix energético fueron: 0,222 kgCO₂/kWh, 0,428 grSO₂/kWh y 0,32 grNO_x/kWh. Es necesario considerar que estos factores pueden varían de un año a otro (WWF, 2012).

Capítulo II. Antecedentes.

En España, la emisión de gases contaminantes por el consumo de electricidad se dispara en sus archipiélagos. Los ciudadanos isleños pueden llegar a producir muchas más emisiones contaminantes que los habitantes peninsulares por cada kilovatio hora que consumen. La explicación es que el origen de la electricidad tanto en Canarias como en Baleares, que no están conectados a la red eléctrica peninsular, se basa principalmente en fuentes fósiles.

En la España peninsular existe una tecnología más diversificada que en el resto, más del 45 % de la producción de electricidad se obtiene a partir de las energías: hidráulica (10,2 %), eólica (15,3 %) y nuclear (21,2 %). Otra parte de la energía se genera a partir de centrales térmicas de carbón (16 %) y ciclos combinados de gas natural (18,6 %). El 18,7 % restante corresponde a “otros”: un conjunto de energías renovables (solar, biomasa, minihidráulica) y cogeneración (WWF, 2012).

Sin embargo, en los archipiélagos la mayoría de la energía procede de fuentes fósiles, con más de 68 % procedente de centrales térmicas de fuel o gas. Visto de otro modo, si por cada kilovatio hora consumido en la península se emiten 0,222 kilogramos de dióxido de carbono, 0,428 gramos de dióxido de azufre y 0,32 gramos de óxidos de Nitrógeno; en Canarias se emiten: 0,530 kgCO₂/kWh, 4,94 grSO₂/kWh y 2,41 grNO_x/kWh (WWF, 2007).

Se plantea que en un futuro las energías renovables pueden llegar a jugar un papel relevante como fuente de suministro energético para la obtención de agua potable, y de este modo, mitigar la contaminación que provoca esta industria. Los emplazamientos costeros (agua de mar), o de interior (aguas salobres), con viento o Sol son potencialmente viables para este tipo de instalaciones.

2.14.2. Efecto en el uso del suelo.

Las desalinizadoras se localizan cerca de la frágil línea de costa. El uso recreativo o turístico queda sustituido por un proceso industrial; aunque es válido señalar que normalmente las plantas se localizan alejadas inicialmente de playas y zonas turísticas. La tipología constructiva de las edificaciones empleadas no presenta un carácter eminentemente industrial, salvo excepciones. Sus diseños suelen adaptarse al entorno que los rodea, con edificaciones de baja o mediana altura, amplias superficies para prever posibles ampliaciones, etc.

2.14.3. Impacto en los acuíferos.

Si la planta desalinizadora se construye en el interior para evitar interferir con el uso del litoral es necesaria la utilización de tuberías para conducir el agua de mar y la salmuera resultante. Las fugas de estas conducciones pueden suponer la entrada de sal en los acuíferos. Además la perforación de pozos para obtener agua salobre puede suponer una intrusión marina en los acuíferos.

Por otra parte, tenemos los residuos líquidos de la desalación de agua salobre. Estos residuos tienen una concentración de sales similar a la que tiene el mar, por lo que si el agua residual obtenida por este proceso se devuelve al mar provoca “un menor desequilibrio ecológico en el medio marino”, en comparación con las que se obtienen del agua de mar, que son altamente saladas (salmueras). En este caso también se deben tomar precauciones para evitar las fugas en las tuberías que puedan contaminar el manto freático.

Capítulo II. Antecedentes.

En el caso de la utilización de aguas subterráneas salobres cuya lejanía al mar no permite este vertido, la salmuera de rechazo se puede inyectar por medio de sondeos a los acuíferos. Si estos sondeos no se construyen con el diseño adecuado pueden producir problemas de contaminación de las aguas subterráneas de buena calidad, saturación de la formación, y corrosión de la entubación del sondeo. Por lo que la inyección de la salmuera debe de realizarse mediante sondeos profundos en estructuras subterráneas, aisladas de aquellas otras que puedan almacenar aguas de buena calidad.

Otra posibilidad es la evaporación en tanques. En este caso el coste principal de la obra es la creación de una barrera impermeable artificial que prevenga la contaminación de las aguas subterráneas adyacentes.

No se debe de verter los residuos a los cauces superficiales ya que dan lugar a un importante impacto visual, la salinización de los cauces, afección a la flora y la fauna, encharcamientos permanentes de residuos, enturbiamiento y a la contaminación de las aguas superficiales y subterráneas, etc. (López y Mejías, 2000).

2.14.4. Impacto del ruido.

En la contaminación acústica, se ha de tener en cuenta el nivel de ruido que genera éste tipo de actividad industrial. Por lo general las plantas desalinizadoras utilizan bombas de alta presión en el proceso y turbinas para recuperar la energía, lo que produce ruido. El nivel de ruido generado por estos equipos es elevado, sobre todo si los valores alcanzados superan los 90 dB (Ibáñez, 2010). La contaminación sónica generada en la fábrica será perfectamente asumible, si se utilizan los aislantes acústicos adecuados.

2.14.5. Impacto de los vertidos en el medio marino.

Como ya se conoce existen dos procesos básicos por los que se extrae la sal del agua: por destilación y por ósmosis inversa.

El impacto que tienen ambos procesos en el medio marino es parecido y resulta principalmente del vertido de las aguas residuales, aunque también existe cierto impacto derivado del proceso de captación de aguas.

Las aguas residuales resultantes de la desalinización tienen un contenido mayor en sales que las aguas de origen, presentan diferencias de temperatura, de alcalinidad, de pH y contienen sustancias químicas utilizadas durante el proceso de depuración.

En el caso de las plantas que funcionan por destilación el vertido representa de 8 a 10 veces el volumen de agua depurado, mientras que en plantas de ósmosis inversa el volumen residual es menor que en las anteriores (2,5 a 3 veces el volumen depurado) pero el vertido tiene un contenido en sales mucho mayor.

En ambos casos hay que añadir el vertido de productos químicos (biocidas, anti-incrustantes y anti-espumantes) resultado del tratamiento del agua, así como también los vertidos puntuales que resultan de la limpieza de las membranas y que constituyen aportes muy concentrados de sólidos en suspensión y detergentes.

Capítulo II. Antecedentes.

Tradicionalmente se ha considerado que el impacto químico del proceso de ósmosis inversa era despreciable por verter a concentraciones muy bajas. Sin embargo, muchos de los componentes de los vertidos tienen un impacto demostrado sobre el medio marino, siendo el caso de algunos metales como: Cu, Fe, Ni, Cr, Zn, no tanto por su concentración sino por la carga que representan (Jaime, 2004; García, 2009).

Otro aspecto a tener en cuenta es la instalación de las conducciones para la toma de agua y vertido de la salmuera, que pueden ser en sí mismas peligrosas, dado que pueden ocasionar la re-suspensión del sedimento y modificación de la dinámica costera, sofocando o sepultando a comunidades bentónicas sensibles a los cambios de sedimentación.

2.15. Las Energías Renovables.

El hombre a lo largo de muchos siglos ha venido utilizando una serie de recursos naturales para su supervivencia y desarrollo, como son la madera, el viento y el agua; pero no es hasta la época medieval que los seres humanos comienzan a quemar el carbón de piedra.

La subordinación de la energía al hombre alcanza su momento trascendental hacia finales del siglo XVII, con el descubrimiento de la máquina de vapor y más tarde en el año 1876 con la llegada del motor de combustión interna, lo cual trae consigo un gran aumento de la demanda de carbón y de petróleo a nivel mundial.

En la actualidad los combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas natural) representan más del 80 % del consumo total de energía en el mundo, lo cual conlleva a presumir que éstos van a continuar siendo la base del desarrollo energético del presente siglo.

Es conocido que el carbón y el petróleo existen en cantidades limitadas y se consumen a un régimen mayor que el de su producción. Estas materias necesitan miles de años para formarse, sin embargo al ritmo actual de consumo su agotamiento se estima en unos pocos cientos de años. El abuso de estas energías convencionales trae consigo serios problemas de contaminación, como el aumento de los gases invernadero, la destrucción de la capa de ozono, etc.

El hombre con su notorio interés en desarrollar nuevas tecnologías que permitan la incorporación de otras fuentes de energía capaces de competir con el petróleo, desarrolló la energía nuclear, resultando ésta una tecnología peligrosa tanto por su manipulación como por sus residuales radioactivos que pueden durar en desintegrarse cientos de años.

Capítulo II. Antecedentes.

Los fundamentos del sistema energético global están cambiando debido a el resurgimiento de la producción de petróleo y gas en algunos países, la retirada de la energía nuclear de otros son señales de un enfoque mayor sobre los costes en las políticas energéticas, por otra parte los altos precios del petróleo están siendo un freno para la economía global, Divergencia en los precios del gas natural que afecta a Europa (con precios 5 veces los de EEUU) y Asia (8 veces).

Los síntomas de un sistema energético insostenible persisten por una parte los subsidios a los combustibles fósiles suben casi un 30%, hasta 523.000 M USD, liderados por los países de Oriente Medio Las emisiones de CO₂ alcanzan un nuevo máximo, mientras que la industria de renovables afronta dificultades y a pesar de los esfuerzo internacionales, 1.300 Millones de personas aún no tienen acceso a la electricidad.

Desde hace algunas décadas grupos de especialistas trabajan en la obtención de energías que favorezcan la reducción de emisiones de gases contaminantes a la atmósfera, y logren hacerse competitivas desde el punto de vista económico con las energías tradicionales.

A este grupo pertenecen aquellas fuentes que se renuevan con el tiempo al estar vinculadas a su vez a una fuente de energía inagotable o a campos de fuerzas gravitacionales.

Estas energías se definen como energías renovables y no son más que el flujo de energía que llega de forma natural y periódicamente a la Tierra y que puede ser aprovechado en beneficio del hombre. El origen de este tipo de energías es el Sol, la fuerza gravitacional y la rotación de la Tierra (Sánchez, 2009).

Capítulo II. Antecedentes.

En general, estas fuentes de energía presentan unas características comunes entre las que se han de citar las siguientes: su densidad energética es baja, su suministro es intermitente requiriendo de sistemas de almacenamiento o de otras fuentes de apoyo, la tecnología para su uso no tiene el mismo nivel de madurez que la de las no renovables, y esto hace que en algunos usos no puedan competir con las primeras, su uso no contribuye a los grandes problemas medioambientales que tiene hoy en día la sociedad, son fuentes seguras e inagotables.

La globalización trae consigo cambios en al generación eléctrica para el periodo 2010-2035, donde las economías emergentes (China, India y Oriente Medio), serán el foco de las inversiones en electricidad provocando hasta un 70% de aumento de la demanda mundial mientras se espera que las renovables supondrán la mitad de la nueva capacidad de generación global donde las medidas viables de eficiencia energética pueden reducir a la mitad el aumento de la demanda a largo plazo.

Por otra parte las necesidades de agua para el sector energético van a aumentar por lo que el acceso al agua se convertirá en un criterio importante para evaluar la viabilidad de proyectos energéticos. (WEO-2012),

La Fig. 2.15 muestra las distintas fuentes de energías renovables y sus derivaciones. Estas energías pueden clasificarse tomando en consideración su procedencia, ejemplo, las que proceden directamente del Sol, la fotovoltaica y la solar térmica y las que son una consecuencia de la energía solar (indirectas), como la energía eólica, la hidráulica, la biomasa y las oceánicas (undimotriz, gradiente térmico). Otras fuentes proceden de la energía interna de la tierra como la geotérmica, o son consecuencia de la acción gravitatoria de la Luna y el Sol, la energía de las mareas o mareomotriz.

Capítulo II. Antecedentes.

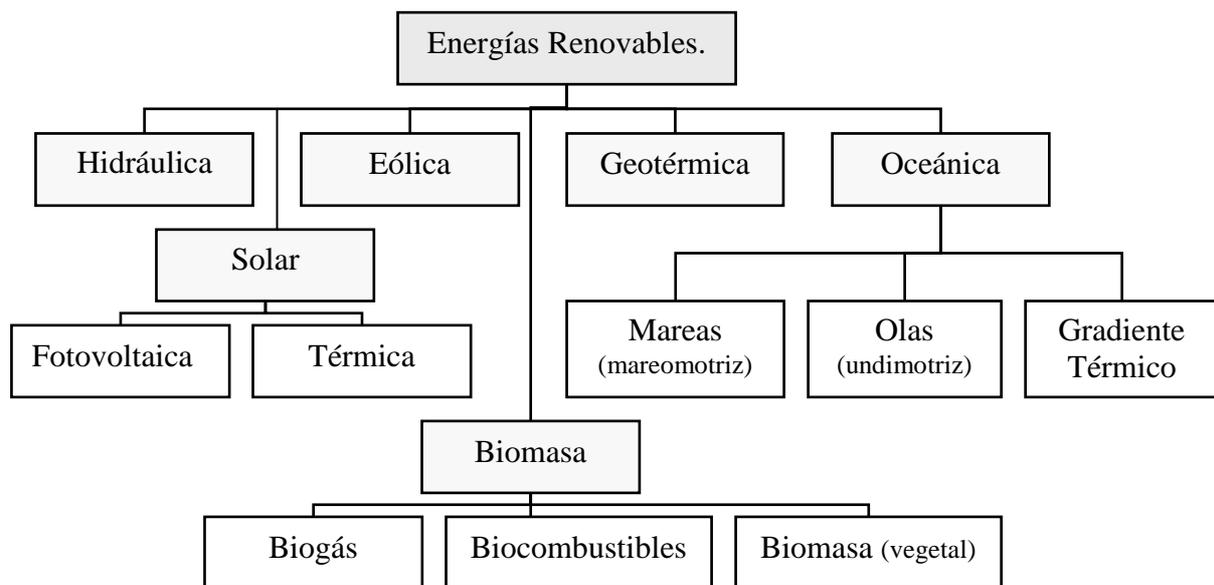


Fig.2.15. Fuentes de energías renovables y sus derivaciones. (Fuente: ADIRA, 2008).

Tal y como se indica en la literatura especializada (Cabello, 2006), la energía:

Solar térmica: se refiere a la captación de energía radiante del Sol en forma de calor.

Solar fotovoltaica: consiste en convertir la radiación solar en energía eléctrica directamente, mediante el efecto fotovoltaico.

Eólica: convierte la energía contenida en el viento, en energía eléctrica o mecánica.

Hidráulica: consiste en aprovechar la energía potencial que contiene un curso de agua y transformarla en energía eléctrica; se consideran sistemas hidráulicos renovables o minihidráulicas a aquellas instalaciones que tiene una potencia igual o menor a 10 MW (límite establecido para los países miembros de la Unión Europea).

Biomasa: convierte la energía química de las masas vegetales, obtenida por fotosíntesis, en energía calorífica, eléctrica o mecánica.

Capítulo II. Antecedentes.

Geotérmica: se trata de aprovechar la energía calorífica que existe en el interior de la Tierra para obtener calor o electricidad.

Mareas: convierte la energía potencial que contienen las mareas, en electricidad.

Olas: se trata de convertir la energía de movimiento contenida en las olas para obtener electricidad.

Gradiente térmico: la conversión de energía térmica marina es una técnica para aprovechar en forma útil la diferencia de temperaturas entre las aguas cálidas que se encuentran en la superficie de los océanos y las que presentan temperaturas más bajas y se encuentra a grandes profundidades.

Tomando como referencia los potenciales de las diferentes energías renovables existentes en las Islas Canarias, se decide tomar para la realización del siguiente trabajo la energía solar (fotovoltaica) y la eólica, ambas para la producción de electricidad. También se realizó un análisis de las energías provenientes del mar, decidiendo descartarlas por el insipiente nivel de desarrollo en los actuales sistemas de captación.

Capítulo II. Antecedentes.

2.16. Breve reseña de la energía solar fotovoltaica.

La fotoelectricidad fue descubierta y descrita experimentalmente por primera vez en 1887 por Heinrich Hertz. A pesar de ello, el efecto fotoeléctrico o fotovoltaico constituyó un misterio abierto para los científicos hasta que Albert Einstein en 1905 aportase una explicación al mismo, basando su formulación de la fotoelectricidad en una extensión del trabajo sobre los cuantos de Max Planck. Por esta explicación del efecto fotoeléctrico, Einstein recibiría el premio Nobel de Física en 1921. En 1954 los investigadores D. M Chaplin, C.S Fuller y G.L. Pearson de los laboratorios Bell en Murray Hill, New Jersey, USA, producen la primera célula de Silicio, de la que se obtenía energía eléctrica directamente de la luz solar con eficiencia suficiente para hacer funcionar una radio a transistores.

Siguiendo el curso de la carrera espacial, las aplicaciones de las células fotovoltaicas empiezan a tener una repercusión relevante en el desarrollo de prototipos de naves espaciales enviadas a la órbita terrestre. Así en 1955 Hoffman Electronic produce elementos solares para aplicaciones espaciales alcanzando en pocos años unos rendimientos de sus células del 8,0 %. Este hecho llevó a lanzar en 1962 el primer satélite comercial de telecomunicaciones, el Telstar con una potencia fotovoltaica de 14 Watts.

Desde 1958 y hasta la primera crisis del petróleo en 1973, las celdas solares tuvieron principalmente aplicaciones en los campos espacial y militar. Algunos años después, los dispositivos fotovoltaicos de Silicio tuvieron un gran desarrollo, con un incremento considerable en el uso terrestre y las reducciones en los costos llevaron a una continua expansión en las aplicaciones comerciales. Hacia fines de la década del setenta, el volumen de celdas producidas para usos terrestres había superado ampliamente al destinado para el uso espacial, lo que produjo una disminución sustancial en los costos de las celdas solares (Fernández, 2008; Sánchez, 2009).

Sin embargo, a pesar de los avances tecnológicos de las últimas décadas, el aprovechamiento de esta opción ha sido insignificante, comparándolo con el consumo global de la energía en el mundo. Los países desarrollados han invertido cifras extremadamente bajas en investigación científica y tecnológica y en el desarrollo del mercado. Esto ha traído consigo que la energía solar fotovoltaica aún esté alejada de representar al menos el 1,0 % del suministro de energía eléctrica para satisfacer las necesidades de consumo en todo el mundo, aunque se espera un rápido crecimiento en los próximos años.

2.16.1. La energía fotovoltaica a nivel mundial.

La energía fotovoltaica (PV) está superando todas las previsiones de crecimiento realizadas en su día, incluidas las de grupos ecologistas como Greenpeace; ninguna tecnología de generación ha experimentado un crecimiento tan rápido como el que ha atravesado la energía solar durante la última década. Aún así, el año 2010 fue un año extraordinario para la fotovoltaica, cuyo mercado aumentó un impresionante 130 % en relación al año 2009.

La principal razón de este salto estriba en la recuperación de la economía global, sobre todo de las entidades financieras y el acceso al crédito y en la aparición de nuevos actores, como Australia o Canadá, además del gran crecimiento experimentado en los mercados ya existentes, como: Alemania, Italia, Japón, China o Estados Unidos de América (USA), que duplicaron sus cifras de instalación. En el caso de Alemania como ya sucedió en el año 2009, supuso prácticamente la mitad de todo el mercado mundial.

Capítulo II. Antecedentes.

Basados en datos ofrecidos por miembros de la industria fotovoltaica y eléctrica, asociaciones de distintos países y agencias gubernamentales, la Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica, por sus siglas en inglés (EPIA), reveló en marzo de 2011 que el mercado global instaló en 2010 alrededor de 16.600 MW (Fig. 2.16), lo que supone un crecimiento algo superior al 130 % en relación a los 7.200 MW conectados en 2009 (ASIF, 2011; EPIA, 2011a).

Tal y como se muestra en la Fig. 2.17, al inicio de la década, en el año 2000, la potencia total instalada globalmente no sumaba ni 1.500 MW. En el año 2010 la capacidad total instalada de energía fotovoltaica a nivel mundial ya estaba cercana a los 40 GW, siendo capaz de producir unos 50 TWh de energía eléctrica por año. (EPIA, 2011a).

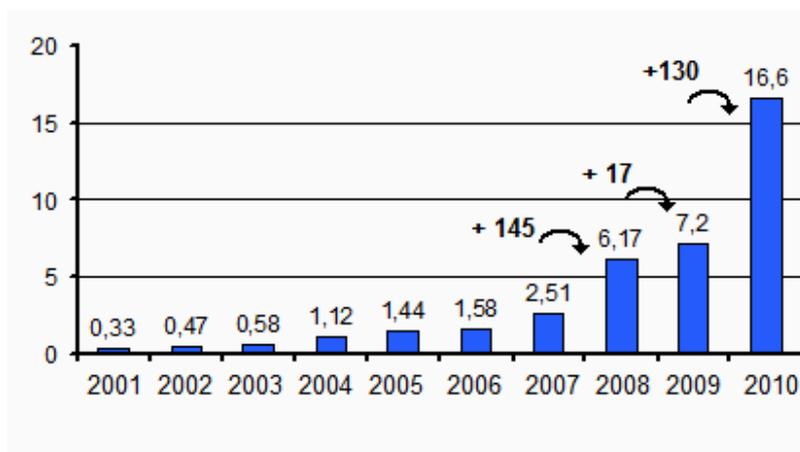


Fig. 2.16. Evolución anual del mercado fotovoltaico mundial (2001- 2010).
(Fuente: ASIF, 2011).

En términos de potencia total acumulada, la Unión Europea (EU) es líder con casi 30 GW instalados hasta el año 2010. Esto representa aproximadamente el 75 % de la potencia total acumulada de energía fotovoltaica en el mundo. Japón (3,6 GW) y USA (2,7 GW) son algunos de los países que también encabezan esta lista (EPIA, 2011a).

Capítulo II. Antecedentes.

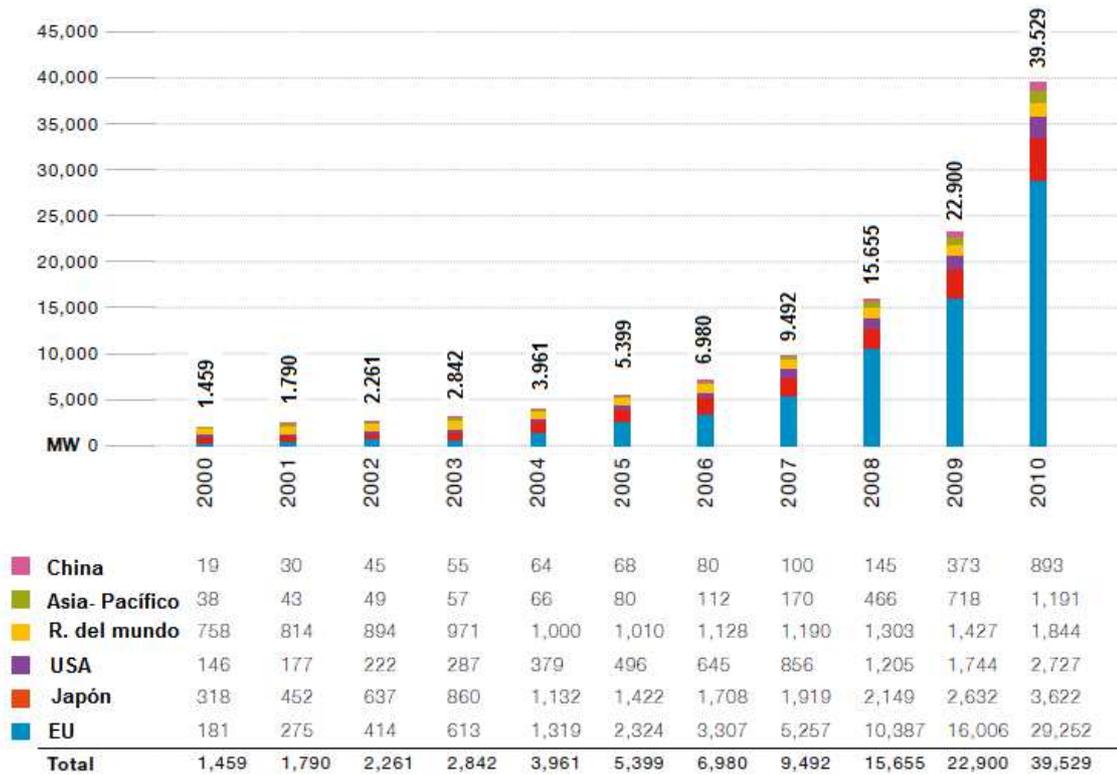


Fig.2.17. Evolución de la potencia total acumulada (2000-2010).
(Fuente: EPIA, 2011a).

El progreso de esta energía en los recientes años ha sido muy heterogéneo, variando de país en país debido a varios factores, siendo los más importantes: las diferentes regulaciones nacionales, los incentivos, así como la disponibilidad de facilidades financieras. En la Fig. 2.18 se muestra el estado actual por países de la energía fotovoltaica.

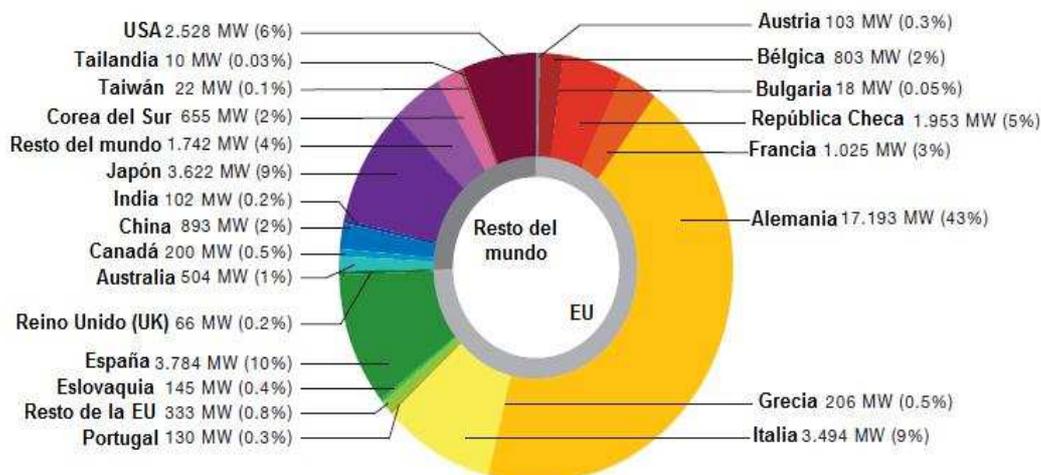


Fig.2.18. Energía PV instalada por países a nivel mundial hasta el 2010 (MW, %).

(Fuente: EPIA, 2011a).

Capítulo II. Antecedentes.

Alemania es líder en potencia instalada con más de 17 GW, lo que representa un 43 % de la potencia total a nivel mundial. En segundo lugar, seguido muy de cerca por Japón (3.622 MW) se sitúa España con 3.784 MW de potencia total. En cuarto lugar se sitúa Italia, con una potencia total acumulada de 3.494 MW, habiendo relegado a Estados Unidos a una quinta posición, con una potencia total instalada de 2.528 MW. Es válido destacar el esfuerzo realizado por la República Checa que en el 2010 logro alcanzar 1.953 MW de potencia fotovoltaica instalada, aunque no se prevea un mayor crecimiento en ese país en un largo periodo de tiempo.

Según el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE, 2011a) los datos más relevantes de la industria solar fotovoltaica en el mundo en el año 2010 fueron:

- Los principales países por potencia instalada en 2010, por orden, fueron: Alemania (7.408 MW), Italia (2.321 MW), República Checa (1.490 MW) Japón (990 MW) y USA. (980 MW).
- La potencia mundial instalada en el año 2010 fue de 16.600 MW, lo que supuso un incremento del 72 % de la potencia mundial acumulada con respecto al año 2009.
- El 79 % de la potencia mundial instalada en 2010 fue en la Unión Europea, con más de 13.240 MW. Dentro de la Unión Europea el mercado alemán fue claramente el preponderante con más de 17 GW, representando el 56 % de todo el mercado europeo y el 43 % del mercado mundial.
- Japón ha instalado 990 MW en 2010, llegando a una potencia total instalada de 3,6 GW.
- Estados Unidos instaló 980 MW en 2010, alcanzando aproximadamente los 2,7 GW.

Capítulo II. Antecedentes.

- Italia, con una potencia total acumulada de 3,4 GW se convierte en uno de los principales mercados a nivel mundial en el año 2009 y 2010, habiendo instalado 711 MW y 2.321 MW respectivamente. Aparecen nuevos actores como China, con 893 MW acumulados, y la India con más de 100 MW.
- España recobró algún terreno en el campo de la PV instalando 370 MW después de dos años de fuertes condiciones adversas.
- Francia instaló 720 MW llegando a rebasar 1,0 GW de potencia instalado. Bélgica conectó más de 420 MW de capacidad de PV a la red eléctrica en 2010.

En 2010 se alcanzó una producción mundial de células fotovoltaicas de 27.213 MW. Los primeros fabricantes de células fotovoltaicas en el mundo han sido Suntech Power (5,8 % del mercado mundial), JA Solar (5,4 %), First Solar (5,2 %), Trina Solar (3,9 %), Q-Cells (3,7 %), Yingli (3,6 %), Motech (3,5 %), Sharp (3,3 %), Gintech (3,0 %) y Kyocera (2,4 %).

En el año 2010, aproximadamente el 87 % de las células se fabricaron con Silicio, de las cuales con Silicio monocristalino el 33,2 %, con policristalino el 52,9 %, y con amorfo el 5,0 %; el 5,3 % con telurio de cadmio, el 1,2% con cobre, selenio e indio (CIS), y el 2,4 % restante con otras tecnologías, según datos de la revista especializada Photon International.

El mercado fotovoltaico es más fuerte que nunca, apareciendo en la actualidad en los esquemas eléctricos de muchos países, siendo una alternativa real a las fuentes convencionales. Esta energía está en camino de volverse una parte totalmente competitiva del sistema eléctrico de la Unión Europea y una parte cada vez más importante en los diferentes países alrededor del mundo. Esta industria es un sector potencialmente próspero el cual se prevé que pueda ofrecer alrededor de 1,62 millones de empleos a nivel mundial para el año 2015, los cuales pueden llegar a 3,62 millones para el año 2020 (EPIA, 2011b).

Capítulo II. Antecedentes.

2.16.2. La energía fotovoltaica en la Unión Europea.

Cuando en el año 1997 la Comisión Europea elaboró su primer Libro Blanco sobre la evolución de las renovables en la Unión Europea (EU), se aspiraba a tener instalados 3.000 MW fotovoltaicos en 2010; la realidad ha superado con mucho estas expectativas y el volumen alcanzado es casi diez veces mayor (ASIF, 2011).

Según datos de la European Photovoltaic Industry Association (EPIA), a finales del 2010 la potencia total instalada de fotovoltaica ascendía a 29.252 MW, repartidos entre 29.098 MW de instalaciones conectadas a red y 154 MW de instalaciones aisladas de la red eléctrica (EPIA, 2011a; IDAE, 2011a). En la Fig. 2.19 se muestra las potencias acumuladas hasta el 2010 en los principales mercados PV (PhotoVoltaic) de la Unión Europea.

Alemania es el país de la Unión Europea con mayor potencia fotovoltaica acumulada, con 17.193 MW instalados hasta el año 2010. Para el año 2020 tiene como meta alcanzar los 51 GW conectados a la red eléctrica. Este país domina claramente el mercado europeo, representando el 56 % del mismo. España, con 3.784 MW acumulados, es el segundo país por potencia acumulada en 2010.

En el año 2008 España fue el primer país por potencia instalada, con 2.708 MW, frente a los 1.809 MW de Alemania, que fue el segundo país del mundo. La potencia instalada en España en 2009 fue ínfima (17 MW) respecto al año anterior, debido al cambio de regulación del sector. Al cierre de 2010 se muestra un incremento de la potencia instalada respecto al 2009.

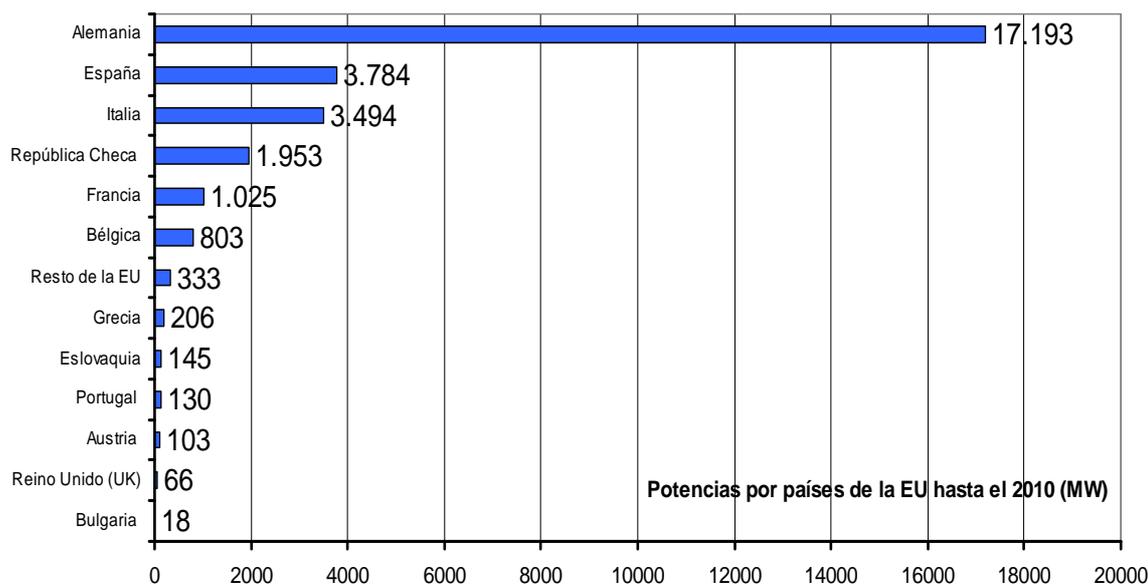


Fig. 2.19. Potencia total instalada por países de la EU. (Fuente: EPIA, 2011a).

Entre el resto de países destacan Italia, República Checa, Bélgica y Francia, que estudian políticas de desarrollo a semejanza de Alemania y España. Es de destacar en este sentido al gobierno italiano, que fija un precio adicional al precio de mercado de la energía. Esta prima varía según el nivel de integración de la instalación y es válida durante los 20 primeros años de explotación. El crecimiento del sector fotovoltaico en Italia, se asienta bajo las premisas de incentivos y la simplificación de los trámites administrativos. Italia, con estas políticas, ha instalado unos 711 MW en el año 2009 y 2.321 MW en el 2010, con un total acumulado hasta el año 2010 de 3.494 MW (EPIA, 2011a).

En el año 2010, la Unión Europea fue la región de mayor crecimiento en el mercado fotovoltaico mundial con más de 13 GW instalados. Como se muestra en la Fig. 2.20, Alemania continuó representando más de 50 % del mercado con 7.408 MW instalados en 2010, seguido por Italia (2.321 MW) y la República Checa (1.490 MW), la cual elevó su capacidad total instalada por habitante al mismo nivel que el de Alemania (191 W por habitante en la República Checa y 211 W por habitante en Alemania).

Capítulo II. Antecedentes.

Francia creció rápidamente en 2010, instalando 719 MW. Después de un desastroso 2009, el mercado español se recuperó parcialmente en el 2010, logrando instalar 369 MW de potencia PV.

Los mercados medianos también progresaron en la dirección correcta, Bélgica conectó 424 MW, Grecia 150 MW y Eslovaquia 145 MW. El Reino Unido comenzó su tardío desarrollo en 2010, pero continúa siendo uno de los mercados más prometedores para la EU (EPIA, 2011a).

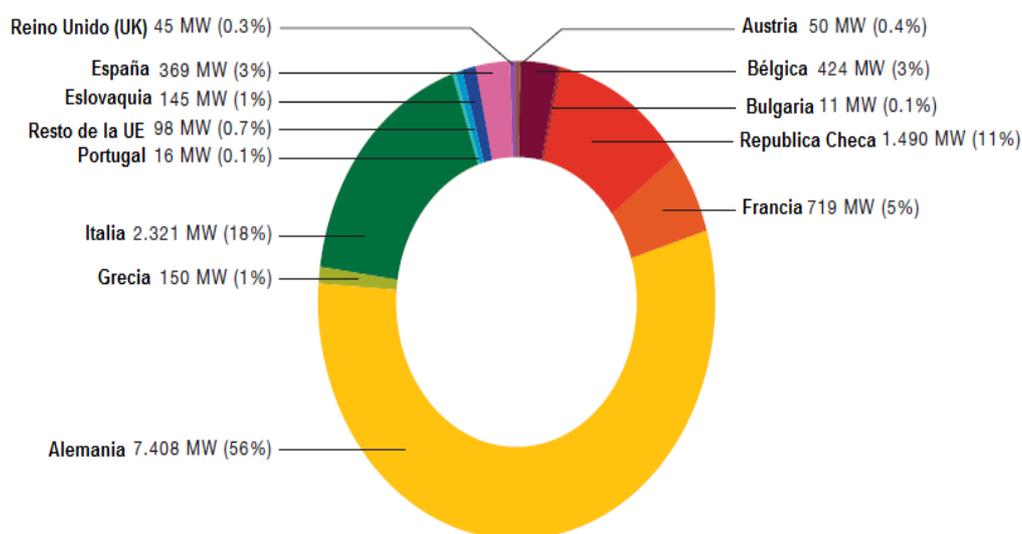


Fig. 2.20. Energía PV instalada por países en la EU hasta el 2010 (MW, %).
(Fuente: EPIA, 2011a).

Con una capacidad de producción de 30 GW instalada en la EU, la fotovoltaica genera en la actualidad más de 35 TWh de electricidad, que representan el 1,2 % de la demanda eléctrica de la EU. Si se continúa con el ritmo de instalaciones previstas hasta el año 2020, ya se habrá cubierto más del 6,0 % de la demanda energética de la EU (EPIA, 2011a). En 2010, la fotovoltaica fue la energía renovable de mayor crecimiento en Europa con 13,3 GW, seguido de la eólica con 9,3 GW instalados.

No obstante, el ritmo de crecimiento de las renovables en Europa, así como la inversión en nuevas infraestructuras, no es suficiente para alcanzar el objetivo de cubrir un 20 % del consumo energético con energía limpia en 2020, como la Comisión Europea denuncia periódicamente (ASIF, 2011).

2.16.3. Planificación y Regulación en la Unión Europea.

El año 2010, en el ámbito que respecta a la fotovoltaica de la EU, estuvo marcado por la aprobación de la Directiva sobre eficiencia energética de los edificios, la profundización en la estrategia energética comunitaria, así como el avance en otros trabajos en curso relativos al Plan Estratégico en Tecnologías Energéticas (Strategic Energy Technology Plan o SET Plan), la gestión de residuos eléctricos y electrónicos, o la política industrial comunitaria.

A finales del año 2010, la Comisión Europea, tanto en sus comunicaciones oficiales como en sus comparecencias ante la prensa, tomó partido en defensa de la estabilidad regulatoria y la seguridad jurídica, y en contra de las medidas retroactivas aprobadas por España y la República Checa en sus respectivos mercados fotovoltaicos.

La *Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo, relativa a la eficiencia energética de los edificios*, actualiza el contenido de la anterior norma comunitaria sobre la materia, la Directiva 2002/91/CE, e introduce varias obligaciones de gran calado para el desarrollo de la energía fotovoltaica.

Capítulo II. Antecedentes.

El mandato más importante para el fomento solar es la obligación de que todos los edificios nuevos, o que experimenten reformas importantes (equivalentes al 25 % de la superficie envolvente o al 25 % de su valor), sean “de consumo de energía casi nulo” a partir de 31 de diciembre de 2020; en el caso de los inmuebles pertenecientes a las administraciones públicas, este límite se anticipa dos años, al 31 de diciembre de 2018.

Esa cantidad casi nula de energía deberá ser cubierta por energías renovables, incluida la producida in situ o en el entorno del edificio, ámbito en el que la fotovoltaica, por su gran versatilidad, será una de las fuentes más utilizadas.

Esta clara apuesta por la generación distribuida se refuerza, además, con la obligación de que los estados miembro elaboren planes nacionales para aumentar el número de edificios de consumo de energía casi nulo.

2.16.4. La energía fotovoltaica en España.

La situación de la fotovoltaica en España es muy específica. Con unas posibilidades limitadas para la exportación o importación de electricidad, el sector de la energía eléctrica enfrenta una situación de sobrecapacidad teórica. En los recientes años, se han instalado varios cientos de GW de energía eólica y plantas de generación con gas, junto a casi 4,0 GW de fotovoltaica. En la actualidad, los sistemas PV proporcionan aproximadamente el 4,0 % de la demanda de electricidad en verano y 1,0 % en invierno, alcanzando valores en verano de hasta el 15 % para algunas regiones como, Extremadura y Castilla La Mancha (EPIA, 2011a).

Según datos de la Comisión Nacional de Energía, si en 2009 se instalaron en España 17 MW fotovoltaicos, en 2010 se instalaron 392 MW, un 2305 % más. Obviamente, un porcentaje tan exorbitante refleja más el hundimiento sucedido durante 2009 que una evolución extraordinariamente vigorosa del mercado.

España se sitúa como el segundo país a nivel mundial, tras Alemania, en potencia fotovoltaica instalada. La potencia total acumulada en el año 2010 alcanzó los 3.784 MW. A continuación en la Fig. 2.21 se muestra la evolución de potencia instalada anualmente y la total acumulada en España conectada a red hasta 2010 (IDEA, 2011a).

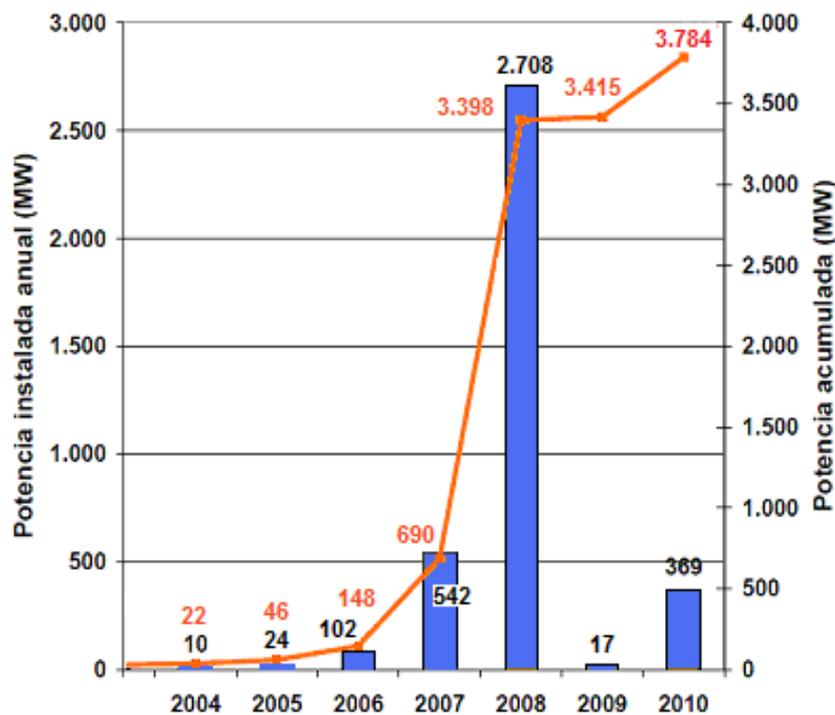


Fig. 2.21. Potencia instalada y acumulada por año en España. (ASIF, 2011; IDEA, 2011a).

Las previsiones de los analistas para los próximos años apuntan a un mercado fotovoltaico español situado por detrás de Alemania, Italia, USA, Japón, Francia o China, todos ellos países con más músculo financiero. Por el momento, no tiene más mercado fotovoltaico el país que disfruta de más Sol y dispone de mejor tecnología, sino el que más puede y quiere apoyar su desarrollo (ASIF, 2011).

Capítulo II. Antecedentes.

2.16.5. Planificación y Regulación de la energía fotovoltaica en España.

Según la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) el sector fotovoltaico español recordará el año 2010 por la inseguridad jurídica y la aprobación de normas retroactivas muy perjudiciales para la fotovoltaica. La crisis económica y la subsiguiente necesidad de ajustar el gasto y aumentar la competitividad del país, llevaron a adoptar medidas económicas drásticas.

En el ámbito energético, la necesidad de acometer recortes se combinó con otros problemas sectoriales, como la urgencia de liquidar el déficit de tarifa o el exceso de capacidad térmica de gas. Todo ello se reflejó en una agresiva campaña mediática contra la fotovoltaica, que generó gran desconfianza e inseguridad jurídica sobre la tecnología, y preparó el terreno para que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC) aprobase normas retroactivas que influyen en las tarifas, las nuevas instalaciones y por supuesto en el sector industrial.

➤ Reducción de Tarifas.

Una de las medidas más duras de las establecidas por el RD 1565/10 es la reducción de tarifas para los tres segmentos del mercado solar: cubiertas hasta 20 kW, cubiertas entre 20 kW y 2,0 MW, y suelo (Fig. 2.22). Con ello, el Gobierno calcula un ahorro de 141,5 millones de euros en 2011, de 202,3 millones en 2012 y de 263,4 millones en 2013 (ASIF, 2011).

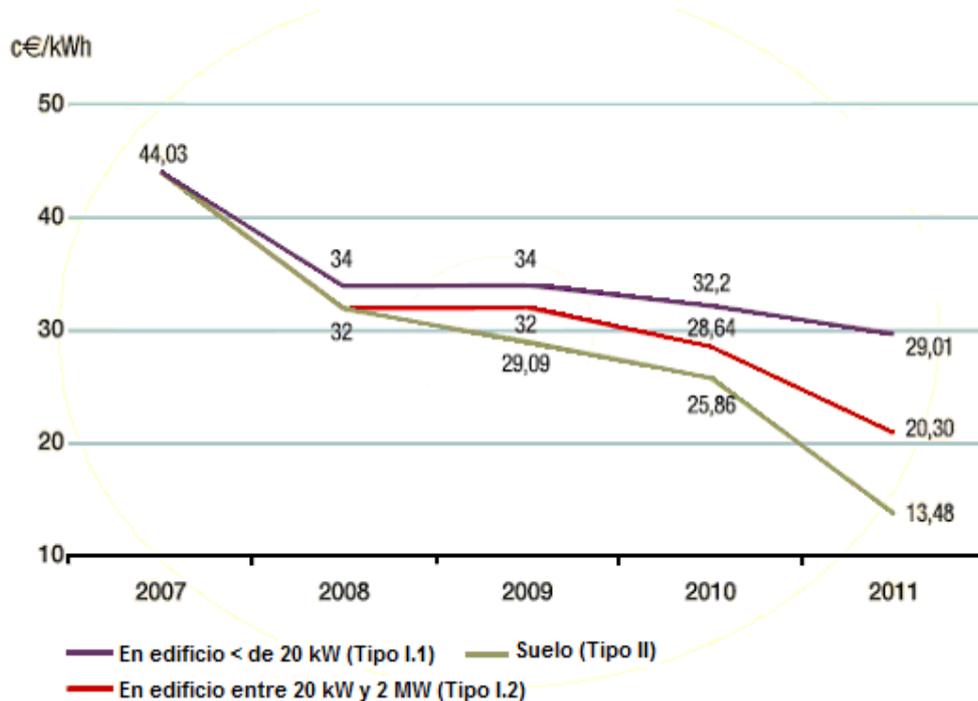


Fig. 2.22. Variación de la tarifa fotovoltaica en España (2007-2011).
(Fuente: ASIF, 2011).

Como resultado de esta reducción excepcional, la tarifa fotovoltaica de las plantas en suelo ha experimentado un asombroso descenso del orden del 70 % en los últimos cuatro años.

➤ **Edificaciones, licencias y obras.**

El RD 1565/10 contiene más medidas restrictivas. En el ámbito de la edificación, se asocia la instalación de sistemas solares a la existencia de un consumo eléctrico en el inmueble correspondiente; concretamente, a “un punto de suministro de potencia contratada por, al menos, un 25 % de la potencia nominal de la instalación”. Ello limita el tamaño total de la instalación, de modo que una vivienda unifamiliar con una potencia contratada de 3,3 kW (la media española), únicamente puede conectar un sistema solar de una potencia máxima de 13,2 kW.

Capítulo II. Antecedentes.

Las aplicaciones más afectadas por la disposición son las destinadas a naves de almacenamiento, con grandes cubiertas, pero poco consumo eléctrico asociado, puesto que no podrán aprovechar toda la superficie disponible para producir electricidad.

Por otro lado, el decreto también modifica el tratamiento de las instalaciones fotovoltaicas ubicadas sobre invernaderos, cubiertas de balsas de riego “y similares”, que pasan a ser consideradas instalaciones en suelo.

Pero el RD-L 14/10 no será recordado por eso, sino porque introdujo, también de un modo retroactivo, una limitación de horas equivalentes de funcionamiento con derecho a percibir la tarifa fotovoltaica (Tabla 2.11). Según los cálculos del Gobierno, provoca una reducción de la retribución fotovoltaica de 740 millones de euros anuales sólo en 2011, 2012 y 2013.

Tabla 2.11. Limitaciones horarias para instalaciones acogidas al RD 661/07.
(Fuente: ASIF, 2011).

Tecnología.	Horas Equivalentes anuales.
Instalación fija.	1.250
Instalación con seguimiento a 1 eje.	1.644
Instalación con seguimiento a 2 ejes.	1.707

El modo en que esta limitación horaria afecta a la rentabilidad de las instalaciones depende de la calidad de las mismas, incidiendo más en aquellas con mejores equipos y más eficientes, de su emplazamiento (hay microclimas que permiten producciones más elevadas que en el entorno inmediato) y, sobre todo, de la relación que tenga la instalación entre la potencia pico (potencia de los paneles solares) y la potencia nominal (potencia del inversor).

Esta limitación horaria no tiene en cuenta la diferencia de irradiación del país, por lo que resulta claramente discriminatoria para aquellas instalaciones ubicadas en lugares con mayor recurso solar y mejores condiciones para la producción (baja temperatura), además de la mayor calidad técnica.

➤ **Sector industrial.**

El sector de la industria solar fotovoltaica en España estaba compuesto en 2009 por cerca de 500 empresas que abarcaban todas las actividades relacionadas con la industria. Directamente, desde empresas fabricantes de células, módulos, inversores y seguidores, hasta indirectamente, empresas fabricantes de sistemas asociados (baterías, protecciones, monitorización), distribuidores, ingenierías, consultorías, formación, instaladores, mantenimiento, promoción, servicios financieros y centros tecnológicos.

Todas estas empresas se agrupan en distintas asociaciones, siendo las principales la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF), la Asociación Empresarial Fotovoltaica (AEF) y la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA).

Según ASIF, en total 41 empresas están afincadas en España fabricando células, módulos, inversores y seguidores. La producción está particularmente concentrada para inversores y seguidores. Para inversores tres empresas acapararon más del 80 % de la producción y, para seguidores, dos empresas produjeron el 50 % del total. En cambio en módulos hay menor concentración. En total 20 empresas produjeron células o módulos en España en 2008. Produjeron 195 MW en células y 498 MW en módulos, el 7,0 % de la producción mundial, la gran mayoría de Silicio cristalino.

Capítulo II. Antecedentes.

Las empresas más representativas como fabricantes de módulos, sin ser exhaustivos, son: Aleo Solar, Atersa, Quantum Solar, Gadir Solar, Génesis Solar, Guascor Fotón, Isofotón, Pevafersa, Siliken, Solaria, T-Solar y Unisolar (ASIF, 2011).

Por otra parte, debido a los tremendos altibajos que ha experimentado el mercado nacional como resultado de los cambios regulatorios registrados en los últimos cuatro años, el sector fotovoltaico español se está orientando cada vez más hacia mercados exteriores, que crecen con gran fuerza (un 130 % en 2010). La mejor muestra de este hecho lo ofrece la industria manufacturera: capaz de fabricar más de 1.000 MW anuales, produjo 699 MW, de los que exportó más del 70 %; con el 30 % restante cubrió un 60 % de los 369 MW que se instalaron en el mercado nacional. En la actualidad alrededor del 50 % de las empresas solares españolas tiene algún tipo de actividad en el extranjero; Italia, USA y Francia son los principales destinos (ASIF, 2011).

2.16.6. El futuro de la fotovoltaica en España.

Según el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER), la energía fotovoltaica debería cubrir un 3,6 % de la demanda eléctrica de España para el 2020.

El PANER estima la contribución fotovoltaica para el 2020 en 14.316 GWh, generados con una potencia acumulada total de 8.367 MW. Según esta cifra, el incremento de potencia entre 2011 y 2020 se estima en 4.346 MW. El análisis contempla que un 67 % de esa potencia corresponda a instalaciones fijas en edificaciones y un 33 % a plantas en suelo con seguimiento, valorando también que haya un desplazamiento progresivo de la ubicación de las instalaciones a las zonas con mayor irradiación.

2.16.7. La energía fotovoltaica en Canarias.

El futuro energético canario viene condicionado por diferentes circunstancias: por la propia evolución de los recursos, las tecnologías y los impactos de la energía a nivel planetario y por las condiciones particulares de la región, entre las que cabe considerar su reducida dimensión (en términos de población y demandas energéticas), su fraccionamiento (en siete islas), su pertenencia a la UE (que le garantiza una cierta estabilidad, y la participación en políticas energéticas comunes) y su lejanía y aislamiento (de España y del conjunto de la Unión Europea) que la hacen fuertemente dependiente de recursos energéticos para el transporte de su principal “producto de exportación”, el turismo.

Al mismo tiempo, Canarias cuenta con un clima excelente, que puede conducir a consumos energéticos “per cápita” muchos más bajos que el resto de la UE, además de con gran cantidad de energías renovables, especialmente solar y eólica.

En el ámbito de esta Comunidad Autónoma, la actual política energética viene recogida en el Plan Energético de Canarias 2006 (PECAN 2006), aprobado por el Parlamento de Canarias, en sesiones del 28 y 29 de marzo de 2007, que constituye el documento básico orientativo de las actividades a desarrollar en el sector de la energía, tanto a nivel del Gobierno, como de las empresas que intervienen en el suministro energético o de los usuarios de la energía.

Entre las energías renovables, la fotovoltaica ha experimentado un gran boom en los últimos años en Canarias, teniendo como consecuencia una evolución de la potencia instalada para el conjunto de las islas por encima de las previsiones del PECAN, pasando de crecimientos negativos cercanos al 50 % en 2005 a crecimientos positivos de más del 20 % en 2008 y casi el 8,0 % en 2009 respecto de las previsiones iniciales para esos años.

Capítulo II. Antecedentes.

En la Tabla 2.12 y la Fig. 2.23 se muestra dicha previsión, así como su evolución real hasta 2010 y las nuevas previsiones hasta 2015.

Tenerife es la isla que más ha contribuido a este avance, donde la potencia instalada pasó de estar en 2005 un 91 % por debajo de los objetivos de PECAN-2006, a estar un 92 % por encima de dichas previsiones en 2009.

Por su parte, la evolución de la potencia instalada en Gran Canaria se ajusta más a la inicialmente esperada, pasando de estar en 2005 un 19 % por debajo de las previsiones, a un 12 % por encima de los objetivos iniciales en 2008, situándose en 2009 en niveles similares a los previstos. En el resto de islas los crecimientos han estado muy por debajo de lo esperado.

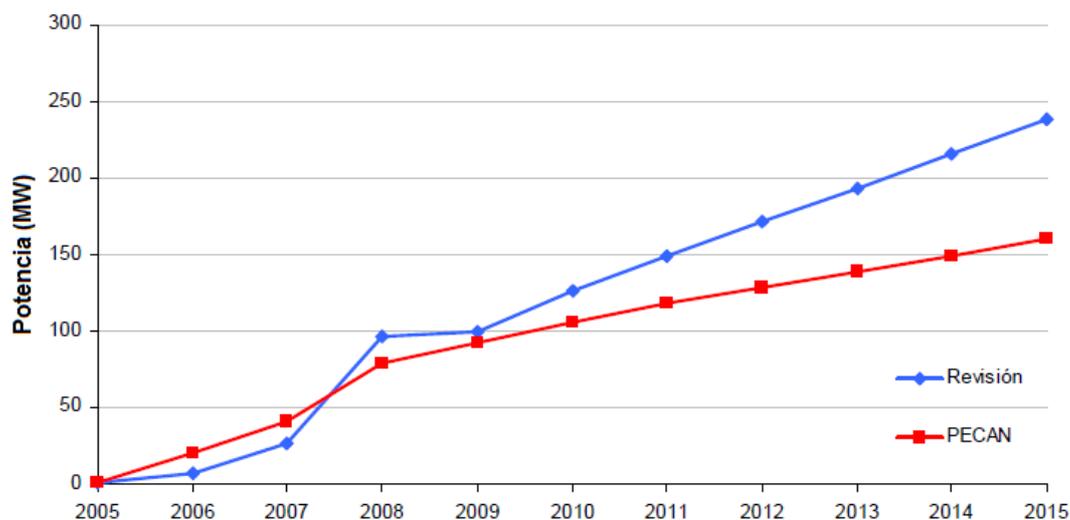


Fig. 2.23. Comparativa de potencias fotovoltaicas instaladas en Canarias.
(Fuente: CEIC, 2012).

Tabla 2.12. Comparativa de potencia fotovoltaica instalada en Canarias (2005-2010) y previsión de potencia (2011- 2015), con la previsión PECAN (2005-2015). (MW).
(Fuente: CEIC, 2012).

Año.	Real (MW).	PECAN (MW).	Diferencia.
2005	0,59	1,20	-50,4%
2006	7,12	20,90	-66,0%
2007	26,67	40,61	-34,3%
2008	96,62	79,50	21,5%
2009	99,66	92,50	7,7%
2010	126,79	105,50	20,2%
2011	149,06	118,50	25,8%
2012	171,35	128,50	33,3%
2013	193,62	138,50	39,8%
2014	215,90	148,50	45,4%
2015	238,18	160,00	48,9%

Sin embargo, el nuevo marco retributivo establecido tras la publicación del Real Decreto 1578/2008, podría suponer el estancamiento a la inversión privada en esta tecnología. Por ello, en las nuevas previsiones sólo se ha tenido en cuenta las instalaciones que a finales de 2010 contaban con autorización administrativa, pendientes de ejecución, y que suponen un total para Canarias de 111 MW adicionales (35 MW en Gran Canaria; 2,4 MW en Lanzarote; 4,3 MW en Fuerteventura; 65,6 MW en Tenerife y 4,1 MW en La Palma). En el caso de La Gomera y El Hierro únicamente se ha previsto un crecimiento mínimo en lo que resta de horizonte de planificación, similar al registrado en los últimos años en esas islas (0,02 MW adicionales en cada isla).

Con todo ello, las nuevas previsiones para el conjunto de Canarias son claramente superiores a las iniciales (casi un 50 % por encima en 2015), estimándose una potencia total instalada en Canarias de 238 MW al final del horizonte temporal del PECAN, frente a los 160 MW inicialmente previstos (CEIC, 2012).

Capítulo II. Antecedentes.

2.16.8. El Sol.

El Sol es una estrella formada por diversos elementos en estados gaseosos e ionizados (principalmente hidrógeno), y en él se concentra el 99 % de la masa total del Sistema Solar. Su composición actual es de un 75 % de H₂, un 23 % de He junto con trazas de otros elementos.

En su interior existen elevadas presiones, presentándose temperaturas de unos 6.000 °C en su superficie y de más de 15 millones de grados en su interior, que producen de forma espontánea e interrumpidamente un proceso de fusión nuclear, siendo éste el origen de la energía solar, que se disipa con una potencia de $3,7 \cdot 10^{14}$ TW.

Ahora bien, no toda la energía que emite el Sol llega a la Tierra, ya que ésta constituye sólo una superficie captadora insignificante. Por ello, la potencia interceptada por la Tierra, 173.000 TW, es una parte muy pequeña de la emitida por el Sol. Aún así, esa potencia es aproximadamente 10.000 veces mayor que la que proporcionan todas las formas de energía que los seres humanos emplean en la Tierra (Sánchez, 2009).

La radiación que impacta en la atmósfera terrestre se ve disminuida debido a la distancia entre el Sol y la Tierra. Aquí la intensidad de esta radiación, en relación a la distancia media entre el Sol y la Tierra, alcanza 1.342 W/m² y se denomina *constante solar*.

A través del paso de la luz por la atmósfera, ésta se atenúa por reflexión, absorción y dispersión. Por dispersión en las moléculas del aire y en los aerosoles, se transforma parte de la luz directa en luz difusa por lo que a la tierra llega sólo radiación directa y difusa. La irradiancia que incide en un plano horizontal de la superficie terrestre un día claro al mediodía alcanza un valor máximo de 1.000 W/m^2 aproximadamente, variando según la latitud del lugar, nubosidad, humedad y otros factores (Fernández, 2008).

2.16.9. Radiación solar extraterrestre sobre superficie horizontal.

La radiación solar extraterrestre es la radiación solar que incidiría en ausencia de atmósfera sobre una superficie con cualquier orientación e inclinación y en cualquier instante, hora y punto de la Tierra.

La constante solar B_0 se ha definido como la irradiancia extraterrestre a la distancia media Tierra-Sol, r_0 . Sin embargo la verdadera distancia Tierra-Sol (r), varía a lo largo del año según la excentricidad de la elíptica (ϵ_0), por lo que considerando el mismo flujo de energía que sale del Sol se tiene que $4\pi(r_0)^2 B_0 = 4\pi(r)^2 B_{0n}$, siendo B_{0n} (kW/m^2) la irradiancia extraterrestre sobre una superficie perpendicular a los rayos solares.

Ordenando la ecuación anterior se puede obtener:

$$B_{0n} = \frac{r_0^2}{r^2} \cdot B_0 = \epsilon_0 \cdot B_0 \quad (2.2)$$

Capítulo II. Antecedentes.

Empleando la Fig. 2.24, y mediante consideraciones geométricas, se pueden obtener expresiones para diferentes periodos de tiempo. La irradiancia horizontal (kW/m^2) para un ángulo horario ω es:

$$B_{0i}(0) = B_0 \cdot \varepsilon_0 \cdot \cos \theta_{zs} \quad (2.3)$$

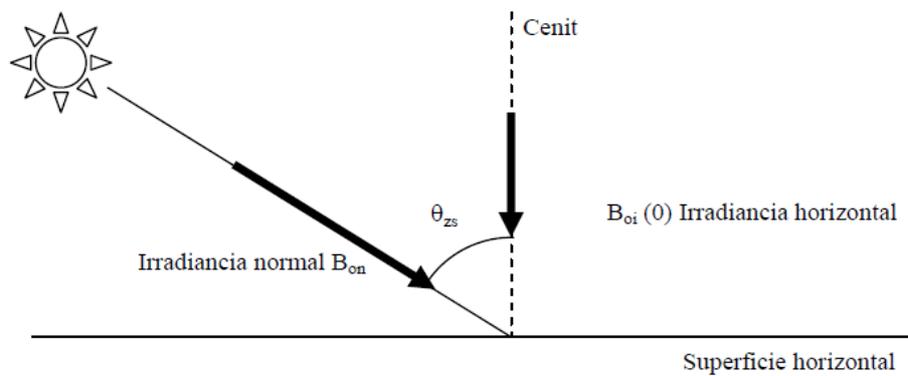


Fig.2.24. Irradiancia normal e irradiancia sobre superficie horizontal.
(Fuente: Rufes, 2010).

Donde θ_{zs} es la distancia cenital correspondiente al ángulo ω . $B_{0i}(0)$ se ha definido como irradiancia extraterrestre horizontal para un ángulo horario ω . El resultado coincide con la irradiación horaria extraterrestre horizontal (kWh/m^2) si ω es el ángulo central de la hora en cuestión y suponiendo que durante toda la hora la irradiación es constante.

Para el cálculo de la irradiación horizontal extraterrestre a lo largo de un día, $B_{0d}(0)$ (kWh/m^2), será necesario integrar la ecuación anterior.

$$B_{0d}(0) = \int_{\omega_s}^{-\omega_s} B_0 \cdot \varepsilon_0 \cdot (\text{sen} \delta \cdot \text{sen} \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega) d\omega \quad (2.4)$$

De la ecuación se obtiene:

$$B_{0d}(0) = \frac{24}{\pi} \cdot B_0 \cdot \varepsilon_0 \cdot (\cos \delta \cdot \cos \phi) \cdot (\omega_s \cdot \cos \omega_s - \text{sen } \omega_s) \quad (2.5)$$

Estando ω_s expresado en radianes.

La media mensual de irradiación diaria extraterrestre sobre superficie horizontal, $B_{0dm}(0)$ (kWh/m²), se puede obtener mediante la ecuación 2.6.

$$B_{0dm}(0) = \frac{1}{d_{n2} - d_{n1}} \sum_{d_{n1}}^{d_{n2}} B_{0d}(0) \quad (2.6)$$

Siendo d_{n1} y d_{n2} los números de orden de los días primero y último del mes.

Para una determinada zona geográfica existe un día de cada mes para el que se cumple que la media mensual de la irradiación extraterrestre es igual a la irradiación a lo largo de ese día. Con esto se reducen los cálculos, siendo necesario realizar únicamente el cálculo de la irradiación para dicho día en lugar de para todos los días del mes.

Para calcular la irradiación sobre la superficie terrestre hay que tener en cuenta que la atmósfera ejerce un efecto de redistribución de la radiación que recibe del Sol. Por ejemplo, en un día muy despejado una parte relativamente pequeña se convierte en radiación difusa, mientras que la mayor parte permanece como directa.

En cambio, en un día nublado la redistribución de la radiación es mucho mayor. Las nubes densas tienen una fracción de energía reflejada muy alta, lo cual hace que en un día densamente nublado una gran parte de la radiación solar se refleje al espacio exterior. Además, la energía que logra pasar a través de las nubes es únicamente radiación difusa.

Capítulo II. Antecedentes.

Al atravesar la atmósfera ésta actúa sobre la radiación solar, y las nubes reflejan parte de la radiación hacia el espacio. Algunos componentes atmosféricos como el ozono, el oxígeno, el dióxido de carbono, el vapor de agua y los aerosoles absorben algunas longitudes de onda de la radiación solar, y otros componentes como las gotas de agua o el polvo dispersan la radiación. La radiación que llega al suelo es en parte absorbida por el propio suelo y otra parte se refleja de nuevo hacia la atmósfera. El resultado de estos efectos es la descomposición de la radiación solar incidente sobre un receptor en tres componentes:

- *La radiación directa*, constituida por los rayos solares que se reciben en línea recta con el Sol.
- *La radiación difusa*, procedente de todo el cielo excluyendo el disco solar y debida a los rayos no directos, y dispersados por la atmósfera en la dirección del receptor.
- *La radiación del albedo procedente del suelo y debida a la reflexión de la radiación incidente en él.*

La radiación total (*directa + difusa + albedo*) incidente en una superficie se denomina radiación global.

Las propiedades direccionales de la radiación difusa dependen, en gran medida, de la posición, forma y composición de las nubes y por tanto son variables en el tiempo.

El valor de la radiación del albedo depende fundamentalmente del tipo de suelo (nieve, vegetación, agua, etc.).

2.16.10. Efecto fotoeléctrico.

El efecto fotovoltaico es la producción de una fuerza electromotriz en un material semiconductor como consecuencia de la absorción de radiación luminosa. Los semiconductores son sustancias de conductividad eléctrica intermedia entre un aislante y un conductor. Una de sus características más importantes desde el punto de vista tecnológico, es la existencia en ellos de dos tipos de portadores de corriente: unos dotados de carga eléctrica negativa, constituidos por electrones libres, y otros dotados de carga eléctrica igual en magnitud pero de signo positivo, que se denominan huecos. Ciertos semiconductores presentan predominantemente conducción por huecos y se denominan semiconductores tipo *p* y otros presentan predominantemente conducción por electrones y se denominan semiconductores tipo *n*.

Una cualidad extremadamente importante es que la resistividad de un semiconductor, independientemente de su naturaleza (Silicio, Germanio, Arseniuro de Galio, Fosfuro de Galio, Sulfuro de Cadmio, Sulfuro de Zinc, etc.), puede disminuirse añadiendo pequeñas cantidades de impurezas apropiadas, o incluso puede hacerse que un semiconductor tipo *p* pase a ser tipo *n*, o viceversa. Al proceso de adición controlada de impurezas que afectan a las propiedades eléctricas del semiconductor se denomina dopaje o dopado. En el Silicio, el semiconductor más ampliamente usado hoy día con fines electrónicos, las impurezas de Fósforo o Arsénico lo hacen tipo *n*, mientras que las impurezas de Boro o Galio lo hacen tipo *p*.

Así pues, una célula solar fotovoltaica está constituida por un disco monocristalino de Silicio, dopado en su superficie superior (expuesta al Sol) hasta hacerla de tipo *n* en un espesor de 0,6 μ m, mientras que su parte inferior se deja de tipo *p*, con un espesor de hasta 0,4mm. Así se produce una unión *p-n* paralela a la superficie iluminada de la célula.

Capítulo II. Antecedentes.

Para tomar contactos eléctricos al semiconductor, se depositan dos capas metálicas sobre ambas caras de la célula, pero la de la superficie superior en forma de rejilla, ya que de lo contrario no sería posible que la luz entrase en el semiconductor. Como se demuestra en la Fig.2.25 la corriente fotovoltaica generada sale por el contacto *p*, atraviesa una carga externa y vuelve a entrar por el contacto *n*.

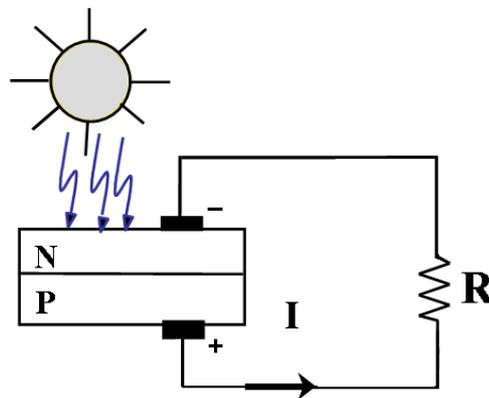


Fig. 2.25. Principio de funcionamiento de la celda fotovoltaica. Elaboración propia.

En efecto, cuando incide la luz sobre la superficie de la célula fotovoltaica, los electrones que tienen energía suficiente rompen el par electrón-hueco ya indicado, dejando portadores libres. Si en tal condición se conecta una carga resistiva entre los dos contactos de la célula, circulará corriente por ella. Se ha conseguido así un generador eléctrico que proporciona una diferencia de potencial situada entre 0,46 y 0,48 voltios.

Las células, conectadas unas con otras (serie o paralelo), encapsuladas y montadas sobre una estructura soporte o marco, conforman un módulo fotovoltaico (Fig. 2.26). Los módulos están diseñados de modo que sean capaces de suministrar electricidad, en corriente continua a un determinado voltaje (normalmente entre 12 y 24 V). El valor de la corriente producida dependerá fundamentalmente del nivel de irradiación incidente y de la temperatura ambiente en cada momento (Fernández, 2008; Perales, 2009; Sánchez, 2009).

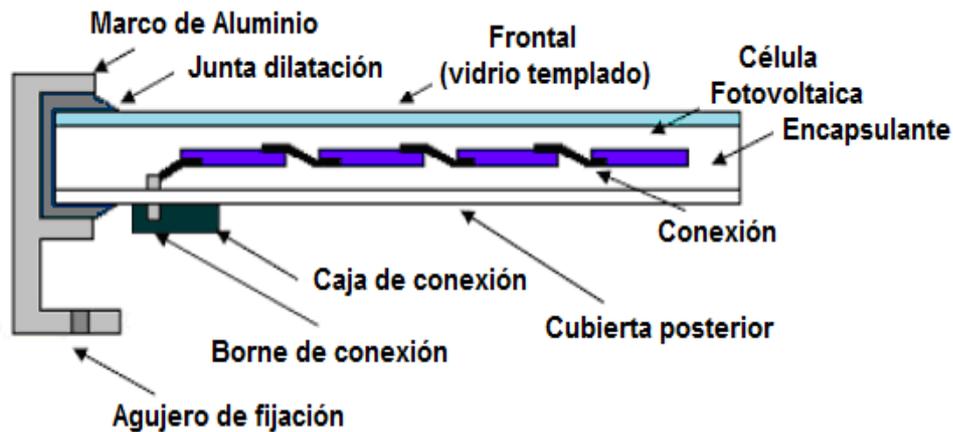


Fig. 2.26. Elementos de un módulo fotovoltaico. (Fuente: Moro, 2010).

Los paneles solares se deben de orientar siempre hacia el sur y su inclinación debe ser aproximadamente igual a la latitud del lugar incrementada en 15° para maximizar la energía captada en épocas invernales en los que el consumo normalmente es mayor y las horas de radiación y altura solar menor (COIIC, 2010).

2.16.11. Tipos de células solares.

Hasta el momento las células fotovoltaicas que existen en el mercado suelen estar constituidas por cristales de Silicio como material base. Estos cristales de Silicio pueden tener dos configuraciones básicas, monocristalino o policristalino (Fig. 2.27).

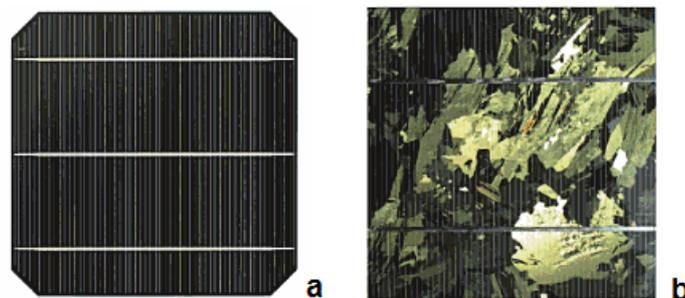


Fig. 2.27. Células de Silicio, a: monocristalino; b: policristalino. (Fuente: Moro, 2010).

Capítulo II. Antecedentes.

Las características principales de los materiales utilizados para la realización de las células solares son:

➤ ***Silicio monocristalino:***

- Presenta un rendimiento energético entre un 12 -16 %.
- Requiere un elaborado proceso de manufacturación, que consume enormes cantidades de energía eléctrica, incrementando sustancialmente el coste de material semiconductor.
- La estructura cristalina provee una superficie de brillo uniforme.

➤ ***Silicio policristalino.***

- Presenta un rendimiento energético entre un 11-14 %.
- Se obtiene fundiendo el material semiconductor, que es vertido en moldes rectangulares. Su estructura cristalina no es uniforme, de ahí el nombre de policristalinos.
- La estructura policristalina muestra zonas de brillo diferente.

Las celdas policristalinas son fabricadas y operan de una forma similar a las monocristalinas. La diferencia es que durante su manufacturación se emplea un Silicio de menor calidad y costo, esto da como resultado celdas de eficiencia ligeramente menor. Al estar compuesta la celda por una serie de granos de Silicio, a nivel microscópico, quedan varios huecos entre las uniones de los granos y por tanto, en esos micro-huecos se interrumpe el fenómeno fotovoltaico. No obstante la diferencia de eficiencia entre el Silicio monocristalino y el policristalino es relativamente pequeña.

➤ *Silicio amorfo.*

Los dos tipos de celdas mencionadas anteriormente tienen estructura cristalina, pero el Silicio amorfo no tiene tal estructura. Al Silicio amorfo (Fig. 2.28) también se le denomina película delgada. Las unidades de Silicio amorfo se fabrican disponiendo capas delgadas de Silicio, evaporado al vacío, erosión iónica, disposición de vapor u otro método sobre un sustrato que puede ser vidrio, plástico o metal. Las celdas de Silicio amorfo se presentan prácticamente en cualquier tamaño, siendo la limitante la configuración del domo de evaporación donde se efectúa el proceso. Con el Silicio amorfo pueden obtenerse células fotovoltaicas relativamente baratas. En la actualidad se están obteniendo células de Silicio amorfo con un rendimiento cercano al 7,0 %.

El Silicio amorfo es, sin duda, el material fotovoltaico que más se ha instalado en el mundo, esto es debido a la gran cantidad de relojes, calculadoras, radios y demás artefactos domésticos que en la actualidad pueden funcionar con energía solar.

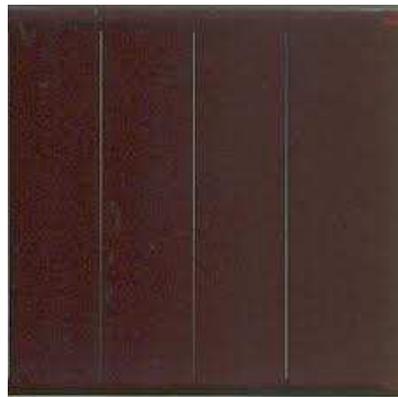


Fig. 2.28. Células de Silicio amorfo. (Fuente: Moro, 2010).

En la Tabla 2.13 se establece una comparación entre las distintas células solares que se elaboran con Silicio. En ella se dan a conocer parámetros de eficiencia de las células solares tanto a escala de laboratorio como en la producción, así como las ventajas y las desventajas que presentan las mismas.

Capítulo II. Antecedentes.

Tabla 2.13. Características de las celdas fotovoltaicas de Silicio. Elaboración Propia.
(Fuente: Fernández, 2008).

Tipo de Celda	Eficiencia (%)		Ventajas	Desventajas
	Lab.	Prod.		
Silicio monocristalino	19,1	12 -16	<ul style="list-style-type: none"> - Tecnología bien desarrollada y probada. - Estable. - Mayor Eficiencia. 	<ul style="list-style-type: none"> - Empleo de mucho material costoso. - Mucho desperdicio. - Manufactura costosa. - Elevado consumo de energía en la producción.
Silicio policristalino	18	11-14	<ul style="list-style-type: none"> - Tecnología bien desarrollada y probada. - Estable. - Menos costoso que el monocristalino. 	<ul style="list-style-type: none"> - Empleo de mucho material costoso. - Mucho desperdicio. - Manufactura costosa. - Elevado consumo de energía en la producción. - Menor eficiencia que el monocristal.
Silicio amorfo o película delgada.	11,5	4 - 8	<ul style="list-style-type: none"> - Utiliza muy poco material. - Alto potencial y producción muy rápida. - Bajo coste de producción, 50 % menos respecto al Silicio cristalino. - Menos afectado por bajos niveles de insolación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Degradación pronunciada. - Menor eficiencia. - Menor durabilidad.

➤ *Otros materiales empleados en las células solares.*

En la actualidad se están investigando diversas alternativas al Silicio, entre las que se destacan:

- ***El Arseniuro de Galio (GaAs):*** la molécula de cristal tiene una configuración y una movilidad electrónica similar al cristal de Silicio (*Si*). Tiene la ventaja sobre él, que trabaja mejor a altas temperaturas, hecho de gran importancia para células que trabajan en sistemas concentradores de radiación. El *GaAs* tiene la desventaja sobre el *Si* de que los defectos cristalinos juegan en él un papel más importante.

- *El Fosforo de Indio (InP)*: es más difícil de preparar que el *GaAs* y rinde menos que él.
- *El Teluro de Cadmio (CdTe)*, *el Antimoniuro de Aluminio (SbAl)* y *la Estibinita*: tienen bajas movilidades, así que las eficiencias en la colección de portadores serán bajas.

En cualquier caso se están desarrollando tecnologías de configuración de las células (células de concentración, células de transición, células de capa delgada, células multicapas), buscando una mejora del rendimiento (Fernández, 2008).

2.16.12. Clasificación de las instalaciones fotovoltaicas.

Las instalaciones fotovoltaicas se pueden clasificar de dos formas diferentes, en correspondencia con su arquitectura y utilización, tal y como se aprecia en la Fig. 2.29.

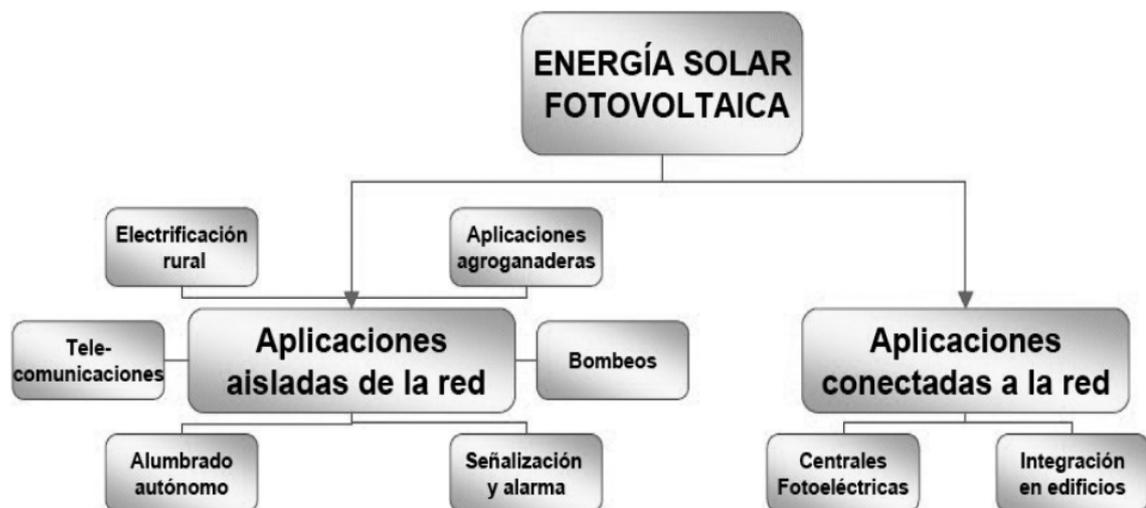


Fig. 2.29. Clasificación de las instalaciones fotovoltaica.

(Fuente: Gobierno de Canarias, 2002).

Capítulo II. Antecedentes.

a) Instalaciones aisladas de la red.

Las instalaciones fotovoltaicas destinadas a la obtención de energía eléctrica para cualquier aplicación, que no tengan ningún tipo de conexión con las redes públicas de distribución de energía para inyectar en ellas corriente, se denominan aisladas.

Los sistemas aislados se utilizan normalmente para proporcionar electricidad a los usuarios con consumos de energía muy bajos para los cuales no compensa pagar el coste de la conexión a la red, y para los que sería muy difícil conectarlos debido a su posición poco accesible. A partir de una distancia de más de tres kilómetros de la red eléctrica, podría resultar conveniente instalar un sistema fotovoltaico para abastecer una vivienda. Un ejemplo típico correspondiente a la arquitectura de tales instalaciones, independiente de su capacidad, son las montadas en las viviendas rurales permanentes u ocasionales, las que alimentan repetidores y aplicaciones similares.

Los sistemas aislados, por el hecho de no estar conectados a la red eléctrica, normalmente están equipados con sistemas de acumulación de la energía producida. La acumulación es necesaria porque el campo fotovoltaico puede proporcionar energía solo durante horas diurnas, mientras que a menudo la mayor demanda por parte de usuario se concentra en las horas de la tarde y de la noche.

Los principales componentes que forman el sistema fotovoltaico aislado son: módulos fotovoltaicos, regulador de carga, inversor y sistemas de acumulación (baterías).

Para una mayor efectividad de los sistemas aislados se pueden acoplar sistemas híbridos que incorporan diferentes fuentes generadoras de electricidad para la misma aplicación. La finalidad es obtener el máximo aprovechamiento de los recursos energéticos renovables, reduciendo la dependencia de las condiciones atmosféricas y de la franja horaria del Sol.

b) Instalaciones con conexión a la red.

Hace varios años que se realizaron las primeras experiencias en sistemas fotovoltaicos que suministraban la energía producida directamente a la red eléctrica convencional, evitándose así el uso de baterías de acumuladores, cuyo coste tiene gran repercusión en el precio final del conjunto.

En la actualidad alrededor de un 90% de los generadores fotovoltaicos a nivel mundial están conectados a la red de distribución eléctrica y vierten a ella su producción energética. Esto evita que las instalaciones necesiten baterías y constituyen una aplicación más directa y eficiente de la tecnología. Ya hay cientos de miles de sistemas fotovoltaicos conectados a la red que demuestran que la conexión a red es técnicamente factible y muy fiable.

En países como Alemania, Japón o Estados Unidos, un número cada vez más de personas y empresas están interesadas en instalar sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Una instalación conectada a la red eléctrica convencional está formada por el conjunto de módulos fotovoltaicos y un inversor capaz de convertir la corriente continua del grupo solar en corriente alterna, inyectándola en la misma frecuencia y fase que la existente en cada momento en la red de distribución.

Capítulo II. Antecedentes.

Inicialmente, estos sistemas conectados a red se diseñaron y calcularon para el montaje de centrales fotovoltaicas.

Después de observar que las centrales fotovoltaicas funcionaban correctamente, y en la medida que se avanzó en la electrónica de potencia que integra los inversores, no se tardó en pensar que estos sistemas podrían ser realizados a potencias menores, con el fin de ser empleados en pequeñas centrales domésticas adaptables a viviendas dotadas de acometida convencional de electricidad.

Este tipo de instalaciones, desde un punto de vista de macro-escala, podría en un futuro resolver en algunas zonas ciertos problemas existentes en la generación y distribución de energía eléctrica convencional (Fig. 2.30).

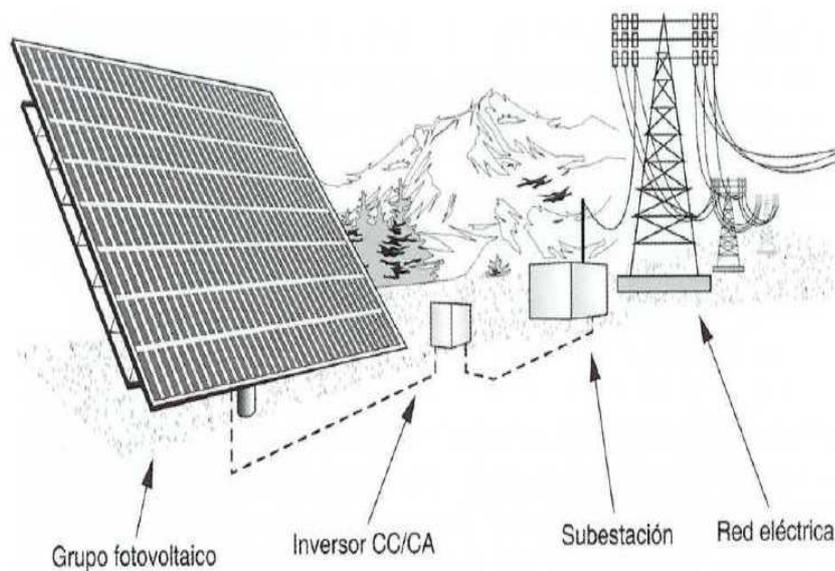


Fig.2.30. Instalación fotovoltaica con conexión a la red.

(Fuente: Gobierno de Canarias (2002).

Capítulo II. Antecedentes.

Estas instalaciones están conectadas a la red pública de distribución de energía para dos posibles finalidades:

- Venta de la totalidad de la energía eléctrica generada.
- Venta de la energía eléctrica sobrante con respecto a la necesidad del lugar de generación.

En tales instalaciones intervienen varios componentes, que son:

- El campo solar, generador de la energía que posteriormente será suministrada a la red de distribución eléctrica, debe de ser diseñado meticulosamente. Son varios los factores a tener en cuenta a la hora de plantear un sistema de este tipo, a saber: su integración, tensión de trabajo, interconexión, protecciones y estructura soporte.
- El inversor de red, cuya finalidad es sincronizar la fase de la energía a inyectar con la de la red pública.
- Un contador de energía eléctrica para medir la inyección de energía a la red en efectos de cobro.

Los sistemas conectados a la red, normalmente no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica; al contrario, durante las horas de insolación escasa o nula, la carga viene alimentada por la red (Gobierno de Canarias, 2002; Fernández, 2008; Perales, 2009).

Capítulo II. Antecedentes.

2.16.13. Producción anual esperada de un sistema fotovoltaico.

La estimación de la energía producida por un sistema fotovoltaico es un concepto ampliamente estudiado en la literatura técnica; podemos encontrar desde métodos y modelos para la simulación, hasta métodos simplificados de cálculo. Para la realización del cálculo de la producción anual esperada se plantea a continuación un modelo propuesto por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), en su Pliego de Condiciones Técnicas (IDAE, 2011b).

Los datos de entrada que se deberán conocer para realizar los cálculos de la producción anual esperada son los siguientes:

- $IGH(0)$: Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m²/día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:
 - Agencia Estatal de Meteorología (AEMET).
 - Organismo autonómico oficial.
 - Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.

- $IGH(\alpha, \beta)$: Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²/día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual. El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador.

- Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, η_{energ} .

Capítulo II. Antecedentes.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- a. Pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica.
- b. Perdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos.
- c. Pérdidas por orientación e inclinación.
- d. Pérdidas por cableado.
- e. Pérdidas por reflectancia.
- f. Pérdidas de radiación solar por sombras.

Solo se tomaron en cuenta las perdidas de mayores incidencias, pueden existir otras.

La estimación de la energía inyectada (E_{PV}) se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación y se obtendrá en unidades de kWh/día:

$$E_{PV} = \frac{IGH(\alpha, \beta) \cdot P_{pico} \cdot \eta_{energ.}}{G_{CEM}} \quad (2.7)$$

Donde:

P_{pico} : Potencia pico del generador fotovoltaico (kW).

IGH_{CEM} : Irradiancia a condiciones estándar de medida (1,0 kW/m²)

Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1,0 kW/m²
- Temperatura de célula: 25 °C

Capítulo II. Antecedentes.

➤ **Perdidas de los sistemas fotovoltaicos.**

Varias son las pérdidas que pueden afectar el buen funcionamiento y la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos, entre ellas podemos nombrar:

a) **Pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica.**

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye con el incremento de la temperatura de trabajo a la que están sometidos. Al ser un elemento expuesto a la radiación solar de manera continuada es necesario que exista una buena ventilación tanto por la superficie expuesta como por la parte posterior. Teniendo en cuenta esta premisa el incremento de temperatura que produce puede ser importante.

Para el cálculo del factor que considera las pérdidas medias mensuales debidas a la temperatura, L_{temp} , se hace uso de la siguiente expresión.

$$L_{temp} = g_{tp} \cdot (T_c - 25^\circ C) \quad (2.8)$$

Siendo:

g_{tp} : Coeficiente de temperatura de la potencia, en $1/^\circ C$. Este valor viene dado por el fabricante de la placa, si no por defecto se puede coger el valor $0,0035/^\circ C$.

T_c : Temperatura de las células solares ($^\circ C$).

Para determinar la T_c se utiliza la siguiente expresión:

$$T_c = T_{amb} + \frac{(T_{onc} - 20^\circ C) \cdot E}{800} \quad (2.9)$$

Siendo:

T_{amb} : Temperatura ambiente media de la localidad donde se instalará la planta (°C).

T_{onc} : Temperatura de operación nominal del módulo. Este dato será suministrado por el fabricante (°C).

E : Irradiancia solar, medida con la CTE calibrada (kW/m²).

Temperatura de operación nominal de la célula (T_{onc}), se define como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m², temperatura ambiente de 20 °C y la velocidad del viento, de 1,0 m/s.

Célula de tecnología equivalente (CTE): Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

b) Pérdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos.

Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8,0 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos PV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.

En condiciones normales de situación y realizando los trabajos de mantenimiento y limpieza correspondientes, los paneles fotovoltaicos no tienen porque superar unas pérdidas del 3,0 %.

Capítulo II. Antecedentes.

c) Pérdidas por orientación e inclinación.

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (Fig. 2.31). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
- Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (Fig. 2.31). Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.

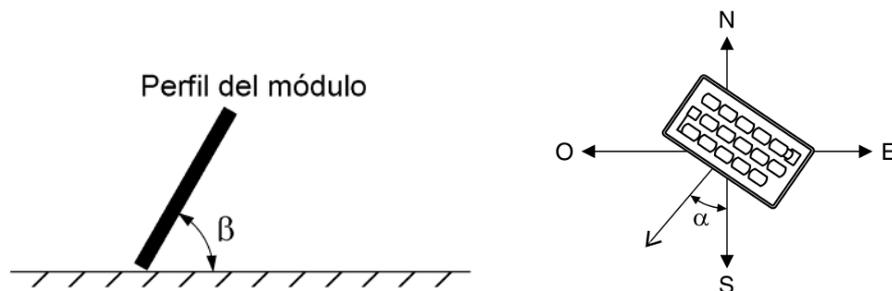


Fig. 2.31. Ángulo de inclinación β . Ángulo de azimut α . (Fuente: IDAE, 2011b)

Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el Pliego de Condiciones Técnica (PCT). Para ello se utilizará el Anexo A II.1, válida para una latitud, ϕ , de 41° , de la siguiente forma:

Capítulo II. Antecedentes.

- Conocido el azimut, determinamos en el Anexo A II.1 los límites para la inclinación en el caso de $\phi = 41^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10%; para superposición del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.
- Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se interceptan, se obtienen los valores para latitud $\phi = 41^\circ$ y se corrigen.

Los límites de inclinación aceptables se corregirán en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}) \quad (2.10)$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}), \quad (2.11)$$

Siendo 0° su valor mínimo.

En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas}(\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad (2.12)$$

$$\text{Pérdidas}(\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ \quad (2.13)$$

Nota: α , β , ϕ se expresan en grados, siendo ϕ la latitud del lugar.

Capítulo II. Antecedentes.

d) Pérdidas por cableado.

Las pérdidas principales de cableado (L_{cab}) pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R \cdot I^2 \quad (2.14)$$

$$R = 0,000002 \cdot L / S \quad (2.15)$$

R: es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

L: es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en m.

S: es la sección de cada cable, en m^2 .

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en corriente continua. Las pérdidas por cableado en (%) suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. Según las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte de corriente continua es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %.

e) Pérdidas por reflectancia.

Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo PV al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo PV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2,0 % y 6,0 %.

f) Pérdidas de radiación solar por sombras.

Tales pérdidas de radiación solar por sombras se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

Obtención del perfil de obstáculos: Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

Representación del perfil de obstáculos: Representación del perfil de obstáculos en el diagrama del Anexo A II.2, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).

Capítulo II. Antecedentes.

Selección de la tabla de referencia para los cálculos: Cada una de las porciones del Anexo A II.2 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en el Anexo A II.3.

Cálculo final: La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1,0.

2.16.14. Distancia mínima entre filas de módulos.

La distancia (d), medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura (h) que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de Sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

En cualquier caso, (d) ha de ser como mínimo igual a $h*k$, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$.

En la Tabla 2.14 pueden verse algunos valores significativos del factor k , en función de la latitud del lugar.

Tabla 2.14. Valores significativos del factor k .

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,6	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Asimismo, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a $h*k$, siendo en este caso h la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos (Fig. 2.32).

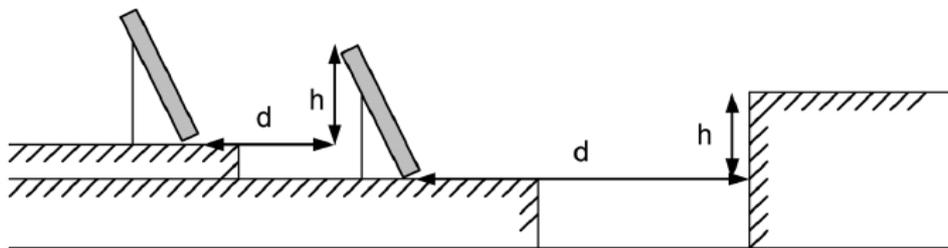


Fig. 2.32. Separación entre filas de paneles fotovoltaicos. (Fuente: IDAE, 2011b).

Si los módulos se instalan sobre cubiertas inclinadas, en el caso de que el azimut de estos, el de la cubierta, o el de ambos, difieran del valor cero apreciablemente, el cálculo de la distancia entre filas deberá efectuarse mediante la ayuda de un programa de sombreado para casos generales suficientemente fiable, a fin de que se cumplan las condiciones requeridas.

Capítulo II. Antecedentes.

2.17. Breve reseña histórica sobre la energía eólica.

Los molinos de viento existían ya en la más remota antigüedad. Persia, Irak, Egipto y China disponían de máquinas eólicas muchos siglos a.C.; Hammurab I., rey de Babilonia, 17 siglos a.C. utilizó molinos accionados por el viento para regar las llanuras de Mesopotamia y para la molienda del grano.

Los molinos de viento fueron utilizados en Europa en la Edad Media, comenzando a extenderse por Grecia, Italia y Francia. Según algunos autores, se debe a los cruzados la introducción de la tecnología eólica en occidente, si bien otros opinan que Europa desarrolla su propia tecnología, claramente distinta de la oriental, ya que en Europa se imponen fundamentalmente los molinos de eje horizontal, mientras que los molinos orientales eran de eje vertical.

Una idea de la importancia que en el pasado adquirió la energía eólica nos la da el hecho de que en el siglo XVIII, los holandeses tenían instalados y en funcionamiento 20.000 molinos, que les proporcionaban una media de 20 kW cada uno, energía nada despreciable para las necesidades de aquella época.

En 1724 Leopold Jacob proyecta un molino de ocho palas que mueve una bomba de pistón; en 1883 aparece el pequeño multipala americano diseñado por Steward Perry. Este molino, de unos tres metros de diámetro utilizado para bombeo, ha sido el más vendido de la historia, llegándose a fabricar más de seis millones de unidades, de las que existen varios miles en funcionamiento. Como precursor de los actuales aerogeneradores, es necesario citar la aeroturbina danesa de Lacourt (1892), máquina capaz de desarrollar entre 5,0 y 25 kW.

En 1927, el holandés A.J. Dekker construye el primer rotor provisto de palas con sección aerodinámica, capaz de alcanzar velocidades en punta de pala cuatro o cinco veces superiores a la del viento incidente, la energía eólica para la generación de electricidad ha sufrido varias etapas de desarrollo hasta llegar a la actual.

Esta etapa toma auge a mediados de los años setenta con el alza de los precios del petróleo que favoreció el desarrollo de las turbinas eólicas como fuente de energía alternativa renovable y no contaminante, capaz de producir electricidad a precios competitivos, amparados por legislaciones ambientales existentes en países tales como: Alemania, Estados Unidos de Norteamérica, España y Dinamarca. (Hills, 1996; Fernández, 2008a).

A partir de los últimos diez años del siglo XX, gracias a un desarrollo tecnológico más avanzado y a un incremento de su competitividad en términos económicos, la energía eólica pasa de ser, una utopía marginal, a convertirse en una realidad que se consolida como alternativa futura y de momento complementaria a las fuentes contaminantes.

2.17.1. La energía eólica a nivel mundial.

La producción de energía eléctrica a partir del viento ha tenido un considerable auge a nivel mundial, llegando a ser la energía eólica una de las energías que mayor crecimiento dinámico ha tenido en los últimos tiempos. Lo que permite aseverar, que la energía eólica marcha a la vanguardia de las energías renovables a nivel mundial.

Capítulo II. Antecedentes.

En el año 2010, la capacidad instalada de energía eólica en todo el mundo llegó a los 196.630 Megavatios, luego de 159.050 MW en 2009. El sector tuvo una facturación en 2010 de 40 billones de Euros y empleó a 670.000 personas a nivel mundial. China se convirtió en el país con mayor capacidad instalada a nivel mundial y el centro de la industria eólica a nivel internacional.

Este país añadió 18.928 Megavatios durante ese año, contabilizando más del 50% de la capacidad instalada a nivel mundial en 2010. En Europa, Alemania mantiene la primera posición con 27.215 Megavatios, seguido por España con 20.676 MW. Las mayores tasas de contribución de la energía eólica en la generación eléctrica se encuentran en tres países europeos: Dinamarca (21 %), Portugal (18 %) y España (16 %).

La Asociación Mundial de Energía Eólica, más conocida por sus siglas en inglés WWEA (World Wind Energy Association) cree posible llegar a una capacidad instalada a nivel mundial de 600.000 Megavatios para el año 2015 y más de 1.500.000 MW para el 2020. Se prevé que este gran crecimiento estará influenciado por las últimas catástrofes medioambientales que han sacudido al mundo, el desastre nuclear en Japón y el derrame de petróleo en el Golfo de México. (WWEA, 2011).

2.17.2. La energía eólica en Europa.

Europa sigue representando la región de mundo con la mayor capacidad eólica instalada con un total de 86 GW, habiendo mantenido un crecimiento estable en los últimos años como se muestra en la Fig. 2.33. Sin embargo, con una disminución de su participación al 43,7 % en la capacidad mundial, el papel de Europa sigue disminuyendo y el tamaño del mercado eólico europeo incluso disminuyó en el último año. El sector eólico europeo añadió 9.970 MW inferior a los 10.474 MW en el año 2009.

Capítulo II. Antecedentes.

Alemania (capacidad total de 27.215 MW, incrementó 1.551 MW después de un aumento de 1.880 MW en 2009) y España (en total 20.676 MW, incremento de 1.527 MW después de un aumento de 2.460 MW en 2009) son, con diferencia, los mayores mercados aunque con tasas de crecimiento muy modestas (5,6 % y 8,0 %).

Los mercados europeos de tamaño medio con un fuerte crecimiento, alrededor del 20 %, son Italia (5.797 MW, nuevo: 950 MW) Francia (5.660 MW, adicionales: 1.086 MW) y el Reino Unido (5.204 MW agregó: 1.112 MW).

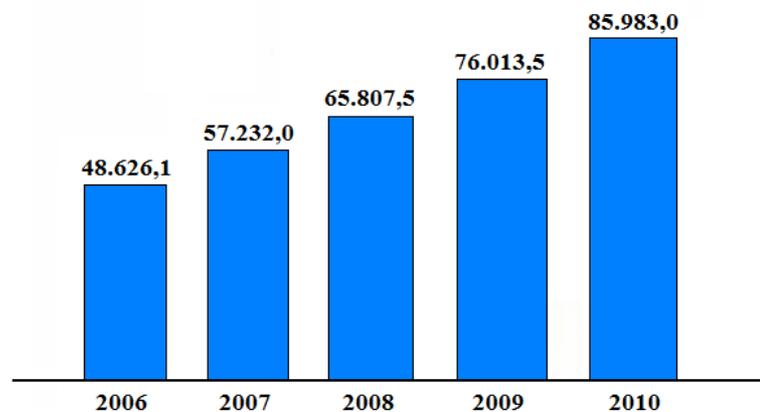


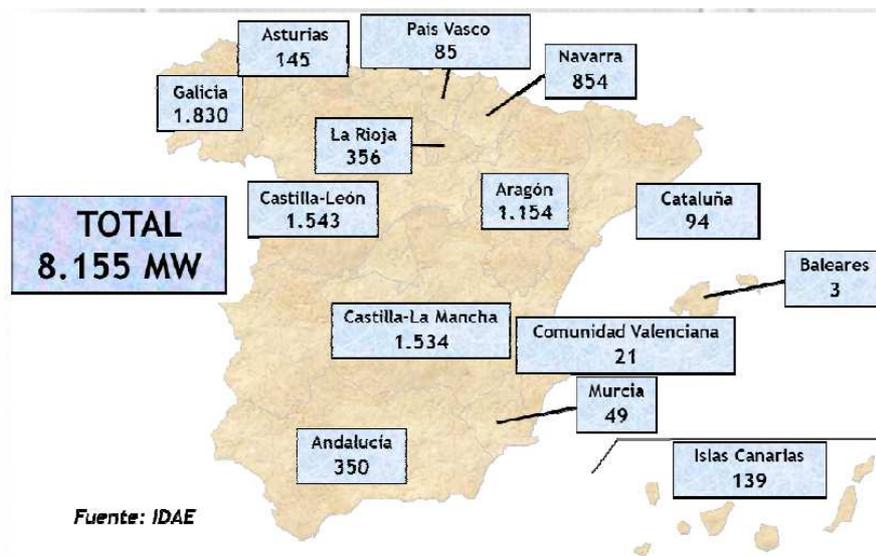
Fig.2.33. Capacidad Instalada en Europa (2006-2010). (Fuente: WWEA, 2011).

Algunos de los mercados más dinámicos, pero todavía pequeños, se pueden encontrar en Europa del este: Croacia (161 %, 70 MW), Bulgaria (112 %, 375 MW), Lituania (69 %, 154 MW), Polonia (53 %, 1.107 MW) y Hungría (47 %, 295 MW).

También Suiza (139 %, 42 MW), Bélgica (62 %, 886 MW), Turquía (60 %, 1.274 MW) y Chipre (82 MW desde 0), mostraron un crecimiento impresionante.

La situación de la energía eólica para España donde podemos observar la situación de partida en el año 2000 para el sector y la situación 10 años después, observando un aumento de un 2.5% de la cobertura de la demanda en 6 años según se aprecia en la Fig. 2.34.

Capítulo II. Antecedentes.

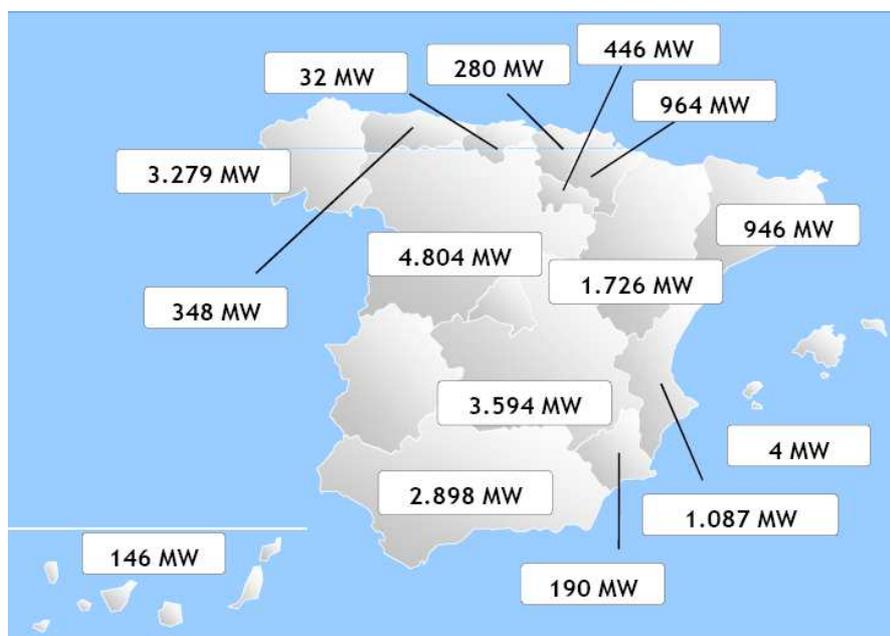


Potencia acumulada: 8.155 MW

Incremento medio últimos años (Período 2000-2005): 1.335 MW/año

Cobertura demanda eléctrica: 5,5%

Objetivo PER 2005-2010: 20.155 MW (13,5% de cobertura demanda)



Potencia acumulada: 20.744 MW

Incremento de potencia (2010): 1.752 MW

Incremento medio últimos años (Período 2005-2010): 2.072 MW/año

Cobertura demanda: 16%.

Fig.2.34. Capacidad Instalada en España (2004-2010).
(Fuente: IDAE, 2012).

2.17.3. La energía eólica en Canarias.

Las Islas Canarias presentan un elevado potencial eólico debido a la incidencia casi permanente de los vientos alisios procedentes del anticiclón de las Azores. Estos vientos son muy constantes y tienen una velocidad bastante regular a lo largo de todo el año.

No obstante, existen restricciones territoriales, económicas y técnicas que limitan la máxima penetración de la energía eólica en Canarias. Considerando solamente las restricciones del territorio, el potencial eólico de Canarias se situaría en torno a 3.600 MW.

Sin embargo existen limitaciones técnicas impuestas por el reducido tamaño de las redes insulares, que sólo pueden soportar cierta cantidad de energía eólica sin pérdida de la calidad del suministro (ISTAC, 2008).

En las Tabla 2.15 y 2.16, así como en las Figuras 2.35 y 2.36, se muestra la estimación de potencia y producción de energía eólica en Canarias prevista en el PECAN para el periodo 2005-2015, así como la evolución real de estas magnitudes hasta 2010 y las nuevas previsiones para el periodo 2011-2015 (CEIC, 2012).

Capítulo II. Antecedentes.

Tabla 2.15. Comparativa de potencia eólica instalada en Canarias (2005-2010) y previsión de potencia (2011- 2015), con la previsión PECAN (2005- 2015). (MW).
(Fuente: CEIC, 2012).

Año	Real (MW)	PECAN (MW)	Diferencia (%).
2005	137,11	136,40	0,5%
2006	137,11	136,40	0,5%
2007	139,48	136,40	2,3%
2008	139,48	309,00	-54,9%
2009	139,48	544,52	-74,4%
2010	139,48	590,78	-76,4%
2011	205,06	656,00	-68,7%
2012	369,59	656,00	-43,7%
2013	522,62	774,21	-32,5%
2014	675,65	964,12	-29,9%
2015	1.025,00	1.025,00	0,0%

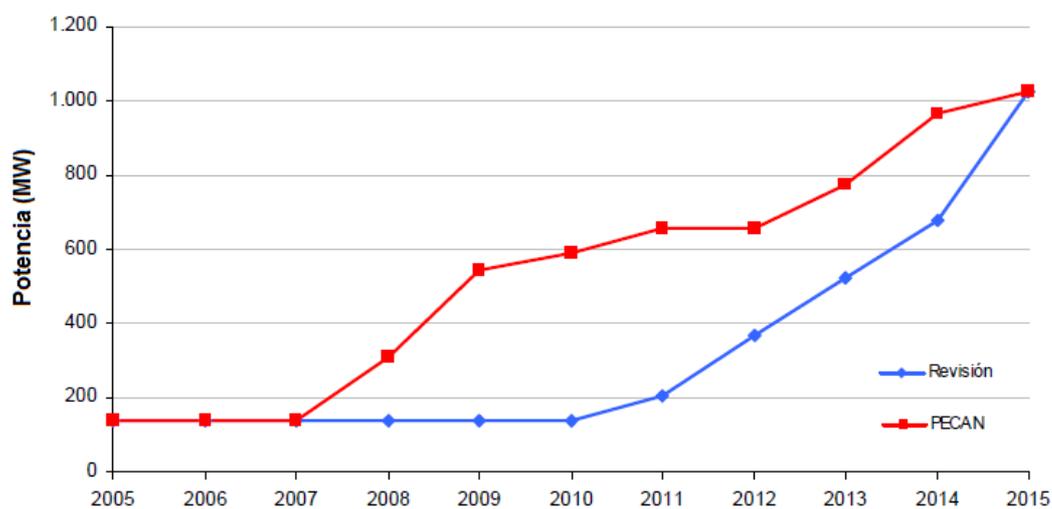


Fig. 2.35. Comparativa de potencias eólicas instaladas en Canarias.

(Fuente: CEIC, 2012).

Tabla 2.16. Comparativa de la producción eólica en Canarias (2005-2010) y nueva previsión (2011- 2015), con la previsión PECAN (2005- 2015). (MWh).
(Fuente: CEIC, 2012).

Año	Real (MWh)	PECAN (MWh)	Diferencia (%).
2005	329.512	337.058	-2,2%
2006	345.276	337.058	2,4%
2007	375.054	337.058	11,3%
2008	390.341	676.466	-42,3%
2009	357.897	1.205.683	-70,3%
2010	339.079	1.307.990	-74,1%
2011	520.890	1.897.830	-72,6%
2012	930.681	1.897.830	-51,0%
2013	1.311.722	2.203.788	-40,5%
2014	1.692.764	2.482.618	-31,8%
2015	2.513.853	2.808.607	-10,5%

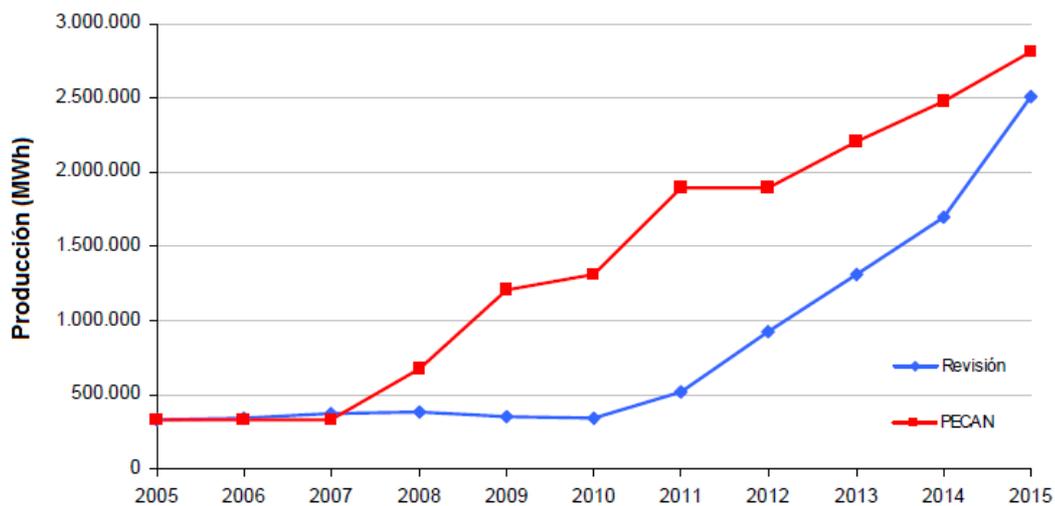


Fig. 2.36. Comparativa de la producción eólica en Canarias. (Fuente: CEIC, 2012).

Capítulo II. Antecedentes.

Tal y como se refleja en las tablas y gráficos anteriores, el PECAN estimaba que tanto la potencia como la producción de energía eléctrica de origen eólico se duplicaría en el año 2008 y nuevamente en el 2009.

Sin embargo, en los últimos años la potencia instalada se ha mantenido alrededor de los 130 MW (Tabla. 2.17), sólo un 2,0 % por encima de la potencia con la que se contaba al inicio del periodo de planificación para el conjunto de Canarias, razón por la cual las previsiones de producción tampoco se han cumplido, quedándose claramente por debajo de las estimaciones del PECAN, con diferencias del 74 % en 2010.

Tabla 2.17. Potencia eólica instalada en las islas Canarias.
(Fuente: Red Eléctrica de España, 2010).

Isla	Potencia eólica instalada (MW).
Gran Canaria.	74
Tenerife	37
Fuerteventura	11
Lanzarote.	8,0
Total	130

No obstante se espera que la potencia instalada en Canarias a partir de esta fuente renovable se incremente considerablemente a partir del año 2012, y poder alcanzar así el objetivo del PECAN, consistente en disponer de una potencia total de 1.025 MW en 2015.

Para ello, se ha tenido en cuenta las instalaciones eólicas que actualmente cuentan con autorización administrativa para su instalación, las cuales suponen un potencia adicional total para Canarias de 96 MW, así como las instalaciones que han obtenido asignación de potencia obtenida en el último concurso eólico convocado, destinado a verter toda su energía a la red y que suponen un total de 440 MW adicionales.

Asimismo, se ha considerado que en el año 2015 se añadirá la potencia resultante de un nuevo concurso de asignación de potencia, así como de la autorización de otras instalaciones que en su caso puedan quedar exceptuadas de concursar para la obtención de asignación de potencia, a efectos de completar la potencia total permitida en el artículo 4 del Decreto 32/2006. Con ello, se estima una potencia adicional de 350 MW.

Bajo los anteriores supuestos, los objetivos de potencia instalada en 2015 se mantienen en todas las islas como factibles. No obstante, dado el volumen de instalación de renovables previsto, se podrían producir situaciones en las que los sistemas eléctricos canarios no puedan integrar toda la energía de origen renovable, por lo que las nuevas previsiones de producción de energía eléctrica de origen eólico son inferiores a las previstas inicialmente.

2.17.4. El Viento.

Se considera viento a toda masa de aire en movimiento, que surge como consecuencia del desigual calentamiento de la superficie terrestre, siendo la fuente de energía eólica, o mejor dicho, la energía mecánica que en forma de energía cinética transporta el aire en movimiento.

Capítulo II. Antecedentes.

La Tierra recibe una gran cantidad de energía procedente del Sol que en lugares favorables puede llegar a ser del orden de 2000 kW/m² anuales; el 2,0 % de ella se transforma en energía eólica capaz de proporcionar una potencia del orden de 10¹⁷ kW. (Fernández, 2008a).

La forma en que aparece el viento (velocidad, dirección, turbulencia,...) es complicada de predecir, debido a que depende de distintos factores globales y locales: rotación de la tierra, posición de la luna, diferencia de temperaturas global y local, orografía de terreno, rugosidad de la superficie, obstáculos, etc.

Sólo estudios y observaciones exhaustivos, gracias a la cada vez mayor potencia de los ordenadores y los métodos estadísticos, son capaces de acercarnos a valores reales. Con estos modelos de datos se puede intentar estimar el potencial eólico en un emplazamiento concreto.

La cuantificación del potencial eólico de un lugar determinado, se realiza utilizando medidas anuales de la velocidad del viento registrada durante varios años, las que son plasmadas en las llamadas cartas de viento.

La energía que es capaz de suministrar una turbina eólica es proporcional al cubo de la velocidad del viento, solo siendo de interés para la explotación de este recurso, las zonas donde el viento es lo suficientemente fuerte, más de 5,0 m/s y sople con regularidad. Los lugares con mayores potenciales eólicos se encuentran situados en las zonas costeras en las cuales pueden registrarse velocidades promedio del viento de hasta 7,0 m/s (Villarrubia, 2004).

2.17.5. Distribución de Weibull.

El comportamiento probabilístico de las velocidades del viento puede ser estudiado usando cualquiera de las distribuciones continuas, sin embargo, según se reporta en la literatura especializada en un emplazamiento típico suele describirse utilizando la llamada distribución de Weibull (Burton et al., 2001; Vilarrubia, 2004). La función densidad de probabilidad $f(v)$ correspondiente a la ley de Weibull es del tipo de dos parámetros (k , c) y viene dada por la expresión:

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.16)$$

Donde:

$f(v)$ - función densidad de probabilidad de Weibull.

k -factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función de probabilidad.

c - factor de escala (m/s), valor que suele ser próximo a la velocidad media.

v - velocidad del viento (m/s).

Con el objetivo de estimar los parámetros k y c , numerosos métodos se han propuesto durante los últimos años. El método seleccionado para su determinación en este caso, es el de los mínimos cuadrados (Ucar y Balo, 2008).

Capítulo II. Antecedentes.

El parámetro k suele variar entre 1,3 y 3 aunque en algún caso se puede tener valores cercanos a 1. Para $k = 2$ la anterior distribución se conoce como distribución de Rayleigh y se calcula según:

$$c = \frac{\bar{v} \cdot 2}{\sqrt{\pi}} \quad (2.17)$$

$$R_e(v) = \frac{\pi \cdot v}{2 \cdot \bar{v}^2} \cdot \exp\left(-\left(\frac{\pi \cdot v^2}{4 \cdot \bar{v}^2}\right)\right) \quad (2.18)$$

\bar{v} - velocidad media del viento (m/s).

El valor k a menudo ofrece dificultades para su determinación. En ausencia de este dato un valor de $k = 2,0$ es recomendable debido a que los valores de k frecuentemente se encuentran en un intervalo cercano a 2,0, de aquí que la distribución de Rayleigh se emplea como aproximación preliminar del potencial eólico. Nótese que la distribución de Rayleigh necesita de un sólo parámetro que es la velocidad media del viento, que como se dijo anteriormente es el dato por lo general más asequible.

Para la extrapolación de las velocidades de viento, uno de los modelos de cálculo más usados se basa en la hipótesis de una atmósfera neutra y viene dada por la expresión (Ucar y Balo, 2008; Fawzi, 2009).

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{z_1}{z_2}\right)^\alpha \quad (2.19)$$

Donde v_1 y v_2 son las velocidades de viento a las alturas z_1 y z_2 , respectivamente, en m/s. El exponente α depende de la rugosidad del terreno. En la práctica α suele estar entre 0,1 y 0,3.

En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento. Obviamente, los bosques y las grandes ciudades ralentizan mucho el viento, mientras que las pistas de hormigón de los aeropuertos sólo lo ralentizan ligeramente. Las superficies de agua son incluso más lisas que las pistas de hormigón, por lo que tendrán menos influencia sobre el viento, mientras que la hierba alta y los arbustos ralentizan el viento de forma considerable.

Otro aspecto importante para predecir la distribución de velocidades para una altura cualquiera (z_2), según la ley de distribución de Weibull, consiste en poder determinar los parámetros (k y c) para esta altura a partir del conocimiento de los parámetros para otra altura, se utiliza una expresión empírica de la forma (Villarrubia, 2004):

$$k_2 = k_1 \cdot \left[\frac{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{z_2}{10}\right)} \right] \quad (2.20)$$

$$c_2 = c_1 \cdot \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^\beta \quad (2.21)$$

Donde el coeficiente β viene dado por la expresión:

$$\beta = \frac{0,37 - 0,088 \cdot \ln c_1}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)} \quad (2.22)$$

k_1 , k_2 son los parámetros de forma y c_1 , c_2 son los parámetros de escala, para las alturas z_1 y z_2 respectivamente.

Capítulo II. Antecedentes.

2.17.6. Cálculo energético del viento.

Villarrubia (2004) nos ofrece de una forma muy clara como realizar los cálculos de los potenciales del viento. Comienza con un análisis termodinámico en el cual nos explica como una masa de aire m con velocidad con velocidad v posee una energía cinética E_c que viene dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (2.23)$$

El caudal másico o flujo de aire (\dot{m}) de densidad (ρ) que fluye a través de una superficie de área (A) perpendicular a la dirección del flujo viene dado por la ecuación de la mecánica de los fluidos:

$$\dot{m} = \rho \cdot A \cdot v \quad (2.24)$$

La potencia disponible P_d asociada al caudal de aire que atraviesa dicha sección es:

$$P_d = \frac{1}{2} \dot{m} \cdot v^2 = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (2.25)$$

La expresión anterior nos indica que la potencia eólica disponible es proporcional a la densidad del aire, al área expuesta perpendicularmente al flujo de viento y al cubo de la velocidad del mismo.

Capítulo II. Antecedentes.

La potencia eólica extraída o captada del viento por el rotor de la máquina se conoce como potencia eólica aprovechada o recuperada (P_a). El rendimiento de conversión se describe por medio de un coeficiente de conversión o de potencia (C_p) definido como la relación entre la potencia aprovechada y la disponible ($C_p = P_a/P_d$). Es la fracción de la energía cinética del viento convertida en energía cinética de rotación en el rotor de aerogenerador.

La potencia eólica aprovechada (P_a) vendrá dada por la expresión:

$$P_a = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (2.26)$$

Según el límite de Betz, la potencia máxima teórica que se puede aprovechar de un flujo de viento es tan solo un 59,3 % de la potencia disponible en el mismo. En consecuencia, el valor máximo del coeficiente C_p es igual a 0,593. En la práctica este límite superior nunca se alcanza, pudiendo llegar a valores sólo superiores a 0,4 en el mejor de los casos.

Dada la variabilidad de la velocidad del viento, la caracterización del potencial eólico disponible de un lugar se debe realizar a partir de la determinación de los valores de la potencia correspondientes a cada velocidad y promediar estos para un determinado periodo de tiempo, un año normalmente.

Dadas las características tan dispersas y aleatorias de la energía eólica, es obvio que la única manera de estudiar si un emplazamiento es adecuado o no, es utilizando la estadística.

Para ello se recurre a la representación de la velocidad del viento como una variable aleatoria con una cierta función de distribución, normalmente se suele utilizar la distribución de Weibull.

Capítulo II. Antecedentes.

La potencia eólica producida por un aerogenerador a una determinada velocidad de viento ($P_{a,v}$) analizando un umbral de tiempo de 8760 horas, viene dada por la expresión.

$$P_{a,v} = \frac{1}{2} \cdot f(v) \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (2.27)$$

Donde:

$P_{a,v}$ -Potencia eólica producida por un aerogenerador a una determinada velocidad de viento (kW)

C_p -Coeficiente de conversión de potencia o factor de potencia.

A - Área de barrido de las paletas (m^2)

ρ - Densidad del aire de $1,225 \text{ kg/m}^3$, correspondiente al aire seco a la presión atmosférica estándar al nivel del mar y a 15° C

$f(v)$ - Probabilidad de ocurrencia de una determinada velocidad durante el periodo de un año, la cual se estima utilizando la distribución de Weibull.

v - Velocidad del viento, m/s

Para el cálculo de la energía eólica capaz de generar un aerogenerador ($E_{e,g}$) en un periodo de tiempo T (un año) (kWh/año) se utiliza la siguiente expresión.

$$E_{e,g} = \frac{1}{2} T \cdot \rho \cdot C_p \cdot A \cdot \sum_{x=1}^J f_{(v)} \cdot v_x^3 \quad (2.28)$$

Donde C_p sería el factor de capacidad del aerogenerador, T el tiempo analizado (un año) y J el número de clase de los datos.

2.17.7. Clasificación de las turbinas de viento.

El principio de funcionamiento de las turbinas eólicas se basa en convertir parte de la energía cinética contenida en las masas de aire en energía mecánica de rotación que se puede utilizar directamente o transformarse en energía eléctrica. La conversión se puede lograr mediante el principio de arrastre aerodinámico o por sustentación aerodinámica, siendo este último método el utilizado generalmente por las turbinas destinadas a la producción de energía eléctrica.

Según la literatura especializada, Villarrubia (2004) y Fernández (2008a) dependiendo del parámetro adimensional λ (rapidez de giro), que relaciona la velocidad de avance tangencial en el extremo de la pala, ω_{palas} (s^{-1}), con la velocidad del viento v (m/s), ecuación 2.29, donde R_{circ} (m) es el radio de la circunferencia que describe el giro de las palas, los aerogeneradores se clasifican en:

$$\lambda = \frac{R_{circ} \cdot \omega_{palas}}{v} \quad (2.29)$$

Aerogeneradores de giro lento: Este tipo de turbina presenta numerosas palas y un alto momento de arranque, además de poseer una rapidez de hasta 4,0. Utilizan velocidades de viento muy bajas, por lo que comienzan a girar con una leve brisa. Ante mayores velocidades de viento, aparecen grandes pérdidas de flujo desarrollando factores de potencia entre 0,15 hasta 0,20. Son ejemplos representativos los molinos de viento, los cuales su aplicación fundamental para la extracción y bombeo de agua (Fig. 2.37).

Capítulo II. Antecedentes.

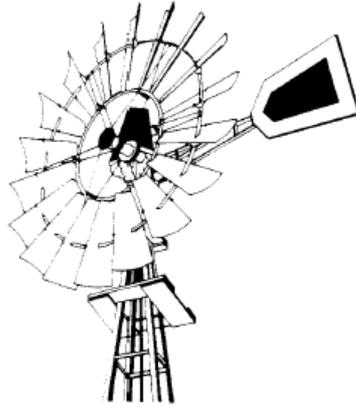


Fig.2.37. Aerogenerador de giro lento (molinos de viento para extracción de agua).

Aerogeneradores de giro rápido: Para poder generar corriente eléctrica se requieren altas revoluciones; con valores de rapidez desde 5 hasta 15. Las mismas se pueden lograr sólo con un área de palas pequeña. Por este motivo, los aerogeneradores de giro rápido poseen esencialmente dos o tres palas (hojas del rotor), diseñadas en forma aerodinámica y comparables con las de un avión a propulsión, Estos rotores alcanzan las mayores eficiencias, a velocidades del viento mayores de 4,0 m/s (Fig. 2.38).



Fig.2.38. Aerogenerador de giro rápido con eje horizontal "HAWTs".

Capítulo II. Antecedentes.

En su famoso artículo "Die Windmuhlen im lichte neverer Forschung" (Berlín, 1927), Betz demostró que el rendimiento de las turbinas de viento aumentaba con la velocidad de rotación y que, en cualquier caso, ningún sistema eólico podía superar el 60 % de la energía contenida en el viento. Por lo tanto, los nuevos rotores debían funcionar con elevadas velocidades de rotación para conseguir rendimientos más elevados.

La teoría demostró también que cuanto mayor era la velocidad de rotación menor importancia tenía el número de palas, por lo que las turbinas modernas podían incluso construirse con una sola pala sin que disminuyera su rendimiento aerodinámico significativamente (Fernández, 2008a).

Es criterio de este autor es que en la práctica este valor se encuentra muy por debajo del planteado, dado que las pérdidas aerodinámicas, las pérdidas mecánicas en la transmisión y las pérdidas electromecánicas en el generador, hacen que la eficiencia global varíe entre un 20 % y un 40 %, pueden llegar a alcanzar valores de rendimiento de hasta un 50 % cuando la velocidad del viento se igualan con la velocidad nominal que requiere de la turbina eólica para producir la máxima potencia.

Los aerogeneradores de giro rápido a su vez se pueden clasificar atendiendo a la posición del eje de rotación de la forma siguiente:

Aerogeneradores de giro rápido de eje Vertical (Rotor Diarrieus): Hasta el presente la única turbina de giro rápido de eje vertical que ha sido comercialmente fabricada a todos los volúmenes es la máquina Darrieus, que debe su nombre al ingeniero francés Georges Darrieus, quien patentó el diseño en 1931. Esta se caracteriza por su concepto de construcción simple. Poseen dos o tres perfiles de hojas delgadas en forma de C sobre un eje vertical. La generación de potencia se logra a partir de una velocidad de viento de 4,0 m/s (Fig. 2.39).

Capítulo II. Antecedentes.

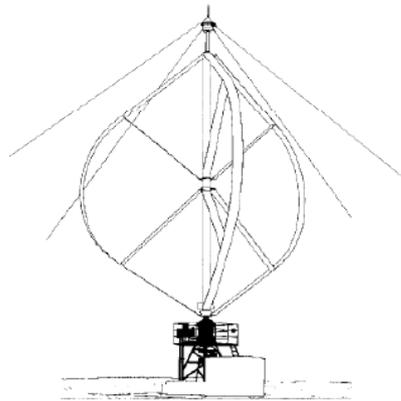


Fig.2.39. Aerogeneradores de giro rápido de eje vertical (Rotor Darrieus).

Aerogeneradores de Giro Rápido con Eje Horizontal: Los propulsores eólicos de giro rápido con eje horizontal de dos o tres palas o "HAWTs", que corresponde a las siglas de la denominación inglesa "Horizontal Axis of Wind Turbines" (Fig. 2.38). Se utilizan para la generación de electricidad y pertenecen hoy en día a los aerogeneradores más evolucionados.

En la actualidad todos los aerogeneradores comerciales que se construyen para ser conectados a la red son de un rotor tipo hélice de eje principal horizontal.

Por supuesto, la finalidad del rotor es la de convertir el movimiento lineal del viento en energía rotacional que pueda ser utilizada para hacer funcionar el generador. Las palas de los aerogeneradores modernos se construyen bajo un punto de vista aerodinámico. Por ello el origen del giro no se debe únicamente al principio básico de resistencia, como en los aerogeneradores antiguos o en los de giro lento, sino que también a las fuerzas aerodinámicas impulsoras que se aprovechan en las palas en la dirección de giro. Es el mismo principio básico empleado en las modernas turbinas hidráulicas, en las que la corriente de agua es paralela al eje de rotación de los alabes de la turbina.

Capítulo II. Antecedentes.

Comparando las características de ambos aerogeneradores pueden ser definidas las principales ventajas y desventajas teóricas de cada uno de ellos son: En un aerogenerador de eje vertical se puede situar el generador, el multiplicador, etc. en el suelo, y puede no tener que necesitar una torre para la máquina. Teniendo en su contra que las velocidades del viento cerca del nivel del suelo son muy bajas, por lo que a pesar de que puede ahorrarse la torre, la eficiencia promedio de estas es relativamente baja. Basado en ello, la tendencia a escala mundial es construir aerogeneradores de eje horizontal para la producción de grandes potencias de energía por la posibilidad de obtener altas eficiencias.

Como plantea Cuesta, et al. (2008) no existe ninguna legislación que considere tecnología eólica de baja potencia a aquellos aerogeneradores cuya potencia nominal este por debajo de 100 kW. Solamente existe una normativa, que no es de obligado cumplimiento, del Comité Eléctrico Internacional (CEI) (Norma IEC-61400-2 Ed. 2), la cual define un aerogenerador de pequeña potencia como aquel cuya área barrida por su rotor es menor de 200 m². La potencia que corresponde a dicha área dependerá de la calidad del diseño del aerogenerador, existiendo de hasta 65 kW como máximo. Haciendo válida esta aclaración se procede a dar la clasificación que ofrece Villarrubia, (2004), atendiendo a la potencia nominal de los aerogeneradores.

Microturbinas (< 3 kW): En general son eólicas rápidas de eje horizontal preferentemente de tres palas, con pequeños diámetros (del orden de 1,0 a 5,0 m), que trabajan a velocidad de rotación elevada y generalmente variable (la velocidad lineal de la punta de la pala, puede alcanzar valores del orden de 100 a 120 m/s).

Capítulo II. Antecedentes.

La electricidad producida en forma de corriente alterna de frecuencia variable es rectificadora y almacenada en las baterías para posteriormente ser convertida de nuevo de corriente continua a alterna a frecuencia constante (50 a 60 Hz). Finalmente, un transformador eleva la tensión a la requerida por el servicio (110 o 230 V). Usadas por pequeños consumidores de energía (sistemas aislados de telecomunicaciones, viviendas aisladas, caravanas, barcos, etc.)

A este tipo de microturbinas pertenecen las eólicas lentas de eje horizontal con multipalas, cuya curva característica par- velocidad es adecuada para el accionamiento directo de bombas hidráulicas para la extracción de agua de pozos.

Pequeños aerogeneradores (< 50 kW): Los mismos suelen estar en un rango entre 3,0 y 10 kW, el sistema de acondicionamiento y el tipo de generador eléctrico suelen ser igual que en el caso anterior. En estos casos el generador eléctrico es sincrónico o asincrónico, pero funcionando con una velocidad mucho mayor que la del rotor de la microturbina (unas 50 veces más).

Este tipo de aerogenerador cubre el mismo tipo de demanda que los anteriores, pero con mucha mayor potencia. Además se usan en sistemas híbridos para abastecer núcleos de población aislada.

Grandes aerogeneradores (< 850 kW): Su función es la producción de electricidad para la inyección a la red. Son aerogeneradores rápidos de eje horizontal preferentemente con rotor tripala. La mayoría de ellos están comprendidos en un rango de potencias nominales entre 200 y 850 kW, con diámetros entre 25 y 55 m. Van dotados de cajas de engranaje para amplificar la velocidad y accionar el generador eléctrico.

Capítulo II. Antecedentes.

Las palas del rotor van provistas de algún sistema de regulación (activo “pitch” o pasivo “stall”, mediante el que se controla la potencia del rotor en función de la velocidad de viento. Estos aerogeneradores son los más usados en los parques eólicos instalados en la década de los 90.

Aerogeneradores multimegawatts (> de 1 MW): Con diámetros en el rango de unos 50 o 90 m y con una altura de buje entre 60 y 100 m, son grandes máquinas que han iniciado su introducción comercial hacia el año 2000 y en particular en instalaciones marinas (offshore). Presentan el factor favorable de la economía de escala.

En las turbinas rápidas, si bien el rendimiento aerodinámico aumenta con el número de palas, este aumento se hace poco significativo para hélices de más de dos o tres palas. Así mismo, debido a la cinética misma de la hélice es de fundamental importancia reducir al máximo las masas rotantes y el peso de las palas es más que significativo. Los ingenieros de los modernos aerogeneradores evitan construir grandes máquinas con un número par de palas, la razón más importante es la estabilidad de la turbina. Un rotor con un número impar de palas (y como mínimo tres palas) puede ser considerado como un disco a la hora de calcular las propiedades dinámicas de la máquina.

Un rotor con un número par de palas puede dar problemas de estabilidad en una máquina que tenga una estructura rígida. La razón es que en el preciso instante en que la pala más alta se flexiona hacia atrás, debido a que obtiene la máxima potencia del viento, la pala más baja pasa por la sombra del viento en la parte delantera de la torre. Teniendo en cuenta estas acotaciones y demás factores a considerar, se analizarán las ventajas y desventajas de hélices de una, dos y tres palas (Villarrubia, 2004):

Capítulo II. Antecedentes.

Hélice de una pala: La razón para una turbina eólica monopala o monóptera es aumentar la velocidad de giro del rotor y por consiguiente, reducir las masas y costes de los demás elementos, como el multiplicador y generador eléctrico, este tipo de hélices resulta muy atractiva económicamente por el costo mismo de poseer una sola pala.

Sin embargo la misma presenta grandes desventajas para su uso comercial. Las hélices requieren un contrapeso que compense a la pala y el balanceo debe realizarse con mucha precisión. Además un rotor de ese tipo tiene un desequilibrio aerodinámico muy acentuado, lo que causa complejos esfuerzos de fatiga y complicadas construcciones en el centro para controlar adecuadamente la turbina lo que las hacen poco prácticas. También influye su impacto visual y el elevado nivel de ruido que producen, causado por una altísima velocidad en punta de pala. Obviamente todo lo antes expuesto anula el ahorro que pudiese tener la misma comparado con un diseño bipala.

Hélice de dos palas: Comparándola con un rotor de tres palas, se logra disminuir en un cierto porcentaje el costo de la hélice y por supuesto, su peso, sin embargo debido a los fluctuantes esfuerzos dinámicos que se originan con esta configuración se requieren dispositivos especiales para paliar este estado de carga, lo que eleva finalmente el costo global de la máquina no teniendo ventaja económica con respecto a la anterior. Por otro lado y compartiendo esta propiedad con las hélices monopala en alguna medida, poseen la posibilidad de fijarse al cubo del rotor mediante un dispositivo de oscilación denominado teetering, una especie de bisagra que permite compensar los esfuerzos que la variación del perfil de la velocidad del viento con la altura, lográndose una distribución casi plana de los esfuerzos externos en el área barrida por la pala. Asimismo se cuenta con la ventaja técnica en la fabricación de las palas, debido a que si la turbina es de poca potencia y su sistema de control es stall (palas de paso fijo), podrían fabricarse en un único bloque.

Capítulo II. Antecedentes.

Además, los dispositivos encargados del control de la potencia captada, si se trata de un sistema pitch (palas de paso variable), se torna mucho más sencillo que en el caso de una hélice tripala. En cuanto a las vibraciones, son mucho más sensibles a este fenómeno que las tripalas, debido a las mayores velocidades en punta de pala con las que operan y se eleva el nivel de ruido respecto a estas.

Hélice de tres palas: La mayoría de aerogeneradores modernos tienen diseños tripala, con el rotor a barlovento, usando motores eléctricos en sus mecanismos de orientación. A este diseño se le suele llamar el clásico "Concepto Danés", y tiende a imponerse como estándar al resto de conceptos evaluados. La razón principal para la utilización de tres palas en la hélice es el momento de inercia constante del rotor para todo el ángulo circunferencial del acimut respecto a los movimientos operacionales alrededor del eje longitudinal de la torre (orientación). Todos los rotores de tres o más palas tienen esta favorable propiedad. Una turbina eléctrica tripala tiene un momento de inercia nulo en su giro, por consiguiente no induce ninguna carga sobre la estructura lo que deviene en una simplificación estructural y reducción de costos de fabricación.

Por otro lado, al ser sus velocidades de rotación relativamente bajas, lo son también las de punta de pala, lo que constituye una gran ventaja con respecto a las monopalas y bipalas debido a la reducción del nivel de potencia sonora que esto conlleva. Esta propiedad se ve potenciada en el caso de que la turbina se utilice para el abastecimiento de puntos aislados, donde generalmente la máquina se debe emplazar en la cercanía de la población y donde se debe minimizar la perturbación introducida en el hábitat natural.

Capítulo II. Antecedentes.

A manera de resumen se puede plantear que, en lo que respecta a las principales aplicaciones, los aerogeneradores de mayor tamaño (grandes y multimegawatts) son ampliamente utilizados en parque eólicos conectados a la red eléctrica, mientras los aerogeneradores a pequeña escala (microturbinas y pequeños) están más enfocados a sistemas eólicos aislados, o como parte de un sistema híbrido de generación de energía eléctrica.

A diferencia de los sistemas eólicos a gran escala conectados a red, en los sistemas aislados, el aerogenerador se coloca en el punto donde se va a consumir la energía. Este hecho hace que los aerogeneradores para aplicaciones aisladas funcionen normalmente en condiciones de viento más desfavorables que los parques eólicos conectados a red.

2.17.8. Parques Eólicos.

Bajo el nombre de parques eólicos, se conoce la instalación conjunta de un gran número de generadores eólicos que generan electricidad y las facilitan a las redes de suministro, resolviendo dos problemas como son la potencia relativamente baja de los aerogeneradores individuales y su producción intermitente (Villarrubia, 2004).

El conjunto de un centenar de unidades conectadas, reduce los gastos de mantenimiento y simplifica los requisitos de interconexión de potencia. Además, se suavizan y compensan las interrupciones provocadas por turbulencias y fluctuaciones locales en la velocidad del viento. Normalmente el concepto de parque eólico va asociado a grandes unidades mayores de 1 o 2 MW, pero existen también parques eólicos con potencias individuales de 25 a 50 kW.

Los problemas tecnológicos que plantean las interconexiones requieren un estudio completo de coordinación de tipo económico, meteorológico y social.

2.17.9. Selección de turbinas para parques eólicos.

Razones para elegir grandes turbinas: Existen economías de escala en las turbinas eólicas, es decir, las máquinas más grandes son capaces de suministrar electricidad a un coste más bajo que las máquinas más pequeñas. La razón es que los costes de las cimentaciones, la construcción de carreteras, la conexión a la red eléctrica, además de otros componentes en la turbina (el sistema de control electrónico, etc.), son más o menos independientes del tamaño de la máquina.

En áreas en las que resulta difícil encontrar emplazamientos para más de una única turbina, una gran turbina con una torre alta utiliza los recursos eólicos existentes de manera más eficiente.

Razones para elegir pequeñas turbinas: La red eléctrica local puede ser demasiado débil para manipular la producción de energía de una gran máquina. Este puede ser el caso de las partes remotas de la red eléctrica, con una baja densidad de población y poco consumo de electricidad en el área.

Hay menos fluctuación en la electricidad de salida de un parque eólico compuesto de varias máquinas pequeñas, pues las fluctuaciones de viento raras veces ocurren y por lo tanto, tienden a cancelarse. Una vez más, las máquinas más pequeñas pueden ser una ventaja en una red eléctrica débil.

El coste de usar grandes grúas, y de construir carreteras lo suficientemente fuertes para transportar los componentes de la turbina, puede hacer que en algunas áreas las máquinas más pequeñas resulten más económicas (Villarrubia, 2004).

Capítulo II. Antecedentes.

2.18. La Red Eléctrica de Canarias.

Canarias es un territorio insular discontinuo que a pesar de sus condiciones geográficas y su escasez de recursos convencionales, históricamente ha sabido salvar sus dificultades a través de la creatividad y de apostar por la renovación de su estructura económica, de una forma más o menos traumática a lo largo de las diferentes épocas.

Hoy estamos de nuevo ante una situación compleja. La globalización, el cambio climático, las necesidades crecientes de recursos y energía, etc., nos ofrecen un reto importante al que toda la sociedad debe conocer y responder.

El suministro de energía eléctrica es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad. Su precio es un factor decisivo de la competitividad de buena parte de nuestra economía. El desarrollo tecnológico de la industria eléctrica y su estructura de aprovisionamiento de materias primas determinan la evolución de otros sectores de la industria. Por otra parte, el transporte y la distribución de electricidad constituyen un monopolio natural: se trata de una actividad intensiva en capital, que requiere conexiones directas con los consumidores, cuya demanda de un producto no almacenable como energía eléctrica, varía en períodos relativamente cortos de tiempo. Además la imposibilidad de almacenar electricidad requiere que la oferta sea igual a la demanda en cada instante de tiempo, lo que supone necesariamente la coordinación de la producción de energía eléctrica, así como la coordinación entre las decisiones de inversión en generación y en transporte de energía eléctrica.

Capítulo II. Antecedentes.

En el caso de Canarias, dado su carácter insular y alejado del continente, el sector eléctrico se caracteriza fundamentalmente por la existencia de varios sistemas independientes y aislados de las grandes redes eléctricas, que implican que el sector presente una estructura tecnológica y un dimensionamiento singular, diferenciado de los territorios de la Europa continental. La especial configuración del sistema eléctrico canario dificulta el suministro, elevando notablemente los costes de inversión y de explotación. El aislamiento obliga a mantener una mayor capacidad de generación energética para asegurar adecuadamente el suministro, no permitiendo aprovechar las posibilidades que suponen las interconexiones eléctricas, que posibilitan una mayor estabilidad del sistema.

En la actualidad la configuración del sistema eléctrico en Canarias se caracteriza por la existencia de varios sistemas fragmentados y aislados de las grandes redes energéticas, compuesto por seis parques de generación eléctrica independientes en cada isla, salvo el compartido por Lanzarote y Fuerteventura (CCE, 2012). Tal circunstancia eleva los costes de inversión y explotación de forma destacada; a lo que se suma el reducido tamaño de las instalaciones en comparación con las de otros sistemas nacionales, así como el elevado peso que ostentan los combustibles fósiles derivados del petróleo, productos que en 2011 se han definido por un marcado encarecimiento del crudo, con un crecimiento promedio a lo largo del ejercicio del 40,5 por ciento.

Las principales tecnologías de generación de energía del archipiélago giran en torno a los combustibles fósiles, derivados del petróleo, en concreto gasoil y fueloil. Esto hace al sistema energético canario vulnerable ante los cambios en el precio del petróleo, sobre todo para los combustibles más ligeros (gasoil), ya que su precio es mayor y más volátil que el de los pesados (fueloil). Esto muestra la alta dependencia a estos combustibles y su alto precio que repercute en el coste total del sistema eléctrico canario.

Capítulo II. Antecedentes.

Una adecuada combinación de las fuentes de energías renovables en conjunción con las convencionales, podría contribuir a mitigar este elevado sobre coste energético, mediante un mayor aprovechamiento de los abundantes recursos naturales con los que cuenta el archipiélago, mejorando la eficiencia energética y económica del sistema.

2.18.1. La Energía eléctrica disponible en Canarias.

Conforme a los datos facilitados por UNELCO-ENDESA, la capacidad eléctrica disponible de canarias alcanzo los 8.867.589 MWh durante 2011, registro que supone un descenso del 0,5 % en comparación con los datos de 2010, estando la punta instantánea histórica para las dos islas capitalinas centradas en el año 2007, tal y como se muestra en la Tabla 2.18.

Tabla 2.18. Energía eléctrica disponible por isla, 2007-2011 (MWh).
(Fuente: CCE, 2012).

						VARIACIÓN INTERANUAL				
	2007	2008	2009	2010	2011	07-08	08-09	09-10	10-11	07-11
GRAN CANARIA	3.666.446	3.706.344	3.628.925	3.559.635	3.515.306	1,1	-2,1	-1,9	-1,2	-4,1
TENERIFE	3.643.854	3.805.075	3.637.550	3.528.598	3.506.169	4,4	-4,4	-3,0	-0,6	-3,8
LA PALMA	262.749	268.096	266.205	252.203	254.494	2,0	-0,7	-5,3	0,9	-3,1
LA GOMERA	67.691	70.032	69.087	71.431	71.297	3,5	-1,3	3,4	-0,2	5,3
EL HIERRO	39.719	41.461	41.028	40.687	43.004	4,4	-1,0	-0,8	5,7	8,3
FUERTEVENTURA	671.395	669.221	629.226	613.823	639.889	-0,3	-6,0	-2,4	4,2	-4,7
LANZAROTE	863.648	866.803	834.627	843.707	837.431	0,4	-3,7	1,1	-0,7	-3,0
TOTAL	9.215.502	9.427.032	9.106.647	8.910.083	8.867.589	2,3	-3,4	-2,2	-0,5	-3,8

Capítulo II. Antecedentes.

Este resultado implica mantener la pauta negativa trazada por la provisión de energía eléctrica en Canarias durante los dos últimos ejercicios, si bien con un carácter más moderado que en 2009 y 2010, periodos en los que se registró una caída del 3,4 % y del 2,2 %, respectivamente. Si no se considera el día 29 de febrero de 2012 el crecimiento neto de la demanda frente al mismo periodo del año anterior en 2012 sería de un -01%. (REE).

Estos descensos han repercutido, igualmente, sobre el balance eléctrico de los últimos cinco años, periodo para el que se aprecia una reducción más acusada, del orden del 3,8 %, en contraste con el balance registrado durante el quinquenio 2003-2007, anterior a la crisis, cuando esta variable contabilizó un aumento del 21,2 por ciento.

Teniendo en cuenta la distribución de la energía en el entorno insular, puede apreciarse cómo Gran Canaria y Tenerife destacan al concentrar, entre ambas, prácticamente el 79,5 % de la disponibilidad energética regional, registrando, de manera individual, porcentajes de participación del 39,6 % y el 39,5 %, en cada caso.

En cuanto al resto de las islas, Lanzarote y Fuerteventura aportan un 9,4 % y un 7,2 %, respectivamente; mientras que La Palma, La Gomera y El Hierro apenas producen, en conjunto, el 4,2 % restante.

Atendiendo a la variación registrada en cada isla con respecto al año anterior, constatamos que la aminoración de la energía eléctrica disponible en Canarias se debe, fundamentalmente, al comportamiento observado por las dos islas capitalinas, donde se aprecian descensos interanuales del 1,2 % en Gran Canaria, y del 0,6 % en Tenerife. Cae también, aunque en menor medida, en Lanzarote y en La Gomera, con reducciones del 0,7 % y el 0,2 %, respectivamente.

Capítulo II. Antecedentes.

Por el contrario, el balance anual muestra incrementos en el resto de las islas, aunque con intensidades diferenciadas. En términos relativos, resulta especialmente destacado el avance experimentado en El Hierro (5,7 %), seguido de Fuerteventura, donde la disponibilidad de energía eléctrica aumenta en un 4,2 %; y La Palma, que aprecia un incremento más moderado del 0,9 por ciento (CCE, 2012).

La situación actual de la red de transporte pasa por una mejor planificación de los sectores de electricidad y gas que a su vez está ligada al Inicio del procedimiento de una nueva propuesta de planificación 2014-2020 (BOE-A- 2012-14837 de 5 de diciembre), en la actualidad y en general para todas las islas existen necesidades de desarrollo de la red de transporte, norte, sur y zona capital obligando en las islas capitalinas a la instalación de un doble circuito a 220kV entre centro de generación.(REE).

2.18.2. Consumo neto de energía eléctrica.

Según los datos disponibles en la Tabla 2.19, el consumo neto de energía eléctrica en Canarias durante 2011 se sitúa en los 8.231.998 MWh, lo que supone que la energía consumida permanezca estable en comparación con el 2010 (variación del 0,0 %), si bien cae con respecto al inicio de la crisis, al cuantificar un retroceso del 3,7 %, para el periodo 2007-2011.

Tabla 2.19. Consumo neto de energía eléctrica por isla, 2007-2011 (MWh).
(Fuente: CCE, 2012).

						VARIACIÓN INTERANUAL				
	2007	2008	2009	2010	2011	07-08	08-09	09-10	10-11	07-11
GRAN CANARIA	3.441.382	3.467.239	3.430.411	3.308.232	3.306.011	0,8	-1,1	-3,6	-0,1	-3,9
TENERIFE	3.328.222	3.350.309	3.340.857	3.235.249	3.194.788	0,7	-0,3	-3,2	-1,3	-4,0
LA PALMA	240.423	253.462	241.077	230.770	236.465	5,4	-4,9	-4,3	2,5	-1,6
LA GOMERA	61.939	69.761	62.328	61.118	65.170	12,6	-10,7	-1,9	6,6	5,2
EL HIERRO	36.689	41.129	37.752	35.841	38.613	12,1	-8,2	-5,1	7,7	5,2
FUERTEVENTURA	626.642	637.414	585.637	584.267	602.463	1,7	-8,1	-0,2	3,1	-3,9
LANZAROTE	810.414	833.403	783.522	776.604	788.490	2,8	-6,0	-0,9	1,5	-2,7
TOTAL	8.545.711	8.652.717	8.481.585	8.232.080	8.231.998	1,3	-2,0	-2,9	0,0	-3,7

El mantenimiento del consumo con respecto a 2010 obedece a los buenos resultados observados en las islas no capitalinas, que compensaron el menor consumo eléctrico de Gran Canaria y Tenerife durante 2011. En este sentido, destacan los aumentos relativos experimentados por las islas de El Hierro y La Gomera, que contabilizan incrementos respectivos del 7,7 % y el 6,6 %; así como de Fuerteventura (3,1 %), La Palma (2,5 %) y Lanzarote (1,5 %), como contrapunto a los descensos computados por Tenerife, con una caída del 1,3 %, y, en menor medida, Gran Canaria, donde el consumo se reduce en un 0,1 %, en comparación con el ejercicio anterior.

Por el contrario, de manera análoga al comportamiento experimentado por la energía disponible, el balance del consumo neto durante los últimos cinco años por islas muestra una evolución diferenciada, apreciándose, nuevamente, un incremento en El Hierro y en La Gomera, frente a las reducciones registradas en el resto de las islas.

Capítulo II. Antecedentes.

2.18.3. Las energías renovables en el sistema eléctrico de Canarias.

A continuación se detalla la evolución de la energía eléctrica en Canarias, según la fuente de generación empleada, haciendo especial mención a la obtenida a partir de fuentes alternativas a la utilización de combustibles fósiles derivados del petróleo.

Tal y como se muestra en la Fig. 2.40, apenas un 7,1 % de la energía eléctrica producida en las islas durante 2011 proviene de fuentes de energía renovables, como la eólica, la solar o fotovoltaica (PV), la hidráulica, biomasa o la generada a partir del tratamiento de residuos sólidos urbanos, conformando, en su conjunto, el denominado Régimen Especial.

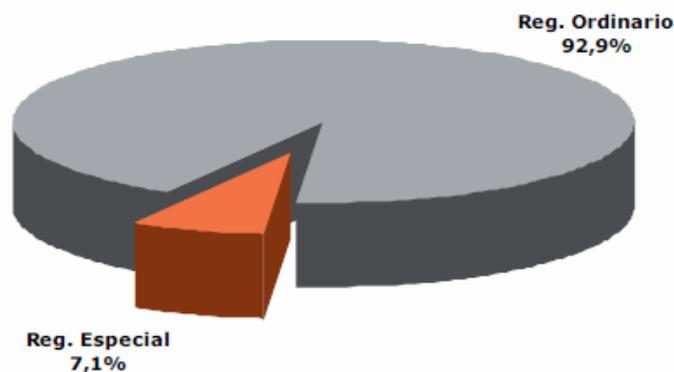


Fig.2.40. Participación del régimen especial en la energía total producida. 2011.

(Fuente: CCE, 2012).

Según esta clasificación, en Canarias, el conjunto de fuentes de generación alternativas generó 625.790 MWh durante 2011, un 8,9 % menos que el ejercicio anterior, cuando el Régimen Especial sumó 693.782 MWh.

Capítulo II. Antecedentes.

En sentido contrario, la energía generada a partir de combustibles fósiles en el archipiélago alcanza los 8.216.301 MWh, lo que se traduce en un incremento interanual del 0,3 % de la energía disponible generada en el Régimen Ordinario.

Este resultado revela que la caída de la generación eléctrica global en Canarias durante 2011 (-0,5 %), comentada en el apartado anterior, responde exclusivamente a la aminoración de la acogida en el marco del Régimen Especial.

No obstante, si analizamos el comportamiento de la energía eléctrica adquirida al Régimen Especial en un intervalo temporal más amplio que abarque los últimos cinco años, se observa cómo su evolución ha venido marcada por crecimientos interanuales hasta 2009, con variaciones relativas que superaron, incluso, el 30,0 % en 2008 (Fig.2.41).

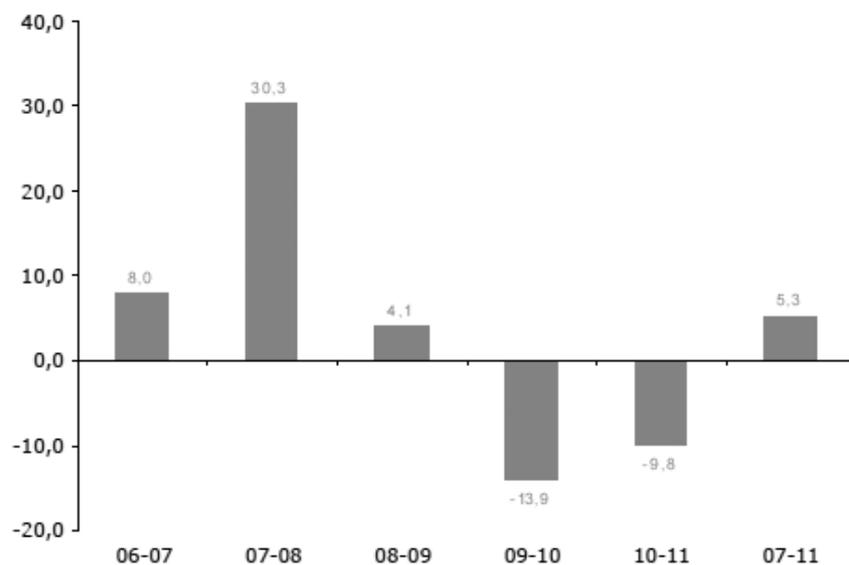


Fig.2.41. Evolución anual de la energía adquirida al Régimen Especial.

Canarias 2006-2011. (Fuente: CCE, 2012).

Capítulo II. Antecedentes.

El balance energético de este régimen desde 2007 arroja, pese al descenso de los dos últimos ejercicios, un crecimiento del 5,3 % entre 2007 y 2011, lo que significa un incremento en la generación de más 31.745 MWh en el conjunto del periodo considerado.

La principal fuente de energía alternativa en nuestras islas continúa siendo, como en ejercicios anteriores, la energía eólica, representando el 56,8 % del total de energía adquirida al Régimen Especial durante 2011.

Por su parte, la energía procedente de paneles fotovoltaicos (energía solar) supone un 36,7 %, mientras que el 6,5 % restante, procede de otros tipos de fuentes alternativas como son la hidráulica, la biomasa o el tratamiento de recursos sólidos urbanos.

Se puede afirmar que la producción de energía eólica, a pesar de su aparente pérdida de representatividad durante 2008 y 2009, siempre ha resultado predominante en el sistema de generación eléctrica adquirida al Régimen Especial en Canarias.

También resulta destacada, la significativa mejoría que ha experimentado la producción de energía procedente de la fotovoltaica, que desde 2006, cuando apenas suponía un 0,5 % del total del Régimen, ha ido adquiriendo notoriedad, hasta representar el 36,7 % del total de energía eléctrica obtenida a partir de fuentes renovables durante 2011.

Capítulo II. Antecedentes.

Durante el año 2011, ambas fuentes de energía incrementan su cuantía con respecto al ejercicio anterior, resultando más acusado el aumento computado por la producción obtenida a partir de paneles fotovoltaicos, que se eleva en un 18,3 %, frente al avance, más moderado, que registra la energía eólica, del 4,8 % en comparación con 2010.

No obstante, como se ha comentado, la energía disponible generada mediante aerogeneradores continúa resultando bastante superior, toda vez que alcanza, al cierre de 2011, los 355.381 MWh, frente a los 229.634 MWh contabilizados por la energía solar.

En este sentido, resulta especialmente destacado el caso concreto de la energía hidráulica, cuyos datos a partir de 2010 contabilizan una generación nula; de manera similar que la generación de energía eléctrica a partir de residuos industriales, cuya potencia instalada a partir de julio de 2011 también resulta nula.

Capítulo II. Antecedentes.

2.19. Costes por Fuente Energética en Canarias.

El archipiélago canario depende casi en exclusiva de una fuente energética que se encuentra actualmente en desuso en los sistemas eléctricos internacionales. Las tecnologías de generación a partir de derivados del petróleo son la base del sistema.

En el año 2007 Canarias presenta una dependencia del petróleo del 99,13 %, siendo el resto del consumo energético cubierto por la generación eléctrica a través de energías renovables. Esto se debe a que el sistema eléctrico regional depende en un alto grado del uso del fuel mientras que en el sistema peninsular se cuenta con otras fuentes de generación de energía como son el carbón (13,8 %), el petróleo (48,3 %), el gas natural (21,5 %), la energía nuclear (9,8 %) y las energías renovables (7,0 %) (AEI - Cluster RICAM, 2010).

Para realizar un análisis de los costes del kWh obtenido a través de las diferentes tecnologías existentes en el archipiélago canario, se hizo uso de un estudio realizado para la introducción del Gas Natural en Canarias, del que se obtienen los resultados que se muestran en la Tabla 2.20. En esta tabla se recogen los costes en c€/kWh de las tecnologías de generación de energía: gas natural, Diesel, fueloil, eólica onshore y fotovoltaica.

Tabla 2.20. Generación y costes de la energía eléctrica en Canarias, 2008.
(Fuente: AEI - Cluster RICAM, 2010).

	Kwh	céntimos euro/Kwh	Coste Total €
Regimen Ordinario	8.448.154.000	15,109	1.276.438.956
Fuel	6.299.384.000	13,700	863.015.608
Díesel	2.148.770.000	19,240	413.423.348
Regimen Especial	670.367.281	9,943	66.654.567
Eólica	379.000.000	7,170	27.174.300
Solar Fotovoltaica	291.367.281	13,550	39.480.267
TOTAL	9.118.521.281	14,729	1.343.093.523

En los sistemas eléctricos de Canarias existe una situación energética particular, el precio del MWh generado por la generación eólica es inferior al coste medio variable de la generación convencional (criterio éste que determina el despacho de la generación en los sistemas insulares).

El año 2009 fue un año donde los precios de los combustibles fósiles sufrieron una caída muy importante respecto a los valores máximos registrados en 2008. No obstante, en 2010 los precios aumentaron debido al incremento en la demanda en países emergentes, y a la inestabilidad política y económica que afectó a algunos de los principales productores de estos combustibles lo que incrementó el coste variable medio en un 25,1% solamente en un año. (REE).

Por tanto, se deduce que si ya en un contexto de precios relativamente bajos de los combustibles fósiles, la generación renovable en Canarias era rentable, lo es más aún con precios rozando máximos históricos. Esto significa que la sustitución de generación convencional con combustible fósil por energía eólica contribuye a reducir considerablemente el coste de la generación en los sistemas eléctricos de Canarias.

Capítulo II. Antecedentes.

Del conjunto de tecnologías analizado, la más barata es la eólica, siendo su coste medio de 7,17 c€/kWh; 6,53 c€/kWh más barata que el fuel. La fotovoltaica tiene un coste promedio similar al de fueloil (13,55 y 13,70 respectivamente) y menor que el Diesel.

Es válido destacar que para cada isla el mix energético varía. Esto se debe al tamaño o la potencia nominal de las unidades de generación que pueden determinar de forma importante los costes ya que cada tecnología puede presentar rendimientos a escala para diferentes tamaños, modificando considerablemente la elección del valor de los costes de inversión y el factor de eficiencia de cada sistema aislado insular.

Para ejemplificar lo antes expuesto, en la Tabla 2.21 se muestra generación y costes de la energía eléctrica en la isla de Tenerife. Esta tabla fue elaborada en base a los datos de los boletines de Sistema Eléctrico Canario y para las producciones de energía eólica y fotovoltaica se ha utilizado el Plan Energético de Canarias (PECAN) (AEI-Cluster RICAM, 2010).

Tabla 2.21. Generación y costes de la energía eléctrica en Tenerife, 2008.
(Fuente: AEI - Cluster RICAM, 2010).

Tenerife	Kwh	céntimos euro/Kwh	Coste Total €
Regimen Ordinario	3.221.002.000	14,033	452.012.619
Fuel	2.926.690.000	13,700	400.956.530
Diesel	294.312.000	17,348	51.056.089
Regimen Especial	258.364.718	11,389	29.423.975
Eólica	87.530.482	7,170	6.275.936
Solar Fotovoltaica	170.834.236	13,550	23.148.039
TOTAL	3.479.366.718	13,837	481.436.594

Capítulo II. Antecedentes.

Si analizamos los resultados de las Tabla 2.20 y 2.21, podemos ver como los costes del Régimen Ordinario son relativamente inferiores en la isla de Tenerife con respecto al balance general de todas las islas, así como que el coste del Régimen Especial en Tenerife es más elevado que cuando se analiza el balance general de todas las islas.

Es válido destacar que según las estimaciones realizadas por AEI-Cluster RICAM (2010), el coste medio de producir energía convencional (no renovables) en Canarias es más del doble que en el resto de España.

Capítulo II. Antecedentes.

2.20. Precios por Fuente Energética en Canarias.

Según Red Eléctrica Española se entiende por Régimen Especial la producción de energía eléctrica acogida a un régimen económico singular, procedente de instalaciones con potencia instalada no superior a 50 MW cuya generación proceda bien de la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas, siempre que supongan un alto rendimiento energético, bien de grupos que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocombustible, o de los que utilicen como energía primaria residuos no renovables o residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético (AEI-Cluster RICAM, 2010).

El régimen especial de producción se halla regulado por el *Real Decreto 661/2007*, de 25 de mayo, en el que se establece un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que requieren de ellos para situarse en posición de competencia en un mercado libre, excepto en el caso particular de cogeneración no superior a 1,0 MW y fotovoltaica no superior a 50 MW, que sólo tienen opción de vender en mercado regulado a tarifa, debido a que se hace necesario potenciar sus beneficios medioambientales, habida cuenta de que sus mayores costes no les permitirían dicha competencia.

Capítulo II. Antecedentes.

Los principios recogidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, son desarrollados en el Real Decreto 661/2007 y posteriormente en el RD. 413/2014 de 6 de junio garantizando a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones y a los consumidores eléctricos una asignación también razonable de los costes imputables al sistema eléctrico, si bien se incentiva la participación en el mercado, por estimarse que con ello se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad, así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema, en especial en lo referido a gestión de desvíos y a la prestación de servicios complementarios.

La actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se caracteriza por la posibilidad de que su régimen retributivo se complemente mediante la percepción de una prima en los términos que reglamentariamente se establezcan, para cuya determinación pueden tenerse en cuenta factores como el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución a la mejora del medio ambiente, el ahorro de energía primaria, la eficiencia energética y los costes de inversión en que se haya incurrido.

De acuerdo con este decreto se recogen en la Tabla 2.22 las siguientes tarifas para las categorías de Régimen Especial aplicadas en Canarias:

Capítulo II. Antecedentes.

Tabla 2.22. Tarifas aplicadas en Canarias para el Régimen Especial.
(Fuente: AEI - Cluster RICAM, 2010).

TARIFAS REAL DECRETO 661/2007							
Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada cent C/kWh	Prima de referencia cent C/kWh	Límite superior centC/kWh	Límite inferior centC/kWh
SOLAR	Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.	P≤100kW	primeros 25 años	44,0381			
			a partir de entonces	35,2305			
		100kW<P≤10MW	primeros 25 años	41,7500			
			a partir de entonces	33,4000			
		10<P≤50MW	primeros 25 años	22,9764			
			a partir de entonces	18,3811			
	Instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar en electricidad	primeros 25 años	26,9375	25,4000		34,3976	25,4038
		a partir de entonces	21,5498	20,3200			
EÓLICA	Instalaciones eólicas ubicadas en tierra	primeros 20 años	7,3228	2,9221	8,4944	7,1275	
		a partir de entonces	6,1200	0,0000			

Debido a estas beneficiosas tarifas para los productores de energías limpias se dio un fuerte crecimiento de la energía solar fotovoltaica, este se debe al importante desarrollo promovido por el estado durante los últimos años a partir de la aprobación de incentivos a la inversión de este tipo de instalaciones, así como a la garantía ofrecida por la existencia de una tarifa regulada o de referencia.

En septiembre de 2008 se aprobó el *Real Decreto 1578/2008*, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para las instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Capítulo II. Antecedentes.

El citado Real Decreto clasifica las nuevas instalaciones en dos tipologías, según estén ubicadas en cubiertas (tipo I) o en suelo (tipo II). Dentro de las primeras existen dos subtipos: se diferencia aquellas instalaciones con potencia inferior o igual a 20 kW (Tipo I.1) de aquellas con potencia superior a 20 kW. (Tipo I.2.)

Se establece asimismo, unas convocatorias anuales, con cupos de potencia por tipo y subtipo. Para la primera convocatoria, la tarifa regulada será la que aparece en la Tabla 2.23 (AEI - Cluster RICAM, 2010).

Tabla 2.23. Nuevas tarifas para la generación de energía fotovoltaica, Decreto 1578/2008. (Fuente: AEI - Cluster RICAM, 2010).

Real Decreto 1578/2008		
TIPOLOGÍA		TARIFA REGULADA (c€/kWh)
Tipo I: Instalaciones en cubierta, fachadas o sobre estructuras.	Potencia inferior o igual a 20kW	34,00
	Potencia superior a 20kW	32,00
Tipo II: Instalaciones no incluidas en las Tipo I		32,00

En el caso de completar los cupos, en las siguientes convocatorias se reducirán las citadas tarifas de forma paulatina hasta alcanzar una reducción de un 10% anual.

Capítulo II. Antecedentes.

Si bien estas subvenciones habían promovido la creación de este tipo instalaciones, y permitido el acceso a este mercado a empresas y particulares durante estos años, lo cierto es que los últimos cambios normativos que han venido sucediéndose a partir de 2010, en materia de reducción del déficit tarifario del sistema eléctrico, así como la eliminación temporal en enero de 2012 de los incentivos económicos para la creación de nuevas instalaciones de Régimen Especial, mediante el *Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de pre-asignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos*, ha aminorado los margen de rentabilidad de este tipo de inversiones, y ha frenado en seco su desarrollo en el corto y medio plazo (CCE, 2012).

2.21. Los sistemas híbridos.

Se denominan sistemas híbridos de generación de energía eléctrica, a los sistemas basados en fuentes renovables de energía. Estos sistemas normalmente disponen de una o más fuentes renovables (solar fotovoltaica, eólica, minihidráulica, biogás y/o biomasa) y también pueden disponer de fuentes no renovables como generadores Diesel. Estos sistemas pueden estar aislados o conectados a la red eléctrica, la cual se incorpora como un componente del sistema al que se puede comprar y vender electricidad. La finalidad de estos sistemas es obtener el máximo aprovechamiento de los recursos energéticos renovables, reduciendo la dependencia de las condiciones atmosféricas, de la franja horaria del Sol y de las horas de viento durante el día.

Puede afirmarse que los sistemas híbridos poseen una mayor fiabilidad en la producción de energía eléctrica que los sistemas basados en una única fuente renovable, destacando en este aspecto aquellos que disponen de un generador eléctrico de apoyo o están conectados a la red eléctrica, ya que estos entregan energía eléctrica independientemente de los recursos renovables (irradiación solar o viento). Así es posible obtener una mayor flexibilidad y eficiencia, y un menor coste para la misma energía producida (Muselli, et al. 1999)

Por otro lado, existen ventajas medioambientales (menores emisiones de CO₂, NO_x y partículas contaminantes) de los sistemas híbridos si son comparados con sistemas basados en fuentes no renovables (Wies, et al., 2004).

Capítulo II. Antecedentes.

Como se muestra en la Fig. 2.42, los sistemas híbrido puede incluir todos o algunos de los siguientes componentes físicos: paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, baterías con regulador de carga, turbina hidráulica, rectificador (convertidor AC/DC), inversor (convertidor DC/AC), pila de combustible, tanque de hidrógeno y electrolizador, poseer generadores de corriente alterna (Diesel, biogás...) o estar conectados a la red eléctrica para recibir o vender energía eléctrica.

Hasta la actualidad entre los sistemas híbridos más difundidos se encuentran los: fotovoltaico-Diesel, fotovoltaico-eólico, fotovoltaico-eólico-Diesel y eólico-Diesel, casi todos ellos con almacenamiento de energía en baterías o conexión a la red eléctrica. El diseño de muchos de estos sistemas se pudiese mejorarse sustancialmente si se aplicasen métodos de optimización.

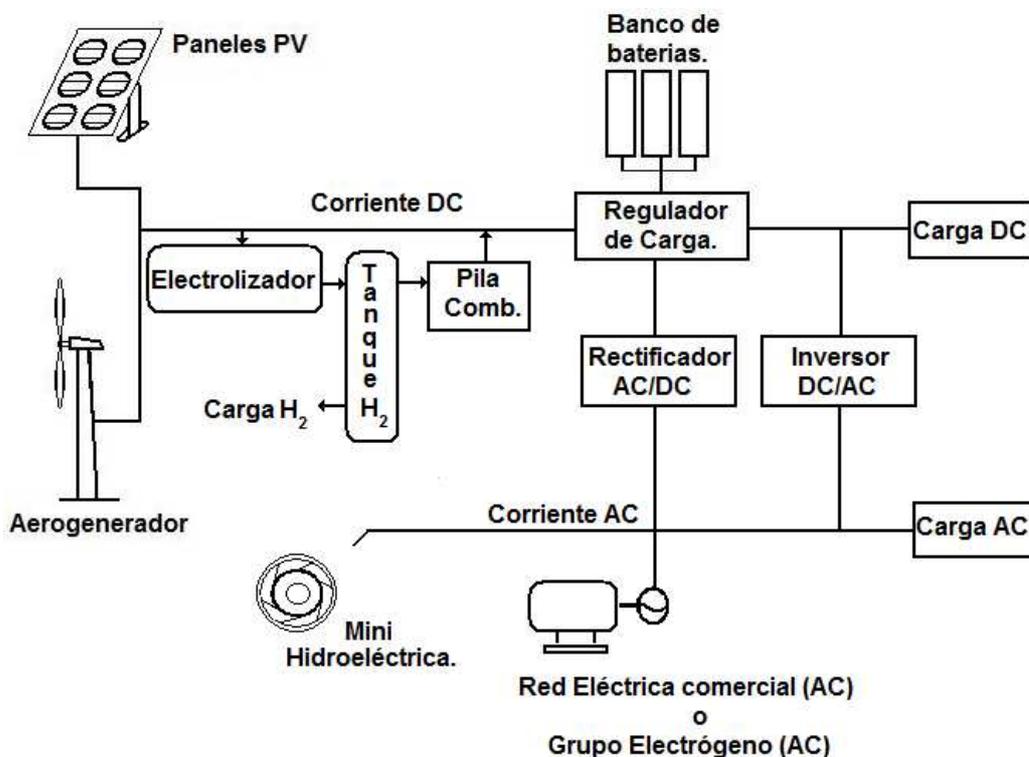


Fig. 2.42. Sistema híbrido complejo. Elaboración Propia.

2.22. El Inversor.

Como se plantea en Dufo (2007), la tensión en muchos de los elementos que pueden constituir un sistema híbrido puede ser continua (DC) (generador fotovoltaico, baterías, aerogeneradores de baja potencia, pilas combustible, etc.).

En muchas aplicaciones las cargas son necesariamente AC, por ejemplo en el caso del accionamiento de motores de cierta potencia o, en electrodomésticos exclusivamente AC. Para cargas de elevada potencia el dimensionado de los cables en DC (12, 24 ó 48 V habitualmente) puede dar lugar a secciones excesivamente elevadas. En todos estos casos el convertidor DC/AC (inversor) es imprescindible.

Los inversores son convertidores electrónicos de potencia que convierten la tensión DC en AC. Algunos inversores llevan incorporado también el rectificador (conversión de AC a DC) por lo que se les denomina convertidores bidireccionales. Otra forma de convertir la energía eléctrica entre AC y DC es mediante convertidores rotativos (un alternador conectado al bus AC solidario a un generador DC), aunque se utilizan menos y sólo en sistemas relativamente grandes (son menos eficientes aunque tienen menor coste específico).

En el mercado existen inversores monofásicos (tipo semi-puente, puente y *push-pull*) y trifásicos (tipo puente trifásico). El control se puede realizar en onda cuadrada, control de fase (cancelación de tensión) y control PWM senoidal (bipolar y unipolar).

Capítulo II. Antecedentes.

Las ondas (desde cuadrada a escalonada asemejándose a senoidal, en función del tipo de inversor) se obtienen controlando el tiempo de conducción de los dispositivos de potencia del puente (MOSFET, IGBT's, etc.). En el caso de onda senoidal la tensión obtenida se pasa por filtros L-C para dejar únicamente el primer armónico.

Las características principales de un inversor son:

- **Tensiones nominales de entrada y salida (V).** Muchos inversores se pueden adaptar a un gran rango de tensiones DC de entrada.
- **Potencia nominal aparente (VA):** potencia aparente que es capaz de suministrar indefinidamente. La potencia activa nominal (W) de un inversor es válida sólo si la carga tiene un factor de potencia 1,0. Si el factor de potencia es menor de 1,0 el inversor no puede suministrar toda la potencia activa nominal, manteniéndose la aparente. Por lo tanto es más correcto hablar de potencia nominal aparente.
- **Eficiencia:** Debe ser lo más elevada posible para todo el rango de potencias de salida. Los de control PWM senoidal suelen tener un rendimiento del orden del 90 % para el 70 % de la potencia nominal de salida. Para potencias muy bajas, de menos del 10 % (5,0 % en los más modernos), la eficiencia cae en picado. En la Fig. 2.43 se muestra la curva de eficiencia de un inversor.

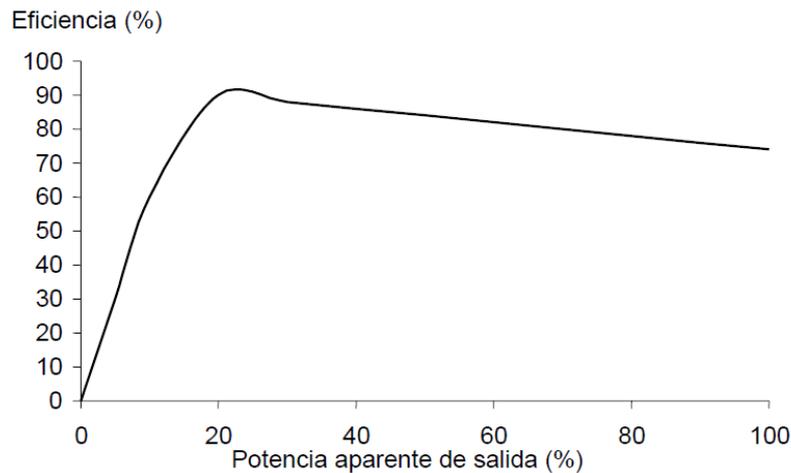


Fig. 2.43. Curva de eficiencia del Inversor (Fuente: Dufo, 2007).

Otras características que deben poseer los inversores son:

- **Estabilidad de tensión:** La tensión de salida debe ser lo más estable posible, independientemente de la carga y de la tensión de entrada. Los de control PWM senoidal suelen tener variaciones de la tensión de salida del orden del 5,0 %, mientras que para los de onda cuadrada es del 10 %.
- **Baja distorsión armónica:** La distorsión armónica da idea de lo que se asemeja una onda a la forma senoidal. Los inversores de onda cuadrada tienen una elevada distorsión armónica y son válidos únicamente para cargas resistivas, como por ejemplo el alumbrado por incandescencia. Los inversores de onda senoidal modificada (escalones simulando una onda senoidal) pueden alimentar a algunos aparatos electrónicos, aunque para cargas electrónicas sensibles y motores se deben utilizar inversores de onda senoidal.

Capítulo II. Antecedentes.

- **Capacidad para resistir potencia punta:** En situaciones como los arranques de motores, la potencia en los primeros instantes puede ser muy elevada (varias veces la nominal). El inversor debe ser capaz de suministrar estos picos.
- **Posibilidad de ser combinado en paralelo:** En el caso de que se desee ampliar la instalación, deberá poder ponerse otro inversor en paralelo. Cuando varios trabajan en paralelo suelen tener una relación maestro/esclavo.
- **Capacidad para funcionar en paralelo con otros generadores:** En sistemas híbridos aislados de la red el inversor debe ser capaz de funcionar en paralelo con el generador Diesel y sincronizar su onda de tensión con dicho generador (en algunos casos estos inversores son convertidores bidireccionales, teniendo también la función de rectificador). Estos inversores deben ser capaces también de generar la onda de tensión cuando no funciona el generador Diesel (los de conexión a red no sirven ya que cuando no detectan tensión a la salida se desconectan).

2.23. El rectificador (convertor AC/DC).

Es el elemento que sirve para convertir la tensión alterna en continua. Los rectificadores controlados emplean tiristores, MOSFET, IGBT o BJT, como dispositivos de potencia principales, mientras que los no controlados emplean diodos.

Los rectificadores son elementos relativamente simples y baratos. A veces se integran junto con los reguladores de carga de las baterías, llamándose cargadores de baterías.

También existen convertidores bidireccionales AC/DC (inversor y rectificador integrados), algunos con regulación de carga de baterías y con *setpoints* para el funcionamiento del generador AC.

Las características de un rectificador son: las tensiones de entrada y salida (suelen adaptarse a distintas tensiones de entrada), la potencia nominal (W) que es capaz de entregar indefinidamente y la eficiencia (%), que en este trabajo de investigación se considera constante.

Capítulo II. Antecedentes.

2.24. Desalación con Energía Renovables.

En la actualidad muchas de las tecnologías desarrolladas para la desalación de agua se encuentran muy bien establecidas y son consideradas como una alternativa importante para el suministro de agua fresca, especialmente en regiones de escasez hídrica.

Sin embargo, el constante suministro de energía que requiere la desalación de agua constituye un serio problema para estas tecnologías, dadas las tendencias actuales en el aumento del coste de las energías y la polución que provoca la quema de combustibles fósiles para la obtención de las mismas.

La creciente preocupación por la contaminación del medio ambiente ha estimulado el interés por el uso de energías renovables en la desalación de agua. Previendo que en el futuro, estas energías jueguen un papel importante como fuentes de suministro energético para la obtención de agua potable, principalmente en emplazamientos costeros (agua de mar), o de interior (aguas salobres), donde existan potenciales energéticos naturales (viento y Sol) suficientes para suplir las necesidades de las plantas desaladoras.

Los sistemas de desalación abastecidos con energías renovables se proponen como una solución alternativa para la desalación de agua de mar o salobre de una forma más ecológica, sin embargo, en la actualidad solo alrededor del 1,0 % de las plantas de desalinización existentes se abastecen con energías renovables, dada su elevada inversión inicial y los costes de mantenimiento requeridos por los sistemas de energía renovables (Avila y Alesanco, 2011).

En relación a la distribución de tecnologías de desalación alimentadas con sistemas de energía renovables se observa que el 62 % de estos son en base a procesos de ósmosis inversa (RO) y el resto a través de tecnologías térmicas como MED y MSF. La distribución de sistemas de energía renovables utilizados para alimentar plantas desaladoras muestra que la tecnología solar fotovoltaica es la más utilizada con un 43 % del total. Las siguientes fuentes más utilizadas son la solar térmica y la energía eólica (ADIRA, 2008).

2.24.1. Combinaciones tecnológicas utilizadas en sistemas de desalación abastecidos con energías renovables.

Las energías renovables y las plantas de desalación son dos tecnologías diferentes que se pueden combinar de distintas formas. El vínculo entre los sistemas de energías renovables y los sistemas de desalación se establece cuando las fuentes renovables tienen potencial suficientemente para abastecer la planta de desalación. En la Fig. 2.44 se muestran algunas de las posibles combinaciones entre estas dos tecnologías.

Las tres energías renovables tratadas en la figura son: la geotérmica, la solar y la eólica. El uso de la energía geotérmica se refiere a la generación de energía térmica y eléctrica.

La térmica servirá para abastecer sistemas de Destilación Súbita Multietapa (MSF), Destilación Multiefecto (MED), Termocompresión de Vapor (TVC) y Destilación con Membranas (MD).

La generación de electricidad a partir de la energía geotérmica podrá abastecer sistemas de Electrodiálisis (ED), Ósmosis Inversa (RO) y Compresión Mecánica de Vapor (MVC).

Capítulo II. Antecedentes.

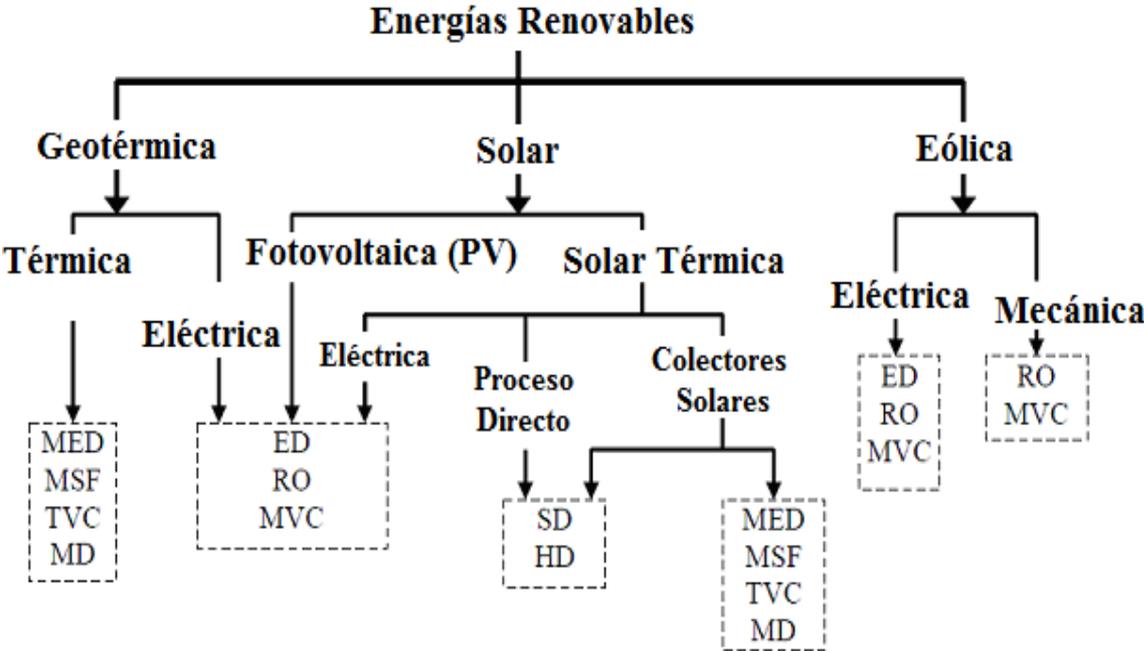


Fig.2.44. Posibles combinaciones tecnológicas entre la desalación y las energías renovables. (Fuente: ADIRA, 2008).

La energía solar para la generación de electricidad se podría captar a partir de paneles fotovoltaicos (PV), que abastecerían sistemas de ED, RO o MVC. La solar térmica se puede obtener de forma directa para abastecer Destiladores Solares (SD) o sistemas de Humidificación-Deshumidificación (HD). Los colectores solares serán utilizados para abastecer sistemas de MSF, MED, TVC y MD.

La energía eólica puede brindar dos tipos de energía, la eléctrica para abastecer sistemas con ED, RO y MVC, y la energía mecánica que solo abastecerá sistemas con ED, RO.

Los sistemas que se proponen varían en dependencia del tipo de agua a desalar (salobre o marina), la fuente natural que se disponga para la generación de energía y de la producción de la planta que se desee construir.

Capítulo II. Antecedentes.

Los sistemas renovables para el abasto de energía a plantas desaladoras, frecuentemente son sistemas híbridos que combinan más de un tipo de energía como la eólica o solar con el apoyo de un generador Diesel, o en el caso que se plantea en este estudio, conectados a la Red Eléctrica, que garantizan un funcionamiento continuo e independiente de las condiciones climáticas.

Los sistemas de desalación en su mayoría son diseñados para operar con un consumo estable de potencia, su variabilidad puede provocar que la planta trabaje en condiciones no óptimas, causando problemas operacionales. Es por esto que para mayor seguridad, los sistemas eléctricos deben incluir un dispositivo de almacenamiento de energía (baterías) o tener una fuente de abastecimiento energética alternativa (Red Eléctrica o Generador), que evite interrupciones en la planta.

La combinación óptima de tecnología específica debe ser estudiada en relación con diversos parámetros locales como las condiciones geográficas, la topografía del lugar, y de un tipo de energía disponible a bajo costo, la disponibilidad de las infraestructuras locales (incluyendo la red de electricidad), tamaño de la planta y la salinidad del agua de alimentación. Criterios generales de selección también puede incluir la robustez, sencillez de funcionamiento, nivel de mantenimiento requerido, el tamaño, el transporte al sitio, etc.

Actualmente los sistemas híbridos para abasto de energía a plantas desaladoras se pueden clasificar en función de su capacidad.

Sistemas híbridos de pequeña potencia: Estos sistemas no tienen una elevada producción de electricidad, unos cientos de kWh y se utilizan para satisfacer pequeñas demandas hídricas, hasta 50 m³/día, aproximadamente. Las plantas de desalación que presentan estas características se hacen nombrar *Sistemas Autónomos de Desalación (SAD)*. Pueden o no estar conectados a la Red Eléctrica.

Capítulo II. Antecedentes.

Sistemas híbridos de grandes potencia: Estos sistemas son capaces de entregar una elevada producción eléctrica, miles de kWh, y se utilizan para satisfacer la demanda de una planta industria de agua desalada. Están conectados a la Red Eléctrica.

El principio de funcionamiento más utilizado por las plantas es la ósmosis inversa (RO), abastecidas con energía solar o eólica, las cuales se consideran hasta el momento las fuentes renovables más efectivas desde el punto de vista técnico-económico para el abasto de energía plantas desaladoras (Voivontas, et al., 1999; Belessiotis y Delyannis, 2001; Cipollina, et al., 2009).

2.24.2. Sistemas autónomos de desalación (SAD).

La comunidad científica lleva trabajando décadas en la optimización de combinaciones tecnológicas donde el proceso de desalación reciba suministro de energías renovables: energía térmica, electricidad o mecánica. La industria también reconoce el potencial y diversas empresas se muestran activas en este campo.

A continuación se darán a conocer algunos de los sistemas autónomos de desalación (SAD) con energías renovables, que han demostrado su capacidad para operar en condiciones reales o plantas construidas para demostración.

2.24.3. Desalación con energía solar térmica.

La energía solar térmica está considerada como una de las aplicaciones más prometedoras de las energías renovables para la desalación de agua salada, ya que es adecuada para las regiones áridas y soleadas. Un sistema de destilación solar térmico consta por lo general de dos partes principales, el dispositivo captador y el destilador. Los procesos de desalación solar térmica se caracterizan como "procesos directos", cuando todas las partes están integradas en un solo sistema, mientras que el caso de los "procesos indirectos", se refiere a los que el calor del Sol se almacena en un dispositivo captador separado del destilador, como colectores solares o estanques solares.

Los destiladores solares simples pertenecen al caso de los procesos directos y presentan una baja eficiencia y productividad, por lo que no es de interés en este trabajo analizarlos y sólo se expondrán los destiladores solares indirectos.

2.24.3.1. Destiladores solares indirectos.

Los destiladores solares del tipo indirecto se basan en el hecho de que el calor, proveniente de una fuente de energía externa, se proporciona sólo en la primera etapa de esa unidad multi-efecto. Como captadores de calor externo, se han utilizado colectores solares térmicos convencionales, colectores solares libres de corrosión desarrollados para esta aplicación específica, e incluso colectores de tubos al vacío.

Instalaciones basadas en la tecnología de desalación térmica convencional tales como: MED y MSF también se incluyen en la categoría de los procesos indirectos. Por razones relacionadas con la complejidad y el costo de las plantas de desalación, estos sistemas son generalmente de mayor volumen de producción, aunque también hay ejemplos de menor tamaño (ADIRA, 2008).

Capítulo II. Antecedentes.

- **Sistema Solar de Humidificación- Deshumidificación (HD).**

El principio de la Humidificación-Deshumidificación (HD) se ha desarrollado para resolver el gran problema de los destiladores solares simples y la pérdida de energía en forma de calor latente de condensación. La HD permite aumentar la eficiencia global de una planta desaladora, por lo que parece ser un mejor método de desalación de agua con energía solar.

En la actualidad, el proceso de desalinización HD se considera una técnica prometedora para plantas de pequeños volúmenes.

El proceso presenta varias características atractivas, incluido el funcionamiento a baja temperatura, capacidad para combinar distintas fuentes de energías renovables (solar y geotérmica), modesto nivel de tecnología empleado para su construcción, la sencillez de su diseño y la capacidad de ser fabricados localmente. Además, tiene la ventaja de separar la superficie de calefacción de la zona de evaporación, por lo tanto, la superficie de calefacción es protegida contra la corrosión y las incrustaciones.

Las unidades de desalación de Humidificación -Deshumidificación (HD) utilizan de forma indirecta el calor proveniente de captadores solares de alta eficiencia para inducir múltiples ciclos de evaporación y condensación dentro de contenedores vapoherméticos aislados térmicamente, que requieren temperaturas entre 70 y 85 °C. Al humidificar el aire del contenedor, el vapor de agua y la solución con sal concentrada se separan, porque la sal y los sólidos disueltos no son portados por el vapor.

Durante la recondensación del aire húmedo saturado obtenido, la mayor parte de la energía usada anteriormente para la evaporación se vuelve a ganar, y puede usarse en los ciclos siguientes de evaporación y condensación, lo que reduce enormemente el suministro de energía térmica necesaria para la desalación. El condensador generando se almacena en el tanque de destilado (Fig. 2.45).

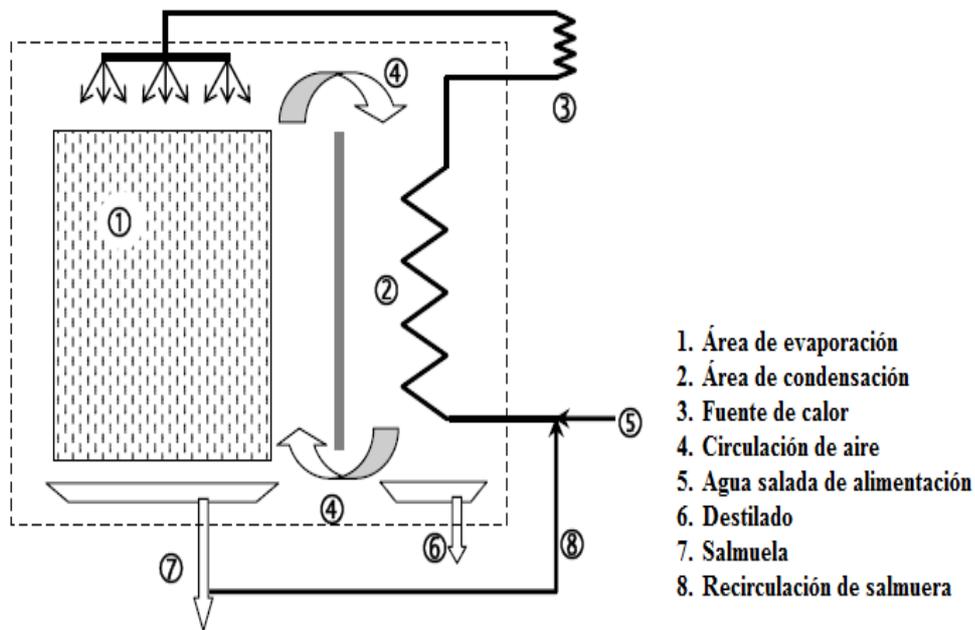


Fig.2.45. Diagrama de un sistema de humidificación- deshumidificación (HD).
(Fuente: ADIRA, 2008).

Al vaporizarse el agua, se desprenden todas las impurezas y las sales disueltas, y al condensarse se produce agua destilada. Este proceso que imita una parte del ciclo natural del agua podría proporcionar la oferta más económica al desalado de agua de mar para una comunidad en la que hay abundante Sol y una demanda de agua potable.

Con el paso de los años se han llevado a cabo importantes investigaciones sobre los sistemas HD y ahora comienzan a aparecer en el mercado. La eficiencia térmica de los captadores solares es mucho mayor que para los destiladores solares, y la tasa de producción de agua está en el rango de 20 a 30 L/m² de área de absorbente al día (Bourouni y Tadríst; 2001; ADIRA, 2008; ProDes, 2010).

Capítulo II. Antecedentes.

- **Planta MED de la Plataforma Solar de Almería.**

Como se ha indicado inicialmente tanto las plantas desalinizadoras MED como las del tipo MSF que funcionan con energía convencional consumen fundamentalmente energía térmica. Teniendo presente este hecho, es lógico pensar que el sistema solar que debe acoplarse a una planta de este tipo, debe ser un sistema capaz de transformar la radiación solar en la energía térmica que demanda el proceso desalinizador.

Los elementos que componen los sistemas solares de desalinización del tipo MED o MSF son:

Campo de colectores solares: Los colectores solares son los encargados de transformar la radiación solar en energía térmica. Para ello se hace circular un fluido por los colectores, de modo que este fluido se calienta a medida que avanza a través de los mismos, siendo la energía solar transformada en energía térmica. Una vez calentado, el fluido es enviado al sistema de almacenamiento, de donde será enviado finalmente a la planta desaladora para suministrar la energía térmica requerida.

Sistema de almacenamiento: Una de las limitaciones que posee la energía solar es su discontinuidad en el tiempo. La única solución para este problema es disponer de un sistema de almacenamiento que nos permita guardar la energía térmica sobrante durante las horas de Sol, para usarla en aquellos momentos en los que la radiación solar no esté disponible. Esta es la misión del sistema de almacenamiento.

Capítulo II. Antecedentes.

La Planta Desaladora: Es el elemento desalinizador propiamente dicho. Puede ser del tipo MED o MSF. Las plantas MSF necesitan trabajar con temperaturas elevadas (110-120 °C), y esto hace que en pocas ocasiones se puedan utilizar colectores solares sin concentración, cuya temperatura máxima de trabajo está en torno a los 80-110 °C.

El CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, España) y el DLR (Instituto Aeroespacial Alemán, Alemania) decidieron en 1987 desarrollar un sistema avanzado de desalación basado en energía solar térmica. Para ello iniciaron el denominado Proyecto STD (Solar Thermal Desalination).

Durante la primera fase del proyecto se implementó un sistema de desalación solar compuesto por: una planta de destilación multi-efecto (14 efectos); un campo de colectores solares cilindro-parabólicos; un tanque de almacenamiento térmico.

El sistema opera con aceite sintético que es calentado mientras circula a través de los colectores solares. La energía solar se convierte de esta forma en energía térmica en forma de calor sensible del aceite, y a continuación es almacenada en el tanque de almacenamiento térmico. El aceite caliente procedente del sistema de almacenamiento es el responsable de suministrar la energía térmica requerida por la planta MED. La planta desalinizadora instalada utiliza haces de tubos horizontales sobre los que se pulveriza el agua de mar para producir su evaporación, la cual debe estar limitada a una temperatura de 70 °C con objeto de reducir la formación de incrustaciones. La planta MED está compuesta por 14 celdas o efectos, en orden decreciente de temperatura y presión desde la celda primera hasta la celda 14.

Capítulo II. Antecedentes.

En la segunda fase del proyecto se acopla una bomba de absorción de calor de doble efecto (LiBr – H₂O) a la planta MED, tal y como se muestra en la Fig. 2.46.

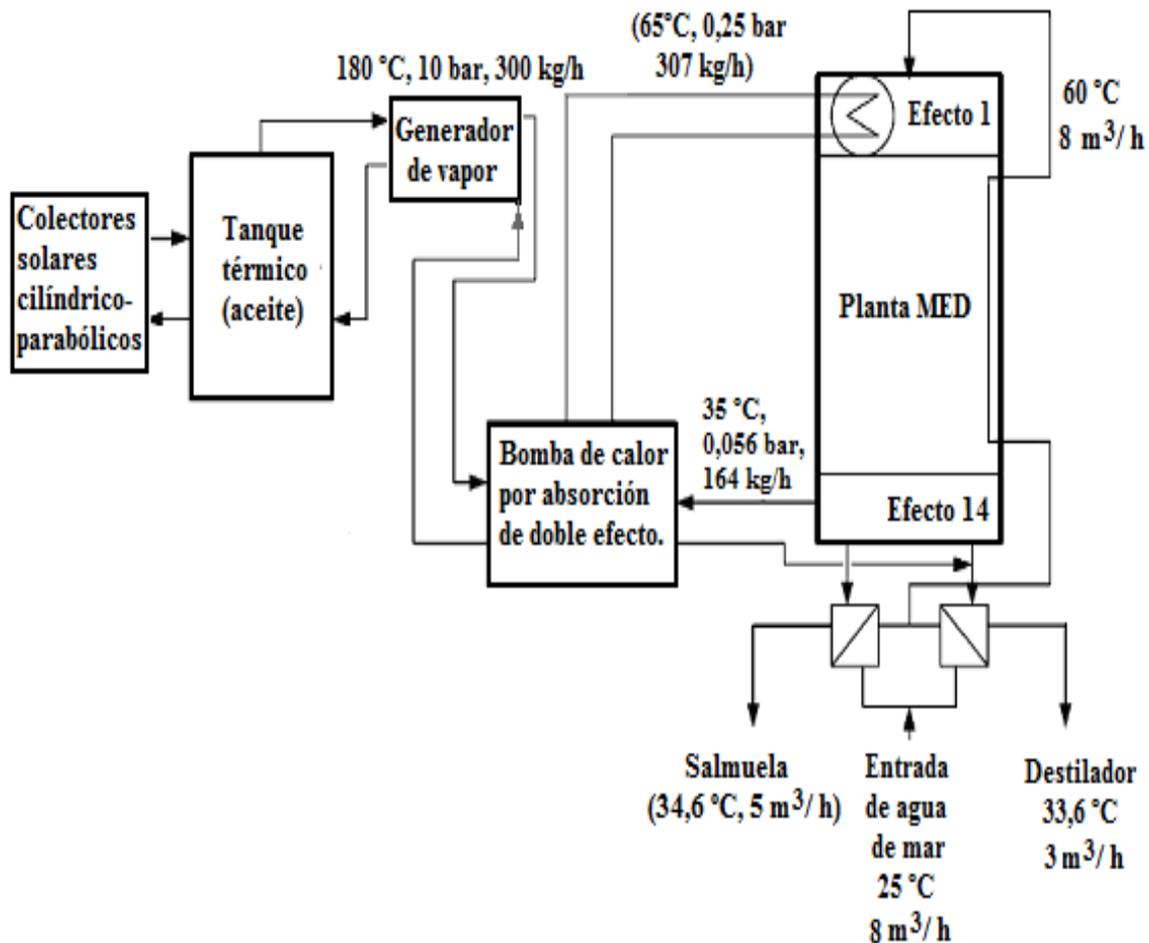


Fig. 2.46. Sistema solar MED (Proyecto STD – Fase II). (Fuente: ADIRA, 2008).

La bomba de calor es capaz de suministrar 200 kW de energía térmica a 65 °C a la planta MED. El proceso de desalación en la unidad de evaporación sólo utiliza 90 kW de esos 200 kW, mientras que el resto (110 kW) son recuperados por el evaporador de la bomba de calor a 35 °C y bombeados a una temperatura de operación de 65 °C. Para ello, la bomba necesita 90 kW de energía térmica a 180 °C. De esta manera el consumo del sistema total se redujo de 200 kW a 90 kW.

Las mejoras implementadas en el sistema de desalación (bomba de absorción de calor y sistema de vacío basado en eyectores de vapor) redujeron el consumo de energía térmica en un 44 %, de 63 a 36 kWh/m³ (el Factor de Rendimiento aumentó hasta un valor de 20) y el consumo eléctrico en un 12 %, de 3,3 a 2,9 kW_{elec}h/m³ (Blanco y Alarcón, 2006).

2.24.4. Sistemas por Ósmosis Inversa (RO) abastecidos con Energías Renovables.

Para un funcionamiento autónomo del proceso de RO, puede ser alimentado mediante energía fotovoltaica, eólica u otro tipo de energía renovable o convencional. A continuación se hará mención de algunos de los sistemas de desalación autónomos con RO que se abastecen con energías renovables en la actualidad.

- **Sistemas PV-RO.**

Varios son los sistemas de desalación impulsados por energía PV que se han instalado en todo el mundo en las últimas décadas, la mayoría de ellos se construyen de manera experimental o como plantas de demostración tecnológica. El reto para el futuro parece ser el desarrollo de pequeñas unidades autónomas, modulares, económicas, flexibles y fiables, que ofrezcan una operación y mantenimiento a un costo razonable, a fin de atender la demanda de usuarios aislados.

Capítulo II. Antecedentes.

El Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) lleva investigando en el campo de la desalación alimentada por energías renovables desde 1996. Durante este periodo han instalado y testado más de 10 combinaciones diferentes, en su mayoría centradas en tecnologías eólicas y PV. Uno de los resultados más sobresalientes es una patente internacional de sistemas de desalación autónomos DESSOL basada en una pequeña unidad autónoma de ósmosis inversa alimentada al 100 % por un sistema de energía solar fotovoltaica que incluye baterías. Este tipo de sistema ya se ha instalado en lugares con una necesidad real de agua potable: una unidad en Túnez (2,1 m³/h) y cuatro unidades en Marruecos (3 x 1,0 m³/h + 1 x 0,5 m³/h)



Fig: 2.47. Sistemas de desalación autónomos DESSOL. (ProDes, 2010).

- **Sistemas Eólico - RO.**

La energía eólica se ha estado utilizando como suministro de energía en los sistemas de desalación, sobre todo para la ósmosis inversa (RO). En este caso un aerogenerador está acoplado a una planta de RO mediante la utilización de baterías como respaldo y un sistema de almacenamiento intermedio. La energía eólica, por su alta fluctuación, requiere un sistema de control que adapte los requisitos de energía al viento disponible y restringir o descargar la energía eólica sobrante para conseguir un funcionamiento estable.

Para sistemas autónomos de desalinización, es indispensable considerar un sistema de almacenamiento de energía adicional como bancos de baterías o moto-generador en base fósil de reserva para continuar las operaciones en los períodos de reducción de los vientos, ya que la mayoría de los sistemas actuales de desalinización están diseñados para funcionar con una fuente de energía constante.

Según Cipollina, et al. (2009) uno de los sistemas más representativos de este tipo de instalaciones se encuentra en el ITC en Pozo Izquierdo, Gran Canarias. Esta instalación (eólico-RO) es capaz de entregar hasta 18 m³/día de agua potable. El sistema eólico lo constituye un aerogenerador VERGNET de 15 kW, con un banco de baterías para almacenamiento de energía. Este sistema es controlado y monitoreado de forma automática. La presión nominal de trabajo de la planta de RO es de 5,5 MPa, con una relación de recuperación del 24 %. La energía consumida por esta planta es de 9,3 kWh/m³. El agua que se obtiene es apta para el consumo humano con una salinidad menor de 500 ppm.

- **Sistemas híbridos (Eólico/PV)- RO.**

Donde las condiciones climáticas sean idóneas para establecer tanto la energía eólica como la solar, se podrán instalar sistemas híbridos (eólico- PV) los que le brindan a la planta desaladora de RO mayor estabilidad energética proveniente de las renovables. Estos sistemas deben poseer además, bancos de baterías para el almacenamiento de energía para ser utilizada durante periodos de déficit, así como generadores eléctricos para funciones de emergencia.

Capítulo II. Antecedentes.

Entre los sistemas de este tipo en el mundo podemos mencionar dos que han sido instalados en Grecia, el primero por el Centro de Energías Renovables (CRES) y el segundo por la Universidad Agrícola de Atenas. El sistema instalado por el CRES en el 2003 se puede considerar entre los primeros sistemas de RO abastecidos totalmente por energías renovables. Este sistema está compuesto por 36 paneles solares, un aerogenerador y un banco de baterías. Tiene una capacidad de producción máxima de $3,12 \text{ m}^3/\text{día}$ de agua potable, con un consume de alrededor de $15 \text{ kWh}/\text{m}^3$.

El sistema eólico-PV con baterías instalado por la Universidad Agrícola de Atenas en el 2004 es capaz de producir $2,4 \text{ m}^3/\text{día}$ de agua potable una salinidad menor de 500 ppm, apta para el consumo humano. La planta consume entre $3,3\text{--}5,2 \text{ kWh}/\text{m}^3$ de agua producida, se estima que el costo total de agua que se produce está entre $7,0$ y $9,0 \text{ €/m}^3$. El menor consumo de la planta se debe a la integración de un sistema de recuperación de energía en la planta desaladora (Cipollina, et al. 2009).

2.24.5. Sistemas híbridos de grandes potencia.

Como ya se ha mencionado anteriormente, las Islas Canarias se han convertido en un laboratorio en tecnologías de desalación mediante energías renovables. Para ejemplificarlo tomaremos como referencia una vez más los proyectos desarrollados en el archipiélago canario, por considerarse como una de las regiones pioneras en la combinación de las energías renovables y la desalación de agua.

Capítulo II. Antecedentes.

Hasta hace algunos años, solo se habían realizado algunos proyectos aislados para la desalación de agua de mar por ósmosis inversa con energía eléctrica de origen renovable. Estos proyectos utilizan energía fotovoltaica para capacidades de hasta 50 m³/día y energía eólica para capacidades de desalación de hasta 250 m³/día (Cruz, 2006).

En el caso de desalación de agua de mar con un proceso de evaporación MED se ha utilizado energía solar térmica de baja temperatura. Otra integración de proceso ha sido energía eólica con compresión de vapor.

El suministro de energía renovable a instalaciones de gran capacidad es un caso diferente, del que no existía mucha experiencia hasta hace muy poco. El tamaño de la planta de desalación condiciona el tamaño de la planta de generación energética que necesita y el tipo de energía más viable. Una planta de ósmosis inversa para desalación de agua de mar (que es la tecnología de menor consumo energético) con capacidad para 30.000 m³/día de agua dulce requiere una potencia de 5,0 MW para funcionar a plena carga. Esta potencia se puede conseguir con cinco aerogeneradores eólicos de 1,0 MW o con 90.000 m² de paneles solares fotovoltaicos. Estos datos dan ventaja tecnológica a la energía eólica respecto a la energía fotovoltaica, dado la elevada superficie para la instalación de los paneles PV y su mayor coste económico.

Por otra parte, si se toma hipotéticamente que el funcionamiento aislado de la planta (2.000 horas efectivas de funcionamiento al año para un aerogenerador y 1.500 horas efectivas para un parque fotovoltaico), sólo permitiría aprovechar el 25 % de su capacidad productiva si utiliza energía eólica, o el 15 % si emplea energía solar fotovoltaica (Cruz, 2006). Por lo que se determina que los sistemas de energía renovable para el suministro de energía a instalaciones de gran capacidad deben de estar conectados a la red eléctrica, tanto para la compra como para una posible venta de energía eléctrica.

Capítulo II. Antecedentes.

A continuación se darán a conocer algunos de los sistemas renovables asociados a plantas de desalación en las Islas Canarias.

Basados en el éxito de estos sistemas, en la actualidad se plantean varios proyectos de características similares en las islas.

2.24.5.1. Parque eólico de 1,7 MW asociado a la planta desaladora de agua de mar de Corralejo (Fuerteventura).

El parque eólico de autoconsumo de la planta desaladora de Corralejo (Fuerteventura), viene funcionando desde el mes de abril de 2010. Es una infraestructura que gestiona el Consorcio de abastecimiento de aguas a Fuerteventura (Caaf) y cuya instalación fue posible gracias a una inversión de 2,2 millones de euros por parte de este mismo organismo.

Los aerogeneradores instalados son estructuras de 45 metros de altura y con rotores de 52 metros de diámetro en las aspas. El parque eólico cuenta con dos aerogeneradores de 850 kW, un total de 1,7 MW instalados. La planta de desalación del Caaf puede producir diariamente unos 4.000 m³ de agua desalada, con los que abastece a buena parte del norte de Fuerteventura. La planta funciona según el esquema planteado en la Fig. 2.48.

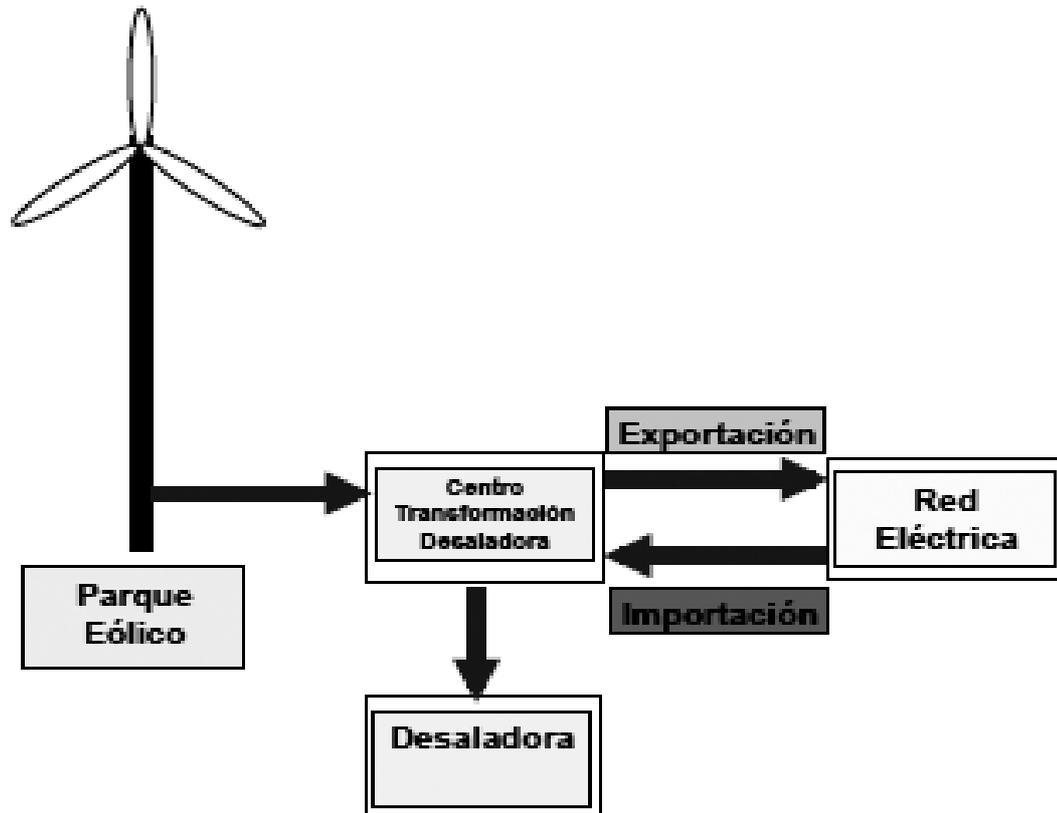


Fig. 2.48. Esquema del parque eólico de autoconsumo de la planta desaladora de Corralejo. (CIAF, 2012).

El parque eólico generó un total de 3.522.879 kWh de energía eléctrica durante el año 2011, de los que 2.146.599 kWh fueron empleados en el consumo de la propia planta desaladora y 1.376.280 kWh vertidos a la red eléctrica para su comercialización.

La planta eólica está generando más del 80 % de la energía que consume, en unos casos directamente y en otros, cuando se excede de la demanda puntual, se vierte a la red. Pero en general el balance es muy positivo y demuestra la eficacia del sistema”, explicó Manuel Miranda, consejero encargado de la gestión del Caaf (CIAF, 2012).

Capítulo II. Antecedentes.

Basados en los buenos resultados que está proporcionando el parque eólico de autoconsumo de Corralejo, el Consorcio de Abastecimiento de Aguas de Fuerteventura (Caaf) presento en el año 2012 la solicitud de autorización administrativa para la instalación de un nuevo parque eólico en el recinto de la desaladora de Puerto del Rosario.

La solicitud presentada prevé que el parque eólico genere unos 4.500.000 kWh/año, gracias a un generador de última tecnología de hasta 2,0 MW de potencia y que se ubicaría dentro del propio recinto del Caaf.

En un comunicado, el Cabildo mayorero ha informado de que, previamente, ya se han tramitado ante Industria la exención de asignación de potencia y se ha puesto en marcha el oportuno expediente en la Consejería de Empleo, Industria y Comercio del Gobierno de Canarias (AEE, 2012).

2.24.5.2. Gorona del viento. El Hierro.

El objetivo final del proyecto “Gorona del Viento” es que el consumo de la isla se cubra con energía procedente de fuentes renovables. Para ello se instalará un parque eólico y una central hidráulica interconectados con el actual sistema eléctrico de El Hierro, propiedad de UNELCO-ENDESA.

Abastecer la isla con energía procedente de combustibles fósiles comporta una serie de dificultades tales como el coste económico y dependencia del transporte del propio combustible, el coste ambiental de la utilización de combustibles fósiles, etc.

Capítulo II. Antecedentes.

Por otro lado la utilización de energías renovables presenta grandes ventajas económicas, sociales y medio-ambientales, aunque tiene el inconveniente de afectar a la estabilidad del sistema eléctrico, en particular cuando se usa energía eólica con dificultades para su gestionabilidad.

El proyecto hidro-eólico integra un parque eólico, un grupo de bombeo y una central hidroeléctrica. El parque eólico es capaz de suministrar energía eléctrica directamente a la red y, simultáneamente, alimentar a un grupo de bombeo que embalse agua en un depósito elevado, como sistema de almacenamiento energético. La central hidroeléctrica aprovecha la energía potencial almacenada, garantizando el suministro eléctrico y la estabilidad de la red.

El parque eólico realiza la captación y transformación de la energía eólica en energía eléctrica. El sistema hidráulico funcionando como bombeo, hace de acumulador del excedente de energía; funcionando como generador, actúa como productor de energía eléctrica y regulador del sistema eléctrico en la isla.

El sistema “Gorona del Viento” estará compuesto por dos depósitos de agua; uno inferior con capacidad para 225.000 m³ y otro depósito superior ,aprovechando una caldera volcánica natural, con una capacidad para 500.000 m³; un parque eólico de 10 MW; una central hidroeléctrica de 10 MW con un salto neto de 682 metros; una central de bombeo; y una central de motores Diesel ya existente la cual entraría en funcionamiento en casos excepcionales de emergencia en los que no hubiera ni agua ni viento suficientes para cubrir la demanda (Tabla 2.24).

Capítulo II. Antecedentes.

Tabla 2.24. Componentes del sistema “Gorona del Viento.
(Fuente: Gorona del Viento El Hierro S.A., 2011).

Elementos.	Dimensionado.
Parque eólico	5 x 2,3 MW = 11,5 MW
Central de turbinado	4 x 2,83 MW = 11,3 MW
Central de bombeo	2 x 1,5 MW + 14 x 0,5 MW = 10MW
Generación convencional	0,0 MW
Depósito inferior	200.000 m ³
Conducción forzada	2.350 m de long. 1,0 m de Diámetro.
Salto neto bombeo	675 m
Salto neto turbinado	655 m
Subestación hidráulica	24 posiciones en MT

La demanda eléctrica prevista para el diseño, basada en la planificación energética de Canarias (PECAN 2006), es de 48 Gigavatios hora/año en el año 2015; y para el dimensionamiento de la conducción de agua y los depósitos, por no ser ampliables, se ha tenido en cuenta la demanda prevista para el 2030.

Con el sistema hidro-eólico, en definitiva, se consigue transformar una fuente de energía intermitente en un suministro controlado y constante de electricidad, maximizando el aprovechamiento de la energía eólica. La mayor parte de la energía vertida a la red de distribución de la isla provendrá de la central hidroeléctrica, utilizándose la mayoría de la energía eólica generada para alimentar el sistema de bombeo y, por tanto, ser almacenada en forma de energía potencial en el depósito superior, lo que garantiza la estabilidad de la red de distribución (Gorona del Viento El Hierro S.A., 2011).

Capítulo II. Antecedentes.

En El Hierro existen dos desaladoras de agua de mar, con una capacidad de desalación de 0,5 hm³/año, lo que representa aproximadamente el 19 % del consumo de la isla. En la actualidad se ejecuta una tercera desaladora, una vez concluida será capaz de ofrecer hasta 4.000 m³ de agua desalada por día. El Hierro destina un 10 % de la producción eléctrica a este cometido (Consejo Insular de Aguas del Hierro, 2008). Una vez concluida el sistema “Gorona del Viento” la energía que consuman las desaladoras también provendrá de fuentes renovables.

En el campo de la ingeniería, en España existe una capacidad muy alta en el desarrollo y gestión de proyectos multidisciplinares de gran envergadura. Grandes empresas constructoras y eléctricas están tomando posiciones en los mercados de desalación por ósmosis inversa y de las energías renovables (eólica y fotovoltaica) de modo independiente, si bien podría haber en un futuro una oferta conjunta y diferencial respecto a la existente para determinado tamaño de plantas, que integre las tecnologías de desalación por ósmosis inversa con energía eólica, si hubiera una demanda por parte de la Administración.

Capítulo III.

MATERIALES y MÉTODOS.

3.1. Introducción.

Del análisis del capítulo anterior se comprueba que, tanto la desalación como los sistemas de captación de las energías renovables (fotovoltaica, eólica), son dos tecnologías muy bien establecidas que se pueden combinar de distintas formas. Sin embargo, en la actualidad sólo unas pocas plantas de desalinización se abastecen con energías renovables, dada su elevada inversión inicial y los costes de mantenimiento requeridos por los sistemas energéticos renovables.

No obstante, ya existen ejemplos palpables de la eficacia de estos sistemas, tal es el caso del parque eólico instalado en la desaladora de Corralejo, Fuerteventura. Los excelentes resultados obtenidos en este proyecto han impulsado al Consorcio de Abastecimiento de Aguas de Fuerteventura a realizar la solicitud de autorización administrativa para la instalación de un nuevo parque eólico en la desaladora de Puerto del Rosario.

La toma de decisiones y los pasos a seguir para determinar la posible ubicación de las desaladoras abastecidas con energías renovables, su capacidad de producción, el proceso de desalación que será utilizado en el mismo, así como el sistema energético renovable que mejor se ajusten en un entorno dado, son algunas de las incógnitas que deben de ser despejadas a medida que se avanza en la investigación. Para poder responder cada una de estas interrogantes y dar cumplimiento a los objetivos planteados en esta tesis doctoral, en este capítulo se desarrollará la siguiente estrategia de trabajo.

- Determinar del volumen de agua a producir por las desaladoras.
- Identificar y seleccionar la región idónea para la instalación de las desaladoras abastecidas por energías renovables.
- Seleccionar el proceso de desalación a emplear.
- Determinar el software para la simulación y optimización de los sistemas híbridos para el abasto de energía eléctrica a las desaladoras.
- Establecer las variables técnico-económicas que serán utilizadas en el estudio.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

La estrategia de trabajo planteada no está compuesta por un grupo de actividades elegidas al azar, sino por uno conjunto de pasos bien estructurados que permiten el desarrollo planificado y ordenando de las actividades de investigación. A continuación se expone brevemente como las actividades que componen la estrategia de trabajo se relacionan entre sí.

Para alcanzar el objetivo que se persigue en esta tesis doctoral, el primer paso a realizar será: determinar la capacidad de producción de las desaladoras que se desea considerar en el estudio. Este análisis debe ser realizado a partir de las capacidades de desalación de las plantas existentes en la isla de Tenerife.

En el segundo paso se deben definir los posibles emplazamientos para la implantación de los sistemas renovables (fotovoltaico- eólicos) para el abasto de energía a las desaladoras. Esta selección se llevará a cabo a partir las condiciones tanto objetivas, como subjetivas de la isla de Tenerife para la implantación de los sistemas.

El siguiente paso será la selección del proceso de desalación a utilizar, el cual ratifica la ósmosis inversa (RO) como la tecnología más adecuada a utilizar en la investigación.

Definidas las regiones donde se desarrollará el estudio, conocida la producción de agua considerar, y seleccionado el proceso de desalación a emplear, se procede a la selección del programa informático a utilizar en la investigación. Esta selección arroja como resultado que la herramienta informática que se ajusta a la investigación es el software HOMER. En este apartado se darán a conocer las fuentes de donde se obtienen los datos meteorológicos de radiación solar y velocidades de viento para el estudio, y se establecen las variables técnico-económicas que serán utilizadas la modelación de los sistemas.

3.2. Desalación de agua en Tenerife.

Para la determinación del volumen de agua a producir por las desaladoras que se desean analizar en el siguiente estudio, será necesario investigar el estado de la desalación en Tenerife, sus principales plantas, capacidades de producción, así como el gasto energético por metro cúbico de agua obtenido.

Según el Centro Canario del Agua (2004), la isla de Tenerife cuenta con un total de 29 instalaciones de desalación de agua de mar (EDAM), así como de 17 estaciones de desalación de aguas salobres (EDAS) encargadas del tratamiento de aguas subterráneas de mala calidad; en su gran mayoría de titularidad privada. Las desaladoras de agua salobre tratan aguas de galerías bicarbonatadas y con un alto contenido en flúor, inadecuadas para el abastecimiento humano y agrícola. En total la producción de agua desalada de mar y salobre ha alcanzado valores cercanos a los 19 hm³/año (Convagua, 2011). Muchas de estas desaladoras son una importante fuente de abasto para al sector hotelero del sur de la isla.

Los beneficios de estas plantas no sólo se producen como consecuencia del aumento de la calidad de las aguas que tratan directamente, sino que se trasladan también a otras no tratadas pero que se hacen más utilizables como consecuencia de la mezcla con las primeras. Este aspecto es determinante cuando se considera conjuntamente el tratamiento de aguas de pozo y de galerías, ya que las segundas, bicarbonatadas-sódicas, requieren un pre-tratamiento con ácidos y una calcificación posterior para adecuar el pH a niveles tolerables por los cultivos, lo cual hace más costosa la desalación y conduce a que los rendimientos óptimos hagan recomendables estas mezclas. Por otra parte, en la mayoría de los casos se sitúa la planta en un punto en el que es posible aplicar el tratamiento a una mezcla de aguas con diversos orígenes y varios propietarios, con el fin de obtener economías de escala.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

3.2.1. Desalación de aguas salobres en Tenerife.

En el Plan Hidrológico Insular actual para la isla de Tenerife se ha señalado que la calidad química de las aguas subterráneas es deficiente en algunas regiones, con un elevado contenido en sodio y en sales. Estas aguas se ven afectadas por la actividad volcánica residual de la isla, la intrusión marina, la recarga por vertidos derivados de la actividad humana y la actividad antrópica, principalmente en la parte sur de la isla.

Como consecuencia, la isla dispone de 14 estaciones de desalación de aguas salobres (EDAS), con una capacidad de 36.200 m³/día, encargadas del tratamiento de las aguas subterráneas de mala calidad. La producción de estas plantas en el año 2005 fue aproximadamente de 5,52 hm³/año, se concentra en los municipios del Suroeste (Guía de Isora y Tamaimo) y valle de Icod (Icod y La Guancha), y próximamente en la Isla Baja. Asimismo, se dispone de tres EDAS para el tratamiento de 22.200 m³/día de aguas regeneradas, cuya producción fue de 4,76 hm³ en 2005, localizada en los municipios de Arona y Adeje. El agua regenerada se utiliza para el riego de zonas verdes en ámbitos urbanos. En el Anexos A III.1 se puede apreciar la ubicación de las diferentes plantas destinadas a la producción de agua a partir de fuentes salobres.

Pese a las necesidades de tratamiento de algunas aguas subterráneas de mala calidad en el noroeste y suroeste de la isla, y contar con capacidad en las plantas existentes, el volumen de desalación de agua subterránea se encuentra estabilizado debido principalmente al elevado coste del agua tratada, y a la imposibilidad, por su calidad, de llevar a cabo posteriores mezclas cumpliendo los parámetros de calidad que determina la normativa vigente (Consejo Insular de Aguas de Tenerife, 2008).

3.2.2. Desalación de agua de mar en Tenerife.

Para la desalación de agua de mar en la isla se cuenta actualmente con un total de 29 instalaciones de desalación de agua de mar (EDAM) con una capacidad conjunta de 74.500 m³/día (26,1 hm³/año). Los centros de producción se sitúan principalmente en el Área Metropolitana Santa Cruz – Laguna (34,52 %) y municipios del sur de la isla (54,33 %). En las comarcas de Granadilla e Isora, el consumo de agua para el abasto en el periodo 1999-2005 se incrementó en un 54 y 56 % respectivamente, quedando esta demanda fuera del ámbito de acción de las instalaciones de desalación existentes.

El Anexo A III.2 muestra la distribución de las plantas destinadas a la producción de agua potable a partir de agua de mar en la isla (Consejo Insular de Aguas de Tenerife, 2008; Convagua, 2011).

Para dar respuesta al incremento de la demanda insular en 2005 (218,58 hm³), la producción de agua desalada conjunta ascendió hasta 18,92 hm³, es decir, un 9,25 % del consumo insular (Consejo Insular de Aguas de Tenerife, 2008). Este crecimiento de la demanda es coincidente con el incremento que experimentó el riego agrícola en las comarcas del sur y suroeste de Tenerife. Considerando un crecimiento anual en la producción de agua desalada de 30,4 % (ídem al periodo 1999-2005), para el año 2015 la isla de Tenerife pudiese estar produciendo alrededor 76 hm³/año de agua desalada.

3.2.3. Capacidad de producción de las desaladoras de agua de mar (EDAM) en Tenerife.

La capacidad de producción de las plantas desaladoras tanto en Tenerife, como en el resto de las islas canarias se puede considerar de baja-moderada. En la isla, sólo dos plantas logran alcanzar una producción de 20.000 m³/día, ambas por ósmosis inversa. En la Tabla 3.1 se dan a conocer las características de las dos desaladoras de agua de mar por RO de mayor importancia de Tenerife.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Tabla 3.1. Desaladoras de agua de mar por ósmosis inversa en Tenerife.

Referencia.	Capacidad (m ³ /día)	Consumo energ. (kWh/m ³)	Tecnología	Titularidad.
Adeje-Arona	20.000	4,5	RO	Privada
Santa Cruz de Tenerife.	20.000	4,5	RO	Pública

La Estación Desaladora de Agua de Mar (EDAM) de Playa de las Américas en los municipios de Arona y Adeje, empezó a funcionar en 1998 con una capacidad de producción diaria de 10.000 m³/día. Sin embargo, la escasez de agua de abasto de la zona hizo necesaria la ampliación de dicha instalación, por lo que se procedió a duplicar la producción de la misma alcanzando los 20.000 m³/día. Así, desde el año 2000 se ha aumentado de forma considerable la disponibilidad de agua potable en esta pujante zona turística durante el verano.

En octubre de 2001 el Ministro de Medio Ambiente inauguró la desaladora de Santa Cruz de Tenerife, suponiendo un gran avance para el abastecimiento de la isla. Esta instalación, destinada a incrementar los recursos hídricos disponibles para el abastecimiento de la ciudad y su área de influencia, ha supuesto una mejora significativa en el agua distribuida en la ciudad, con la consiguiente mejora de la calidad de vida de los ciudadanos y los visitantes de la isla. Diseñada para lograr una producción superior a los 20.000 metros cúbicos diarios, asegura el suministro de agua a 80.000 personas, lo que representa una tercera parte de la población total de la ciudad de Santa Cruz de Tenerife (EMMASA, 2011).

Para el periodo 2015-2016 se prevé que se incremente la producción hasta los 30.000 m³ diarios como plan de inversiones de la empresa. Según la Empresa Mixta de Aguas de Santa Cruz de Tenerife, S. A. (EMMASA), las estaciones desaladoras de agua de mar (EDAM) tuvieron en el 2010 un consumo energético de 4,50 kWh/m³ de agua desalada, aproximadamente (EMMASA, 2011).

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Además de estas dos plantas existen varias pequeñas plantas, tanto para la desalación de agua de mar como salobre. El predominio es de estaciones desaladoras con capacidades inferiores a 4.000 m³/día. Estas plantas no sólo utilizan la ósmosis inversa para la desalación sino que emplean otras tecnologías como la electrodiálisis reversible (EDR), compresión mecánica de vapor (MVC) y la destilación multi-efecto (MED) (Centro Canario del Agua, 2004).

Según la Dirección General del Agua del Gobierno de Canarias, en 2011, la energía destinada para desalar agua en alguna de las islas supone entre el 5 y 10% de la energía puesta en la red y a modo de comparación con otros sectores, el sector de la hostelería tuvo en el mismo año una demanda respecto al total de energía demandada para toda Canarias del 14,8%

Una vez analizado el estado de la desalación en Tenerife, conocidas sus principales plantas, sus capacidades de producción y sus consumos energéticos, se decide tomar para el estudio una capacidad de producción máxima de 20.000 m³/día, con un consumo energético máximo de 4,50 kWh/m³ de agua desalada.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

3.3. Identificación de la región de estudio para la instalación de los sistemas de desalación abastecido con energías renovables.

La ubicación geográfica de las plantas de desalación abastecidas con energías renovables tiene una gran influencia en el éxito del proyecto. Si la unidad de desalinización no se encuentra en el lugar más favorable, las ventajas competitivas de este sistema pueden verse reducidas o eliminadas. La selección del lugar debe analizarse con mucho cuidado tomando en cuenta una serie de factores entre los que se encuentran: los potenciales eólicos y fotovoltaicos de la isla, la potencia de origen renovable instalada en la isla, zonas de mayor demanda de la industria de la desalación, regiones donde se encuentran emplazadas las desaladoras actuales, etc.

En esta etapa pueden utilizarse diversas fuentes de información, como la que se encuentran en los Ministerios de Agricultura, Energía o Desarrollo Social, o empresas de servicios públicos, informes de investigación anteriores y estudios de viabilidad desarrollados por entidades competentes.

3.3.1. La energía eólica en Tenerife.

En estudios realizados por el Instituto Tecnológico de Canarias (2002) sobre los máximos potenciales eólicos instalables en Canarias, se llegó a los resultados que aparecen en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Máximos potenciales eólicos instalables (onshore).
(Fuente: ITC, 2002).

Islas.	Potencia Máx. (MW)
El Hierro.	235
La Gomera.	39
La Palma.	152
Tenerife.	493
Gran Canaria.	883
Fuerteventura.	844
Lanzarote.	1.003
Potencia Total.	3.648

En ellos se concluye que el potencial total instalable en las islas es de 3.648 MW, siendo Lanzarote la isla de mayores potenciales onshore con unos 1.003 MW instalables. Los potenciales de Tenerife se pueden considerar de medios respecto a los potenciales generales, llegando hasta los 493 MW, de los cuales sólo se explotan algo más de 37 MW, tal y como se muestra en la Tabla 2.16 del capítulo anterior. La Gomera se considera la isla de menores potenciales con solo 39 MW instalables.

La distribución de las velocidades del viento en el interior de las islas estará estrechamente relacionada con las variaciones de las presiones atmosféricas, orientaciones de las costas y laderas, y características orográficas del relieve.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Tal y como se observa en la distribución de los parques eólicos en Tenerife (Fig. 3.1) y en el mapa eólico de las Islas Canarias de la Fig. 3.2, los parques eólicos de Tenerife están situados en las regiones de mayor influencia de vientos de la zona sur de las islas (Granadilla), así como en la región norte (Punta de Teno). Según el mapa eólico por estaciones climáticas anuales desarrollado por el IDEA, los mayores potenciales de energía serán obtenidos en los meses de verano, debido a unas mayores velocidades de viento en esta estación climática.

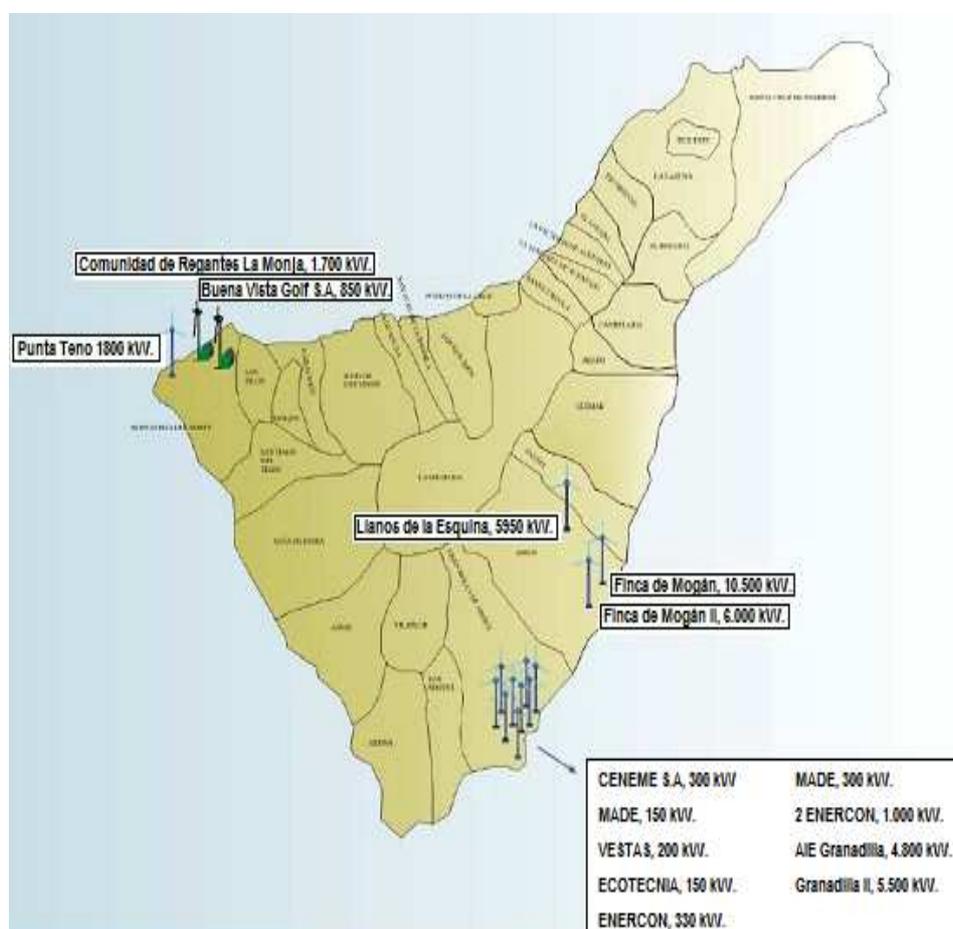


Fig. 3.1. Parques eólicos de Tenerife. (Fuente: Gobierno de Canarias, 2006).

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Cuando se analizan los datos ofrecidos por el Observatorio Eólico de España (2011), sobre las instalaciones eólicas del país, se observa que en los parques eólicos de Tenerife prevalecen cuatro fabricantes de aerogeneradores: GAMESA, ENERCON, VESTAS y MADE, tanto en los proyectos actuales, como en las propuestas de nuevos proyectos y proyectos de potenciación.

3.3.2. Mapa eólico de las Islas Canarias.

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA, 2009), pone a disposición pública el Atlas Eólico de España, desarrollado por la empresa Meteosim Truewind mediante el empleo de tecnología puntera existente en el mercado (Sistema de modelización meso y microescalar Mesomap). Este Atlas se llevó a cabo en primer lugar con objetivo de servir de apoyo a la Administración General del Estado y a las administraciones públicas, en la elaboración de planificaciones relacionadas con el área eólica, como estudio previo a la elaboración de futuros Planes de Energías Renovables. En segundo lugar, dotar a los agentes del sector, y al público en general, de una herramienta que permite identificar y realizar una evaluación inicial del recurso eólico existente en cualquier área del territorio nacional. De esta manera, se trata de evitar pérdidas de tiempo y costes improductivos para los potenciales promotores de futuros proyectos eólicos durante su fase previa.

El IDAE ha creído necesario elaborar un Estudio del Recurso Eólico de España con la fiabilidad suficiente para permitir la evaluación del potencial eólico disponible, incluyendo la explotación de sus resultados mediante un Sistema de Información Geográfica (SIG) de consulta pública, cuyo ámbito de aplicación sea todo el territorio nacional, incluyendo las aguas interiores y una banda litoral marina adicional de 24 millas náuticas. La utilización de criterios uniformes facilita la comparación entre los resultados obtenidos en distintas zonas del país.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Para realizar el Atlas Eólico de España se ha recurrido a un modelo de simulación meteorológica y de prospección del recurso eólico a largo plazo, estudiando su interacción con la caracterización topográfica de España, sin llevar a cabo una campaña de mediciones específica. En cambio, sí se han utilizado datos reales del recurso para la validación de los resultados de la herramienta de simulación adoptada.

Los métodos convencionales para estudiar el potencial eólico en grandes extensiones requieren una larga y costosa campaña de medidas, la cual depende de la instalación de un gran número de torres meteorológicas perteneciente a una red homogénea de prospección. Asimismo, los modelos convencionales de flujos de viento son poco precisos ante regímenes de viento variables y territorios de orografía compleja.

Las modernas técnicas de modelización mesoescalares y microescalares ofrecen una solución muy efectiva a estos problemas: combinan eficazmente la utilización de un sofisticado modelo de simulación atmosférica, capaz de reproducir los patrones de viento a gran escala, con un modelo de viento microescalar que responda a las características del terreno y a la topografía. De esta manera, se pueden llevar a cabo estudios del potencial eólico en regiones extensas con un nivel de aproximación aceptable. Además, hay que destacar que no son necesarias mediciones reales del recurso eólico in situ para conseguir resultados razonables, si bien los datos de torres meteorológicas son imprescindibles para confirmar el potencial eólico previsto en un emplazamiento concreto. En definitiva, la modelización atmosférica mesoescalar y microescalar reduce notablemente el coste y el tiempo necesarios para identificar y evaluar zonas potencialmente prometedoras para la implantación de proyectos eólicos.

3.3.2.1. Generación de los mapas de potenciales eólicos.

El sistema genera los mapas de potencial eólico en tres pasos. En primer lugar, el MASS simula las condiciones atmosféricas representativas de un periodo de 15 años. Cada simulación genera las características del viento y otras variables meteorológicas (como pueden ser la temperatura, la presión, la humedad, la energía cinética turbulenta o el flujo de calor) en tres dimensiones en el dominio de integración, y la información se guarda en salidas horarias. Una vez realizadas las simulaciones, los resultados se compilan en archivos resumen, que constituyen la entrada al modelo WindMap en la segunda etapa de elaboración de los mapas. La etapa final es la transformación de estos resultados numéricos en mapas, lo que se hace con la ayuda de las herramientas que proporcionan los Sistemas de Información Geográfica.

Tanto las características medias anuales del vector viento como la densidad de potencia eólica media anual son productos finales del modelo de microescala, al ser estos mismos parámetros los que conforman las variables del modelo de mesoescala. Esto quiere decir que son justamente las variables que se calculan por el MASS en toda la malla tridimensional en cada paso de integración. A partir de la velocidad de viento y la densidad del aire, se obtiene la densidad de potencia eólica disponible en cada punto.

Los dos productos principales de todo este proceso son:

1. Mapas de la velocidad media del viento y de la densidad de potencia eólica a distintas alturas sobre el nivel del suelo (30, 60, 80 y 100 m).
2. Archivos de datos que contienen los parámetros de las distribuciones de frecuencias de velocidad y dirección del viento.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Los mapas y los datos de velocidades se comparan con los procedentes de observaciones realizadas en torres meteorológicas sobre la superficie terrestre o sobre el mar y, en caso de observarse discrepancias significativas, se realizan ajustes a posteriori.

Siguiendo las técnicas descritas, el proyecto es capaz de crear un mapa del recurso eólico de cualquier región del territorio español, con la fiabilidad suficiente para permitir una primera evaluación del potencial eólico disponible. A continuación, en la Fig. 3.2, se da a conocer el mapa eólico de las Islas Canarias.

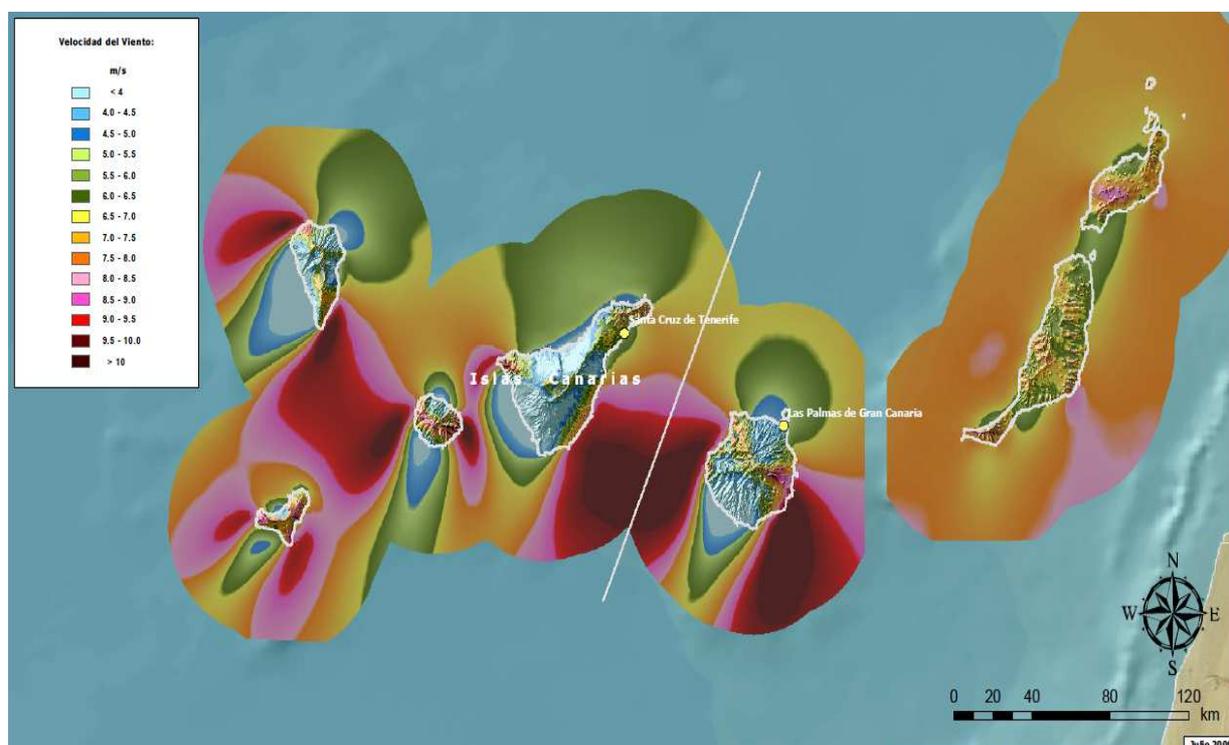


Fig. 3.2. Mapa eólico de las Islas Canarias. (Fuente: IDAE, 2009).

Tal y como se aprecia, los mayores potenciales eólicos en el archipiélago se encuentran en el litoral sur de las islas, dada su exposición a los fuertes vientos alisios dominantes. En la región norte, aunque en menor medida, también se pueden apreciar regiones de buenos potenciales, tal es el caso de las islas de Tenerife, La Palma y Gran Canaria.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

La metodología utilizada para la elaboración de los mapas, en términos generales, permite obtener una aproximación razonable sobre el potencial eólico de grandes extensiones, presentando una especial utilidad para la prospección de las zonas con mayores recursos eólicos. Es válido destacar que existen limitaciones inherentes a la metodología, que recomiendan prudencia en la aceptación incondicional de los resultados en un emplazamiento concreto, sobre todo ante las previsiones del modelo de vientos bajos.

Para un emplazamiento concreto, el sistema permite estimar su recurso eólico en una fase inicial de proyecto, pero, para la determinación precisa de los mismos se deberán realizar campañas de prospección in situ durante el tiempo suficiente (dependiendo su duración de la disponibilidad de medidas históricas fiables de referencia en estaciones cercanas, validadas previamente), mediante la instalación de una o varias torres meteorológicas (en función de la extensión y de la complejidad del terreno a evaluar) con la instrumentación precisa, situada lo más cerca posible de la altura del buje de los aerogeneradores que se prevén montar.

Debido que los mapas eólicos solo ofrecen una aproximación del potencial eólico en la zona de estudio, se decide tomar para la modelación de los sistemas energéticos renovables para el abasto de plantas desaladoras, los datos históricos de viento de algunas de las estaciones meteorológicas existentes en Tenerife, recogidas en la base de datos de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET).

3.3.3. Mapa Solar de Canarias.

La caracterización de la radiación solar que se ofrece a continuación, fue tomada del proyecto del Mapa Solar de Canarias, gestado por el ITC durante cerca de diez años, que describe el recurso solar sobre el archipiélago mediante mapas de color y proporciona la información necesaria para favorecer la expansión y el máximo aprovechamiento de la energía solar en el archipiélago.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Este mapa se ha elaborado a partir de los datos obtenidos de la red de estaciones del ITC. En él se han incorporado datos de irradiación procedentes de otras entidades, que han cedido esta información con el objetivo de mejorar los resultados hallados, incorporándolos al modelo de cálculo para la obtención del Mapa Solar.

Las instituciones que han cedido sus datos radiométricos son el Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria (dependiente del Cabildo de GC), el Instituto Canario de Investigaciones Agrarias (que depende de la Consejería de Agricultura del Gobierno de Canarias, y que gestiona a su vez las redes radiométricas del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, la del Cabildo de La Palma y también la red propia del ICIA), la Agencia Estatal de Meteorología, y el Cabildo de Tenerife (redes gestionadas por las Consejerías de Agricultura y de Medioambiente). Datos obtenidos a través del Instituto de Astrofísica de Canarias.

Tras el debido proceso de validación de la información recibida (se detectaron un total de 104 estaciones radiométricas), se procedió a la selección de estaciones útiles (finalmente, fueron 51 las estaciones usadas). Al conjunto final, que presenta suficientes años de medidas, se le ha aplicado la metodología de obtención de valores típicos, generándose así, para cada estación útil, un conjunto de ficheros describiendo las distintas tendencias estadísticas que los registros muestran en el período 1998 a 2009. A partir de los citados ficheros, se han obtenido los mapas mensuales de Irradiación Global Horizontal para cada isla, así como el mapa anual.

A partir de estos datos se desarrolló un SIG, Sistema de Información Geográfica, con los valores estimados de IGH (Irradiación Global Horizontal) y los valores calculados de IGHcd (Irradiación Global Horizontal a cielo despejado), obteniéndose capas de información de los datos de las estaciones, y de los datos de irradiación IGH e IGHcd de cada punto del archipiélago cada 250x250 m²/pixel. Desde los datos IGH e IGHcd, se ha obtenido un mapa de manchas representativo de la información, tanto anual como mensual, de las diferentes islas del archipiélago canario.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

En la Fig. 3.3 se muestra la capa correspondiente a la Irradiación Global Horizontal (anual) a cielo despejado (IGHcd), $\text{Wh/m}^2/\text{día}$, obtenida mediante la metodología de interpolación espacial de datos de irradiación, desarrollada en el ITC a partir de investigaciones previas. En los mapas, la barra de color es la misma para todas las islas, teniendo un máximo de irradiación de hasta $7600 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$.

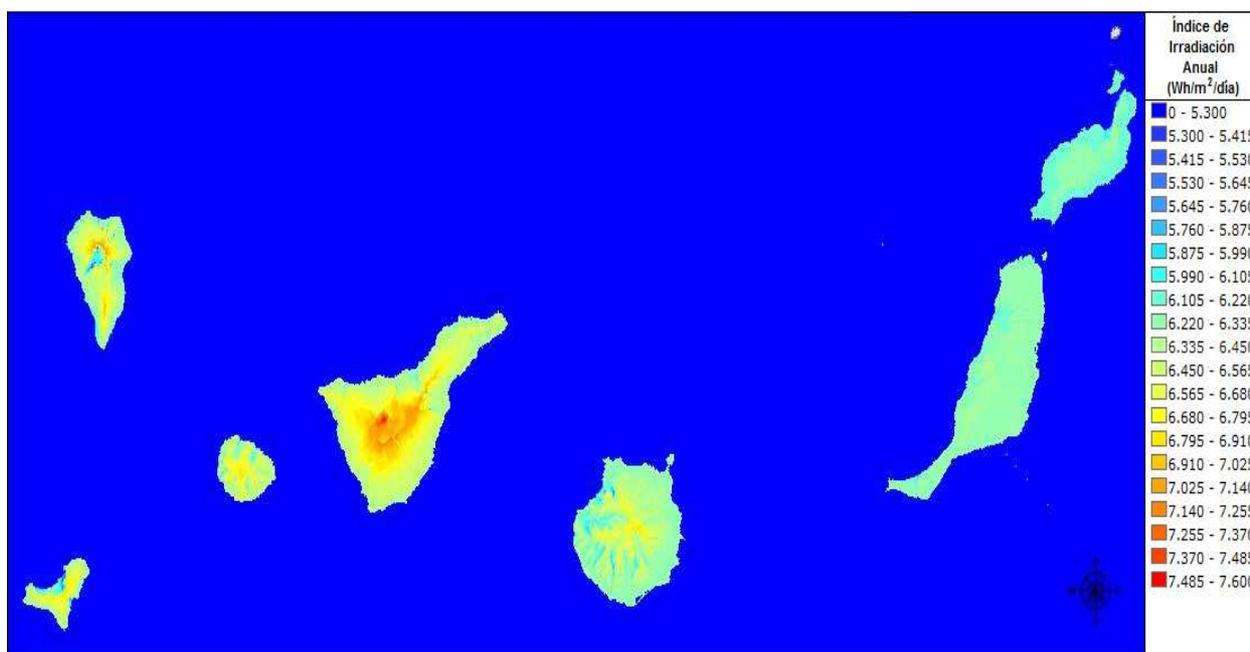


Fig. 3.3. Irradiación Global Horizontal anual a cielo despejado (IGHcd), $\text{Wh/m}^2/\text{día}$.
(Fuente: ITC, 2012).

Según los mapas de Irradiación Anual (IGHcd) que se muestra en la Fig. 3.3, la radiación en el archipiélago canario se puede catalogar de elevada en las siete islas, siendo más acentuados en las islas occidentales. Tenerife es la isla que mayores valores de radiación anual presenta, en algunas regiones pueden llegar hasta los $7.600 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$, en algunas épocas del año.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

3.3.4. Plantas fotovoltaicas del Instituto Tecnológico de Canarias, ITER.

Durante varios años el Instituto Tecnológico de Energías Renovables (ITER) ha ido realizando un importante esfuerzo para promover el desarrollo de las energías renovables en la isla de Tenerife. Así, en particular para el caso de la energía solar fotovoltaica, en la que ha contribuido a la instalación de alrededor de 40 MW en plantas de generación a lo largo de toda la isla. Dentro de los grandes proyectos desarrollados por el ITER se centran sus instalaciones propias (Tabla 3.3).

Tabla 3.3. Plantas fotovoltaica del ITER. (Fuente: ITER, 2010).

Proyectos	Potencia (MW)	Ubicación
Finca Verde.	9,0	Arico.
Finca Roja.	3,6	Arico
SOLTEN I.	13,0	Granadilla
SOLTEN II.	11,0	Granadilla
Total	36,6	

➤ Finca Verde 9MW

Durante 2008 se llevó a cabo la instalación de esta planta fotovoltaica de 9,0 MW con conexión a la red eléctrica de Media Tensión en Finca Verde, en el paraje conocido como “Las Esquinas”, en el Término municipal de Arico.

La planta está formada por 90 unidades de 100 kW cada una. Cada unidad de 100 kW está compuesta por 648 paneles con una geometría de 23 paneles en paralelo por 28 en serie. El panel utilizado es el modelo ST 162 P, fabricado por la empresa japonesa Sharp para el ITER.

➤ **Finca Roja 3.6 MW.**

La planta es la primera fase de un proyecto de 5,0 MW. Esta primera fase se instaló en la segunda mitad de 2008, quedando pendientes de ejecutar 1,4 MW para completar la potencia total. La instalación está compuesta por 36 plantas fotovoltaicas de 100 kW, orientadas a Sur, sobre una estructura de aluminio inclinada 10°.

Se trata de una instalación con conexión a la red eléctrica de Media Tensión. Se encuentra ubicada en la parcela 204 del Polígono 7 de Arico, en el paraje conocido como “Las Esquinas”.

➤ **SOLTEN I.**

El proyecto SOLTEN I consiste en una instalación fotovoltaica de 13 MW, formada por 130 plantas de 100 kW en los terrenos del polígono industrial de Granadilla, los cuales se encuentran conectadas a la red de forma independiente. El ITER actúa en este proyecto como ejecutor, gestor y mantenedor de las instalaciones, perteneciendo las plantas a inversores privados. Se espera una producción estimada de 22.750 MWh/año.

➤ **SOLTEN II.**

El proyecto SOLTEN II, es la ampliación de SOLTEN I. El mismo está formado por tres instalaciones solares fotovoltaicas con un total de 11 MW de potencia nominal. Esta plataforma solar fotovoltaica también estará ubicada en el Polígono Industrial de Granadilla, formada por una planta fotovoltaica de 7,0 MW y dos de 2,0 MW (ITER, 2012). En la Tabla 3.4 se dan a conocer el número de paneles fotovoltaicos por proyectos y sus fabricantes.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Tabla 3.4. Número de paneles fotovoltaicos y sus fabricantes, SOLTEN I y II.
(Fuente: ITER, 2010).

Proyectos	Fabricantes.				Total (MW)
	KYOCER A	SOLARWORLD	ITER	YINGLI	
SOLTEN I	32	91	5,0	3,0	13,0
SOLTEN II	10	1,0	34	65	11,0
Total	42	92	39	68	24,0

En estos proyectos se colocan diferentes modelos de paneles fotovoltaicos con el objetivo de realizar pruebas de eficiencia para cada uno de ellos. Un denominador común para todos los paneles es su capacidad, 100 kW de potencia nominal.

Cuando se observan en los Anexos A III.1 y A III.2 la ubicación de las diferentes plantas destinadas a la producción de agua potable a partir de fuentes salobres y de aguas marinas, se puede afirmar que una parte importante de las desaladoras de Tenerife se encuentran asentadas en regiones de elevados potenciales eólicos y solares.

La afirmación realizada anteriormente queda demostrada tanto por los potenciales eólicos que aparecen en la Fig.3.2 como por los potenciales de origen solar que aparecen en la Fig.3.3. También queda evidenciado por los importantes parques eólicos y plantas solares que existen en algunas de las regiones cercanas a las plantas desaladoras.

Realizado este análisis, se decide seleccionar un primer emplazamiento para el estudio, ubicado en el extremo sur de la isla, cerca de la “Reserva Natural Especial de Montaña Roja”.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Esto se debe a los elevados potenciales tanto eólicos como solares en la zona, la posibilidad de utilizar los datos meteorológicos del Aeropuerto Sur “Reina Sofía”, las posibilidades reales de utilizar las infraestructuras (carreteras, talleres, instalaciones, subestaciones eléctricas, etc.) de las instalaciones renovables existentes en la zona, la proximidad de la planta desaladora de Adeje-Arona, y por último, y tal vez unos de los aspectos de mayor importancia, la demanda creciente de agua en la región y la cercanía al mar, fuente inagotable de abasto para las desaladoras de aguas marinas (EDAM).

Para un segundo emplazamiento se propone la región de Santa Cruz. Esta selección se debe a la creciente demanda de agua en este distrito, su cercanía al mar y tener emplazada en esa zona la mayor desaladora de Tenerife. Esta ubicación también nos ofrece la posibilidad de utilizar los datos meteorológicos de la estación de Santa Cruz de Tenerife.

Es cierto que cuando se analiza la Fig.3.2, los potenciales eólicos en la segunda zona propuesta no son elevados, no siendo igual para los potenciales solares que se pueden considerar de buenos, pero, sería interesante comparar los resultados que se obtienen en cada uno de los emplazamientos seleccionados para una isla de características tan singulares como Tenerife.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

3.4. Selección del proceso de desalación.

En la actualidad existen diferentes tecnologías de desalación a escala industrial que se explotan para satisfacer las necesidades de agua potable de varias regiones del planeta. Estos sistemas varían principalmente en el consumo energético, costo de operación e impacto ambiental.

A continuación se pretende analizar las ventajas e inconvenientes de varios de los procesos de desalación, con énfasis en los que representen un menor consumo energético, bajos costos y menor impacto ambiental. Para llevar a cabo esta tarea se selecciona la metodología de Inteligencia Competitiva y Tecnológica (Lechuga, et al., 2007).

3.4.1. Inteligencia Competitiva y Tecnológica.

La Inteligencia Competitiva se puede definir como un proceso y a la vez es también el resultado de implementar el mismo, que utiliza fuentes públicas de información para desarrollar conocimiento acerca de los competidores, el mercado y del volumen de negocios en general. Este concepto se diseñó basado en los estudios de investigación de mercados, buscando información adecuada, analizándola, y tomando decisiones por grupos de expertos sobre la dirección que debe de seguir un negocio (Lechuga, et al., 2007).

De la misma manera, se construyó el concepto de Vigilancia Tecnológica, con relación al seguimiento del desarrollo tecnológico, a través de estrategias para conocer el estado del arte.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Ashton y Stacey (1995) definen la Inteligencia Tecnológica, como el procedimiento para detectar, analizar y emplear la información sobre eventos tecnológicos y tendencias. Se acuerda denominar la unión de estos conceptos como, Inteligencia Competitiva y Tecnológica.

La Inteligencia Competitiva y Tecnológica se utiliza para optimizar la competitividad de una organización, a partir de toda la información que se tiene de la tecnología que se maneja dentro de la empresa y la información que se tiene acerca del mercado, competidores y medio en el que se desenvuelve. En otras palabras, la Inteligencia Competitiva y Tecnológica, es conocer y aprovechar al máximo las capacidades y recursos disponibles de la tecnología que se posee.

Los procesos de desalación seleccionados para el análisis que se desea llevar a cabo son: Ósmosis Inversa (RO), Electrodiálisis (ED), Destilación Multiefecto (MED), Destilación Súbita Multietapa (MSF) y la Compresión Mecánica de Vapor (MVC).

El análisis, procesamiento y selección de toda la información recopilada sobre los diferentes sistemas de desalación se llevará a cabo a través de las matrices DAFO (Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades) y MET (Materiales, Energía y Toxicidad).

3.4.2. Matriz DAFO (Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades).

La Matriz DAFO se puede definir como la herramienta capaz de ordenar la información encontrada de acuerdo a las fortalezas y debilidades del proceso analizado, oportunidades que el proceso tiene desde el punto de vista del entorno externo con la competencia, costos y consumo energético. Las amenazas se relacionan con las nuevas tecnologías emergentes, complejidad del proceso y tendencia de los usuarios hacia nuevos procesos.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

3.4.3. Matriz MET (Materiales, Energía y Toxicidad).

La Matriz MET ordena la información recabada desde la perspectiva de los materiales utilizados en todo el proceso, la utilización de energías fósiles que impactan al medio ambiente, así como la cantidad de energía consumida en el proceso, y por último, la toxicidad de los materiales, materias primas utilizadas o cualquier otro agente físico, químico o biológico, que se use en el proceso y sean considerados como tóxicos por la Organización Mundial para la Salud (OMS).

3.4.4. Resultados obtenidos de las matrices DAFO y MET.

Los resultados obtenidos a través de la Inteligencia Competitiva y Tecnológica, se ordenan en las matrices MET y DAFO (Tablas 3.5 y 3.6) y se resumen en la Tabla 3.7 con los indicadores determinantes de los procesos. Los indicadores de carácter económico (Costos Unitarios) se obtuvieron de Eltawil, et. al. (2008) y Frederick, (2010).

De los procesos de desalación analizados, se visualiza que la ósmosis inversa (RO) presenta significativas ventajas respecto a los demás, lo que justifica su rápido crecimiento en detrimento de las demás tecnologías. Esto se debe en gran medida a su relativo “bajo consumo energético”, que la coloca a la cabeza de los procesos de desalación de agua de mar, por su alta productividad y sus “bajos niveles de contaminación ambiental”.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Tabla 3.5. Análisis MET de los procesos de desalación analizados.

Procesos	Componentes	Consumo de energía	Toxicidad
Destilación Súbita Multi-etapa (MSF)	-Separador flash. -Tuberías. -Válvulas. -Condensador. -Generador de Vapor.	-Consumo de energía térmica hasta 12 kWh/m ³ y eléctrica hasta 3,5 kWh/m ³ de agua producida.	-Vertido de metales pesados (Cu, Fe, Ni, Cr, Zn), pueden acumularse en el sistema biótico y causar estrés a nivel molecular y celular. -La salmuera de desecho presenta diferencias de temperatura, alcalinidad y pH. -Se vierten productos químicos (biocidas, anti-incrustantes y anti-espumantes) del tratamiento del agua, así como vertidos puntuales (sólidos en suspensión y detergentes de la limpieza).
Destilación Multiefecto (MED).	-Platos perforados. -Columna de destilación. -Válvulas. -Desaireador. -Generador de Vapor. -Condensador. -Tuberías.	-Consumo de energía térmica hasta 6,0 kWh/m ³ y eléctrica hasta 1,5 kWh/m ³ de agua destilada.	-Presenta los mismos problemas de toxicidad que los sistemas MSF.
Ósmosis Inversa (RO)	-Membranas. -Filtros. -Bombas. -Válvulas. -Cámara isobática. -Recuperador de energía. -Tuberías.	-Consumo energía eléctrica entre 3,0 y 5,0 kWh/m ³ de agua producida.	-Vertido de metales pesados (Cu, Fe, Ni, Cr, Zn), pueden acumularse en el sistema biótico y causar estrés a nivel molecular y celular. -La salmuera de rechazo presenta una elevada concentración y diferencias de alcalinidad y pH. -Se arrojan productos químicos (biocidas, anti-incrustantes y anti-espumantes) del tratamiento del agua, así como vertidos puntuales (sólidos en suspensión y detergentes de la limpieza).
Compresión Mecánica de Vapor (MVC).	-Compresor. -Toberas. -Tuberías. -Membranas. -Bombas. -Válvulas.	-Consumo de energía eléctrica entre 7,0 y 14 kWh/m ³ de agua producida.	-Presenta los mismos problemas de toxicidad que los sistemas MSF.
Electrodiálisis (ED)	-Membranas Ion Selectivas. -Tuberías. -Válvulas. -Espaciadores. - Electroodos (anódico, catódico). -Fuente de corriente DC.	-Consumo alrededor de 1,0 kWh/m ³ de agua producida (para agua salobre entre 1.500 y 2.000 ppm). Para salinidades mayores se consume aproximadamente 1,0 kWh/m ³ por cada 1.000 ppm de incremento.	-Vertido de metales pesados. -La salmuera de desecho presenta diferencias de alcalinidad y pH. -Se arrojan productos químicos (biocidas, anti-incrustantes y anti-espumantes) del tratamiento del agua, así como vertidos puntuales (sólidos en suspensión y detergentes de la limpieza).

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Tabla 3.6. Análisis DAFO de los procesos de desalación analizados.

Procesos	Fortalezas	Oportunidades	Debilidades	Amenazas
Destilación Súbita Multietapa (MSF)	<ul style="list-style-type: none"> -Robustez en la operación diaria. -Baja sensibilidad a la concentración inicial de sales del agua a tratar. -Fácil acoplamiento con plantas de potencia para formar sistemas de cogeneración. -Requiere un pretratamiento mínimo del agua de alimentar. -Se obtiene un producto de alta calidad (<10 ppm TSD). 	<ul style="list-style-type: none"> -Utilizar energías alternativas (renovables). 	<ul style="list-style-type: none"> -Requiere un elevado consumo energético. -Los costes de inversión son elevados. -El costoso mantenimiento de los equipos. -Genera muchos residuos con alto contenido mineral, los que requieren un manejo especial. -Es solo aplicable a proyectos > 5.000 m³/día de producción. -Pueden crearse problemas de corrosión. 	<ul style="list-style-type: none"> - El crecimiento de los procesos por Ósmosis Inversa.
Destilación Multiefecto (MED)	<ul style="list-style-type: none"> -El agua de alimentación experimenta múltiples ebulliciones (entre 8 y 16 efectos), sin necesidad de recurrir a calor adicional a partir del primer efecto. -Requiere un pretratamiento mínimo del agua de alimentar. -Se obtiene un producto de alta calidad (<10 ppm TSD). -Fácil acoplamiento con plantas de potencia para formar sistemas de cogeneración. 	<ul style="list-style-type: none"> -Utilizar energías alternativas (renovables). 	<ul style="list-style-type: none"> -El costoso mantenimiento de los equipos. -Genera muchos residuos con alto contenido mineral, los cuales requieren un manejo especial. -Consumen gran cantidad de energía. -Pueden crearse problemas de corrosión. 	<ul style="list-style-type: none"> - El crecimiento de los procesos por Ósmosis Inversa.
Compresión Mecánica de Vapor (MVC)	<ul style="list-style-type: none"> -Se alimenta de energía eléctrica. -Menor consumo energético que los sistemas MSF. -Baja temperatura de trabajo (65°C), reduce los problemas de corrosión. -Flexibilidad de operación (carga). -Larga vida, alta fiabilidad. -Bajos costos de operación. 	<ul style="list-style-type: none"> -Utilizar energías alternativas (renovables). 	<ul style="list-style-type: none"> -Requieren un elevado consumo eléctrico (8,0 y 14 kWh/m³). -Capacidades por debajo de 5.000 m³/día (volumen elevado del compresor). -Genera muchos residuos con alto contenido mineral, los que requieren un manejo especial. -Los compresores requieren altos niveles de mantenimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> - El crecimiento de los procesos por Ósmosis Inversa.
Electrodialisis (ED)	<ul style="list-style-type: none"> -“Bajo consumo eléctrico” para tratar agua con bajo contenido salino (agua salobre). -Permite el desarrollo de equipos para satisfacer distintos volúmenes de producción (> 0,1 m³/día). -Bajas presiones de trabajo. -Larga vida de las membranas (7-10 años). 	<ul style="list-style-type: none"> -Utilizar energías alternativas (renovables). 	<ul style="list-style-type: none"> -El método es solo económico aplicarlo a aguas salobres. -Consumen elevadas cantidades de energía para desalar aguas con altas concentraciones de sales (agua de mar). -El agua producto requiere posttratamiento bacteriológico. 	<ul style="list-style-type: none"> - El crecimiento de los procesos por Ósmosis Inversa.
Ósmosis Inversa (RO)	<ul style="list-style-type: none"> -El procedimiento es simple en términos generales. -Trabajan con agua a temperatura < de 40 °C. -Los costos de instalación son relativamente “bajos”. -Las plantas generalmente tienen una alta tasa de producción. -El consumo de energía es relativamente “bajo”. Recobra parte de la energía empleada. -Este proceso puede hacer uso de cualquier tipo de agua sin importar su origen o concentración (mar o salobre). -El impacto ambiental de este proceso es relativamente “bajo” en relación a los térmicos. -Diseño modular. -Se pueden satisfacer volúmenes de producción > 0,1 m³/día. 	<ul style="list-style-type: none"> -Mejorar los materiales de las membranas. El proceso depende de su eficiencia y duración. -Crear dispositivos de auto limpieza de membranas para preservarlas un mayor tiempo. -Utilizar energías alternativas (renovables). 	<ul style="list-style-type: none"> -Necesidad de un suministro limpio de agua que minimice las limpiezas de las membranas. -El agua empleada necesita ser pre-tratada para remover las partículas contaminantes y prolongar la vida útil de la membrana. -El desecho de la salmuera debe ser tratado con cuidado para evitar impactos ambientales negativos. -Se corre riesgo de contaminación bacteriana en las membranas, pueden introducir olores y sabores desagradables en el producto final. -Se requiere de una fuente confiable de energía. -Elevados costos en las membranas de recambio. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aparición de tecnologías más eficientes y menos contaminantes.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Tabla 3.7. Indicadores determinantes de los procesos.

Procesos	Fuentes de Energía.	Consumo.	Costos Unitarios (\$/m ³)	Tendencia Mundial.
Destilación Súbita Multietapa (MSF)	Térmica	12 kWh/m ³		Decreciente
	Eléctrica	3,5 kWh/m ³	1,36 – 4,3 (agua de mar)	
Destilación Multiefecto (MED)	Térmica	6,0 kWh/m ³		Decreciente
	Eléctrica	1,5 kWh/m ³	0,90 – 3,06 (agua de mar)	
Ósmosis Inversa (RO)	Eléctrica	3,0 a 5,0 kWh/m ³	0,24 – 3,56 (agua de mar)	Creciente
Electrodialisis (ED)	Eléctrica	1,0 kWh/m ³ (agua salobre)	0,30-1,48 (agua salobre)	Estático
		20- 25 kWh/m ³ (agua de mar)	58-65 (agua de mar)	
Compresión Mecánica de Vapor (MVC).	Eléctrica	7,0 – 14 kWh/m ³	1,26 – 5,66 (agua de mar)	Decreciente

El proceso de RO no requiere de cambios de estado como en los MED y los MSF, trabaja a menos de 40 °C, por lo que los problemas de corrosión e incrustaciones quedan minimizados respecto a los procesos de destilación, pudiendo utilizar materiales más económicos. Presenta bajos costos de equipamiento e instalación. Destaca su montaje modular, que permite operar a diversas capacidades de producción, a partir de 1,0 m³/día de agua desalada. Las plantas comerciales en general, incorporan sistemas para recuperar la energía que posee el flujo de la salmuera de rechazo.

La RO puede hacer uso de prácticamente cualquier tipo de agua salada (de mar o salobre) sin importar su origen o concentración salina, lo que permite aplicar la misma tecnología a diferentes acuíferos de aporte, cuidando la granulometría de la materia orgánica en suspensión a la entrada de las membranas.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Otra de las ventajas que presenta esta tecnología es su compatibilidad con las energías renovables (eólica y fotovoltaica), siempre y cuando se mantenga un abasto constante de energía (utilizando baterías o conectados a la red eléctrica). Esto hace de la desalación por ósmosis inversa una de las tecnologías más atractivas y fiables para el desarrollo de la investigación. Esto se puso de manifiesto en estudios técnico-económicos efectuados en el marco del proyecto “Canarias Eólica” en el año 2000. En este proyecto se analizó el comportamiento de tres sistemas de desalación de agua de mar con accionamiento eléctrico, para acoplarlos a parques eólicos en forma aislada.

Los sistemas de desalación de agua de mar analizados eran: la ósmosis inversa (RO), la electrodiálisis reversible (EDR) y la compresión mecánica de vapor (MVC). Los estudios condujeron a desechar los sistemas de compresión de vapor y electrodiálisis, mostrándose el de ósmosis inversa como el más factible (CIAF, 2012).

3.5. Programas informáticos para la simulación y optimización de sistemas híbridos.

Los programas informáticos de simulación y optimización de sistemas híbridos son herramientas que pueden ser capaces de modelar matemáticamente el comportamiento de un sistema energético durante su vida útil. En ellos se realiza un análisis detallado de las características del sistema a partir de una serie de variables de entrada. La precisión de los cálculos y el tiempo de simulación requerido varían dependiendo del nivel de detalle necesario y del tipo de datos proporcionados. Se utilizan para verificar el dimensionado del sistema, investigar el impacto de futuros cambios en la carga, analizar la sensibilidad del diseño respecto parámetros concretos y el funcionamiento sobre condiciones extremas.

La finalidad de este apartado es aportar una visión del estado actual de las herramientas de simulación y optimización de los sistemas híbridos con base en las energías renovables, y justificar la elección del software HOMER como herramienta central del trabajo a desarrollar.

A continuación se ofrecerá una breve caracterización de algunos de los programas informáticos de simulación y optimización de sistemas híbridos existentes en el mercado.

HOMER (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*): Es un modelo de optimización para sistemas híbridos de generación de energía con base en las energías renovables. El mismo fue desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los Estados Unidos (NREL).

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Este software es una útil herramienta capaz de modelar el comportamiento técnico-económico de un sistema energético durante su vida útil, permitiendo comparar diferentes opciones de diseño (paneles PV, baterías, aerogeneradores, mini-hidráulica, generadores Diesel, celdas combustibles, electrólisis, tanque de H₂, convertidores de corriente, generadores de vapor, etc.).

También es capaz de evaluar el impacto de un cambio en cualquiera de los parámetros de entrada y proporciona resultados, en forma de tablas y gráficas (Lambert, T. et al., 2006).

HYBRID 2: Se puede presentar como un software de simulación de sistemas energéticos híbridos (el programa no optimiza el sistema). El mismo viene siendo desarrollado desde 1994 por los laboratorios de investigación de energías renovables (Renewable Energy Research Laboratory, RERL) de la Universidad de Massachusetts. Los sistemas híbridos simulados pueden estar compuestos por: aerogeneradores, paneles PV, generadores Diesel, baterías y convertidores de energía. Componentes como las pilas combustibles o electrolizadores también pueden ser modelados (Manwell, 2006).

TRNSYS (*Transient Energy System Simulation Program*): Es un software de simulación de sistemas energéticos. Esta herramienta fue desarrollada por las Universidades de Wisconsin y de Colorado (USA), en la década de los 80. En la actualidad se continúa su desarrollo en colaboración con instituciones de Alemania y Francia. Inicialmente se concibió para la simulación de sistemas térmicos, pero, con la introducción en el mercado de otras tecnologías se amplió la simulación a sistemas híbridos que pueden estar compuestos entre otros por: paneles PV, paneles solares térmicos y otros sistemas energéticos. Las simulaciones se llevan a cabo con gran precisión. (Klein, et al, 2010).

Capítulo III. Materiales y Métodos.

SOLSIM: Este programa informático fue desarrollado por la Universidad de Konstanz en Alemania. El software es una aplicación para la simulación de sistemas híbridos con paneles PV, turbinas eólicas, generadores Diesel y baterías. El programa da la posibilidad de incluir en la modelación generadores que trabajan con biogás o biomasa para la producción de electricidad o calor. El software una vez realizada la modelación ofrece un análisis económico de la misma. Las opciones de control son muy limitadas, pudiendo sólo optimizar los ángulos de inclinación de los paneles PV (Patel y Pryor, 2001; Schaffrin y Knoblich, 1998).

ARES: Es un programa desarrollado en la Universidad de Cardiff, Inglaterra, mejorado en su versión II (Morgan, et al. 1997) que simula de forma bastante precisa sistemas fotovoltaicos-eólicos con almacenamiento en baterías. Las baterías son modeladas según el estado de la tensión (SOV) en lugar de utilizar el estado de carga (SOC), añadiéndose el efecto de la temperatura.

También se han modelado de forma precisa los controladores de tensión de las baterías y se han incluido equalizaciones periódicas en las mismas. El tamaño de las baterías se determina por la tasa de la descarga requerida durante la operación de sistema. La técnica de la simulación ha sido validada comparando los resultados con datos experimentales. Sin embargo el envejecimiento de las baterías y su efecto sobre el funcionamiento del sistema no se han tenido en cuenta.

En la actualidad existen varios software, algunos comerciales y otros de libre distribución, los que poseen diferentes recursos y una mayor o menor precisión en la simulación de sistemas híbridos de generación de energía eléctrica mediante energías renovables. A continuación, en la Tabla 3.8 se muestra un resumen de algunas de las principales características que presentan los programas informáticos que han sido analizados.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Tabla 3.8. Características de los programas informáticos analizados.

Características.	HOMER	HYBRID2	ARES	TRNSYS	SOLSIM
Disponibilidad en Internet.	Software libre.	Software libre.	No disponible	Software de pago.	No disponible.
Celdas Combustible, Electrolizador, Tanq. de H ₂ .	X			X	
Turbina Eólica.	X	X		X	X
Paneles PV, Baterías.	X	X	X	X	X
Generador eléctrico.	X	X	X	X	X
Mini-Hidroeléctrica.	X			X	
Demandas de Hidrógeno.	X			X	
Demandas Térmicas.	X			X	
Biogas/Biomasa	X			X	X
Estrategias de Control.	X	X			
Simulación.	X	X	X	X	X
Optimización.	X			X	

Los sistemas híbridos pueden incluir todos o algunos de los siguientes componentes físicos: paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, baterías con regulador de carga, turbina hidráulica, generador de corriente alterna (Diesel, biogás...), rectificador (convertidor AC/DC), inversor (convertidor DC/AC), pila de combustible, tanque de hidrógeno y electrolizador. Además, todos estos componentes pueden estar conectados o no a la red eléctrica.

Para cada una de las posibles combinaciones de los componentes físicos expuestos anteriormente existen costes asociados a la operación y mantenimiento del sistema, que dependen de cómo se gestione o controle dicho sistema.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Por lo tanto, cada sistema concreto tendrá una estrategia de control óptima, es decir, una forma de controlar los flujos energéticos que generará los menores gastos posibles de operación, mantenimiento y reposición de componentes a lo largo de su vida útil.

Una vez analizados todos los programas informáticos, cabe destacar las características que posee el software HOMER. Esta herramienta sobresale por utilizar una estrategia de control capaz de simular y optimizar todas las posibles configuraciones del sistema en busca de la que mejor satisfaga las necesidades técnicas al menor costo económico posible.

También es capaz de realizar un análisis de sensibilidad de todas las posibles combinaciones de los componentes del sistema híbrido que se desee diseñar. Una vez desarrollada la simulación de todas las posibles configuraciones de sistemas, HOMER despliega una lista de sistemas factibles, ordenados por costo de ciclo de vida. El análisis de sensibilidad ayuda a evaluar los efectos de inestabilidad o cambios en variables sobre las cuales no se tiene ningún control, tales como: velocidad del viento o precio del combustible (Lambert, T. et al., 2006).

En la actualidad HOMER es uno de los programas informáticos más utilizados a nivel mundial para la modelación y optimización de sistemas híbridos.

Según Georgilakis (2006) las principales ventajas que presenta HOMER son:

- Capaz de incluir en la modelación varios de los sistemas de energía convencionales y renovables que se comercializan en el mercado.
- Puede modelar sistemas híbridos aislados y conectados a la red eléctrica, la cual se incorpora como una componente del sistema a la que se puede comprar y vender electricidad.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

- Presentación de un análisis de sensibilidad, que determina automáticamente cómo varían los resultados de la optimización con los cambios en los datos de entrada (input).
- Capaz de optimizar económicamente el modelo, llegando a la configuración de sistemas híbrido automáticamente. Ofrece el sistema que cubre la demanda y presenta el menor coste.
- Software de libre distribución.

El software HOMER, como cualquier herramienta informática también presenta limitaciones, entre las que se encuentran (Dufo, 2007):

- La optimización se realiza mediante el método enumerativo. Este método evalúa todas las posibles combinaciones de componentes y estrategias, y esta característica limita el número de posibles combinaciones, ya que los tiempos de cálculo serían excesivamente elevados (meses o años).
- El inversor de corriente se modela con eficiencia constante y no dependiente de la potencia de salida, aproximación que en muchos casos puede influir en los resultados que se alcancen.
- La vida de las baterías se modela según el número de ciclos completos equivalentes, aproximación que puede introducir errores.

Considerando las tareas que se desean llevar a cabo en el trabajo de investigación y las ventajas y oportunidades que nos ofrece HOMER para el desarrollo de las mismas, se decide seleccionar este programa informático para la simulación y optimización de los sistemas híbridos con base en las renovables, que abastecerán energéticamente a las plantas desaladoras en la isla de Tenerife.

3.6. Software HOMER.

El software HOMER (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*), es un programa de optimización de sistemas híbridos de generación de energía eléctrica basados en fuentes renovables desarrollado. Esta herramienta se viene desarrollando desde el 1993 por el NREL (*National Renewable Energy Laboratory, USA*). El programa es capaz de optimizar sistemas híbridos compuestos por paneles fotovoltaicos, baterías, aerogeneradores, turbinas hidráulicas, generadores AC, pilas de combustible, electrolizador, tanque de combustible y convertidor bidireccional AC-DC. Estos sistemas pueden ser tratados de dos formas para su modelación, como sistemas híbridos aislados o conectados a la red eléctrica, la cual se incorpora como un componente del sistema al que se puede comprar y vender electricidad (Georgilakis, 2006).

Su algoritmo de trabajo se basa en tres tareas principales: la simulación, la optimización y el análisis de sensibilidad. En la Fig. 3.4 se ilustra la relación que existe entre estos tres parámetros. La optimización encierra en su interior a la simulación, lo que representa que para llegar a una optimización se necesitan múltiples simulaciones. Igualmente, el análisis de sensibilidad encierra en su interior a la optimización, lo que sugiere que para llegar a un análisis de sensibilidad se necesitan un sin número de optimizaciones (Lambert, et al., 2006).

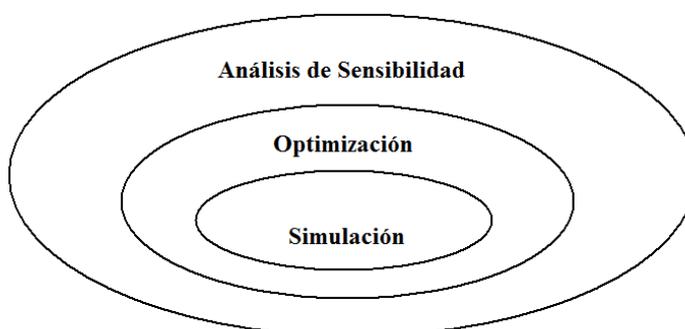


Fig. 3.4. Relación conceptual entre simulación, optimización y análisis de sensibilidad.
(Fuente: Lambert, et al., 2006).

Capítulo III. Materiales y Métodos.

El software es capaz de simular las operaciones de un sistema por medio de cálculos de balances de energía para cada una de las 8.760 horas de un año. Para cada hora, HOMER compara la carga eléctrica y térmica con la energía que el sistema puede entregar en una hora. Para sistemas que incluyen baterías o generadores a base de combustibles, el programa también decide para cada hora, cómo operar los generadores y cargar o descargar las baterías. Si el sistema satisface las cargas para todo el año, HOMER estima el coste del ciclo de vida del sistema, contabilizando los costes de inversión, los costes de reemplazo, costes de operación y mantenimiento, combustible e intereses. Se pueden ver los flujos de energía horaria para cada componente, así como los costos anuales y resumen del comportamiento.

Después de la simulación de todas las posibles configuraciones de sistemas, HOMER despliega una lista optimizada de sistemas factibles, ordenados por el Coste Actual Neto Actualizado (*NPC* del inglés *Net Present Cost*). El sistema de menor costo se encuentra al principio de la lista, en la que también se pueden ver otros sistemas factibles.

El objetivo del proceso de optimización será determinar el valor óptimo de cada variable de decisión que haya sido de interés modelar. Una variable de decisión no es más que una variable sobre la cual el diseñador del sistema tiene control y para la que HOMER puede considerar diferentes posibles valores en el proceso de optimización.

Las posibles variables de decisión en HOMER son:

- Dimensiones del sistema PV.
- Número de turbinas eólicas.
- Presencia de una mini-hidroeléctrica.
- Tamaño de cada generador.
- Número de baterías.
- Dimensiones de convertidor AC-DC.
- Tamaño del electrolizador.
- Tamaño del tanque de almacenamiento de H₂.
- Estrategia de Control.

Un análisis de sensibilidad se puede llevar a cabo, para ver cómo varían los resultados con cambios en los datos de entrada. HOMER repite el proceso de optimización para cada valor de los datos de entrada de forma que se pueda examinar los efectos del cambio de los valores en los resultados. Se puede especificar tantas variables sensibles como se deseen, y analizar los resultados usando el poder de la capacidad gráfica de HOMER (Lambert et al., 2006).

3.6.1. Método de optimización utilizado por HOMER.

El método de optimización utilizado por el software HOMER es el Método Enumerativo. Este método codifica los distintos parámetros (tipo de panel fotovoltaico, número de paneles en paralelo, tipo de turbinas, baterías, etc.) como números enteros. Para cada una de las posibles combinaciones de elementos físicos, el método enumerativo consigue las distintas combinaciones de las variables de control, obteniéndose así, para cada combinación de componentes físicos, la estrategia de control que da lugar a menores costes. Finalmente se selecciona la combinación de componentes físicos (con su mejor estrategia de control) con el menor coste total neto actualizado (*NPC*), es decir, la combinación óptima.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

En el proceso de optimización, HOMER simula todas las posibles configuraciones del sistema en busca de la que mejor satisface las necesidades técnicas al menor coste económico posible. El objetivo del proceso de optimización es determinar el valor óptimo de cada variable de decisión que interesa al modelador del sistema.

Una ventaja de los algoritmos enumerativos frente a otras técnicas, es la de obtener el óptimo global del problema abordado, ya que realizan una búsqueda de todo el espacio de soluciones. Pero a medida que el número de variables crece el tiempo necesario para la resolución de un problema puede hacer inviable su utilización práctica, por lo que el número de variables a introducir será finito, para de esta forma evitar tiempos de cálculo excesivamente altos.

3.6.2. Método de cálculo económico de HOMER.

En la actualidad, las energías renovables presentan un elevado coste de inversión inicial y bajos costos de operación, no siendo así para las fuentes convencionales de producción de energía, las que tienden a tener bajos costes de inversión inicial y elevados costes explotación.

En el proceso de optimización de los sistemas híbridos, el software HOMER debe realizar la combinación de varios componentes físicos, entre los que se encuentran, sistemas de generación de energía renovables y convencionales.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

En el análisis económico de los sistemas híbridos es de interés conocer el coste unitario de producción eléctrica, así como su rentabilidad a partir del pago del kWh generado. HOMER será capaz de determinar el coste unitario de producción (COE), actualizando al año cero todos los costes en que incurre el proyecto a lo largo de su vida útil y sumarlos a la inversión inicial. El cociente entre la cantidad resultante en unidades monetarias constantes del año cero (UMC) y la energía eléctrica total (E_T) que se espera producir a lo largo de toda la vida del proyecto permite una estimación razonable del coste unitario de producción (\$/kWh) referidos al año cero (Dalton, et al., 2008):

$$COE = \frac{UMC}{E_T} \quad (3.1)$$

Para la evaluación de los costes, HOMER considera tanto los costes de adquisición, como los costes de reposición de los componentes, así como los costes de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil del sistema, actualizando dichos costes al momento inicial de la instalación, es decir, calculando el Coste Actual Neto Actualizado (NPC del inglés *Net Present Cost*) (Lambert, et al., 2006; Rehman, et al., 2010). El NPC se puede calcular de acuerdo con la expresión 3.10.

$$NPC = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} \quad (3.2)$$

Siendo F_t el flujo de caja esperados del proyecto al final de cada periodo t (dólares, \$) y r el tipo de interés del banco o entidad financiera determinada en un horizonte de proyecto (n).

Una vez realizada la simulación, HOMER despliega una lista de sistemas factibles ordenados por costo de ciclo de vida, pudiéndose encontrar fácilmente el sistema óptimo al principio de la lista.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

3.6.3. Recursos energéticos.

En HOMER se aplica el término *recurso energético* para definir las variables que provienen del exterior del sistema y pueden ser utilizadas para la generación de electricidad o energía térmica. En este contexto se pueden enmarcan cuatro de las energías renovables analizadas por el software (solar, eólica, hidráulica y la biomasa), así como cualquier combustible fósil usado por alguno de los componentes del sistema.

Los recursos renovables pueden variar enormemente con la localización del terreno. La energía solar depende grandemente de la latitud y del clima. El recurso eólico a gran escala depende de los patrones de circulación atmosférica y la influencia geográfica.

Los recursos hidráulicos dependen de los patrones de lluvias en la región y de la topografía. La biomasa dependerá de la productividad biológica local. La naturaleza de los recursos energéticos renovables disponibles en una región dada, pueden afectar tanto el comportamiento, como la economía de un sistemas electro-energético renovable. Esto se debe a que los recursos renovables determinan tanto la cantidad de energía, como el tiempo de producción. Es por lo que se puede plantear que, la cuidadosa determinación del los recursos energéticos renovables, es un elemento fundamental para el modelado de los sistemas híbridos con base en las energías renovables.

La adquisición de datos meteorológicos es una necesidad de suma importancia para los grupos de investigadores que desarrollan estudios que guardan relación directa con el comportamiento de los recursos energéticos renovables. En el estudio que se desea llevar a cabo, la obtención de los datos meteorológicos es de vital importancia, ya que, para realizar la modelación en el software HOMER, será necesario conocer variables como velocidad del viento y radiación solar. Estos valores permitirán determinar los potenciales energéticos renovables existentes en las regiones en estudio.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Sin embargo, en muchas ocasiones, la posibilidad de obtener este tipo de información en las áreas que se deseen estudiar es bastante escasa.

Los diseñadores de HOMER han implementado varios métodos para facilitar el acceso a datos meteorológicos fiables, que se pueden proporcionar como datos de entrada para la simulación. El software también da la posibilidad de utilizar un generador interno de variables meteorológicas, el cual nos ofrece una base de datos con las mejores estimaciones cada hora.

A continuación se darán a conocer las fuentes donde se podrán obtener los datos meteorológicos de radiación solar y velocidades de viento para el estudio y se describirá como HOMER realiza la modelación de los recursos energéticos solares y eólicos.

3.6.4. Recursos solares.

Los datos de radiación solar para la investigación a desarrollar, se obtendrán del sitio Web: NASA SSE (Surface meteorology and Solar Energy Data Set), en el que se pueden descargar los datos de radiación solar (mensual y anual) de cualquier localización en el globo terrestre. Los datos de la NASA, con una resolución de 100 km, se han vuelto una información de referencia de los recursos solares, debido a la alta calidad y a la capacidad del modelo que genera los datos. Los datos del SSE se validan contra numerosas estaciones de tierra, en la actualidad estos datos puede llegar a cubrir periodos de hasta 20 años (Renne, 2008).

Los datos de los recursos solares se le pueden suministrar a HOMER en una de las tres formas siguientes: el promedio de cada hora de radiación solar global sobre la superficie horizontal (kW/m^2), el promedio mensual de radiación solar global sobre la superficie horizontal ($\text{kWh/m}^2/\text{día}$), y el índice medio de claridad mensual (Lambert, et al., 2006).

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Si el usuario selecciona la opción de proporcionar los datos de los recursos solares mensuales, HOMER genera datos sintéticos de la radiación solar global de cada hora, usando un algoritmo desarrollado por Graham y Hollands (Graham y Hollands, 1990). Los datos de entrada para este algoritmo son: el promedio mensual, la radiación solar y la latitud. Los datos de salida del algoritmo sintético será una base de datos con 8760 horas de radiación solar determinadas estadísticamente, que son bastante aproximadas a las mediciones reales (Lambert, et al., 2006).

En la tesis doctoral desarrollada por Dufo (2007), se realiza una comparación entre datos de irradiación provenientes de diferentes fuentes y se concluye que, la base de datos de la NASA SSE es válida para el análisis de la radiación solar, a pesar de las pequeñas variaciones que pueda poseer respecto a otras bases de datos.

3.6.5. Recursos eólicos.

El software HOMER trata las velocidades de viento a través de la función probabilística de Weibull, siendo esta la función recomendada por la literatura especializada para la modelación del viento.

El usuario puede proveer a HOMER de los valores de velocidades de viento anuales. Por otra parte, el programa informático también puede generar sintéticamente una base de datos con los valores de velocidades de viento promedio para los 12 meses del año, introduciéndole parámetros como, los valores medios mensuales de velocidad de viento (m/s), altitud sobre el nivel del mar (m) (permite calcular la densidad del aire, ρ), los valores del factor de forma, k de Weibull (entre 1,5 y 2,5 dependiendo de las condiciones del terreno y las condiciones microclimáticas), etc. (Renne, 2008; Lambert, et al., 2006). HOMER permite al usuario establecer la condición para designar el rango de velocidades de viento diurnas y cronometrar cuando ocurren las velocidades máximas y mínimas de viento. Esta información permite mejorar la simulación de las velocidades de viento.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Los datos de viento pueden ser extrapolados por el software a la altura del buje de la turbina eólica; a mayores alturas, mayores velocidades de vientos que favorecen la instalación de aerogeneradores. La extrapolación se realiza a través de una función logarítmica. Para ajustar las velocidades del viento el usuario debe de especificar la altura a la que han sido tomados los datos y la altura a la que se desean ajustar. El software realizará los ajustes automáticamente.

HOMER permite al usuario obtener datos horarios de viento de forma sintética, a partir de los datos de viento medio mensual obtenidos en la Web de la NASA SSE. La utilización de esta base de datos para el cálculo de los potenciales eólicos en una región dada, puede incurrir en graves errores. Esto se debe a que, la energía que es capaz de generar una turbina eólica, es proporcional al cubo de la velocidad del viento y cualquier variación puede influir notoriamente en los resultados. La situación anemológica de cualquier zona estudiada puede estar marcada por numerosos factores, entre los que se encuentran: la orografía, la cercanía al mar, el efecto del relieve en ciertos lugares y en el caso de las Islas Canarias, por lo tanto Tenerife, la influencia de los vientos alisios, etc.

Lo recomendado para la realización de las mediciones de velocidades de viento es utilizar datos de estaciones meteorológicas cercanas al sitio en estudio, de ser posible, con varios años de datos acumulados. Los datos de mayor calidad de velocidades de viento se obtienen mediante mediciones *in situ* a la altura del buje de los aerogeneradores durante 6 ó 12 meses, resultando ésta la alternativa más cara, pero también la más fiable.

Para la modelación y optimización de los sistemas híbridos para el abasto de energía a plantas desaladoras, se realiza un análisis de los potenciales eólicos de Tenerife, y se seleccionan las estaciones meteorológicas de las cuales se tomarán los datos históricos de viento para la modelación.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

3.6.6. Estaciones Meteorológicas de Tenerife seleccionadas para el estudio.

La obtención y elaboración de la información meteorológica en España, es consecuencia de la actividad científica y técnica desarrollada por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). Esta Agencia está adscrita al Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente a través de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, asume todas las competencias del antiguo Instituto Nacional de Meteorología (INM), centro directivo de la Administración General del Estado, con más de 140 años de historia.

La Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) tiene por objeto el desarrollo, implantación, y prestación de los servicios meteorológicos de competencia del Estado y el apoyo al ejercicio de otras políticas públicas y actividades privadas, contribuyendo a la seguridad de personas y bienes, y al bienestar y desarrollo sostenible de la sociedad española. La Agencia ostenta la condición de autoridad meteorológica del Estado, así como la condición de autoridad meteorológica aeronáutica.

La información obtenida y elaborada por AEMET se realiza con la mayor fiabilidad que posibilita el nivel tecnológico actual. Este servicio se provee con los medios disponibles en cada momento. Entre la información meteorológica que se ofrece se encuentran datos horarios y resúmenes de casi 800 estaciones convencionales de observación en superficie así como otros muchos de radiación solar, contenido de ozono y contaminación de fondo. Aparecen también imágenes de satélites meteorológicos, distintos productos de observación de la precipitación obtenidos mediante la red de radares y de la actividad tormentosa procedente de la red de detección de rayos.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

En la actualidad la AEMET presenta varios convenios de colaboración con algunas instituciones de la Comunidad Autónoma de Canarias. Estos convenios de colaboración en materia de meteorología y climatología son:

- Convenio marco de colaboración, entre la Agencia Estatal de Meteorología y la Comunidad Autónoma de Canarias, en materia de meteorología y climatología. BOE 19 de febrero de 2010.
- Convenio de colaboración suscrito entre el Ministerio de Medio Ambiente, en materia de meteorología, y la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación Territorial del Gobierno de Canarias. BOE 26 mayo 2005.
- Convenio de Colaboración suscrito entre el Ministerio de Medio Ambiente y el Instituto Canario de Investigaciones Agrarias en materia de Meteorología. BOE 17 mayo 2003.

Estos convenios son de gran importancia para la adquisición de datos climatológicos que guardan relación directa con el comportamiento de los distintos fenómenos del clima. Se procesan datos como la velocidad del viento, radiación solar, etc.

A pesar de la existencia de estos convenios de colaboración, acceder a una información meteorológica fiable es tarea difícil tanto en Tenerife, como en el archipiélago canario en general, por lo que para la realización del siguiente trabajo solo se contará con los datos históricos de dos de las estaciones meteorológicas existentes en Tenerife. Las estaciones seleccionadas se encuentran localizadas en el Aeropuerto Sur “Reina Sofía”, cerca de la “Reserva Natural Especial de Montaña Roja” y en Santa Cruz de Tenerife. Ambas estaciones se encuentran cerca de la línea costera, factor que es muy favorable para el estudio, dada la necesidad de tener una fuente de abasto de agua de mar para alimentación de las desaladoras. En la Fig. 3.5 se señala con un punto rojo la localización geográfica de las estaciones meteorológicas seleccionadas.

Capítulo III. Materiales y Métodos.



Fig. 3.5. Estaciones meteorológicas de la AEMET en Tenerife.

En la Tabla 3.9 aparece el indicativo por el que se puede identificar cada una de las estaciones meteorológicas, sus coordenadas geográficas (latitud y longitud), así como su altura sobre el nivel del mar.

Tabla. 3.9. Estaciones meteorológicas de la AEMET.

Estaciones Meteorológicas	Indicativo	Coordenadas (Latitud y Longitud)	Altitud (m) (Sobre el nivel del mar)
Tenerife Sur (Aeropuerto)	C429I	Latitud: 28° 2' 51" N Longitud: 16° 33' 39" O	64
Santa Cruz de Tenerife.	C449C	Latitud: 28° 27' 48" N Longitud: 16° 15' 19" O	35

Es importante señalar que las estaciones meteorológicas seleccionadas no se han instalado para el sector de la energía eólica, por lo que en la mayoría de los casos será necesario realizar extrapolaciones de los datos.

3.6.7. Componentes del sistema híbrido.

HOMER toma como componente a cualquier parte del sistema híbrido que genere, entregue, convierta o almacene energía. El programa es capaz de modelar 10 tipos de componentes. Tres variantes de generadores de electricidad que suministran energía proveniente de fuentes renovables intermitentes: módulos fotovoltaicos, turbinas eólicas y turbinas hidráulicas. Otros tres tipos de componentes son los generadores de electricidad (Diesel, biogás, motores Stirling, etc.), la red eléctrica y los generadores de vapor.

Estos sistemas son utilizados por el sistema según las necesidades del mismo. Los convertidores DC-AC transforman la corriente eléctrica, mientras el electrolizador es capaz de transformar la electricidad en H₂. Finalmente, el sistema puede utilizar dos sistemas para el almacenamiento de energía, las baterías eléctricas y los tanques de almacenamiento de H₂ (Lambert, et al., 2006).

La Fig. 3.6 muestra el diagrama con la propuesta inicial para la modelación de los sistemas híbridos que se desean optimizar en el estudio. Los componentes que constituyen esta propuesta son: paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas, convertidores DC-AC y la conexión a red eléctrica. Este sistema no poseerá sistemas de apoyo como baterías o generadores eléctricos. La modelación y optimización se realizará considerando que los sistemas híbridos serán capaces de suplir las necesidades energéticas de los sistemas de desalación.

Es difícil predecir con exactitud el consumo de energía eléctrica real que tendrá cada planta desaladora de agua de mar por metro cúbico de agua producido, por lo que, realizando una evaluación de los consumos promedio de las plantas desaladoras por ósmosis inversa (RO) de Tenerife, se decide asumir para la realización del trabajo un consumo energético de 4,5 kWh_{elec} /m³ de agua producida.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

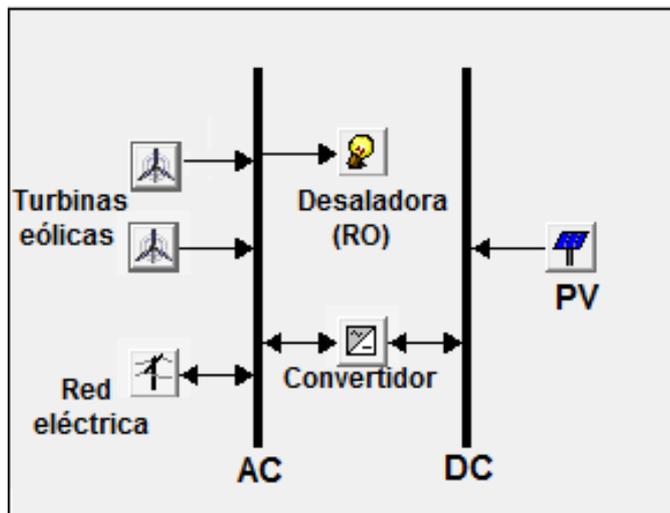


Fig. 3.6. Diagrama de componentes, con conexión a la red eléctrica.
(Fuente: NREL, 2010).

La Fig. 3.7 muestra la distribución de las cargas eléctricas que serán utilizadas en el estudio para la modelación de una desaladora con una capacidad de producción máxima de 20.000 m³/día de agua. Según HOMER el consumo eléctrico de la instalación puede llegar a ser de 89.225 kWh/día. La demanda eléctrica promedio será 3.719 kW, pudiendo llegar hasta los 6.113 kW en horario pico.

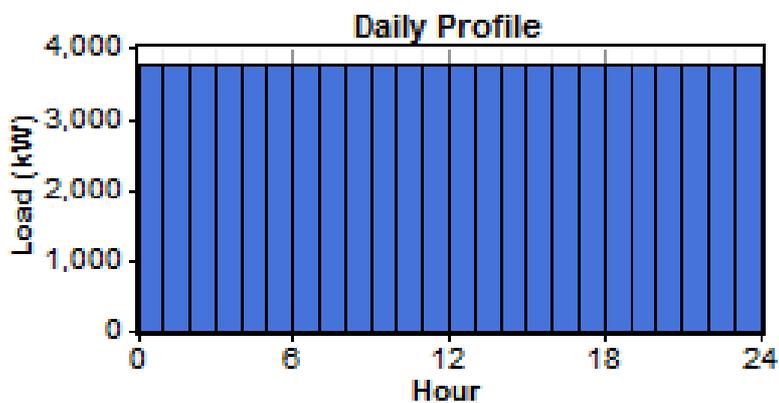


Fig. 3.7. Distribución de carga eléctrica horaria de la desaladora.
(Fuente: NREL, 2010).

En la Fig. 3.8 se da a conocer la distribución anual de la energía eléctrica consumida. En la misma se muestran los posibles consumos medios, mínimos y máximos que pueden darse mensualmente.

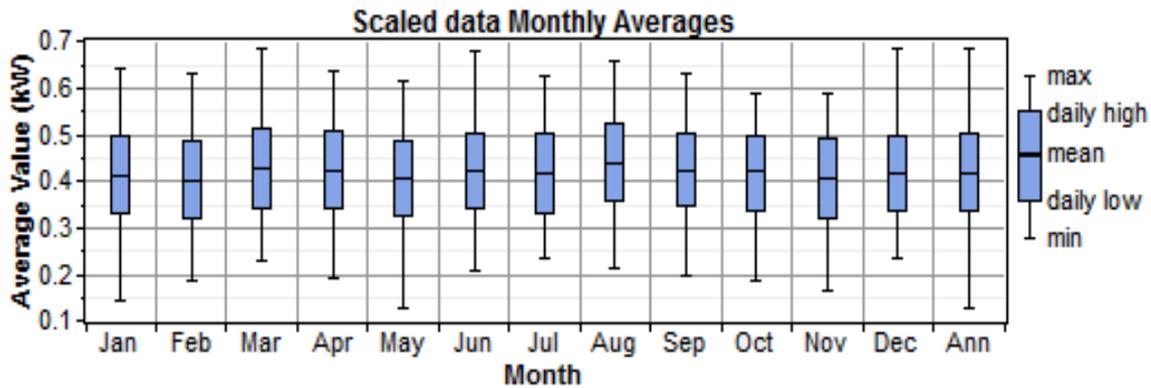


Fig. 3.8. Distribución anual de energía eléctrica consumida.

(Fuente: NREL, 2010).

A continuación se explicará como HOMER modela cada uno de los componentes y se dan a conocer las propiedades físicas y económicas que se asumen para cada uno de ellos.

3.6.7.1. Sistema Fotovoltaico (PV).

HOMER utiliza un método simplificados de cálculo para la estimación de la energía producida por un sistema fotovoltaico. El software modela el sistema de generación de energía fotovoltaico como un equipo que es capaz de producir corriente DC en proporción directa a la radiación solar global que incide sobre los paneles, independientemente de su temperatura y del voltaje al que sea expuesto. HOMER calcula la potencia de salida de los paneles PV (E_{PV}) en kWh/día, a través de la expresión 2.7 del capítulo anterior.

$$E_{PV} = \frac{IGH(\alpha, \beta) \cdot P_{pico} \cdot \eta_{energ.}}{G_{CEM}} \quad (2.7)$$

Capítulo III. Materiales y Métodos.

El rendimiento energético de la instalación (η_{energ}), tendrá en consideración los efectos de la suciedad de los módulos fotovoltaicos, pérdidas por cableado, o cualquier fenómeno que pueda afectar a los paneles. HOMER no tomará en consideración las variaciones de temperatura del panel para el cálculo de la E_{PV} , pero, da una opción de corrección de este factor según el clima (frío o calido) de la región donde se realice la modelación.

El software calcula la radiación solar global incidente $IGH(\alpha, \beta)$ sobre los paneles solares fotovoltaicos (PV), utilizando el modelo HDKR, el cual se explica detalladamente en Duffie y Beckman (1991). Este modelo toma en consideración los valores reales de los recursos solares (la radiación solar global incidente sobre una superficie horizontal), la orientación de los PV, la situación en la superficie de Tierra, la época del año, y el día.

La orientación del sistema puede permanecer fija o variar, si el mismo posee un sistema de seguimiento de radiación solar (Georgilakis, 2006; Lambet, et al., 2006).

Los valores de potencia del sistema PV a modelar estarán comprendidos entre 0 y 500 kW, lo cual permitirá al software seleccionar la potencia óptima a instalar en cada caso. Los datos de radiación solar se obtendrán del sitio Web: NASA *Surface Meteorology and Solar Energy*, como se había establecido anteriormente. Estos datos serán descargados una vez sean seleccionados los sitios idóneos para la instalación de los SAD.

Variables económicas.

Para la modelación de los sistemas fotovoltaicos se introducirán una serie de variables económicas, tal y como aparecen en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10. Variables económicas de entrada para los sistemas PV.

Variables económicas.	Valores.
ICC_{PV} (\$/kW)	7000
ERC_{PV} (\$/kW)	7000
O&M_{PV} (\$/año)	(0,015) x (ICC _{PV})

Dentro de estas variables se encuentran los *costes iniciales de la instalación* (Initial Capital Cost, ICC_{PV}) iguales a 7.000 dólares por kilowatts instalado, unos *costes de reemplazo* (ERC_{PV}) de equipos igual a 7.000 \$/kW, y unos *costes de operación y mantenimiento* (O&M_{PV}) iguales al 1,5 % del ICC_{PV}, en dólares por año (\$/año). Los costes de reemplazamiento son los costes necesarios para reponer los paneles PV al final de su vida útil.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

3.6.7.2. Turbinas Eólicas.

Una vez conocidos los datos de velocidades de viento, HOMER genera una base de datos hora a hora, de todas las velocidades de viento que ocurren durante un año y de ser necesario las extrapola con una ley logarítmica hasta la altura del buje de la turbina. El software procede a calcular la cantidad de energía que es capaz de entregar la turbina durante un periodo determinado. Para realizar el cálculo HOMER modela las turbinas de viento como un equipo capaz de convertir la energía cinética del viento en corriente AC o DC, de acuerdo con la curva de potencia de cada turbina.

El software calcula la potencia capaz de generar las turbinas eólicas ($E_{e,g}$) en un periodo de tiempo T(un año) (kWh/año) a través de la expresión 2.28 del capítulo II.

$$E_{e,g} = \frac{1}{2} T \cdot \rho \cdot C_p \cdot A \cdot \sum_{x=1}^J f_{(v)} \cdot v_x^3 \quad (2.82)$$

Donde C_p sería el factor de capacidad del aerogenerador.

La Tabla 3.11 muestra las características de los aerogeneradores seleccionados para el estudio, sus potencias nominales serán de 800, 850 y 2000 kW. Las turbinas que se emplearán son de las marcas ENERCON, GAMESA y VESTAS. Estas máquinas ya han sido utilizadas en distintos parques eólicos en Tenerife, por lo que existe un *know how* tanto para su instalación como para su mantenimiento. Otras marcas también han sido testadas en la isla pero, algunas han desaparecido del mercado como CENEME y otras como la MADE, se fabrican con la tecnología de algunas de las que están en estudio, en este caso GAMESA.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Tabla 3.11. Características comerciales de los aerogeneradores.
(Fuente: ENERCON, 2012; Gamesa,2007; Gamesa,2008; Vestas Wind Systems,2011).

Características	E48	E82	G52	G90	V52	V80
Potencia nominal (kW).	800	2.000	850	2.000	850	2.000
Altura de buje (m)	55	78	55	78	55	78
Diámetro del rotor (m).	48	82	52	90	52	80
Velocidad de arranque (m/s)	3,0	2,0	4,0	3,0	4,0	4,0
Velocidad de corte (m/s).	25	25	25	21	25	25
Vel. de potencia nominal (m/s).	13-14	12- 13	15-16	15-16	16	16

Los equipos seleccionados presentan una alta disponibilidad en el mercado y posibilidades teóricas de abastecer las distintas demandas eléctricas de los sistemas de desalación por ósmosis inversa.

Los valores de las curvas de potencias de las turbinas se introducen en la base de datos del software HOMER. Las Figuras 3.9, 3.10 y 3.11 muestran las características de las curvas de potencia de las máquinas seleccionadas.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

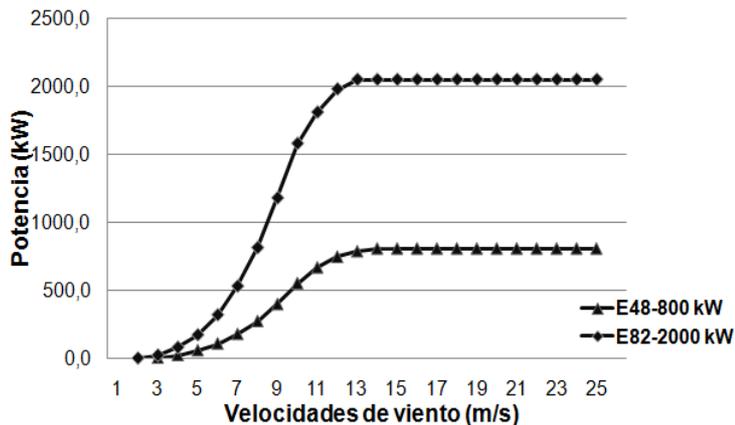


Fig. 3.9. Curvas de potencia de aerogeneradores ENERCON, E48 de 800 kW y E82 de 2,0 MW. (Fuente: ENERCON, 2012).

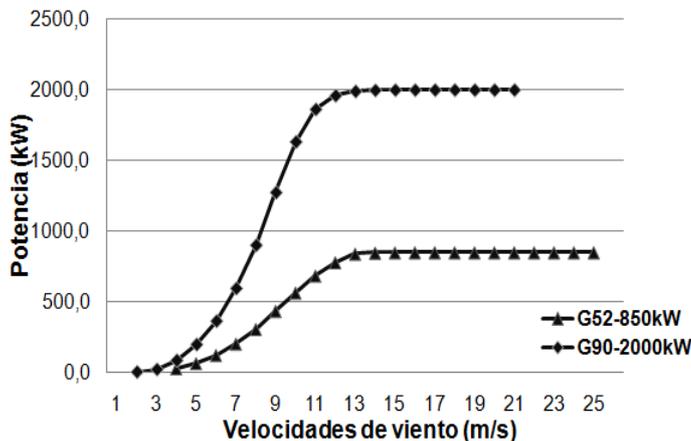


Fig. 3.10. Curvas de potencia de aerogeneradores GAMESA, G52 de 850 kW y G90 de 2,0 MW. (Fuente: Gamesa, 2007; Gamesa, 2008).

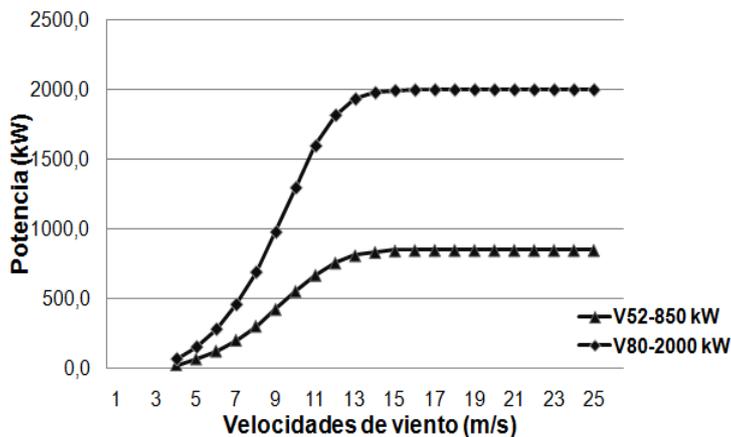


Fig. 3.11. Curvas de potencia de aerogeneradores VESTAS, V52 de 850 kW y V80 de 2,0 MW. (Fuente: Vestas Wind Systems, 2011).

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Las turbinas seleccionadas para el estudio se pueden clasificar como *aerogeneradores grandes y multimegawatts*. Su función es la producción de electricidad para la inyección a la red. Son aerogeneradores rápidos de eje horizontal con rotor tripala. Estas máquinas presentan el factor favorable de la economía de escala.

Variables económicas.

Otro aspecto de gran importancia a la hora de modelar los sistemas eólicos, son las variables de carácter económico. Entre las variables que se introducen para la modelación del sistema eólico se encuentran los *costes iniciales de la instalación* (ICC_{Wind}), los *costes de reemplazo de los equipos* (ERC_{Wind}) y unos *costes de operación y mantenimiento* ($O\&M_{Wind}$) (Tabla 3.12).

Tabla 3.12. Variables económicas de entrada para los sistemas eólicos.

Variables económicas.	Valores.
ICC_{Wind} (\$/kW)	1.200
ERC_{Wind} (\$/kW)	$(0,85) \times (ICC_{Wind})$
$O\&M_{Wind}$ (\$/año)	$(0,025) \times (ICC_{Wind})$

Para el cálculo se tomará unos *costes iniciales de la instalación* (ICC_{Wind}) de 1.200 dólares por kilowatts instalado (valor promedio del costo por kW eólico instalado en Canarias, que pueden ser mayores o menores en dependencia del caso analizado (DISA-ACSA, 2007a; DISA-ACSA, 2007b; CIAF, 2012)). Los *costes de reemplazo* (ERC_{Wind}) de los equipos serán del 85 % del ICC_{Wind} , siendo los *costes de operación y mantenimiento* ($O\&M_{Wind}$) iguales al 2,5 % del ICC_{Wind} , en dólares por año (\$/año).

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Debido al sin número de factores que pueden afectar las velocidades de viento en el emplazamiento dado, se determina utilizar para el estudio los datos meteorológicos de estaciones de monitoreo pertenecientes a la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), ubicadas en el Aeropuertos Sur de Tenerife y en Santa Cruz de Tenerife.

La situación anemológica de las zonas estudiadas pueden estar marcada por numerosos factores entre los que se destacan la orografía, la cercanía al mar, el efecto del relieve en ciertos lugares y la influencia de los vientos alisios. Dado este análisis se puede afirmar que la velocidades de viento en las Islas Canarias son muy variables, factor a tener en cuenta para cualquier estudio posterior.

3.6.7.3. Convertidor.

El convertidor es un equipo que se utiliza para transformar la corriente continua (DC) en corriente alterna (AC) en un proceso denominado inversión y a su vez la corriente alterna en continua en un proceso llamado rectificación.

HOMER es capaz de modelar dos tipos comunes de convertidores: transistorizados y rotativos. Las dimensiones del convertidor son una variable de entrada y están referidas a la capacidad del inversor (la máxima cantidad de corriente AC que puede producir el equipo a partir invertir la corriente DC). El usuario especifica la capacidad del rectificador (máxima cantidad de corriente DC que puede producir el equipo a partir de rectificar la corriente AC), como un porcentaje de la capacidad del inversor. La capacidad del rectificador no es una variable independiente.

HOMER asume que la capacidad del inversor y del rectificador no son capacidades de sobretensión que el sistema tenga que soportar solo por pequeños periodos de tiempo, sino capacidades continuas para las que el sistema deberá estar diseñado para soportarlas durante largos periodos de tiempo.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

El usuario debe indicar si el inversor puede operar en paralelo con otra fuente de generación de energía AC (otro generador eléctrico o la red eléctrica). Para realizar esta operación es necesario que el inversor sincronice la frecuencia de la corriente AC, una capacidad que no poseen todos los inversores. El software asumirá la eficiencia de inversión y rectificación del convertidor como una constante.

Variables económicas.

Las variables económicas que se emplearán para la modelación del convertidor son los *costes iniciales de la instalación* (ICC_{conv}), los *costes de reemplazo de los equipos* (ERC_{conv}) y unos *costes de operación y mantenimiento* ($O\&M_{conv}$) (Tabla 3.13).

Tabla 3.13. Variables económicas del convertidor.

Variables económicas.	Valores.
ICC_{conv} (\$/kW)	1.000
ERC_{conv} (\$/kW)	1.000
$O\&M_{conv}$ (\$/año)	50

Se asumirá como rendimiento en los procesos de inversión y rectificación el 90 % y el 85 % respectivamente, tomándose para el modelo valores entre 0 y 300 kW de capacidad para el convertidor.

3.6.7.4. Red de distribución de la energía eléctrica.

La red de distribución de la energía es un subsistema del sistema eléctrico de potencia cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales. El software HOMER modela la red como una componente del sistema del cual se puede comprar y vender electricidad.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

En HOMER hay dos variables que describen la capacidad de la red de entregar o de recibir energía eléctrica. El término *precio de energía de la red* (\$/kWh), no es más que la cantidad de electricidad que debe o puede ser tomada de la red eléctrica a un precio determinado. Otro de los términos utilizados es la *relación de precios de la venta de energía a la red*, que no es más que la relación a la cual el sistema híbrido puede vender la energía eléctrica a la red (\$/kWh). En la Tabla 3.14 se establecen los precios que serán utilizados tanto en la compra como en la venta de energía eléctrica a la red.

Tabla 3.14. Relación de precios de la energía eléctrica para la desalación.

Precio de venta (\$/kWh)	Precio de compra (\$/kWh)
0,15	0,10

Los precios establecidos no son tomados arbitrariamente, para la selección de los mismos se analizaron datos estadísticos como:

- Costes de generación de la energía eléctrica en Canarias y Tenerife (AEI - Cluster RICAM, 2010).
- Tarifas aplicadas en Canarias para el Régimen Especial (AEI - Cluster RICAM, 2010).
- Nuevas tarifas para la generación de energía fotovoltaica, Decreto 1578/2008(AEI - Cluster RICAM, 2010).
- Precios de compra del MWh a la red eléctrica para desalación de agua (100 \$/MWh) (CIAF,2012).

El precio de venta escogido es de 0,15 \$/kWh, el cual resulta muy elevado si se compara con el precio que se pagó por la energía eólica en los años 2011-2012, 0,079 \$/kWh generado. Sin embargo, es menos de la mitad del precio que se pagaría por el kWh fotovoltaico (31÷32 \$/kWh).

Capítulo III. Materiales y Métodos.

El precio de venta escogido solo es ligeramente superior al coste promedio de generación de la energía eléctrica en Tenerife (0,14 \$/kWh), por lo que no supondría grandes subvenciones. El precio de compra de la energía procedente de la red para abasto a desaladoras se toma de a partir de la información ofrecida por el Consejo Insular de Aguas de Fuerteventura (2012).

Se estima conveniente señalar que si en el sistema híbrido óptimo para el abasto de energía a plantas desaladoras tuviese sus bases renovables en la energía eólica, sería conveniente recalcular el sistema con un precio de venta de la energía de 0,079 \$/kWh. Esto permitiría dar unos valores económicos más reales.

HOMER no es capaz monitorizar la relación de la demanda hora a hora, como se realizaría el control de un sistemas de generación de energía, el software solo calcula la demanda total (compra- venta) al final de cada simulación (Givler and Lilienthal, 2006).

3.6.7.5. Emisión de gases contaminantes.

Una de las variables que se pueden modelar a la hora conectar los sistemas renovables a la red, son los gases contaminantes que se emiten por kWh producido con combustibles fósiles. La entrada de estos parámetros permite que una vez modelado y optimizado el sistema, HOMER entregue la cantidad de gases que se pudiese evitar emitir por año para cada propuesta.

El sistema electro-energético de Tenerife se basa principalmente en la producción de energía a partir de centrales térmicas, lo que supone una alta dependencia del exterior y un elevado consumo de combustibles fósiles que contribuye al incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Capítulo III. Materiales y Métodos.

Tal y como se explica en el capítulo II, las emisiones de gases contaminantes por el consumo de electricidad se disparan en los archipiélagos españoles. La explicación de este fenómeno viene dada por el origen de la electricidad, que tanto en Canarias como en Baleares proceden plantas térmicas.

Para el cálculo de las emisiones asociadas a la generación de energía eléctrica pueden aplicarse factores entre los que se encuentran: emisiones de dióxido de carbono, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno. Para determinar la cantidad de gases que se dejarían de emitir a la atmósfera en caso de desalar agua a partir de sistemas renovables, se utilizaran los datos obtenidos por la World Wildlife Fund (2007) para Canarias, los que se indican en la Tabla 3.15.

Tabla 3.15. Gases contaminantes emitidos por kWh producido con combustibles fósiles.
Elaboración propia. (Fuente: WWF, 2007; WWF, 2012).

Contaminantes.	Canarias	España
Dióxido de Carbono (CO ₂)	0,530 kg/kWh	0,222 kg/kWh
Dióxido de Azufre (SO ₂)	4,94 gr/kWh	0,428 gr/kWh
Óxidos de Nitrógeno (NO _x)	2,41 gr/kWh	0,32 gr/kWh

La diferencia que existe entre las emisiones de la península y Canarias vienen dadas por una tecnología más diversificada, más del 45 % de la producción de electricidad de la península se obtiene a partir de las energías: hidráulica (10,2 %), eólica (15,3 %) y nuclear (21,2 %). Otra parte de la energía se genera a partir de centrales térmicas de carbón (16 %) y ciclos combinados de gas natural (18,6 %). El 18,7 % restante corresponde a “otros”: un conjunto de energías renovables (solar, biomasa, mini-hidráulica) y cogeneración (WWF, 2012).

Capítulo IV.
RESULTADOS y DISCUSIÓN.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

4.1. Introducción.

Definidos los materiales y métodos a utilizar en la investigación, se procede a dar a conocer los resultados obtenidos en la búsqueda de la respuesta de los objetivos de la presente tesis doctoral. “Determinar los sistemas renovables con conexión a la red eléctrica que garanticen las necesidades energéticas de plantas desaladoras de agua de mar por ósmosis inversa (RO), para la producción de agua potable en la isla de Tenerife”.

Para la obtención de estos resultados en el capítulo anterior se definieron varias variables, entre las que se encuentran:

- Capacidad de producción máxima de las desaladoras, 20.000 m³/día.
- Consumo energético máximo de 4,50 kWh/m³ de agua desalada.
- Se seleccionan para el estudio las turbinas: GAMESA, ENERCON y VESTAS.
- Son seleccionadas para el estudio el extremo sur de la isla de Tenerife, cerca de la Reserva Natural Especial de Montaña Roja y la capital Santa Cruz de Tenerife.
- Se elige la desalación por ósmosis inversa (RO), como la tecnología a emplear en el desarrollo de la investigación.
- Se escoge el software HOMER, como el programa informático a utilizar para la simulación y optimización de los sistemas híbridos con base en las energías renovables, que abastecerán a las plantas desaladoras.
- Se establecen las variables técnico-económicas que serán utilizadas en el estudio.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

Una vez establecida la capacidad máxima de las desaladoras, conocido el consumo energético, determinadas las turbinas de viento a estudiar, seleccionadas las regiones donde se llevará a cabo el estudio, elegido el proceso de desalación a emplear, establecidas las variables técnico-económicas que serán utilizadas en el estudio y seleccionado software HOMER, como el programa informático a utilizar en el estudio, se procede al desarrollo del capítulo “Resultados y Discusión”.

En este capítulo se darán a conocer los resultados de la modelación y optimización realizada por HOMER, a partir los datos meteorológicos de radiación solar y velocidades de viento de cada localización y los componentes (aerogeneradores, paneles fotovoltaicos, red eléctrica, etc.) que se utilizarán en la modelación de los sistemas híbridos.

La obtención de agua desalada en Tenerife implica un elevado consumo de recursos energéticos. La isla es parte de un sistema insular oceánico en el que tanto la disposición de aguas superficiales (ríos y lagos), así como la disponibilidad de la energía con recursos energéticos propios es escasa, salvo por las energías renovables, representadas principalmente por las energías solar y eólica. El sistema energético de la isla se puede catalogar de aislado y se basa principalmente en la producción de energía a partir de centrales térmicas, lo que supone una alta dependencia del exterior y un elevado consumo de combustibles fósiles que contribuye al incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

4.2. Modelación con HOMER.

En el informe del PECAN 2006 se incluyen una serie de objetivos, muchos de los cuales van encaminados a fomentar la generación eléctrica mediante tecnologías limpias, primeramente en el sector de generación de electricidad y complementariamente en otras aplicaciones (Gobierno de Canarias, 2012). Dentro de estos objetivos se pueden destacar.

- Alcanzar para el 2015 un 30 % de la generación eléctrica mediante fuentes de energía renovables, frente al 3,9 % del 2005.
- Reducir la dependencia del petróleo desde el 99,4 % en 2005 hasta un 72 % en 2015.
- Alcanzar el 8,0 % de autoabastecimiento de energía primaria en Canarias en 2015, frente al 0,6 % en 2005.

Según informes del 2010 de la Red Eléctrica de España (2010), la generación de energía a partir de las renovables (eólica-fotovoltaica) para Tenerife fue de un 16 %. Esto pone de manifiesto que en la isla donde se propone realizar el estudio ya se alcanzan valores significativos en la generación de energía a partir de las renovables.

No obstante, dado el volumen de instalación de renovables previstas por el PECAN, se podrían producir situaciones en las que los sistema eléctrico no puedan integrar toda la energía de origen renovable, por lo que sería un condicionante para este tipo de energía.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

A efectos de asegurar el máximo aprovechamiento de estos recursos, en esta tesis se ofrece una de las posibles soluciones a esta disyuntiva. La propuesta es un sistema de desalación de agua de mar que consuman la mayor parte de la energía que produzca a partir de fuentes renovables (90÷100%) y que tome el resto de la energía que requiere de la red eléctrica. Este sistema también tendrá la posibilidad de vender a la red eléctrica el exceso de energía que produzca en los horarios de máximos potenciales energéticos renovables, de ser estrictamente necesario.

4.2.1. Variables comunes para las modelaciones.

La desalación de agua a través de la ósmosis inversa (RO), con un contenido de sales como la del mar de Canarias (36.000 ppm), normalmente se lleva a cabo con presiones comprendidas entre 5,1 y 7,0 MPa, lo que conlleva un gasto de energía de entre 3,0 y 5,0 kWh/m³.

Es difícil predecir con exactitud el consumo de energía eléctrica real que tendrá una planta de desalación por ósmosis inversa, por lo que para el siguiente estudio se asume un consumo energético de 4,5 kWh_{elec}/m³ de agua producida. El valor seleccionado no es más que el promedio de los consumos energéticos de las estaciones desaladoras de agua de mar (EDAM) en Tenerife (EMMASA, 2011).

La relación que existente entre los kWh/día consumidos y los metros cúbicos de agua potable producida por las plantas desaladoras se puede plantear de forma simplificada a través de la expresión $f(x)=4,5 x$, la cual se grafica en la Fig. 4.1.

Estos valores pueden sufrir variaciones de hasta un ±10 % del valor ideal reflejado en la figura.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

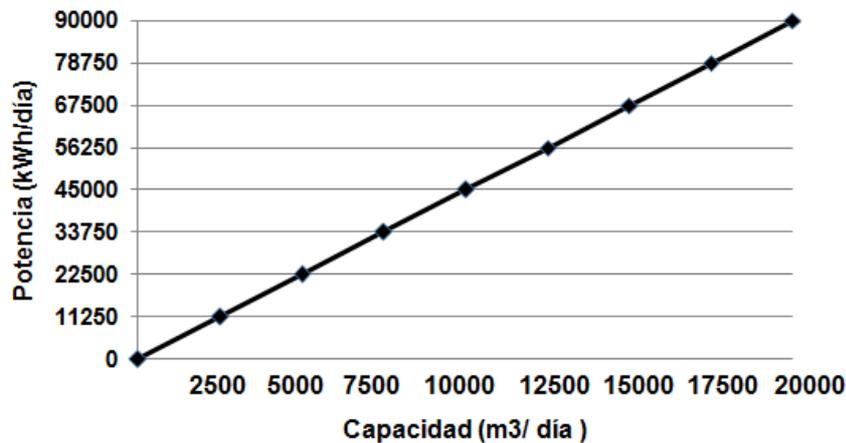


Fig. 4.1. Consumo energético de las desaladoras en función de su capacidad de producción. Elaboración Propia.

En el capítulo anterior la *Fig. 3.6* muestra el diagrama con la propuesta inicial para la modelación de los sistemas híbridos conectados a la red, así como la distribución de las cargas eléctricas en la *Fig. 3.7*. Los componentes que constituyen esta propuesta son: paneles fotovoltaicos (0÷2000 kW), turbinas eólicas (800, 850 y 2000 kW), convertidores DC-AC (0 ÷ 300 kW) y una conexión eléctrica a red eléctrica (20 kV) a través de un centro de control por el cual se le podrá comprar y vender electricidad. El proyecto propuesto tendría una vida útil de 20 años.

El precio de venta que se escoge para la energía generada a partir de los sistemas renovables es de 0,15 \$/kWh. El precio de compra de la energía procedente de la red eléctrica para abasto a desaladoras será de 0,10 \$/kWh, este valor se asume a partir de la información ofrecida por el Consejo Insular de Aguas de Fuerteventura (2012).

Se sugiere que, si el sistema híbrido óptimo para el abasto de energía a plantas desaladoras tuviese sus bases renovables en la energía eólica, sería conveniente recalcularse el sistema con un precio de venta de la energía de 0,079 \$/kWh. Esto permitiría dar unos valores económicos más reales.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

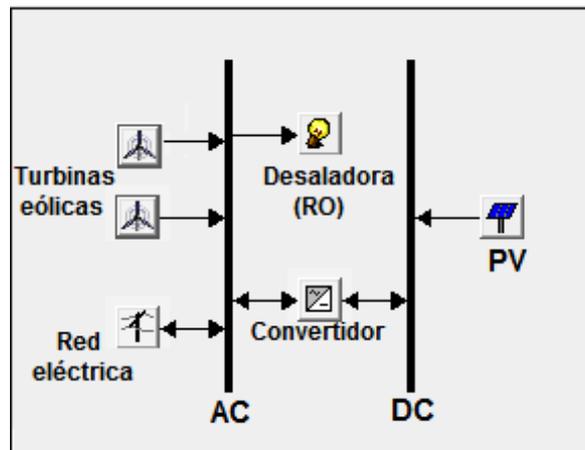


Fig. 3.6. (Capítulo III). Diagrama de componentes, con conexión a la red eléctrica. Elaboración propia. (Fuente: NREL, 2010).

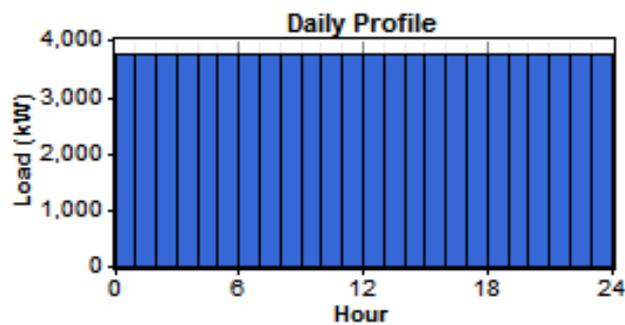


Fig. 3.7. (Capítulo III). Distribución de carga eléctrica horaria de la desaladora. Elaboración propia. (Fuente: NREL, 2010).

También se determinan las variables de carácter técnico-económicas necesarias para la modelación de un sistema híbrido en el software HOMER, tales como: consumo diario de energía, radiación, velocidad de viento, tasa de interés anual, coste de la compra y venta de energía eléctrica, emisión de contaminantes, etc.

Todas estas variables de entrada permitirán a HOMER seleccionar el número óptimo de unidades a instalar en cada caso. La modelación y optimización se realiza considerando que los sistemas renovables serán capaces de entregar la mayor parte de la energía producida (90÷100 %) a los sistemas de desalación.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

4.2.2. Modelación de los potenciales renovables en Santa Cruz de Tenerife.

Para realizar la modelación de los sistemas híbridos, los datos de radiación solar de Santa Cruz de Tenerife se obtienen de la Web: NASA SSE. La Fig. 4.2 muestra la distribución mensual de la Irradiación Global Horizontal a cielo despejado (IGHcd) en la zona estudiada.

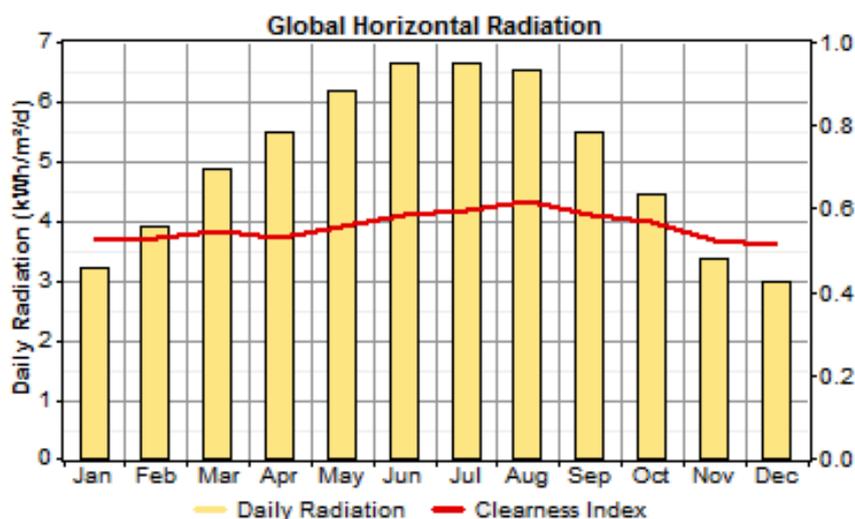


Fig. 4.2. Distribución mensual de la Irradiación Global Horizontal a cielo despejado (IGHcd). Santa Cruz de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

El promedio de radiación por año es de 4,98 kWh/m²/día. Los meses de mayor radiación son los meses de verano (junio, julio y agosto).

Las velocidades de viento se toman de la estación meteorológica de Santa Cruz de Tenerife (perteneciente a la AEMET). Dicha estación se localiza en las coordenadas: 28° 27' 48" N de latitud y 16° 15' 19" O de longitud. En la Fig. 4.3 se muestra la distribución probabilística de Weibull para las velocidades de viento en el periodo analizado (80 años), donde $k=1,97$ y $c= 3,39$ m/s. El valor de la velocidad media del viento en la estación es de 3,0 m/s.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

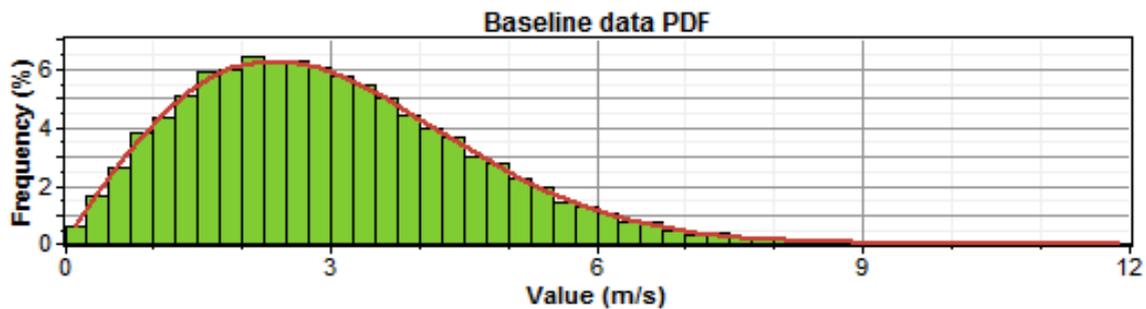


Fig. 4.3. Distribución probabilística de Weibull. Santa Cruz de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

En la región estudiada las velocidades de viento son bajas, no propicias para el desarrollo de la energía eólica. Las velocidades de mayor frecuencia se encuentran entre los 2,0 y los 3,0 m/s con periodicidades del 6,0 %.

4.2.3. Optimización del sistema híbrido con turbinas ENERCON en Santa Cruz de Tenerife.

Una vez configurados todos los datos de entrada del sistema en la región de Santa Cruz de Tenerife, HOMER procede a simular todas las posibles combinaciones, desechando aquellas que no se adecuan a la carga que se debe entregar y compara los posibles sistemas desde el punto de vista técnico – económico, haciendo una entrega de los resultados obtenidos de los mismo.

En la Fig. 4.4 se muestra los resultados optimizados de las posibles variantes propuestas por HOMER (turbinas eólicas, paneles fotovoltaicos y la red eléctrica) para el abasto de energía de una desaladoras con una capacidad de producción de agua de 20.000 m³/día y un consumo eléctrico igual a 4,5 kWh/ m³ de agua producida. La modelación de este sistema se fue propuesta con aerogeneradores ENERCON.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

Sensitivity Results		Optimization Results								
Sensitivity variables										
Desaladora (kWh/d)	89,500	Wind Speed (m/s)	3							
Double click on a system below for simulation results.										
<input checked="" type="radio"/> Categorized <input type="radio"/> Overall										
<input type="button" value="Export..."/> <input type="button" value="Details..."/>										
	PV (kW)	E48	E82	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
					5350	\$ 0	3,266,629	\$ 41,758,480	0.100	0.00
		1			5350	\$ 960,000	3,242,212	\$ 42,406,356	0.102	0.01
				100	5350	\$ 1,500,000	3,252,073	\$ 43,072,408	0.103	0.01
		200	1	100	5350	\$ 2,460,000	3,227,654	\$ 43,720,256	0.105	0.03

Fig. 4.4. Optimización de HOMER, Turbinas ENERCON. Santa Cruz de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

De todas las variantes energéticas propuestas se obtiene que, el sistema energético desde el punto de vista técnico-económico para estas condiciones será el que se abastece de la red eléctrica de la isla. En la Fig. 4.5 se dan a conocer los aportes energéticos medio mensuales que puede llegar a proporcionar la red eléctrica a la planta desaladora.

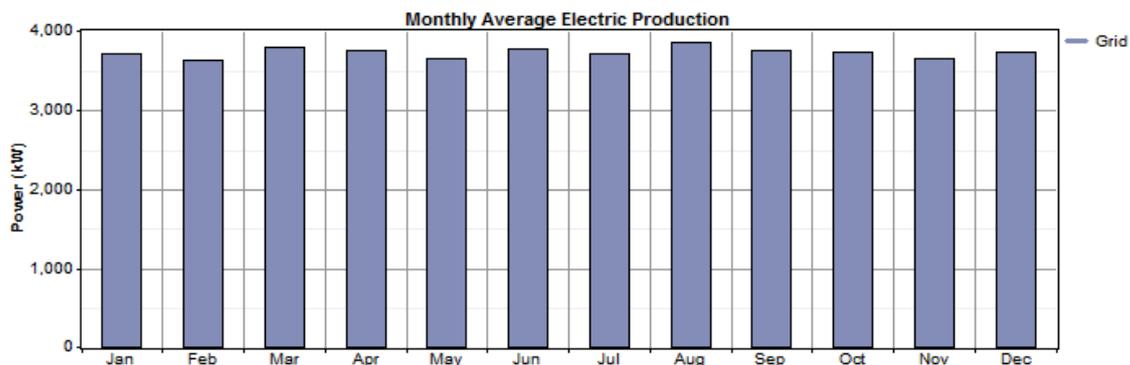


Fig. 4.5. Aportes eléctricos medios mensuales de energía proveniente de la red eléctrica. Santa Cruz de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

La corriente alterna proporcionada por la red durante todo un año puede llegar a ascender hasta los 32.666.286 kWh, con un coste aproximado de 3.266.629 (\$/año) dólares por año.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

4.2.4. Optimización del sistema híbrido con turbinas GAMESA en Santa Cruz de Tenerife.

La Fig. 4.6 muestra los resultados optimizados de las distintas variantes propuestas por el software para un sistema compuesto por paneles PV y turbinas GAMESA conectados a la red eléctrica. El consumo eléctrico aproximado de la plata sería de unos 89.500 kWh/día.

Sensitivity Results		Optimization Results															
Sensitivity variables																	
Desaladora (kWh/d)		89,500		Wind Speed (m/s)		3											
Double click on a system below for simulation results.										<input checked="" type="radio"/> Categorized		<input type="radio"/> Overall		<input type="button" value="Export..."/>		<input type="button" value="Details..."/>	
		PV (kW)	G52	G90	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.						
						5350	\$ 0	3,266,629	\$ 41,758,480	0.100	0.00						
			1			5350	\$ 1,020,000	3,239,840	\$ 42,436,032	0.102	0.02						
		<input checked="" type="checkbox"/>	200		100	5350	\$ 1,500,000	3,252,073	\$ 43,072,408	0.103	0.01						
		<input checked="" type="checkbox"/>	200	1	100	5350	\$ 2,520,000	3,225,282	\$ 43,749,928	0.105	0.03						

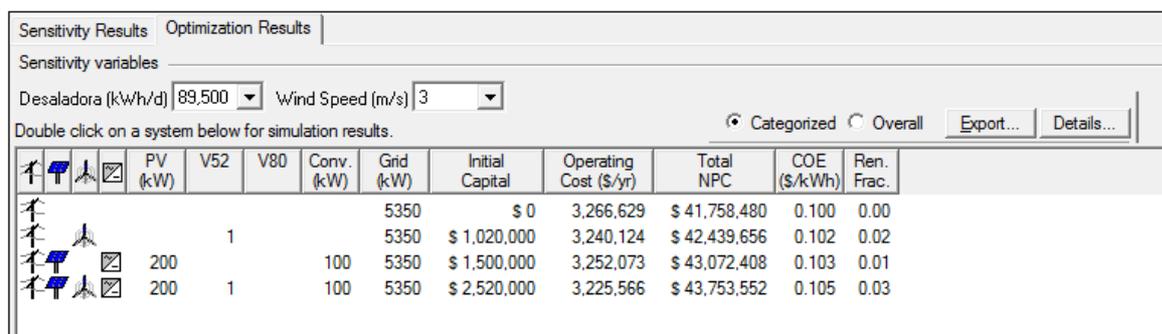
Fig. 4.6. Optimización de HOMER, Turbinas GAMESA. Santa Cruz de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

El sistema óptimo desde el punto de vista técnico-económico para estas condiciones sería el sistema abastecido por el sistema electro-energético insular. El mismo consumiría unos 32.666.286 kWh/año, con un coste aproximado de unos 3.266. 629 \$/año. Los aportes medio mensuales de energía proveniente de la red son similares a los que aparecen en la Fig. 4.5.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

4.2.5. Optimización del sistema híbrido con turbinas VESTAS en Santa Cruz de Tenerife.

La Fig. 4.7 da a conocer los sistemas híbridos que se proponen teniendo en consideración la demanda energética, la radiación solar y las velocidades de viento en la región de Santa Cruz de Tenerife, con la única diferencia que en esta ocasión la modelación se realiza con aerogeneradores VESTAS.



	PV (kW)	V52	V80	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
					5350	\$ 0	3,266,629	\$ 41,758,480	0.100	0.00
		1			5350	\$ 1,020,000	3,240,124	\$ 42,439,656	0.102	0.02
	200			100	5350	\$ 1,500,000	3,252,073	\$ 43,072,408	0.103	0.01
	200	1		100	5350	\$ 2,520,000	3,225,566	\$ 43,753,552	0.105	0.03

Fig. 4.7. Optimización de HOMER, Turbinas VESTAS. Santa Cruz de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

Una vez más, el sistema óptimo desde el punto de vista técnico-económico para los potenciales de origen renovable en Santa Cruz de Tenerife son los sistemas abastecidos por la red eléctrica. Los aportes medio mensuales de energía proveniente de la red son similares a los que aparecen en la Fig. 4.5, con un consumo de 32.666.286 kWh/año y un coste aproximado de unos 3.266.629 \$/año.

Los resultados obtenidos en las tres variantes analizadas en la región de Santa Cruz de Tenerife son similares, y desfavorables para el uso de las energías renovables. Esto se debe en gran medida a las bajas velocidades de viento de la región analizada y a los altos costes de los sistemas fotovoltaicos.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

4.2.6. Modelación de los potenciales renovables en el extremo sur de la isla de Tenerife.

El estudio de los sistemas híbridos para el abasto de energía a plantas desaladoras en el extremo sur de la isla de Tenerife, cerca de la Reserva Natural Especial de Montaña Roja se llevará a cabo a partir de los datos de la estación de monitoreo climatológico ubicada en el Aeropuerto Sur de Tenerife “Reina Sofía”. Las coordenadas de la estación climatológica seleccionada son: *Latitud: 28° 2' 51" N y Longitud: 16° 33' 39" O.*

Los datos de radiación solar se obtendrán del sitio Web: NASA SSE (Surface meteorology and Solar Energy Data Set) <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/> y los de velocidades de viento se tomarán de la estación meteorológica de la AEMET, ubicada en las coordenadas anteriormente mencionadas. En las Figuras 4.8 y 4.9 se muestran la radiación solar incidente y la distribución probabilísticas de Weibull para las velocidades de viento en el periodo analizado, en este caso 30 años.

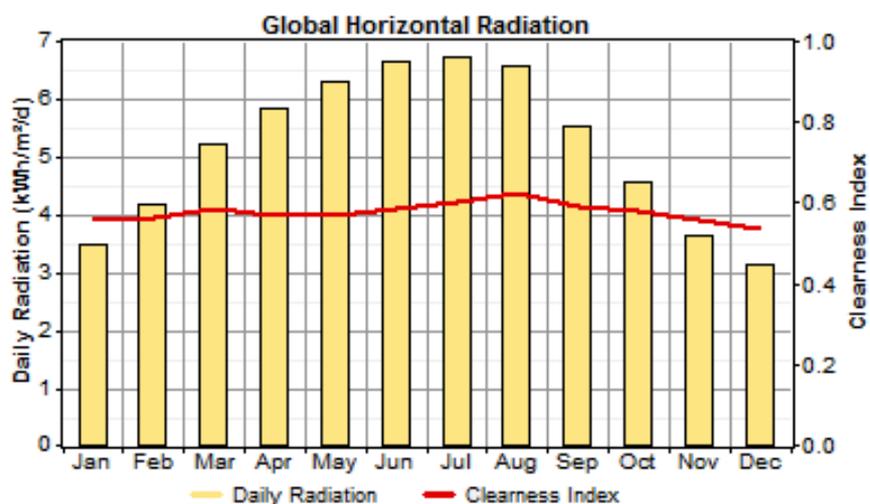


Fig. 4.8. Distribución mensual de la Irradiación Global Horizontal a cielo despejado (IGHcd). Aeropuerto Sur de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

En la distribución de la IGHcd que se muestra en la figura anterior se observa que la irradiación promedio que se obtienen en el Aeropuerto Sur es alta, con un valor de 5,157 kWh/m²/día. Los meses de mayor radiación en las regiones analizadas son junio, julio y agosto, con mayor o menor predominio de la radiación en cada uno de ellos.

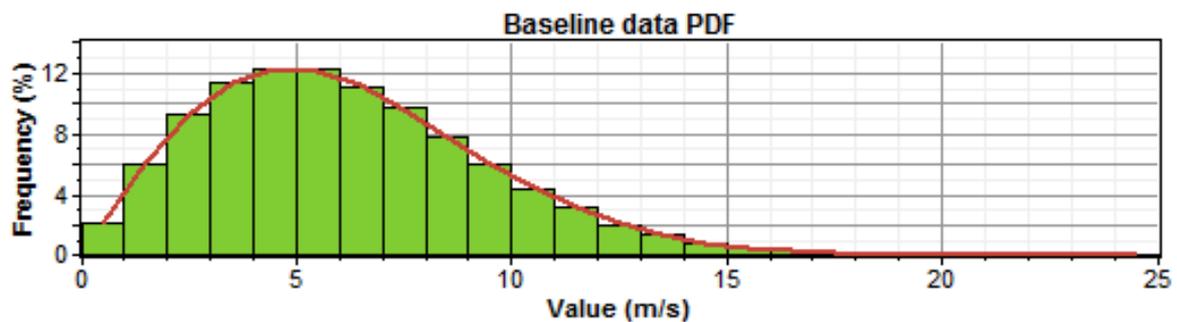


Fig. 4.9. Distribución probabilística de Weibull. Aeropuerto Sur de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

Al analizar las distribuciones probabilísticas de Weibull, se determina que en el Aeropuerto Sur de Tenerife las velocidades de mayor frecuencia son las que se encuentran entre 4,0 y 6,0 m/s, con incidencias cercanas al 12 % y velocidades medias de 6,1 m/s. Los factores de forma (k) y de escala (c) presentan valores de 1,98 y 6,93 m/s, respectivamente.

4.2.7. Optimización del sistema híbrido con turbinas ENERCON en extremo sur de la isla de Tenerife.

Configurados todos los datos de entrada del sistema en el extremo sur de Tenerife, cerca de la Reserva Natural Especial de Montaña Roja, HOMER procede a simular todas las combinaciones posibles y realiza una entrega de los resultados técnico-económico obtenidos de los mismos.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

Las Tablas 4.1 y 4.2 muestran los resultados económicos y energéticos de la optimización realizada por HOMER a partir de los datos meteorológicos obtenidos de la estación del Aeropuerto Sur de Tenerife. La modelación inicial de estos sistemas fue plantada con el objetivo de entregar la mayor cantidad de energía de carácter renovable que se genere (90÷100 %) a una planta desaladora con una capacidad de producción de agua de 20.000 m³/día y un consumo eléctrico máximo de 4,5 kWh/ m³ de agua producida. La demanda máxima de energía eléctrica que se puede tomar de la red será de 5100 kW, con un precio de compra de 0,10 \$/kWh. La energía que se produzca en exceso se inyectará en la red eléctrica con un precio de venta de 0,15 \$/kWh. Las turbinas propuestas para esta modelación son de la marca ENERCON.

Tabla. 4.1. Resultados económicos de la optimización con HOMER. Turbinas ENERCON. Aeropuerto Sur de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

Propuestas.	Capital Inicial (\$)	Costo de O&M (\$/año)	Total NPC (\$)	COE (\$/kWh)
2 turb. E82	4.800.000	1.750.828	27.181.456	0,065
5 turb. E48	4.800.000	1.998.980	30.353.668	0,073
3 turb. E48	5.280.000	1.721.755	27.289.810	0,065
1 turb. E82				

Tabla. 4.2. Resultados energéticos de la optimización con HOMER, Turbinas ENERCON. Aeropuerto Sur de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

Propuestas.	Consumo (kWh/año)	Compra (kWh/año)	Prod. Turb. (kWh/año)	Frac. Ren.(%)	Venta (kWh/año)	% Vend.
2 turb. E82	32.666.340	17.555.310	15.941.763	48,0	830.733	5,2
5 turb. E48	32.666.340	19.604.218	13.609.464	41,0	547,548	4,0
3 turb. E48	32.666.340	17.801.536	16.136.281	47,5	1.271.702	7,9
1 turb. E82						

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

Los sistemas óptimos desde el punto de vista técnico-económico para estas condiciones serán los parques eólicos conectados a la red eléctrica insular. Tres son las posibles variantes que arroja el software:

- Dos turbinas ENERCON E82.
- Cinco turbinas ENERCON E48.
- Tres turbinas ENERCON E48 y una E82.

Analizando las propuestas ofrecidas se concluye que, de las tres variantes ofrecidas la que más se ajusta a los requerimientos exigidos para el estudio es la que presenta las dos turbinas E82 de 2,0 MW, lo que supondría una potencia máxima instalada de 4,0 MW. Esta selección se basa en varios factores como:

- Inversión inicial de 4.800.000 dólares.
- El valor de la energía útil producida por el sistema (COE) de 0,065.
- El Coste Actual Neto Actualizado (*NPC*) igual a 27.181.456 dólares.
- La energía renovable representa el 48 % de toda la energía que se consume y se vende en el sistema.
- El porcentaje de energía renovable producida que se vende a la red eléctrica es de un 5,2 %.

Los resultados obtenidos en la propuesta de tres turbinas ENERCON E48 y una E82 son cercanos en algunos aspectos de la variante seleccionada de dos turbinas E82, siendo decisivo en la selección algunos elementos como la menor inversión inicial de la propuesta seleccionada y su menor venta de energía al sistema electro-energético de la isla, lo que permite entregar la mayor cantidad de energía generada al sistema de desalación.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

En la Fig. 4.10 se dan a conocer los aportes energéticos medio mensuales que proporcionan tanto la energía proveniente de las turbinas eólicas E82, como la que se toma de la red eléctrica insular. Este análisis parte de los potenciales energéticos de origen renovables existentes en la región en estudio.

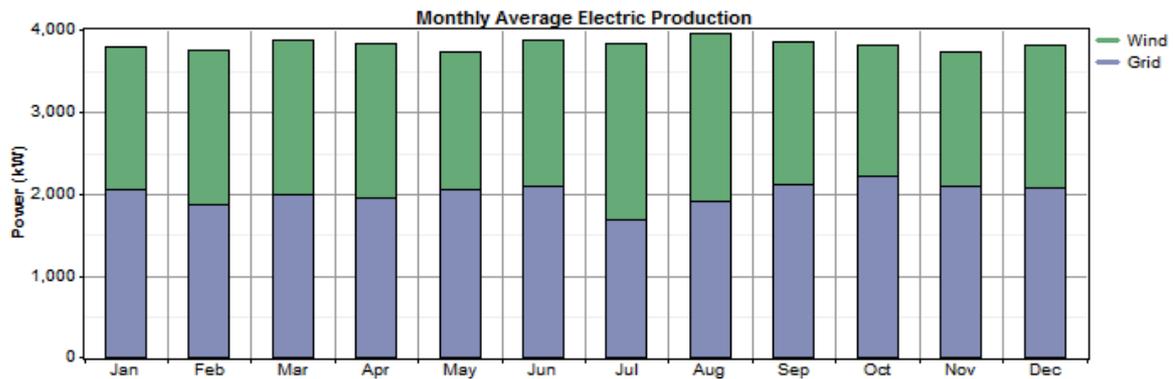


Fig. 4.10. Aportes eléctricos mensuales por generadores (Turbinas ENERCON y red eléctrica). Aeropuerto Sur de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

La energía renovable procedente del parque eólico será capaz de producir el 48 % de toda la energía que se consume y vende en el sistema, un total de 15.941.763 kWh/año, de los que se venden unos 830.733 kWh/año, que representa aproximadamente el 5,2 % de la energía renovable producida.

La energía consumida por la desaladora asciende a 32.666.340 kWh/año, de la cual 15.111.030 kWh/año (46 %) es de origen eólico y el resto (17.555.310 kWh/año) proceden de la red eléctrica.

En la Tabla 4.3 que se muestra a continuación aparecen las cantidades de gases efecto invernadero que se pudiesen evitar emitir por el parque eólico propuesto para esta variante.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

Tabla 4.3. Gases de efecto invernadero no emitidos. Variante con turbinas ENERCON.
Elaboración propia.

Contaminantes.	Cantidades evitadas (kg/año).
Dióxido de Carbono (CO ₂)	8.864.137
Dióxido de Azufre (SO ₂)	82.620
Óxidos de Nitrógeno (NO _x)	40.307

La cantidad de Dióxido de Carbono que se evita enviar a la atmosfera es elevada, rebasando los 8.864.137 kg/año. Las cantidades de Dióxido de Azufre y Óxidos de Nitrógeno que se evitan emitir son menores que la de CO₂, pero tampoco nada despreciable ascendiendo a 82.620 toneladas para el SO₂ y más de 40 toneladas y cuarto para los NO_x. En el estudio no se incluyen ningún tipo de beneficios por la no emisión de gases contaminantes.

4.2.8. Optimización del sistema híbrido con turbinas GAMESA en extremo sur de la isla de Tenerife.

En las Tablas 4.4 y 4.5 se muestran los resultados optimizados de las distintas variantes propuestas por el software HOMER. La selección se basa principalmente en los menores costes de la energía útil producida por el sistema (COE), mayor diversificación de las potencias de los distintos generadores eléctricos que caracterizan al sistema, menores costes de inversión, así como los menores consumos de energía de la red.

La modelación de los sistemas se plantea con el objetivo de abastecer de energía a plantas desaladoras con una capacidad de producción de agua de hasta 20.000 m³/día y un consumo eléctrico máximo de 4,5 kWh/ m³ de agua producida. La máxima demanda de energía que se puede tomar de la red será de 5100 kW, con un precio de compra de 0,10 \$/kWh. Toda la energía que se produzca en exceso por el sistema renovable seleccionado se inyectará en la red eléctrica, con un precio de venta de 0,15 \$/kWh. La modelación será realizada con turbinas eólicas GAMESA.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

Tabla 4.4. Resultados económicos de la optimización con HOMER, Turbinas GAMESA. Aeropuerto Sur de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

Propuestas	Capital Inicial (\$)	Costo de O&M (\$/año)	Total NPC (\$)	COE (\$/kWh)
2 turb. G90	4.800.000	1.730.579	26.922.606	0,064
5 turb. G52	5.100.000	1.916.998	29.605.672	0,071
3 turb. G52	5.460.000	1.662.089	26.707.072	0,064
1 turb. G90				

Tabla 4.5. Resultados energéticos de la optimización con HOMER, Turbinas GAMESA. Aeropuerto Sur de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

Propuestas	Consumo (kWh/año)	Compra (kWh/año)	Prod. Turb. (kWh/año)	Frac. Ren.(%)	Venta (kWh/año)	% Vend.
2 turb. G90	32.666.340	17.213.290	16.190.625	48,5	737.575	4,5
5 turb. G52	32.666.340	19.045.092	14.394.369	43	773.259	5,4
3 turb. G52	32.666.340	17.302.156	16.731.952	49	1.367.708	8,2
1 turb. G90						

Los sistemas óptimos con base en las energías renovables para estas condiciones serán los compuestos por parques eólicos conectados al sistema eléctrico de Tenerife. Las tres posibilidades que ofrece HOMER para la composición de las granjas eólicas son:

- Dos turbinas GAMESA G90.
- Cinco turbinas GAMESA G52.
- Una turbina GAMESA G90 y tres turbinas G52.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

A partir de las tres propuestas ofrecidas por el software se determina que, la variante que más se ajusta a los requerimientos exigidos para el estudio es la que presenta las dos turbinas G90 de 2,0 MW. Los criterios para esta selección fueron:

- Inversión inicial de 4,8 millones de dólares.
- Un valor de la energía útil producida por el sistema (COE) de 0,064.
- Un Coste Actual Neto Actualizado (*NPC*) de 26.922.606 dólares.
- La energía renovable representa el 48,5 % de toda la energía que se consume y se vende en el sistema.
- El porcentaje de energía renovable vendida a la red eléctrica es del 4,5 %.

Otra de las variantes analizadas por el sistema para el abastecimiento de energía a la desaladora que puede llegar a ofrecer buenos resultados es la compuesta por una turbina G90 y tres turbinas G52. Este parque eólico puede llegar a cubrir hasta un 49,0 % de toda la energía que se consume y se vende en el sistema, pero no se considera como el óptimo de los analizados por entregar una elevada cantidad de la energía que produce a la red (8,2 %), presentar un mayor costo de inversión (5.460.000 dólares) y comprar mayor cantidad de energía a la red 17.302.156 kWh/año.

En la Fig. 4.11 se dan a conocer los aportes energéticos medio mensuales que proporcionan al sistema seleccionado. Se grafican las contribuciones del parque eólico y la energía que se toma de la red eléctrica insular.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

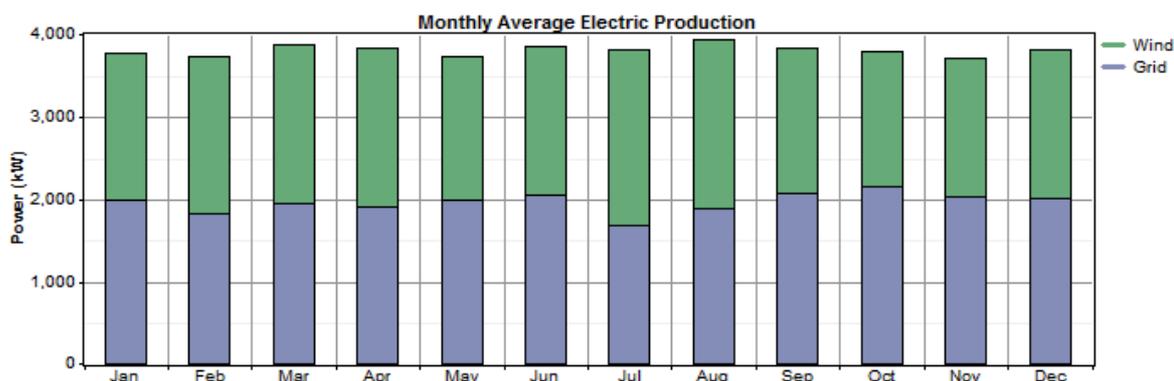


Fig. 4.11. Aportes eléctricos mensuales por generadores (Turbinas GAMESA y red eléctrica). Aeropuerto Sur de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

La energía que será capaz de consumir la desaladora asciende a 32.666.340 kWh/año, de los que 15.453.050 kWh/año (47,3 %) provendrán del parque eólico y el resto (17.213.290 kWh/año) de la red eléctrica.

La energía renovable procedente del parque eólico será capaz de cubrir el 48,5 % de la energía que se consume y se vende en el sistema, un total de 16.190.625 kWh/año, de los que se venden unos 737.575 kWh/año, que representa aproximadamente el 4,5 % de la energía renovable producida.

En la Tabla 4.6 se dan a conocer las cantidades de gases efecto invernadero que se evitarían emitir con el parque eólico de dos turbinas GAMESA G90 conectadas a la red eléctrica.

Tabla 4.6. Gases de efecto invernadero no emitidos. Variante con turbinas GAMESA. Elaboración propia.

Contaminantes.	Cantidades evitadas (kg/año).
Dióxido de Carbono (CO ₂)	8.732.130
Dióxido de Azufre (SO ₂)	81.390
Óxidos de Nitrógeno (NO _x)	39.710

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

El sistema evitaría emitir unos 8.732.130 kg de Dióxido de Carbono por año, 81.390 kg/año de Dióxido de Azufre y 39.710 kg/año de Óxidos de Nitrógeno, lo que contribuiría grandemente a la disminución de estos nocivos gases en la atmosfera.

4.2.9. Optimización del sistema híbrido con turbinas VESTAS en extremo sur de la isla de Tenerife.

Las Tablas 4.7 y 4.8 muestra los resultados optimizados de las distintas variantes propuestas por el software para un sistema compuesto por turbinas VESTAS y paneles PV conectados a la red eléctrica, a partir de los datos meteorológicos obtenidos de la estación del Aeropuerto Sur de Tenerife. La modelación de estos sistemas se plantea con el objetivo de abastecer de energía a plantas de desalación con una capacidad de producción de agua de 20.000 m³/día y un consumo eléctrico aproximado de unos 89.500 kWh/día. La demanda máxima de energía eléctrica que se puede tomar de la red será de 5100 kW, con un precio de compra de 0,10 \$/kWh. Toda la energía que se produzca en exceso será vendida a la red eléctrica, a un precio de 0,15 \$/kWh.

Tabla 4.7. Resultados económicos de la optimización con HOMER, Turbinas VESTAS. Aeropuerto Sur de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

Propuestas	Capital Inicial (\$)	Costo de O&M (\$/año)	Total NPC (\$)	COE (\$/kWh)
2 turb. V80	4.800.000	1.932.697	29.506.358	0,071
5 turb. V52	5.100.000	1.942.778	29.935.220	0,072
3 turb. V52	5.460.000	1.780.024	28.214.686	0,068
1 turb. V80				

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

Tabla 4.8. Resultados energéticos de la optimización con HOMER, Turbinas VESTAS. Aeropuerto Sur de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

Propuestas	Consumo (kWh/año)	Compra (kWh/año)	Prod. Turb. (kWh/año)	Frac. Ren.(%)	Venta (kWh/año)	% Vend.
2 turb. V80	32.666.340	18.932.300	14.270.080	43,0	536.040	3,8
5 turb. V52	32.666.340	19.176.026	14.178.884	42,5	688.682	4,9
3 turb. V52	32.666.340	18.211.830	15.642.385	46.0	1.187.920	7,6
1 turb. V80						

Tal y como se muestra en las tablas anteriores, los sistemas óptimos desde el punto de vista técnico-económico para estas condiciones será el compuesto por parques eólicos conectados a la red eléctrica de la isla. A continuación se dan a conocer las posibles combinaciones que ofrece HOMER para el sistema.

- Dos turbinas VESTAS V80.
- Cinco turbinas VESTAS V52.
- Tres turbinas V52 y una turbina V80.

Una vez analizadas las tres propuestas ofrecidas por el software se determina que, la variante que más se ajusta a los requerimientos exigidos para el estudio es la que presenta las dos turbinas V80 de 2,0 MW. Los criterios para esta selección fueron:

- Inversión inicial de 4,8 millones de dólares.
- Un valor de la energía útil producida por el sistema (COE) de 0,071.
- Un Coste Actual Neto Actualizado (NPC) de 29.506.358 dólares.
- La energía renovable representa el 43,0 % de toda la energía que se consume y se vende en el sistema.
- El porcentaje de energía renovable vendida a la red eléctrica es del 3,8 %.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

Dentro de las variantes analizadas puede resultar tentador seleccionar la compuesta por tres turbinas V52 y una turbina V80, dada su elevada fracción de energía renovable que se consume y se vende en el sistema (46,0 %) y su COE de 0,068, pero, este sistema presenta una mayor inversión inicial (\$ 5.460.000) que el sistema seleccionado y vende a la red el 7,6 % de la energía que produce a partir de las turbinas de viento. También se puede alegar que este sistema cubre el 45 % de la energía requerida por el sistema propuesto, contra un 46,3 % que es capaz de generar el sistema compuesto por dos turbinas V80.

En la Fig. 4.12 se dan a conocer los aportes energéticos medios mensuales provenientes del parque eólico con turbinas V80 y de la red eléctrica. Este análisis parte de los potenciales energéticos de origen renovables existentes en la región en estudio.

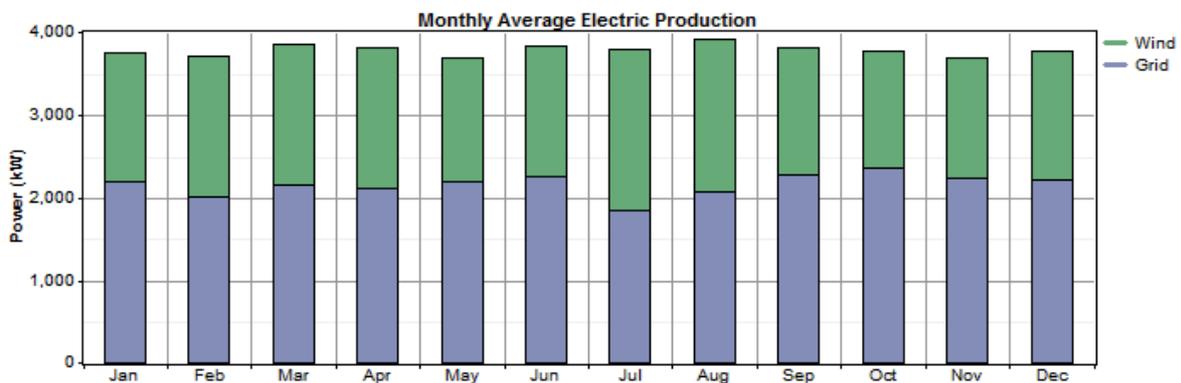


Fig. 4.12. Aportes eléctricos mensuales por generadores (Turbinas VESTAS y red eléctrica). Aeropuerto Sur de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

La energía renovable procedente del parque eólico será capaz de cubrir el 46,3 % de toda la energía que se consume en el sistema, un total de 13.734.040 kWh/año. Se venderán a la red eléctrica un total de 536.040 kWh/año, aproximadamente, que representan el 3,8 % de la energía renovable producida.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

En la Tabla 4.9 se dan a conocer las cantidades de gases efecto invernadero que se evitan emitir a la atmósfera con la instalación de este sistema de aprovechamiento de los potenciales del viento en la región en estudio, a partir de turbinas VESTAS.

Tabla 4.9. Gases de efecto invernadero no emitidos. Variante con turbinas VESTAS. Elaboración propia.

Contaminantes.	Cantidades evitadas (kg/año).
Dióxido de Carbono (CO ₂)	9.749.952
Dióxido de Azufre (SO ₂)	90.877
Óxidos de Nitrógeno (NO _x)	44.335

El sistema propuesto evitaría emitir a la atmosfera 9.749.952 kg de Dióxido de Carbono por año, unos 90.877 kg/año de Dióxido de Azufre y 44.335 kg/año de Óxidos de Nitrógeno, lo que contribuiría a la disminución de estos gases efecto de invernadero.

4.2.10. Selección del sistema híbrido óptimo para el extremo sur de la isla de Tenerife.

Una vez finalizadas las optimizaciones de todos los sistemas híbridos propuestos, tres modelados bajo la influencia de los potenciales renovables de la zona sur de Tenerife y otros tres bajo la influencia de la radiación y las velocidades de viento de Santa Cruz de Tenerife, se concluye que:

- Todas las variantes energéticas (renovables-red eléctrica) propuestas para la región de Santa Cruz dan como resultado que el sistema energético desde el punto de vista técnico-económico debe de abastecer de la red eléctrica de la isla.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

- En la región sur de Tenerife sí es factible la desalación a partir de las energías renovables, pero, solo de las derivadas del viento.
- La energía renovable procedente de parque eólico compuesto por turbinas E82, G90 o V80 de 2,0 MW será capaz de cubrir entre el 46,0 % y el 47,3 % de toda la energía que consume la planta de ósmosis inversa de 20.000 m³/día de producción.
- El precio de generación del kilovatio eléctrico obtenido a partir de dos turbinas de viento de 2,0 MW de potencia, un precio de compra de la energía de 0,10 \$/kWh y un precio de venta de 0,15 \$/kWh, oscilará entre los 0,064 y los 0,071 dólares, dependiendo de las máquinas que se utilicen.
- El parque eólico propuesto para la desalación de agua de mar en la región del sur de Tenerife obtendrá su mejor versión técnico-económica si se emplean dos turbinas GAMESA G90 de 2,0 MW de potencia, sumando un total de 4,0 MW.

De los resultados mostrados anteriormente el que mayor relevancia tiene es el último, donde se propone las turbinas G90 para el abasto de energía a plantas desaladoras al sur de Tenerife. La selección de esta turbina se realizó después de haber llevado a cabo una serie de comparaciones entre las tres variantes que aparecen en las tablas 4.10 y 4.11.

Tabla. 4.10. Resultados económicos de la optimización con HOMER. Turbinas de 2,0 MW. Aeropuerto Sur de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

Nº de Turb.	Tipo de Turb.	Capital Inicial(\$)	Costo de O&M (\$/año)	Total NPC (\$)	COE (\$/kWh)
2	E82	4.800.000	1.750.828	27.181.456	0,065
2	G90	4.800.000	1.730.579	26.922.606	0,064
2	V80	4.800.000	1.932.697	29.506.358	0,071

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

Tabla. 4.11. Resultados energéticos de la optimización con HOMER, Turbinas de 2,0 MW. Aeropuerto Sur de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

Nº de Turb.	Tipo de Turb.	Consumo (kWh/año)	Compra (kWh/año)	Producción (kWh/año)	Frac. Ren.(%)	Venta (kWh/año)	% Vend.
2	E82	32.666.340	17.555.310	15.941.763	48,0	830.733	5,2
2	G90	32.666.340	17.213.290	16.190.625	48,5	737.575	4,5
2	V80	32.666.340	18.932.300	14.270.080	43,0	536.040	3,8

En la tabla 4.10 se observa que el capital inicial para todos los proyectos será el mismo, 4.800.000 dólares, no manteniéndose esta igualdad para otras variables, donde una de las más significativas será el valor de la energía útil producida por el sistema (COE), igual a 0,064 para las turbinas G90, el menor de todos.

Cuando se analiza la tabla 4.11 se constata que el sistema que necesita comprar una menor cantidad de energía a la red es el compuesto por turbinas G90, siendo capaz de cubrir el 48,5 % de la energía que se consume y se vende en el sistema, el mayor de los tres casos.

En la venta de energía a la red los parques compuestos por turbinas V80 tienen una ligera ventaja sobre los demás, ya que solo necesitan vender un 3,8 % de la energía que producen, pero, solo cubren el 46 % de la energía que necesita la desaladora contra el 47,3 % que logran las turbinas G90, lo que aventaja a esta última. También se debe tener en cuenta que la venta de energía de las turbinas G90 no supera el 4,5 %, lo que también se considera baja (< 5%). Por último es válido señalar que las turbinas G90 son las que mayor producción pueden obtener para unos potenciales eólicos similares, en este caso, 16.190.625 kWh/año.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

Al comienzo de este capítulo fue sugerido que, si una vez desarrollado el estudio el sistema híbrido óptimo para el abasto de energía a plantas desaladoras tuviese sus bases en la energía eólica, sería conveniente recalcular el sistema con un precio de venta de la energía igual a 0,079 \$/kWh, precio al que se paga la energía eólica en Canarias. Por lo que se decide realizar nuevamente la modelación del sistema híbrido para la zona sur de Tenerife, pero en esta ocasión solo se emplearán turbinas G90 con conexión a la red eléctrica y un precio de venta de la energía excedente de 0,079 \$/kWh.

4.2.11. Optimización del sistema híbrido con turbinas G90 en extremo sur de Tenerife.

En la Fig. 4.13 se muestra el diagrama para la modelación de la propuesta de los parques eólicos conectados a la red, la distribución de las cargas eléctricas continúan siendo las mismas que las de la Fig. 3.7.

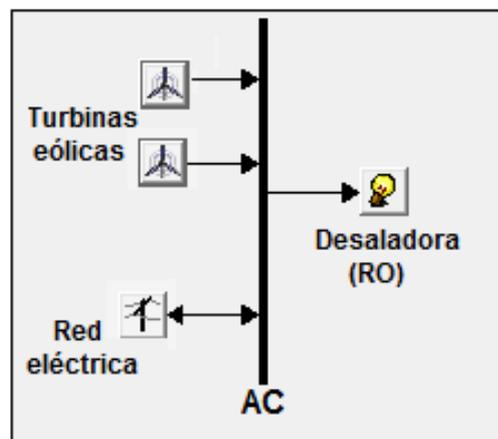


Fig. 4.13. Diagrama de componentes, parque eólico con conexión a la red eléctrica. Turbinas Gamesa G90. Elaboración propia. (Fuente: NREL, 2010).

La Fig. 4.14 muestra el resultado optimizado por HOMER del sistema compuesto por dos turbinas GAMESA G90 conectadas a la red eléctrica y un precio de venta de la energía excedente igual a 0,079 \$/kWh. Para la modelación se emplearon los datos meteorológicos de la estación del Aeropuerto Sur de Tenerife.

Capítulo IV. Resultados y Discusión.

Sensitivity Results Optimization Results

Sensitivity variables

Desaladora (kWh/d) 89,500 Wind Speed (m/s) 6.1

Double click on a system below for simulation results. Categorized Overall [Export...](#) [Details...](#)

	G52	G90	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
		2	5100	\$ 4,800,000	1,782,947	\$ 27,592,044	0.066	0.48

Fig. 4.14. Optimización de HOMER, (Parque eólico GAMESA y red eléctrica). Aeropuerto Sur de Tenerife. Elaboración Propia. (Fuente: NREL, 2010).

El modelo obtenido en la figura anterior presenta valores energéticos similares a los que aparecen en la tabla 4.11 para la turbina G90 de 2,0 MW. Las variaciones que se aprecian en este modelo ocurren en las variables económicas donde, tal y como se observa en la Fig. 4.17, cambian los costes de operación y mantenimiento llegando a 1.782.947 dólares, lo que supone un aumento de 52.368 dólares; el valor del coste actual neto actualizado (*NPC*) se incrementó en 669.438 dólares y el valor de la energía útil producida por el sistema (*COE*) paso a ser de 0,064 a 0,066 dólares.

Cuando se analiza el sistema energético renovable de forma general, se observa que las variaciones económicas ocurridas al disminuir el precio de la energía que se vende a la red eléctrica no son cuantiosas. Esto se debe en gran medida al diseño sugerido para el sistema, donde la mayor cantidad de energía producida por el parque eólico es consumida, 95,5 %, el cual logra abastecer a la desaladora en un 47,3 %.

Capítulo V.
CONCLUSIONES.

Conclusiones.

Analizados todos los aspectos considerados en el trabajo de investigación se llega a las siguientes conclusiones.

1. Canarias cuenta con unos registros medios de vientos (más de 9m/s a 80m), y una media de 3000 horas de sol al año, condiciones idóneas para la implantación de EERR.
2. Año tras año, la necesidad de producir y distribuir agua va en aumento, debido al crecimiento, no solo poblacional sino también al turismo, la agricultura y el riego de zonas verdes. El estancamiento de la reutilización de las aguas regeneradas podría suponer un incremento de las necesidades de desalación y bombeo para satisfacer las demandas.
3. La crisis económica actual no fomenta la inversión en modernización de las infraestructuras existentes.
4. En la región analizada de Santa Cruz de Tenerife no es factible la implantación de sistemas renovables para el abasto de energía a plantas desaladoras.
5. En la región analizada al sur de Tenerife, cerca de la Reserva Natural Especial de Montaña Roja, sí es factible la desalación a partir de las energías renovables, pero solo las derivadas del viento. Iguales resultados extrapolables por las condiciones de viento se pueden obtener en la franja comprendida entre Güímar y Abona.

Capítulo V. Conclusiones.

6. El sistema eólico propuesto para la desalación de agua de mar en la región del sur de Tenerife obtendrá su mejor versión técnico-económica si se emplean dos turbinas GAMESA G90 de 2,0 MW, sumando un total de 4,0 MW de potencia.
7. El parque eólico compuesto por turbinas G90 de 2,0 MW será capaz de cubrir el 47,3 % de toda la energía que consume la planta de ósmosis inversa de 20.000 m³/día de producción.
8. El valor de la energía útil producida por el sistema (COE), para un sistema compuesto por dos turbinas G90 conectadas a la red eléctrica, un precio de venta de la energía excedente igual a 0,079 \$/kWh y una vida útil de 20 años es de 6,6 céntimos de dólares.

Capítulo VI.
RECOMENDACIONES.

Recomendaciones.

1. Reducir o eliminar las pérdidas que se producen en las redes distribución de agua por el deterioro de la eficiencia de los sistemas de producción, almacenamiento, transporte y distribución en la isla de Tenerife. En la actualidad las pérdidas del proceso de distribución a través la mayoría de la red urbana son de entre el 30 y el 40 % del líquido.
2. Incluir en estudios futuros los beneficios económicos que se pueden obtener en bonos de CO₂, por la no emisión de gases contaminantes a la atmósfera. Medidas contra el cambio climático pueden demandar la mayor producción de agua desalada de mar mediante EE RR., en aras de evitar la desertización de terrenos áridos del sur de la isla.
3. Disminuir la elevada dependencia de los combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica para la desalación de agua de mar en Tenerife y en general en Canarias mediante la incorporación de EE RR.
4. Mejorar la eficiencia energética en el sector del agua trasladando los últimos avances tecnológicos aplicados a equipos e instalaciones en ésta materia.
5. Desarrollar proyectos que permitan la implantación de parques eólicos para la desalación de agua de mar al sur de Tenerife. Estos se pueden implementar a partir de los resultados obtenidos en la tesis doctoral, en conjunto con los avances alcanzados por el ITC en el campo de la desalación abastecida por energías renovables.
6. Realizar una mayor apuesta en las energías renovables y clarificar desde el punto de vista jurídico la inseguridad legislativa existente sobre este tipo de energías.

Capítulo V. Recomendaciones.

7. La energía eólica puede aprovecharse en régimen de consumos asociados a instalaciones de desalación, cubriendo la demanda y aportando excedentes puntuales que pueden ser suministrados a la red eléctrica general. La normativa vigente en Canarias permite el aprovechamiento de EE RR en régimen de consumos asociados con potencias de hasta 2 veces la contratada o la de los receptores instalados, no pudiendo verter a red más del 50% de la energía generada en cómputo anual. Dichas instalaciones estarían concebidas para abastecer fundamentalmente a las plantas desaladoras, por tanto se entiende que los ingresos por explotación del parque eólico se generan debido al ahorro producido en la factura eléctrica de las instalaciones, al requerirse menor cantidad de energía proveniente de la red.

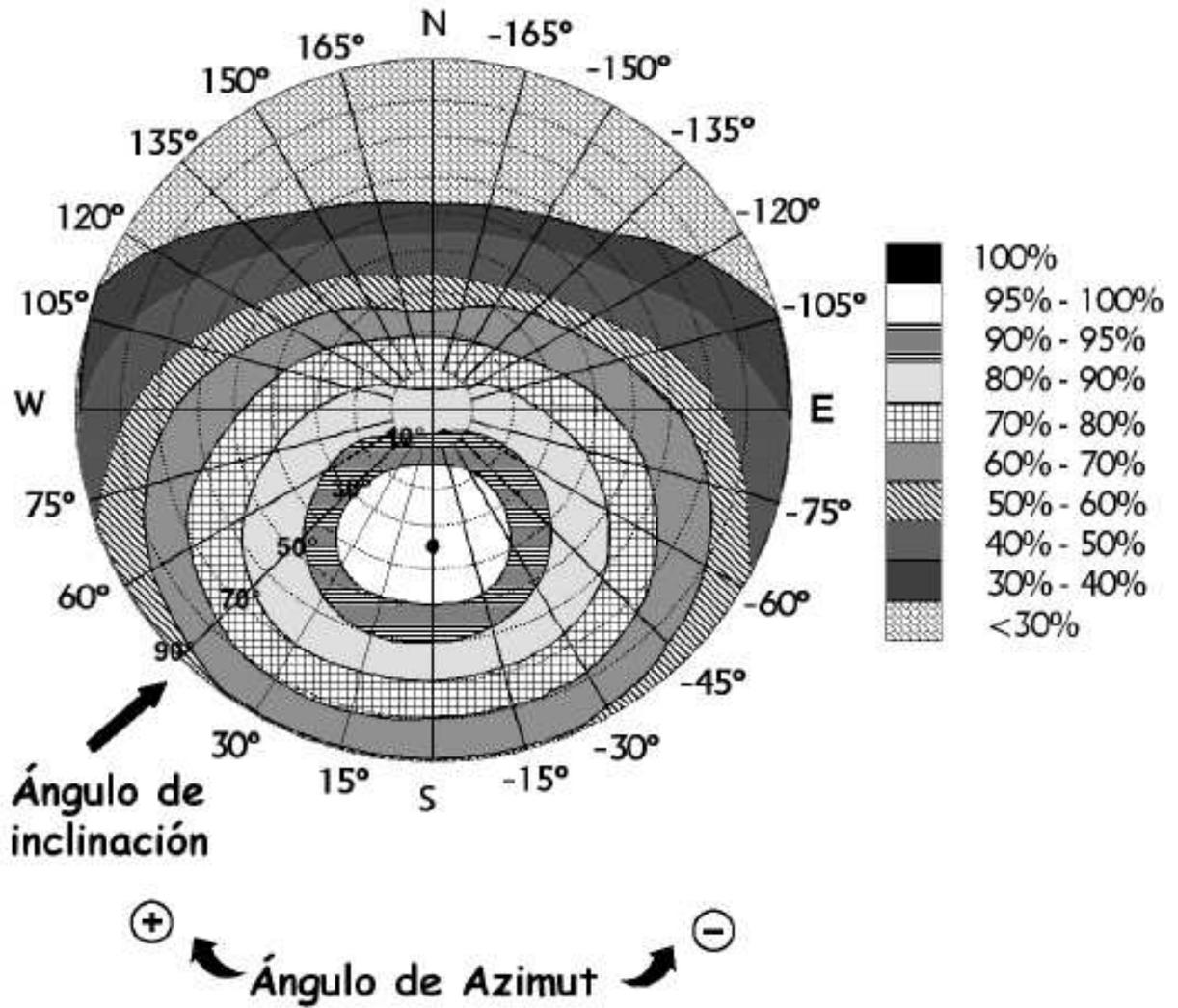
8. Desplazamiento de producción de agua desalada de horas punta a horas valle usando sistemas de control entre el parque eólico y las plantas desaladoras, unidos a una correcta gestión de los depósitos de agua asociados a las plantas desaladoras, permitirían desplazar parte de los consumos de horas punta a las horas valle. Esta estrategia persigue el beneficio económico asociado al menor coste de la energía en las horas valle.

9. Para reducir consumo de combustibles fósiles, permitir el uso de parques eólicos asociados a plantas de tratamiento de aguas que están también conectados e inyectando energía a la red eléctrica con el objeto de mejorar el balance energético de las instalaciones de forma que se trata de generar y aportar a la red eléctrica la energía que se consume para obtener agua potable de forma concentrada o distribuida de esta forma las instalaciones de desalación pueden estar situadas de forma remota de los centros de generación de EE.RR., localizados en zonas de climatología mas adecuada de viento para la generación de energía eléctrica, cuestión que deberá sustanciarse en un adecuado marco legislativo que permita dicha implantación para usos de la obtención de agua potable.

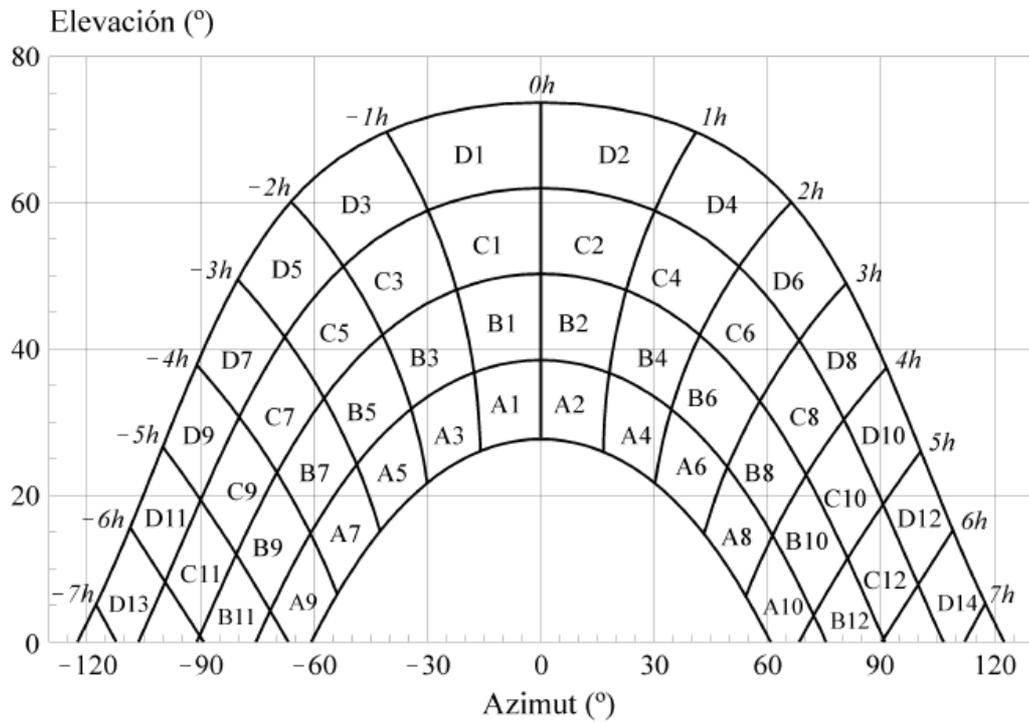
ANEXOS.

ANEXO A II.1.

Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.



ANEXO A II.2.
Diagrama de trayectorias del Sol.



. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].

ANEXO A II.3. Tablas de referencia.

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación (β y α , respectivamente). Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo.

Tabla V-1

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla V-2

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

Tabla V-3

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,15
11	0,00	0,01	0,02	0,15
9	0,23	0,50	0,37	0,10
7	1,66	1,06	0,93	0,78
5	2,76	1,62	1,43	1,68
3	3,83	2,00	1,77	2,36
1	4,36	2,23	1,98	2,69
2	4,40	2,23	1,91	2,66
4	3,82	2,01	1,62	2,26
6	2,68	1,62	1,30	1,58
8	1,62	1,09	0,79	0,74
10	0,19	0,49	0,32	0,10
12	0,00	0,02	0,02	0,13
14	0,00	0,00	0,00	0,13

Tabla V-4

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla V-5

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33
11	0,06	0,01	0,15	0,51
9	0,56	0,06	0,14	0,43
7	1,80	0,04	0,07	0,31
5	3,06	0,55	0,22	0,11
3	4,14	1,16	0,87	0,67
1	4,87	1,73	1,49	1,86
2	5,20	2,15	1,88	2,79
4	5,02	2,34	2,02	3,29
6	4,46	2,28	2,05	3,36
8	3,54	1,92	1,71	2,98
10	2,26	1,19	1,19	2,12
12	1,17	0,12	0,53	1,22
14	0,22	0,00	0,00	0,24

Tabla V-6

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55

Tabla V-7

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,43
11	0,00	0,01	0,27	0,78
9	0,09	0,21	0,33	0,76
7	0,21	0,18	0,27	0,70
5	0,10	0,11	0,21	0,52
3	0,45	0,03	0,05	0,25
1	1,73	0,80	0,62	0,55
2	2,91	1,56	1,42	2,26
4	3,59	2,13	1,97	3,60
6	3,35	2,43	2,37	4,45
8	2,67	2,35	2,28	4,65
10	0,47	1,64	1,82	3,95
12	0,00	0,19	0,97	2,93
14	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabla V-8

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,34	1,28	1,73	3,79
5	2,17	1,79	2,21	4,70
3	2,90	2,05	2,43	5,20
1	3,12	2,13	2,47	5,20
2	2,88	1,96	2,19	4,77
4	2,22	1,60	1,73	3,91
6	1,27	1,11	1,25	2,84
8	0,52	0,57	0,65	1,64
10	0,02	0,10	0,15	0,50
12	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,00	0,00	0,00	0,08

Tabla V-9

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24
11	0,00	0,05	0,60	1,28
9	0,43	1,17	1,38	2,30
7	2,42	1,82	1,98	3,15
5	3,43	2,24	2,24	3,51
3	4,12	2,29	2,18	3,38
1	4,05	2,11	1,93	2,77
2	3,45	1,71	1,41	1,81
4	2,43	1,14	0,79	0,64
6	1,24	0,54	0,20	0,11
8	0,40	0,03	0,06	0,31
10	0,01	0,06	0,12	0,39
12	0,00	0,01	0,13	0,45
14	0,00	0,00	0,00	0,27

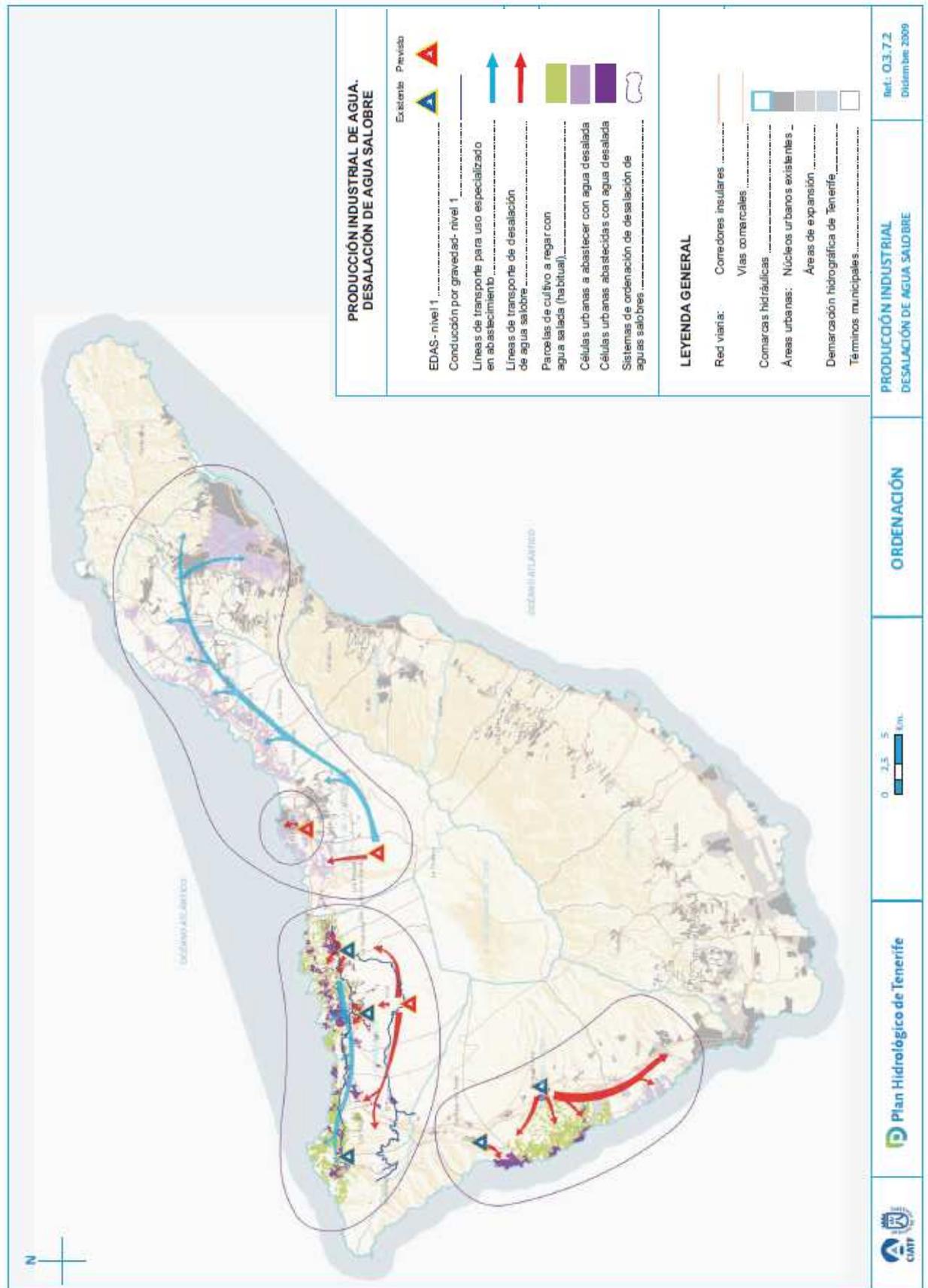
Tabla V-10

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,56
11	0,00	0,04	0,60	2,09
9	0,27	0,91	1,42	3,49
7	1,51	1,51	2,10	4,76
5	2,25	1,95	2,48	5,48
3	2,80	2,08	2,56	5,68
1	2,78	2,01	2,43	5,34
2	2,32	1,70	2,00	4,59
4	1,52	1,22	1,42	3,46
6	0,62	0,67	0,85	2,20
8	0,02	0,14	0,26	0,92
10	0,02	0,04	0,03	0,02
12	0,00	0,01	0,07	0,14
14	0,00	0,00	0,00	0,12

Tabla V-11

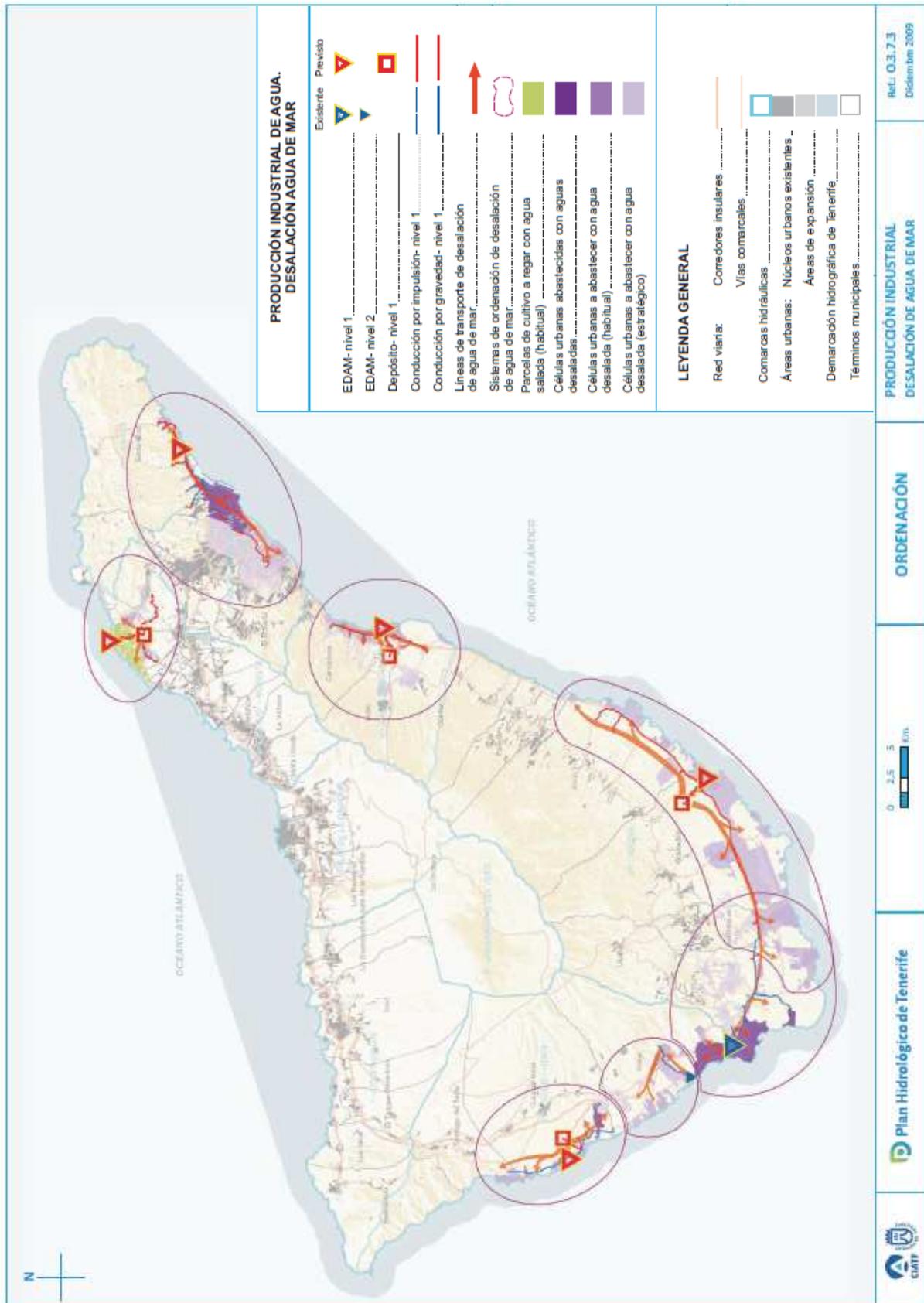
$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,36	2,37	2,56	4,61
3	3,49	2,06	2,10	3,67
1	2,81	1,52	1,44	2,22
2	1,69	0,78	0,58	0,53
4	0,44	0,03	0,05	0,24
6	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,36

Anexos A III.1.
Desalación de agua salobre.
 (Fuente: Consejo Insular de Aguas de Tenerife, 2008).



**Anexos A III.2.
Desalación de agua de mar.**

(Fuente: Consejo Insular de Aguas de Tenerife, 2008).



BIBLIOGRAFÍA.

BIBLIOGRAFÍA.

- ADIRA (Autonomous Desalination system concepts for seawater and brackish water In Rural Areas with renewable energies), 2008. ADIRA handbook, a guide to autonomous system concepts. pp. 14- 20. ISSN: 978 975 561 311 6.
- AEE (Asociación Empresarial Eólica), 2012. El Caaf pide instalar un parque eólico en la desaladora de Puerto del Rosario. [en línea] [citado: 10 de enero de 2013] Disponible en:
<http://www.aeeolica.org/es/new/el-caaf-pide-instalar-un-parque-eolico-en-la-desaladora-de-puerto-del-rosario/>
- AEI - Cluster RICAM (Agrupación Empresarial Innovadora-Cluster de Empresas de Energías Renovables, Medio Ambiente y Recursos Hídricos de las Islas Canarias), 2010. Análisis de los sobrecostos de la Energía del Sistema Energético de Canarias. [en línea] [citado: 5 de diciembre de 2012] Disponible en: www.clusterricam.org
- Adhikari R. S. et al., 2000. Techno-economic analysis of a multistage stacked tray (MSST) solar still, *Desalination*, 127, pp. 19-26.
- ADU-RES, 2004. The ADU-RES Project. [en línea] [citado: 27 de febrero 2012]. Disponible en:
http://www.adu-Res.org/pdf/ADU_RES_509093_D1_3_EN.pdf
- Afgana, N. et al., 1999. Sustainability assessment of desalination plants for water production. *Desalination*, 124, pp.19-31.
- AGUARET (Aquatic Renewable Energy Technologies), 2008. Case Study – European OWC pilot plant Pico/Azores.
- Alcorn, R. et al., 2005. Results of the Testing of the Energetech Wave Energy Plant at Port Kembla on October 26, 2005. [en línea] [citado: 22 diciembre de 2011]. Disponible en:
http://www.lifeofthelandhawaii.org/doc2/Energetech_Port_Kembla_test.pdf
- Aly, N.H., El-Fiqi, A. K., 2003. Mechanical vapour compression desalination systems a case study. *Desalination*, 158, pp. 143–150.
- Andrienne, J., Alardin, F., 2002. Thermal and membrane process economics: Optimized selection for seawater desalination. *Desalination*, 153, pp. 305-311.

BIBLIOGRAFÍA.

- Andrianne, J., Alardin, F., 2004. Desalination site selection on North-African coasts, *Desalination*, 165, pp. 231–239.
- APPA (Asociación de Productores de Energía Renovable), 2011. Análisis y visión de la energía marina. Jornadas Técnicas Generales 2011. [en línea] [citado: 4 de enero de 2012] Disponible en: http://www.ifema.es/web/ferias/genera/jornadas_genera/appa_marina/roberto_1_egaz.pdf
- Aquamarine Power, 2011. Technology. [en línea] [citado: 5 de enero de 2012] Disponible en: <http://www.aquamarinepower.com/technology>
- ASIF (Asociación de la industria Fotovoltaica), 2011. Hacia el crecimiento sostenido de la fotovoltaica en España. Informe anual 2011.
- Avila, D., Alesanco, R., 2011. Sistemas híbridos con base en las energías renovables para el suministro de energía a plantas desaladoras. *Ingeniería Mecánica*. 1 (14), enero-abril, pp. 22-30. ISSN 1815-5944.
- AWS Ocean Energy, 2011. Back to the future with new wave energy device from AWS. [en línea] [citado: 5 de enero de 2012] Disponible en: <http://www.awsocean.com/>
- Banat F. et al., 2007. Site selection for the installation of autonomous desalination systems (ADS). *Desalination*, 203, pp. 410–416.
- Belessiotis V. and Delyannis, E., 2001. Water shortage and renewable energy (RE) desalination – possible technological application. *Desalination*, 139, pp. 133-138.
- Bernal, J. et al., 2009. Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, pp. 2111–2118.
- Blanco, J., Alarcón, D., 2006. Fundamentos básicos de la desalación de aguas. Taller internacional nuevas tecnologías para la descontaminación y provisión de agua en zonas rurales, Lima, Perú, 13, 14 de julio del 2006.
- BOE, 2003. Real Decreto 140/2003, de 7 de Febrero, por el que se establecen los criterios sanitarios de calidad de consumo humano. BOE (21 de Febrero), 45, 7228-7238.

BIBLIOGRAFÍA.

- Bopp, G. et al., 1998. Energy storage in photovoltaic stand-alone energy supply systems. *Progress in Photovoltaics: Research and Application*, 6 (4), pp. 271-291.
- Boyle, G. ed., 1996. Renewable Energy. Power for a Sustainable Future. Oxford: Oxford University Press.
- Bourouni K., Chaibi M.T., Tadrist L. 2001. Water Desalination by humidification and dehumidification of air: state of the art, *Desalination*, 137, pp. 167-176.
- Burton, T. et al., 2001. Wind Energy Handbook. England: John Wiley and Sons Ltd., 617 p. ISBN 0 471 48997 2.
- Cabello, A. M. 2006. Energías alternativas. Solución para el Desarrollo Sustentable. 1^{ra} ed. REFINOR S.A., pp.13-15.
- Carcas, M., 2009. The Pelamis Wave Energy Converter. Ocean power delivery Ltd. [en línea] [citado: 8 de enero de 2012] Disponible en: http://hydropower.inel.gov/hydrokinetic_wave/pdfs/day1/09_heavesurge_wave_devices.pdf
- Cavia, B., 2009. Explotación del potencial de energía del oleaje en función del rango de trabajo de prototipos captadores. Tesina, Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos de Barcelona.
- CCE (Confederación Canaria de Empresarios), 2012. Informe Anual de la Economía Canaria. 2011. Energía Eléctrica. [en línea] [citado: 5 de enero de 2013] Disponible en: http://www.cescanarias.org/ces_ia_10-11/archivos/libro.pdf
- CEIC (Consejería de Empleo, Industria y Comercio), 2012. Revisión PECAN 2006-2015. [en línea] [Citado el: 20 de enero de 2012]. <http://www.gobiernodecanarias.org/energia>
- Centro canario del agua, 2004. Nota sectorial agua. [en línea] [citado: 20 de noviembre de 2012] Disponible en: http://www.agenergia.org/files/resourcesmodule/@random499d8835e401e/1235062346_analisis_sectorial_agua_canarias_africainfomarket04.pdf

BIBLIOGRAFÍA.

- Chenoweth, J. 2007. Minimum water requirement for social and economic development. *Desalination*, 229, pp. 245–25.
- CIAF (Consejo Insular de Aguas de Fuerteventura), 2012. Parque eólico de autoconsumo de 1,7 MW asociado a una planta desaladora de agua de mar en Corralejo, Fuerteventura [en línea] [citado: 14 de enero de 2013] Disponible en: http://www.aedyr.eu/presentaciones_pdf/parqueolic17mwplantadesaladoracljoa_ndresrguez.pdf
- Cipollina, A. et al. ed., 2009. *Seawater Desalination, Green Energy and Technology*. Heidelberg: Springer-Verlag, 303 p. ISBN: 978-3-642-01150-4.
- CIRCE (Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos), 2001. Desalación como alternativa al Plan Hidrológico Nacional. [en línea] [Citado el: 13 de noviembre de 2011]. Disponible en: <http://circe.cps.unizar.es/spanish/isgwes/spain/desala.pdf>
- Consejo Insular de Aguas de Fuerteventura, 2008. Estudio General de la Demarcación Hidrográfica de la Isla de Fuerteventura.
- Consejo Insular de Aguas de Tenerife, 2008. Estudio General de la Demarcación Hidrográfica de la Isla de Tenerife.
- Covagua (Proyecto estructurante de agua), 2011. Evaluación de tecnologías potenciales de reducción de la contaminación de las aguas de canarias. Proyecto Tecnoagua. Informe final. [en línea] [Citado el: 3 de noviembre de 2011]. Disponible en: <http://pe.itccanarias.org/convagua/>
- Creus, A., 2004. *Energías Renovables*. Ceysa. Canopina, S.L. ISBN: 9788486108540.
- Cruz, C., 2006. La desalinización de agua de mar mediante el empleo de energías renovables. Fundación Alternativas. ISBN: 84-96653-01-3.
- Cuesta, M. J. et al., 2008. Aerogeneradores de Potencia Inferior a 100 kW. *Prospectiva y Vigilancia Tecnológica*. CIEMAT, VT-3/08/Ed.1, pp. 1 -37.
- Curvers, A., Pierik, J., 2010. WP 3: Technologies state of the art. Task 3: Grid integration aspects. ORECCA. (ECN) Energy research centre of the Netherlands.

BIBLIOGRAFÍA.

- CEFLOT, 2008. Proyecto Ceflot: A la captura de la energía de las olas. [en línea] [citado: 7 de enero de 2012] Disponible en: www.eve.es/jornadas/
- Dalton, G. et al., 2008. Feasibility analysis of stand-alone renewable energy supply options for a large hotel. *Renewable Energy*, 33, pp. 1475–1490.
- Dalton, G., 2010. Why Wave Energy – Market Driver Analysis for Investors and Policy Makers. Implementing Agreement on Ocean Energy Systems. Annual report 2010. pp. 93- 107.
- Da Rosa, A., 2005. Fundamentals of renewable energy processes. Elsevier United States: Academic Press. ISBN: 978- 0- 12-088510-7.
- DBK, 2010. Informe especial. Empresas Desaladoras. Abril. 3^{ra} Edición.
- DEFRA (Department for Environment, Food and Rural Affairs), 2008. The Government’s water strategy for England. Future Water. The Government’s water strategy for England. [en línea] [citado: 2 septiembre de 2012]. Disponible en: www.tsoshop.co.uk
- Denniss, T., 2007. The Energetech Wave Energy Technology. Limited Brown Forum for Enterprise, Feb. 8, 2007. [en línea] [citado: 22 diciembre de 2011]. Disponible en: <http://www.brownterpriseforum.org/matriarch/documents/ENERGETECH.pdf>
- DISA-ACSA, 2007a Parque Eólico Arinaga (Gran Canaria). [en línea] [citado: 11 de noviembre de 2012] Disponible en: http://www.gobcan.es/industria/eolica/V-07_GC-520.pdf
- DISA-ACSA, 2007b. Parque eólico Punta Teno (Tenerife). [en línea] [citado: 11 de noviembre de 2012] Disponible en: <http://www.gobiernodecanarias.org>
- Duffie, J.A., Beckman, W.A., 1991. Solar Engineering of Thermal Processes. 2nd ed. New York: Wiley.
- Dufo, R., Agustín, J.L., 2005. Design and control strategies of PV Diesel systems using genetic algorithms. *Solar Energy*, 79 (1), pp. 33-46.
- Dufo, R., 2007. Dimensionado y control óptimos de sistemas híbridos aplicando algoritmos evolutivos. Tesis Doctoral. Universidad de Zaragoza, España.

BIBLIOGRAFÍA.

- Dufo, R., 2011. HOGA. Versión 2.01. Manual de Usuario. Universidad de Zaragoza, España. [en línea] [citado: 22 junio de 2012]. Disponible en: www.unizar.es/rdufo/HOGA%20Manual%20del%20Usuario%202.0.pdf
- Eltawil, M. et al., 2008, Renewable energy powered desalination systems: technologies and economics-state of the art. 12th International Water Technology Conference, IWTC12 Alexandria, Egypt.
- EMMASA.2011. Introducción: ciclo integral del agua. [en línea] [citado: 30 de noviembre de 2012] Disponible en: <http://www.emmasa.es/>
- Embalses. Net., 2011. Estado de los embalses y pantanos de España. [en línea] [Citado el: 24 de septiembre de 2011]. Disponible en: <http://www.embalses.net/>
- ENERCON, 2012. Gama de aerogeneradores ENERCON. [en línea] [citado: 8 de enero de 2013] Disponible en: http://www.enercon.de/p/downloads/EN_PUE_es_web.pdf
- EPIA (European photovoltaic Industry Association), 2011. Global market Outlook for photovoltaics until 2015.
- EREC (European Renewable Energy Council), 2010. Renewable Energy in Europe. Markets, trends and Technologies. 2nd ed. ISBN: 978-1-84407- 875-2.
- Eskin, N. et al., 2008. Wind energy potential of Gökceada Island in Turkey. *Renew Sustain Energy Rev*, 12, pp. 839–51.
- Estevan A. y García M., 2007. El consumo de energía en la desalación de agua de mar por ósmosis inversa: Situación actual y perspectivas. Ingeniería Civil 148. ISSN: 0213-8468.
- EVE (Ente Vasco de la Energía), 2011. BMEP (Biscay Marine Energy Platform) [en línea] [citado: 4 de enero de 2012] Disponible en: <http://www.eve.es/web/Energias-Renovables/Energia-marina.aspx>
- Falcão, A., 2008a. The Development of Wave Energy Utilisation. OES-IA annual report 2008, pp. 30-36.
- Falcão, A., 2008 b. Member countries and organisation. Portugal OES-IA annual report 2008, pp. 55-104.
- Falcão, A., 2010. Wave energy utilization: A review of the technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14 (3), pp. 899-918.

BIBLIOGRAFÍA.

- Falcão, A. et al., 1996. Design of a Shoreline Wave Power Pilot Plant for the Island of Pico, Azores. Proceedings of the Second European Wave Power Conference, Lisbon, 1995, European Commission EUR 16932, pp. 87-93.
- Falkenmark, M., 1986. Fresh water – time for a modified approach. *Ambio*, 15, pp. 192–200.
- Fawzi, A.L., 2009. Wind power analysis and site matching of wind turbine generators in Kingdom of Bahrain. *Appl Energy*, 86, pp. 538-45.
- Fernández, P., 2002. Técnicas para aprovechar la energía de las olas. Santander: Publicación del Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria. [en línea] [citado: 20 diciembre de 2011]. Disponible en: <http://libros.redsauce.net/>
- Fernández, P., 2008a. Energía Eólica. [en línea] [citado: 23 noviembre de 2010]. Disponible en: <http://libros.redsauce.net/EnergiasAlternativas/eolica/PDFs/>
- Fernández, P., 2008b. Técnicas que aprovechan la energía de las olas I. [en línea] [citado: 20 diciembre de 2011]. Disponible en: <http://libros.redsauce.net/EnergiasAlternativas/mar/PDFs/02Olas.pdf>
- Frederick, J., 2010. Desalination: Can it be greenhouse gas free and cost Competitive? Yale School of Forestry and Environmental Studies. Masters Project.
- Frutos, L., Castorena, L., 2011. Uso y Gestión del Agua en las Zonas Semiáridas y Áridas. Universidad de Murcia: EDITUM AGORA, 549 p. ISBN: 9788483711798.
- Gamesa, 2007. GAMESA G52-850 kW.[en línea] [citado: 8 de enero de 2013] Disponible en: <https://tecnologia4eso.wikispaces.com/file/view/G52-castellano.pdf>
- Gamesa, 2008. Gamesa G90-2.0 MW. [en línea] [citado: 8 de enero de 2013] Disponible en: <http://www.unizar.es/jmyusta/wp-content/uploads/2010/06/G90-castellano3.pdf>

BIBLIOGRAFÍA.

- García, E. et al., 2009. El impacto de las plantas desalinizadoras sobre el medio marino: la salmuera en las comunidades bentónicas mediterráneas. [en línea] [citado: 20 de septiembre de 2010]. Disponible en Internet en: www.conama.org/documentos/2.pdf
- Georgilakis, P., 2006. State-of-the-art of decision support systems for the choice of renewable energy sources for energy supply in isolated regions. *International Journal of Distributed Energy Resources*, 2 (2), pp. 129-150.
- Gleick, P.H., 1996. Basic water requirements for human activities: Meeting basic needs. *Water Intern.*, 21, pp. 83–92.
- Gobierno de Canarias, 2006. El Agua en Canarias. [en línea] [Citado el: 2 de septiembre de 2011]. Disponible en: www.gobcan.es/citv/dga/aguacanarias
- Gobierno de Canarias, 2012. Revisión PECAN 2006 / 2015. [en línea] [citado: 23 marzo de 2012]. Disponible en: http://www.gobiernodecanarias.org/energia/doc/planificacion/pecan/DOCUMENTO_REVISION_PECAN2006.pdf
- Gobierno de Canarias, 2008. Medio Ambiente en Canarias, Informe de Coyuntura, Agua. pp. 90-103. [en línea] [Citado el: 2 de noviembre de 2011]. Disponible en: http://www.gobiernodecanarias.org/cmayerot/descargas/documentos/informes_coyuntura_medioambiente/2008/04_Agua.pdf
- González, A., 2009. El caso de Lanzarote: la obsesión por el agua. *Canarii* (15) ISSN 1989-1741. [en línea] [Citado el: 2 de julio de 2012]. Disponible en: <http://www.revistacanarii.com/canarii/15>
- Gorona del Viento El Hierro S.A. ,2011), [en línea] [citado: 10 de octubre de 2012] Disponible en: <http://www.goronadelviento.es/>
- Graham, V. and Hollands K. G., 1990. A method to generate synthetic hourly solar radiation globally. *Solar Energy*, 44 (6), pp. 333–341.
- Gregory, J.M. et al., 1994. Modelling wind and relative humidity effects on air quality. *International Specialty Conference on Aerosols and Atmospheric Optics: Radioactive Balance and Visual Air Quality*. Sponsored by Air and Waste Management Association and American Geophysical Union, Snowbird, UT, USA.

BIBLIOGRAFÍA.

- Günther, H. et al., 1992. The WAM model Cycle 4. Report No. 4, Hamburg.
- Hamilton, L., 2006. AWS MK II Deployment, monitoring and evaluation of a prototype advanced wave energy device. AWS Ocean Energy Ltd. [en línea] [citado: 3 de enero de 2012] Disponible en: http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/gp/gp_events/ocean_energy/1200_aws-mkii_en.pdf
- Hänel, A. et al., 1997. The assessment of non-electrified houses in southern Europe. A reliable planning basis for stand-alone PV systems. 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Volumen II. Barcelona, 30 junio-4 julio. Munich: Editado por WIP y H. S. Stephens & Associates.
- Hanna Instruments, 2012. Conductividad y sólidos disueltos. [en línea] [Citado el: 23 de mayo de 2012]. Disponible en: <http://www.hannainst.es/biblioteca/>
- Hau, E., 2006. Wind Turbine, Fundamentals, Technologies, Application, Economics. Berlin: Springer, pp.81-88. ISBN: 103540242406.
- Hernández, M., 2006. Datos estadísticos sobre la desalación en Canarias, Inventario de desaladoras de Canarias. Fundación Centro Canario del Agua. [en línea] [Citado el: 23 de octubre de 2011]. Disponible en: www.fcca.es
- Hernández, M., 2010. Guía para la remineralización de de las aguas desaladas. 2da edición. Acuamed. ISBN: 978- 84-614-3525-8.
- Hidalgo, L., 2009. Análisis del potencial energético del oleaje. Aplicación a la isla de Lanzarote. Escuela Técnica Superior de Caminos, Canales y Puertos de Barcelona. Proyecto o Tesina de Especialidad.
- Hidroflot, 2010. Tecnología. [en línea] [citado: 10 de enero de 2012] Disponible en: <http://www.hidroflot.com/tecnologia.html>
- Hills, R.L. ed., 1996. Power from wind: A History of Windmill Technology. Cambridge: Cambridge University Press.
- H2O (Applying Thought to Water in the Middle East), 2011. Global desalination market grows. [en línea] [citado: 30 noviembre de 2011]. Disponible en: <http://www.h2ome.net/en/2011/09/global-desalination-market-grows-105166/>

BIBLIOGRAFÍA.

- Howard, G. and Bartram, J., 2003. Domestic Water Quantity, Service, Level and Health. World Health Organization, Geneva.
- Ibáñez, P., 2008, Energías de las olas: Situación y Futuro. Jornadas sobre energías del mar. Coruña, España. [en línea] [citado: 2 enero de 2012]. Disponible en:
http://www.udc.es/iuem/documentos/doc_xornadas/anaeco/aproveitamentodaenerxiadasolas.pdf
- Ibáñez, J., 2010. Desalación de Aguas: Aspectos tecnológicos, medioambientales, jurídicos y económicos. Instituto Euromediterráneo del Agua, Murcia. 645 pp. ISBN: 978-84-936326-6.
- ICEX. (Instituto Español de Comercio Exterior), 2007. La desalinización en España. Cuadernos sectoriales.
- IDA (International Desalination Association), 2011. IDA World Congress: Desalination market grows to meet global water needs. Filtration+ Separation, 48 (5), September -October, pp. 28-30.
- IDAE (Intitulo para la diversificación y ahorro de energía), 2009. Mapa eólico de las Islas Canarias. [en línea] [citado: 12 agosto de 2012]. Disponible en:
http://atlaseolico.idae.es/inc/get_map.php?pdf=spd80_es-ic
- IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía), 2011. Plan de Energías Renovables 2011- 2020.
- IEA (International Energy Agency) “End-use petroleum product prices and average crude oil import costs June 2012. [en línea] [citado: 25 julio de 2012]. Disponible en: <https://www.iea.org/stats/surveys/mps.pdf>
- INE (Instituto Nacional de estadística), 2008. Estadísticas e indicadores del agua. Boletín informativo del Instituto Nacional de estadística. No 1/2008.
- INE (Instituto Nacional de Estadísticas), 2010. España en Cifras. España: Graficas Lizarra. 56 p. ISSN: 1136-1611.
- INGEMAR, 2007. Proyecto WAVENERGY, Plan de desarrollo regional para el uso de la energía proveniente del oleaje Atlántico.

BIBLIOGRAFÍA.

- Israel NewTech (Novel Efficient Water Technologies), 2008. Agua la Experiencia Israelí. [en línea] [citado: 25 noviembre de 2011]. Disponible en: <http://www.moit.gov.il/NR/rdonlyres/294DD575-9881-42C1-8DFC898045320EFB/0/NEWTechbrochureSPANISH.pdf>
- ISTAC (Instituto Canario de Estadística), 2008. Canarias en cifras 2007/2008.
- ISTAC (Instituto Canario de Estadística), 2010. Canarias en cifras 2010.
- ITC (Instituto Tecnológico de Canarias), 2002. Posibilidades de explotación de la Energía Eólica en Canarias [en línea] [citado: 12 agosto de 2012]. Disponible en: www.agenergia.org/files/resourcesmodule/random499e8e8d0ea7a/1235131520_Posibilidades_EolicaCanarias_2002.pdf
- ITC (Instituto Tecnológico de Canarias), 2008. Guía del agua en la Macaronesia Europea. ISBN: 978-84- 690-6404-7.
- ITC (Instituto Tecnológico de Canarias), 2011. Mapa Solar de Canarias. [en línea] [citado: 12 agosto de 2012]. Disponible en: <http://mapasolar.itccanarias.org/mapasolarcanarias/>
- ITER (Instituto Tecnológico de Energías Renovables), 2010. Memoria de gestión y actividades. [en línea] [citado: 8 de 5 diciembre de 2012] Disponible en: http://www.iter.es/pub/documentos/documentos_Grupo_ITER_2010_datos_eco_12751585.pdf
- Jaime, J., 2004. Impacto ambiental en la desalación de aguas. VII Congreso Nacional de Medio Ambiente. Madrid, España.
- Jimenez, T., 1998. Hybrid design handbook. NREL/EDRC.
- Jossen, A. et al. 2005. Hybrid systems with lead–acid battery and proton-exchange membrane fuel cell. Journal of Power Sources, 144, pp. 395–401.
- Justino, P., 2010. Implementing Agreement on Ocean Energy Systems. Annual report 2010. Executive Committee of the OES-IA, pp. 37 – 39.
- Kaltschmitt, M. et al. eds., 2007. Renewable Energy. Technology, Economics and Environment. Berlin: Springer. ISBN: 978-3-540-70947-3.

BIBLIOGRAFÍA.

- Klein, S.A. et al, 2010, TRNSYS 17: A Transient System Simulation Program, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, USA. [en línea] [citado: 25 junio de 2012]. Disponible en: <http://sel.me.wisc.edu/trnsys>.
- Kramer, M., 2011. Performance Evaluation of the Wavestar Prototype. 9th European Wave and Tidal Energy Conference. University of Southampton, UK, 5-9 sept. 2011.
- Lambert, T. et al., 2006. Integration of Alternative Sources of Energy. Micropower Modeling System. New Jersey: John Wiley & Sons, inc. 471 p. ISBN: 13-978-0-471-71232-9.
- Lattemann, S., Höpner, T., 2008. Environmental impact and impact assessment of seawater desalination. *Desalination*, 220, pp. 1–15.
- Lechuga, J., et al. 2007. Análisis de los procesos para desalinización de agua de mar aplicando la inteligencia competitiva y tecnológica. *Ingeniería*, 003 (11), pp. 5-14 Mérida, México.
- Legaz, R., 2006. Energía Marina. Desarrollo de una planta de energía de las olas en el Cantábrico. 2da Jornada Internacional sobre Energía Marina del Ente Vasco de la Energía (EVE), Bilbao, España, 25 de enero 2006.
- Llamas, M. R. et al., 2009. Soluciones para la escasez del agua en España y su aplicación a otras regiones. *Rev. R. Acad. Cienc. Exact. Fís. Nat.*, 103 (1), pp.41-54.
- López, J.A. y Mejías, M. (2000). Las aguas salobres, una alternativa al abastecimiento en regiones semiáridas. Instituto Geológico y Minero de España. [en línea] [citado: 13 de enero de 2013] Disponible en: <http://aguas.igme.es>
- Magrinyà, F., 2005. El acceso a los servicios urbanos y la urbanización en los países del Sur: la necesidad de una perspectiva en el espacio y en el tiempo. *Cuadernos internacionales de tecnología para el desarrollo humano*, 03, pp.5-14. ISSN: 1697-820 X.
- Manwell, J.F. et al., 2002. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, John Wiley & Sons, Baffins Lane, Chichester, West Sussex, PO19 8SQ, United Kingdom.

BIBLIOGRAFÍA.

- Manwell, J.F., 2006. Hybrid2. A hybrid system simulation model theory manual. National Renewable Energy Laboratory. Subcontract No. XL-1-11126-1-1
- Margheritini, L., 2009. R&D towards commercialization of the Sea wave Slot cone Generator (SSG) overtopping wave energy converter. PhD Thesis (041209). Department of Civil Engineering Wave Energy Research Group, Aalborg University, Denmark. ISSN 1901-7294.
- MARM (Ministerio del medio Ambiente y Medio Rural y Marino), 2007. Ciclo de Debate. El Uso del Agua en la Economía Española: Situación y Perspectivas. [en línea] [Citado el: 24 de septiembre de 2011]. Disponible en: http://www.aqualia.es/files/ponencias/MMA1conclusiones_dedebate.pdf
- MARM (Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino), 2011. La desalación en España. Sostenibilidad para zonas vulnerables.
- Marqués, J., 2008. Open sea research and test facilities for wave energy converters (Basque Country, Northern Spain). EVE (Ente Vasco de Energía). [en línea] [citado: 4 de enero de 2012] Disponible en: <http://www.allenergy.co.uk/>
- Miguélez, F. ed., 2009. La energía que viene del mar. Netbiblo, 166 p, ISBN: 978- 84- 9745- 265-6.
- Morgan, T.R., Marshall, R. H., Brinkworth, B. J., 1997. ARES a refined simulation program for the sizing and optimization of autonomous hybrid energy systems. Solar Energy, 59 (4-6), pp. 205-215.
- Moro, M., 2010. Instalaciones solares fotovoltaicas. Madrid: Paraninfo. 201 p ISBN: 978-84-9732-776-3
- Muselli, et al., 1999. Design of Hybrid-Photovoltaic Power Generator, with Optimization of energy Management. Solar energy, 65 (3), pp.143-157.
- Nadeau, M., 2009. The Standardization of Marine Renewable Energy Conversion Systems. OES-IA annual report 2009, pp. 54-59. [en línea] [citado: 21 diciembre de 2011]. Disponible en: http://www.wavec.org/client/files/Annual_Report_2009.pdf

BIBLIOGRAFÍA.

- Nihous, G., 2008. Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) and Derivative Technologies: Status of Development and Prospects. OES-IA annual report 2008.
- NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2010. Software HOMER. Versión 2.81 [en línea] [citado: 3 junio de 2012]. Disponible en Internet en: <https://homerenergy.com/download.html>
- Observatorio Eólico, 2011. Tiempos duros para la energía eólica en España. Energías Renovables, 98, pp. 34-40. ISSN: 1578-6951.
- Oceanlinx, 2012. Past Project. [en línea] [citado: 8 enero de 2012]. Disponible en: <http://www.oceanlinx.com/projects/past-projects/>
- OES (Ocean Energy Systems), 2010. Implementing Agreement on Ocean Energy Systems. Annual report 2010.
- Olcina, J., Moltó, E., 2010. Recursos de agua no convencionales en España: Estado de la cuestión. Investigaciones Geográficas, Universidad de Alicante, España, 51, pp. 131-163. ISSN: 0213-4691.
- ONU (Organización de Naciones Unidas), 2005. El agua, fuente de vida. (2005-2015). [en línea] [Citado el: 20 de septiembre de 2011]. Disponible en: <http://www.un.org/spanish/waterforlifedecade/index.shtml>.
- OPT (Ocean Power Technologies), 2006. Santoña, Spain. [en línea] [citado: 5 enero de 2012]. Disponible en: <http://www.oceanpowertechnologies.com/spain.htm>
- Ortubia, I., López, L., Torre, Y., 2008. Implantación de una central undimotriz en el nuevo dique de abrigo al Puerto de Mutriku. Información mensual de Puertos del Estado, 148, pp. 38-50. ISSN: 1577-6360.
- OSAWA, H. et al., 2002. The Offshore Floating Type Wave Power Device “Mighty Whale” Open Sea Tests – Performance of The Prototype. International Offshore and Polar Engineering Conference Kitakyushu, Japan, May 26–31, 2002. ISBN: 1-880653-58-3.
- Øystein, S., 2008. Status of Technologies for Harnessing Salinity Power and the Current Osmotic Power Activities. OES-IA annual report 2008.

BIBLIOGRAFÍA.

- Patel, M. S. y Pryor, T. L., 2001. Monitored Performance Data from a Hybrid RAPS System and the Determination of Control Set Points for Simulation Studies. ISES 2001 Solar World Congress.
- PENUD (Programa de las Naciones Unidas), 2006. Informe sobre el Desarrollo Humano. Barcelona: Aedos, S.A. 440 p. ISBN 10: 84-8476-301-3.
- Perera, J. et al., 2010. Evaluation of the energetic potential of swell for the Canary Islands. Journal of Maritime Research, VII (2), pp 21-36. ISSN: 1697-4840.
- Pipo System, 2011. Sistema APS-Pisys. [en línea] [citado: 8 de enero de 2012] Disponible en: http://www.piposystems.com/sistema_aps-pisys.php
- PRODES (Promotion of Renewable Energies for Water Production through Desalination), 2008. Project Overview. [en línea] [citado: 7 de marzo 2012]. Disponible en: <http://www.prodesproject.org>
- PRODES, (Promotion of Renewable Energies for Water Production through Desalination), 2010. Productos para la desalación comercial alimentados mediante energía renovable [en línea] [citado: 15 de marzo 2012]. Disponible en: <http://www.itccanarias.org/web/servicios/agua/documentos/PRODES.pdf>
- Puertos del Estado, 2012. Conjunto de datos WANA. [en línea] [citado: 15 de agosto 2012]. Disponible en: http://calipso.puertos.es//BD/informes/INT_WANA.pdf
- Qureshi, S. et al., 2010. A New Method for Extracting Ocean Wave Energy Utilizing the Wave Shoaling Phenomenon. World Academy of Science, Engineering and Technology, December, 72, pp. 792-98.
- Red Eléctrica de España, 2010. Retos de la Penetración de Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos Canarios. [en línea] [citado: 18 de agosto 2012]. Disponible en: http://jornadasenergeticas.files.wordpress.com/2010/02/retos_integracion_renovables_v5.pdf
- Rehman, S. et al., 2010. Study of a solar PV-diesel-battery hybrid power system for a remotely located population near Rafha, Saudi Arabia. Energy, 35, pp. 4986-4995

BIBLIOGRAFÍA.

- Renne, D. S., 2008. Uses and Limitations of Observations, Data, Forecasts, and Other Projections in Decision Support for Selected Sectors and Regions. Decision Support System for Assessing Hybrid Renewable Energy Systems. U.S. Climate Change Science Program.
- Rufes, P., 2010. Energía Solar Térmica. Barcelona: Marcombo, 307 p. ISBN: 978-84-267-1558-6.
- Ruiz, J. P., 2007. Aprovechamiento de la Energía de las Olas. Robotiker-TECNALIA (2da Jornada Internacional sobre Energía Marina), Bilbao, España. [en línea] [citado: 2 enero de 2012]. Disponible en: <http://www.eve.es/jornadas/CorporacionTecnalia.pdf>
- Rybar, S. et al., 2005. Experience with Renewable Energy Source and SWRO Desalination in Gran Canaria. SP05-100. International Desalination Association World Congress.
- Sadhwani, J., Veza, J.M., 2008. Desalination and energy consumption in Canary Islands. Desalination, 221, pp.143–150.
- Sánchez, C., 2009. Tecnología energética. Dpto. de Ingeniería Energética. UNED.
- Santamarta J. C., 2009. Singularidades sobre la construcción, lanificación y gestión de las obras y recursos hídricos subterráneos en medios volcánicos. Estudio del caso en las Islas Canarias Occidentales. Tesis Doctoral. Universidad Politécnica de Madrid.
- Schaffrin, C., Knoblich, I., 1998. Solsim and hybrid designer. Self optimizing software tools for simulation of Solar Hybrid Applications. EuroSun 98, Slovenia.
- Shuval, H., 1992. Approaches to resolving the water conflicts between Israel and her Neighbors. A Regional Water-for-Peace Plan. Water Intern., 17, pp. 122–143.
- Southwest Wind Power, 2000. Whisper 500. Owners Manual Installation, Operation and Maintenance. [en línea], 2010 [citado: 3 de mayo de 2012]. Disponible en: <http://www.windenergy.com/sites/webtest.windenergy.com/>

BIBLIOGRAFÍA.

- Spiegler, K.S. and El-Sayed, Y.M., 1994. A Desalination Primer Introductory Book for Students and Newcomers to Desalination. Balaban Desalination Publications. ISBN: 086689-034-3.
- Suárez, A., 2005. Condicionantes ecológicos, sociales y técnicos en la construcción de la desaladora de la aldea. Gran Canaria. [en línea] [Citado el: 23 de noviembre de 2011]. Disponible en: <http://www.infonortedigital.com/>
- Subiela, V. y Banat, F., 2008. Region Identification and Site Selection. ADIRA handbook, a guide to autonomous system concepts. pp. 9- 15. ISSN: 978 975 561 311 6.
- Tecnalía, 2007. Oceantec. Desarrollo tecnológico de un sistema de aprovechamiento de la energía de las olas. Informe publicable. N° de expediente: 7/12/EK/2005/16 OCEANTEC.
- Tecnalía, 2010. Situación actual de las energías marinas y perspectivas de futuro. SAEI (Seminario anual de automática, electrónica industrial e instrumentación), Bilbao, España, 8 de julio 2010.
- The Carbon Trust, 2005. The Carbon Trust Marine Energy Challenge. Oscillating Water Column Wave Energy Converter Evaluation Report. [en línea] [citado: 9 enero de 2012]. Disponible en: http://www.oceanlinx.com/assets/Technology/carbon_trust_oscillating_water_column_wec_evaluation_report.pdf
- Ucar, A., Balo, F., 2008. Evaluation of wind energy potential and electricity generation at six locations in Turkey. Appl Energy, 86, pp.1864- 72.
- UNEP (United Nations Environment Programme), 2008. Global Waterstress and Scarcity. [en línea] [Citado el: 22 de septiembre de 2011] Disponible en: <http://www.grida.no/publications/vg/water2/page/3239.aspx>
- UNEP (United Nations Environment Programme), 2011. The bioenergy and water nexus. Oeko-Institut and IEA Bioenergy, Task 43.
- UN-Water (United Nations- Water), 2007. Coping with water scarcity - Challenge of the twenty-first Century. [Citado el: 20 de septiembre de 2011]. Disponible en: <http://www.fao.org/nr/water/docs/escarcity.pdf>

BIBLIOGRAFÍA.

- Valero, A., Uche, J., Serra, L., 2001. La desalación como alternativa al Plan Hidrológico Nacional. Universidad de Zaragoza, España.
- Vestas Wind Systems, 2011. Gama de aerogeneradores VESTAS. [en línea] [citado: 8 de enero de 2013] Disponible en: <http://www.vestas.com>
- Viceconsejería de Industria y Energía, 2012. P.V.P. de gasolinas y Gasóleo de Automoción, 2011. [en línea] [Citado el: 2 de septiembre de 2012] http://www.gobiernodecanarias.org/energia/temas/hidrocarburos/carburantes/Canarias_Precios2011_EESS.pdf
- Vicinanza, D. et al., 2008. Seawave slot-cone generator: an innovative caisson breakwaters for energy production. Coastal Engineering, pp. 3694-3705.
- Vidal, C., 2006, Evaluación del flujo de energía del oleaje: aplicación a la costa del País Vasco. I Jornadas Técnicas Sobre Aprovechamiento de las Energías Renovables en Mares Archipelágicos, 23 y 24 de Noviembre de 2006. S.C.Tenerife.
- Villanueva, A., Sainz, J.A., 2008. La situación del agua en España. Recursos, gestión y tendencias. Fundación EOI, 128 p. ISBN: 978-84-88723-94-9.
- Villarrubia, M., 2004. Energía Eólica. Energías. Alternativas y Medio Ambiente. Barcelona: CEAC, 322 p. ISBN: 8432910627.
- Voith Hydro, 2009. Wave Power. [en línea] [citado: 3 enero de 2012]. Disponible en: <http://www.wavegen.co.uk/pdf/wavegen-brochure-sept-2009.pdf>
- Voivontas, D. et al., 1999. "Market potential of renewable energy powered desalination systems in Greece". Desalination., 121, pp.159-172.
- Wave Dragon, 2005. Technology. [en línea] [citado: 3 de enero de 2012]. Disponible en: <http://www.wavedragon.net/>
- Wenzl, H. et al., 2005. Life prediction of batteries for selecting the technically most suitable and cost effective battery. Journal of Power Sources 144 (2), pp. 373-84.
- WES (Wind Energy Solutions), 2009.WES5 Tulipo. [Citado el: 3 de junio de 2012]. Disponible en: http://cellenergyinternational.co.uk/pdf/WES5_Tulipo_brochure_ds1.pdf

BIBLIOGRAFÍA.

- WHO/UNICEF, 2000. Joint Monitoring Programme for Water Supply and Sanitation, Global Water Supply and Sanitation Assessment 2000 Report. WHO/ UNICEF, Washington.
- Wies, R. et al., 2004. Economic Analysis and Environmental Impacts of a PV with Diesel-Battery System for Remote Villages. IEEE General meeting of Power Engineering. June 2004. Denver, Colorado, USA.
- WWAP (World Water Assessment Programme), 2003. Water for People, Water for Life: The United Nations World Water Development Report, UNESCO Publishing, Berghahn Books, Paris.
- WWEA (World Wind Energy Association), 2011. Reporte anual de la energía eólica en el mundo 2010. [en línea] [citado: 25 noviembre de 2011]. Disponible en: <http://www.wwindea.org/>
- WWF (World Wildlife Fund), 2012. Observatorio de la Electricidad Año 2011. [en línea] [citado: 20 febrero de 2012]. Disponible en <http://awsassets.wwf.es/>
- WWF (World Wildlife Fund), 2007. Observatorio de la Electricidad. Islas Canarias. [en línea] [citado: 21 febrero de 2012]. Disponible en: <http://awsassets.wwf.es/>