UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS
DE GRAN CANARIA

Tesis doctoral

Evolución energética y perspectivas de implantación de energías renovables en Canarias. Mecanismos de incentivos a la electricidad de origen renovable

Julieta C. Schallenberg Rodríguez

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PROCESOS

Programa de doctorado: INGENIERÍA AMBIENTAL Y DESALINIZACION

Enero 2012, Las Palmas de Gran Canaria

Directores de la tesis

Ana Mª Blanco Marigorta

Reinhard Haas

José Miguel Veza Iglesias

Enero 2012, Las Palmas de Gran Canaria

Indice/Index

DESCRIPCIÓN **XI**

DESCRIPTION **XV**

RESUMEN **XIX**

RESUMÉ **XXVII**

PARTE I **35**

EVOLUCIÓN ENERGÉTICA EN CANARIAS **35**

ENERGY EVOLUTION IN THE CANARY ISLANDS **35**

CAPÍTULO 1 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA **37**

1.1 La energía en el mundo: del homo sapiens al siglo XXI **37**

1.2 Evolución de la energía en Canarias **41**

CAPÍTULO 2 LA ETAPA PREHISPÁNICA Y LA CONQUISTA **45**

2.1 Breve reseña histórica **45**
2.1.1 Mitología y avistamientos 45
2.1.2 El redescubrimiento de Canarias 46
2.1.3 La población aborigen 47
2.1.4 Tiempos de conquista 48

2.2 La etapa prehispánica **50**
2.2.1 El molino de mano y los cereales 50
2.2.2 La leña 55
2.2.3 Sobre los recursos energéticos en la época prehispánica 55

2.3 La Conquista: esclavos, animales de tiro y deforestación **56**
2.3.1 Esclavos 56
2.3.2 Talas madereras 64
2.3.3 Animales de tiro 65
2.3.4 Sobre los recursos energéticos en la época de la conquista y post-conquista (s. XV y XVI) 66

CAPÍTULO 3 LOS MOLINOS **69**

3.1 Breve reseña sobre la evolución de la agricultura en Canarias **69**

3.2 Evolución cronológica de los molinos en Canarias **72**

3.3 El molino azucarero 73

3.4 La tahona 76

3.5 Molinos de agua 78
3.5.1 Breve reseña histórica sobre los molinos de agua 78
3.5.2 Sobre la importancia de los molinos de agua en Canarias 81
3.5.3 Heredamientos de agua y molinos 81
3.5.4 Peculiaridades y ubicación de los molinos 83
3.5.5 El molino y sus elementos 83

3.6 Molinos harineros de viento 92
3.6.1 Breve reseña histórica sobre los molinos de viento 92
3.6.2 Los molinos 94
3.6.3 Las molinas 98

3.7 Molineros y molienda 101
3.7.1 Piedras y molinos 101
3.7.2 El oficio de molinero 105
3.7.3 Formas de pago 106
3.7.4 Los tradicionales molinos harineros en la actualidad 107

3.8 Aeromotores para bombeo 108

CAPÍTULO 4 LA LLEGADA DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES A LAS ISLAS 113

4.1 El carbón 113

4.2 El petróleo 114
4.2.1 El alumbrado 114
4.2.2 Los primeros importadores de petróleo 115
4.2.3 Canarias: encrucijada de importación/exportación de petróleo 117
4.2.4 CAMPSA, CEPSA y la refinería de Santa Cruz de Tenerife 118
4.2.5 La llegada de los G.L.P. 120

4.3 El gas ciudad 121

4.4 El transporte 121
4.4.1 Trenes y tranvías 121
4.4.2 Los automóviles 125

CAPÍTULO 5 LA ELECTRICIDAD 127

5.1 El nacimiento de la electricidad 127
5.1.1 Los primeros acercamientos canarios a la electricidad 127
5.1.2 Santa Cruz de La Palma: llega la electricidad a Canarias 128
5.1.3 La Orotova: segunda en apuntarse a la electricidad 129
5.1.4 La luz eléctrica llega a las dos ciudades capitalinas 129

5.2 La expansión del servicio eléctrico 131
5.2.1 Zonas rurales versus ciudades capitalinas 131
5.2.2 La electrificación fuera de las ciudades capitalinas 132
5.2.3 La electrificación en las ciudades capitalinas 138

5.3 El nacimiento de UNELCO y su 1ª etapa como empresa privada 142

5.3.1 El capital americano y la creación de UNELCO 142
5.3.2 Dos etapas divergentes divididas por la autarquía 142
5.3.3 El periodo autárquico 142
5.3.4 La expansión de la economía y del sector eléctrico 151

5.4 La entrada del INI: el comienzo de las empresas públicas 152
5.4.1 La creación del INI 152
5.4.2 El aumento de la población y de la demanda 153
5.4.3 Dificultades para abastecer la demanda 153
5.4.4 La entrada del INI en Canarias: de La Palma al resto de las islas 154

5.5 La conversión de UNELCO a empresa pública 160
5.5.1 La venta de UNELCO 160
5.5.2 UNELCO absorbe las empresas del sector 161

5.6 UNELCO como servicio público 162
5.6.1 UNELCO como empresa pública 162
5.6.2 Sobre cómo las redes se extendieron por todo el Archipiélago 163
5.6.3 Las inversiones de UNELCO como empresa pública 163
5.6.4 La ordenación tarifaria 164

5.7 Nuevos rumbos económicos: la privatización de UNELCO-ENDESA 164

5.8 El sector energético en los albores del siglo XXI 165
5.8.1 Actores del sector de la electricidad 165
5.8.2 Situación energética en la primera década del siglo XXI 165

5.9 El sector renovable después de un siglo de electricidad 166
5.9.1 Las centrales hidráulicas pasan a segundo plano 166
5.9.2 La tímida vuelta a la energía eólica 167
5.9.3 Los primeros pasos en energía solar 169

CAPÍTULO 6 PLANES ENERGÉTICOS DE CANARIAS 171

6.1 Los planes energéticos de Canarias: objetivos 171

6.2 Características relevantes del PECAN'86 172

6.3 Características relevantes del PECAN'89 174

6.4 Características relevantes PECAN 2006 178

CAPÍTULO 7 DE VUELTA CON LAS RENOVABLES 180

7.1 Por qué el título "de vuelta con las renovables" 180

7.2 Cambio de modelo energético 182
7.2.1 ¿Es sostenible el modelo energético actual? 182
7.2.2 Reflexiones sobre modelos energéticos 183
7.2.3 ¿De dónde venimos y a dónde vamos? 184
7.2.4 Las dos patas de un modelo energético 186
7.2.5 ¿Planes energéticos para un cambio de modelo energético? 187
7.2.6 De algo hay que vivir en el periodo transitorio 189

PARTE II 191

CAPACIDAD DE IMPLANTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN CANARIAS 191

RENEWABLE ENERGIES CAPACITY IN THE CANARY ISLANDS 191

CAPÍTULO 8 SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL DE CANARIAS 193

8.1 Las fuentes energéticas de Canarias 193

8.2 Consumo y distribución sectorial 194

8.3 El petróleo 197
8.3.1 Importaciones de petróleo 197
8.3.2 Estructura del sector petrolífero 197
8.3.3 Nuevos yacimientos, ¿nuevas expectativas? 199

8.4 El transporte 201

8.5 La electricidad 202
8.5.1 Energía eléctrica 202

8.6 Las fuentes renovables 204
8.6.1 Energías renovables en Canarias 204
8.6.2 Energía eólica en Canarias 205
8.6.3 Energía solar fotovoltaica en Canarias 208
8.6.4 Energía solar térmica en Canarias 212
8.6.5 Energía hidráulica en Canarias 214

8.7 Conclusiones 214

CAPÍTULO 9 A METHODOLOGY TO ESTIMATE THE WIND TECHNO-ECONOMICAL POTENTIAL IN REGIONS AND ISLANDS: THE CASE OF THE CANARY ISLANDS 215

9.1 Introduction 215

9.2 Methodology 216
9.2.1 Potential and limitations 216
9.2.2 Constraints 217
9.2.3 Wind farm configuration: wake effect 225
9.2.4 Location of the wind farms 228
9.2.5 Slope's influence 233

9.3 Wind energy production 234
9.3.1 Methodological considerations 234
9.3.2 Wind data 235
9.3.3 Selection of the method to determine the wind production 237
9.3.4 The Weibull distribution as a mean to obtain turbines' annual production 238
9.3.5 Extrapolation/interpolation of wind speed at different altitudes 242
9.3.6 Extrapolation/interpolation of the shape factor (k) at different altitudes 250

9.4 Wind cost-resource curves 254
9.4.1 Cost-resources curves: a brief introduction 254
9.4.2 Investment cost 256
9.4.3 Exploitation cost 257
9.4.4 Lifetime of the system 258

9.4.5 Wind electricity generation cost 258

9.5 Sensibility analysis 262
9.5.1 Effect of tower altitude 262
9.5.2 Cost of increasing the height of the windturbine 263

9.6 Potential production versus electricity demand 267

9.7 Conclusions 269

CAPÍTULO 10 A METHODOLOGY TO ESTIMATE THE PHOTOVOLTAIC TECHNO-ECONOMICAL POTENTIAL ON ROOFS IN REGIONS AND ISLANDS: THE CASE OF THE CANARY ISLANDS 271

10.1 Introduction 271
10.1.1 Regional considerations 271
10.1.2 Methodological considerations 272

10.2 Methodology 272

10.3 Available roof area 273
10.3.1 Methodology 273
10.3.2 Determination of the total roof area per municipality 274
10.3.3 Classification of the constructed areas per municipality 275
10.3.4 Main type of buildings and their roof characteristics 276
10.3.5 Utilization factors per building type 276
10.3.6 Determination of the municipality types and their utilization factor 281
10.3.7 Calculation of available roof area for pv purposes per municipality and island 284
10.3.8 Case scenarios: available roof area and potential power installed 286

10.4 Comparison to other methodologies 287
10.4.1 Differences in the methodology to determine the roof area 287
10.4.2 Differences in the methodology: municipality type and their utilization factors 294

10.5 Global solar radiation 295

10.6 Yearly PV production 297

10.7 Does GIS improve the results? 302

10.8 Solar PV cost-resource curves 303

10.9 Does the PV production match the electricity demand? 306
10.9.1 Monthly approach 306
10.9.2 Daily approach 308

10.10 Conclusions 310

CAPÍTULO 11 EL SISTEMA ELÉCTRICO EN CANARIAS Y LA INTEGRACIÓN DE RENOVABLES 313

11.1 La red eléctrica 313

11.2 Mix de generación y la producción eléctrica 315
11.2.1 El mix de generación 315
11.2.2 Órdenes de despacho 315

11.2.3 Planificación diaria 316

11.3 Comportamiento de la demanda eléctrica 316

11.4 Regulación del sistema 319

11.5 Características del sistema eléctrico 320
11.5.1 El equilibrio instantáneo generación-demanda 320
11.5.2 Cobertura de la demanda e integración de renovables 320

11.6 Sobredimensionamiento del sistema eléctrico 322

11.7 Incremento de la contribución de las energías renovables en las redes eléctricas 324

11.8 Gestión de la demanda 326

11.9 La gestión de la electricidad desde una perspectiva empresarial 327

11.10 Conclusiones 329

PARTE III 331

INCENTIVOS A LA ELECTRICIDAD DE ORIGEN RENOVABLE 331

RENEWABLE ELECTRICITY SUPPORT SYSTEMS 331

CAPÍTULO 12 MECANISMOS DE INCENTIVOS 333

12.1 Tipos de mecanismos de apoyo a la electricidad renovable 333

12.2 Mecanismos basados en precios versus cantidad 334
12.2.1 Categorización de los mecanismos de incentivos 334
12.2.2 Sistema basado en tarifas 335
12.2.3 Sistema basado en concurso o subasta pública 338
12.2.4 Sistema de certificados verdes 339

12.3 El origen de los mecanismos de apoyo 340
12.3.1 El origen del sistema de tarifas 340
12.3.2 El origen de los certificados verdes 341

12.4 Evaluación y comparativa de los mecanismos de incentivo a la electricidad renovable 343
12.4.1 Extensión geográfica de los mecanismos de incentivo 343
12.4.2 Eficacia a la hora de promover una mayor contribución de las renovables 346
12.4.3 Eficiencia, coste-eficiencia y costes de transacción 347
12.4.4 Eficiencia dinámica y diversidad tecnológica 348
12.4.5 Reducción de costes y de precios 350
12.4.6 Seguridad para el inversor 351
12.4.7 Conformidad con el mercado liberalizado de la electricidad 352
12.4.8 Dispersión de la generación renovable 353
12.4.9 Parámetros para su cálculo 353
12.4.10 Control del gasto público de las políticas de incentivos 354

12.5 Armonización europea de los mecanismos de incentivos a la electricidad renovable 354

CAPÍTULO 13 LOS CERTIFICADOS VERDES **357**

13.1 Introducción a los certificados verdes **357**

13.2 Criterios de diseño de los sistemas basados en certificados verdes **358**
13.2.1 Actor sobre el que recae la obligación de adquirir los certificados verdes 358
13.2.2 Cuantificación de la obligación 359
13.2.3 Duración y revisión del proceso 361
13.2.4 Emisión de los certificados verdes 362
13.2.5 Utilización de los certificados verdes 364
13.2.6 El proceso de control 366
13.2.7 El comercio de los certificados 368
13.2.8 Diferencias en las cuotas y duración de los programas 369

13.3 Funcionamiento del mercado de los certificados verdes **370**
13.3.1 Experiencias con el mercado de los certificados verdes 371
13.3.2 Diseño y funcionamiento de un mercado ficticio de certificados verdes 371

13.4 Consideraciones finales **376**

CAPÍTULO 14 DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE TARIFA (FEED-IN TARIFF) **377**

14.1 Determinación del valor de las tarifas **377**
14.1.1 Tarifas basadas en los costes de generación de la electricidad renovable 378
14.1.2 Tarifas basadas en los costes evitados 379

14.2 Revisión de las tarifas **381**
14.2.1 Revisión y ajuste periódicos de la tarifa 381
14.2.2 Revisión de la tarifa según capacidad instalada 382
14.2.3 Consideraciones generales sobre la revisión de la tarifa 382

14.3 Obligación de comprar la electricidad **382**
14.3.1 Venta en el mercado spot de electricidad 382
14.3.2 Obligación de compra en función de las pérdidas de la red 383
14.3.3 Consideraciones generales sobre la obligación de compra de la electricidad renovable 383

14.4 Tarifas escalonadas **383**
14.4.1 Tarifa escalonada según ubicación 386
14.4.2 Tarifa escalonada según el tamaño de la planta 390
14.4.3 Tarifa escalonada según el tipo de combustible 392

14.5 Parámetros de diseño de los sistemas de tarifas **393**

CAPÍTULO 15 MECANISMOS DE APOYO A LA ELECTRICIDAD RENOVABLE EN ESPAÑA **395**

15.1 Descripción del marco regulador de apoyo a la electricidad de origen renovable en España395

15.2 Organización básica del mercado eléctrico español. El régimen especial **399**

15.3 Barreras y beneficios de la electricidad renovable en España **400**
15.3.1 ¿Por qué un régimen retributivo especial para las renovables? 400
15.3.2 El régimen retributivo especial en España 402
15.3.3 Barreras a la producción de electricidad de origen renovable 402

CAPÍTULO 16 FIXED FEED-IN TARIFF VERSUS PREMIUM: LESSONS LEARNT FROM THE SPANISH SYSTEM 405

16.1 Introduction 405

16.2 Recent development of RES-E in Spain 407

16.3 Description of the current Spanish support system 409

16.4 Fixed-FIT versus premium: market and investors 414

16.5 Cut-off price and electricity prices reaching cap and floor values 419

16.6 Comparison of the dual system in Spain: an analysis of the 2009 values per technology 421

16.7 Evaluation of the design criteria of the dual system in Spain 425

16.8 Stability, adequacy to the electricity demand and investors' behavior 427
16.8.1 Stability and flexibility 427
16.8.2 Adequacy to the electricity demand pattern 428
16.8.3 Investors' behavior 429

16.9 Conclusions 430

CAPÍTULO 17 THE CAP & FLOOR IN THE SPANISH FEED-IN SYSTEM: 3 YEARS EXPERIENCE 433

17.1 Introduction 433

17.2 Description of the principles of the cap and floor system 434

17.3 Comparing the performance of the cap & floor system in days with high and low electricity prices 437
17.3.1 How to select the days to be compared 437
17.3.2 Comparing the performance of the cap & floor system on a daily basis 438

17.4 Performance of the cap & floor system over 3 years and comparison to the fixed-premium system 446

17.5 Long term perspectives of the premium system: scenarios development 447

17.6 The cap & floor system: does it make sense? 452

17.7 How to estimate the values in a premium system 453

17.8 Conclusions 454

***CONCLUSIONES* 457**

***CONCLUSIONS* 463**

ANEXO / ANNEX 1 467

ÍNDICE DE FIGURAS / FIGURES INDEX **471**

ÍNDICE DE TABLAS / TABLES INDEX **479**

BIBLIOGRAFÍA / REFERENCES **483**

DESCRIPCIÓN

Título

Evolución energética y perspectivas de implantación de energías renovables en Canarias. Mecanismos de incentivos a la electricidad de origen renovable.

Descripción

La tesis está estructurada en tres partes. Una primera parte describe la evolución de la energía en Canarias desde el punto de vista de su transformación tecnológica, como eje principal, pero atendiendo también a criterios económicos y de dependencia del exterior.

La segunda parte comienza con el análisis de la coyuntura energética actual en Canarias para seguidamente determinar la potencial contribución de la electricidad de origen renovable a las redes eléctricas insulares. Para ello se ha determinado el potencial de la energía eólica, atendiendo a las restricciones territoriales, y de la energía solar fotovoltaica en cubiertas. Por último, se apuntan algunas reflexiones sobre las limitaciones a la integración de electricidad renovable en el Archipiélago dado que está conformado por una serie de redes débiles de limitadas dimensiones y sin interconectividad.

La tercera y última parte está dedicada a los mecanismos de incentivos a la electricidad de origen renovable. Una vez identificado el potencial de electricidad de origen renovable (2ª parte), el fomento de estas fuentes energéticas pasa por diseñar mecanismos que incentiven su implantación. En esta última parte se analizan los mecanismos de incentivos existentes, identificando los más eficaces a la hora de promover la electricidad renovable. Por último, se hace un análisis exhaustivo del sistema español, que incorpora algunos elementos innovadores, analizando su evolución e intentando aprender cuáles han sido las claves de sus éxitos y fracasos.

A continuación se describen las tres partes con un mayor grado de detalle.

Parte 1: Evolución de la energía en Canarias

En esta parte se lleva a cabo, en primer lugar, un recorrido histórico y descriptivo de la energía en Canarias desde la época prehispánica hasta el siglo XXI. Evolución que se describirá desde el punto de vista de su transformación tecnológica pero teniendo en cuenta

también otros factores como el aumento de la dependencia energética del exterior a lo largo del tiempo y algunas de sus características socio-económicas más relevantes.

En esta parte se intentará dar respuesta a preguntas del tipo: ¿Qué tipo de energía se utilizaba? ¿Cómo se utilizaba? ¿Cuándo se dieron los cambios de un sistema energético a otro? ¿Por qué se dieron esos cambios? ¿Cuáles fueron las dificultades que se encontraron en cada una de estas etapas? Las distintas etapas que se abarcarán son:

- La etapa prehispánica
- La etapa de la Conquista: esclavitud, animales de tiro, madera
- Los molinos: de mano, de sangre, de agua, de viento, de fuego
- Los combustibles fósiles
- La electricidad
- Las energías renovables

Se pretende dar una visión holística del recorrido energético en Canarias, analizar sus cambios, sus transformaciones tecnológicas y cómo la energía ha condicionado el modo de vida en las islas.

Este recorrido energético culmina con un capítulo dedicado a los Planes Energéticos de Canarias, el primero de los cuales data de 1986. Se proporciona una perspectiva histórica de estos planes, que permite entender mejor el contexto de la planificación energética en las Islas.

Por ende, el último capítulo se dedica a reflexionar sobre el modelo energético actual y el papel que pueden jugar las energías renovables en un nuevo paradigma energético en Canarias.

Parte 2: Capacidad de implantación de electricidad renovable en Canarias

Evaluación del potencial de electricidad de origen renovable en Canarias y perspectivas de implantación

En la actualidad la dependencia energética del exterior en Canarias es cercana al 98%. Esta dependencia ha ido en aumento desde la etapa prehispánica, en la cual Canarias era autosuficiente desde el punto de vista energético, hasta hoy en día. Canarias carece de recursos energéticos endógenos a excepción de los renovables, sobre todo viento y sol, de los que dispone en abundancia. Estos recursos ya fueron utilizados en el pasado energético de Canarias (véase 1ª parte). En la actualidad el reto que se plantea es si se puede disminuir la dependencia energética de las Islas utilizando nuevamente los recursos energéticos propios. Un primer paso, para dar respuesta a esta cuestión, es evaluar el potencial de los recursos renovables del Archipiélago.

En esta parte se evaluará el potencial de energías renovables existente en las Islas Canarias para la producción de electricidad, en concreto se identificará el potencial de energía eólica y de energía solar fotovoltaica. Para evaluar el potencial eólico atendiendo a las restricciones territoriales, se ha utilizado una metodología basada en SIG (Sistema de Información Geográfico). Respecto a la energía solar fotovoltaica, debido a las limitaciones territoriales existentes en Canarias, se ha decidido que la evaluación del potencial se limite a

edificaciones ya construidas, con el fin de no aumentar la presión sobre el territorio. Dependiendo del resultado, se podría plantear una siguiente fase de evaluación de parques fotovoltaicos; pero dado que los resultados han sido satisfactorios, la evaluación del potencial fotovoltaico se ha limitado a edificaciones ya existentes. Estos potenciales, cada uno por separado, se han comparado con la demanda eléctrica por isla.

Para finalizar esta parte, una vez analizado el potencial, se han descrito las limitaciones derivadas de las redes eléctricas insulares, redes débiles de limitadas dimensiones y nula interconectividad (en la actualidad sólo Lanzarote y Fuerteventura tienen interconexión eléctrica). Finalmente se han comentado posibles estrategias encaminadas a aumentar la penetración de renovables en las Islas, tanto desde el punto de vista de la demanda (gestión de la demanda) como de la producción (sistemas de almacenamiento, sistemas mixtos, etc.), que conformarán posibles líneas de investigación futuras.

Parte 3: Mecanismos de incentivos a la electricidad de origen renovable

Una vez identificado el potencial de electricidad de origen renovable en Canarias (2ª parte), el fomento de estas medidas pasa por diseñar mecanismos que incentiven su implementación. En esta última parte se analizan los mecanismos de incentivos existentes a nivel mundial, y más particularmente en Europa, identificando los más eficaces a la hora de promover la electricidad renovable.

Se analiza en profundidad el sistema español, que es el de aplicación en estas islas, que posee algunas características novedosas a nivel mundial. En concreto se analiza en detalle la dualidad del sistema español, sistema de tarifas frente al sistema de primas, intentando extraer algunas lecciones de la larga experiencia de la convivencia de ambos sistemas. Por último, se analiza el sistema de *cap & floor*, método innovador aplicado al sistema de primas, por el que se limitan los ingresos a los productores renovables aplicando un suelo y un techo. Se analiza el sistema durante los primeros tres años de experiencia, extrayendo conclusiones sobre su funcionamiento.

Esquema de la tesis

La tesis se divide en tres partes principales, descritas en el apartado anterior, cada una de las cuales incluye varios capítulos. Algunos de los capítulos están escritos en español y otros en inglés. El criterio general seguido para decidir el idioma de cada capítulo ha sido el medio de publicación al que se orienta. Los capítulos escritos en inglés son capítulos que se corresponden, de forma genérica, con posibles publicaciones, en forma de *papers,* en revistas con índice de impacto (JCR); algún capítulo ya ha sido publicado, otros están en proceso de revisión y otros están en vías de preparación para ser remitidos a revistas especializadas. Los capítulos escritos en español son capítulos destinados a ser publicados en español o han sido capítulos introductorios; aunque no se descarta que alguno de estos capítulos se reestructure para reescribir en inglés y proponer para publicación en revista especializada.

La tesis, con sus distintos capítulos, se estructura como se indica a continuación, detallándose también el idioma y medio de publicación esperado.

Descripción

Parte 1

Esta parte describe la evolución de la energía en Canarias en varios capítulos, según las distintas etapas que se cubren y concluyendo con un capítulo de reflexión sobre el modelo energético actual.

- Contenido. Esta parte competa, incluye varios capítulos: en español.
- Medios de publicación. Esta parte está publicada en forma de libro (en imprenta) y ha sido publicado en congreso internacional con revisores.

Parte 2

Esta parte, que describe la capacidad de implantación de electricidad renovable en Canarias, se divide en 4 capítulos.

1. Capítulo introductorio: *La situación energética actual en Canarias.* En español
2. Capítulo: *Una propuesta metodológica para evaluar el potencial eólico en regiones e islas mediante GIS. El caso de las islas Canarias*. En inglés. Publicado en congreso internacional (peer review).
3. Capítulo: *Una propuesta metodológica para evaluar el potencial fotovoltaico en edificaciones en regiones e islas. El caso de las islas Canarias*. En inglés. Publicado en congreso internacional (peer review) y en proceso de revisión en revista de Elsevier.
4. Capítulo: El sistema eléctrico en Canarias y la integración de renovables. En español. Extracto publicado en revista española con comité revisor (en imprenta).

Parte 3

Esta parte, que describe los mecanismos de incentivo a la electricidad renovable, se divide en 3 grandes bloques.

1. Contenidos del primer bloque: en este bloque, que abarca varios capítulos, se analizan los mecanismos de incentivos existentes a nivel mundial, y más particularmente en Europa, identificando los más eficaces a la hora de promover la electricidad renovable. En español.
2. Capítulo: *Tarifas versus primas*: *lecciones aprendidas del sistema español*. En inglés. Publicado en congreso internacional (peer review) y aprobado y publicado en revista de Elsevier.
3. Capítulo: *El "cap & floor" en el sistema de tarifas español: 3 años de experiencia*. En inglés. Publicado en congreso internacional (peer review).

DESCRIPTION

Title

Energy evolution and perspectives of renewable energies implementation in the Canary Islands. Incentives mechanisms of renewable electricity.

Description

The PhD thesis is structure in three parts. The first part describes the energy evolution in the Canary Islands, from the point of view of its technological transformation but attending also to economical criteria and to the energy dependency increase from outside throughout the centuries.

The second part begins with the analysis of the current energy situation in the Canary Islands, followed by the determination of the potential contribution of renewable energies to the insular electrical grids. For this purpose, the wind energy potential, taking into account the territorial constrains, and the potential of solar photovoltaic energy on roofs have been determined. Finally, the Canarian electrical system has been described considering that the islands grids are weak grids of limited dimensions and no interconnectivity; to conclude with a discussion about the limitations of the integration of renewable electricity into the insular grids.

The third, and last part, is devoted to the incentives mechanisms for renewable electricity. Once the renewable electricity potential for the Canary Islands have been determined (part 2), these energy sources have to be promoted by designing the mechanisms able to stimulate its implementation. In this last part, currently existing incentives mechanisms will be analyzed, identifying the most effectives ones in order to promote renewable electricity. Finally, the Spanish support system, which has various innovative elements, is analyzed; trying to determine the lessons learnt and the keys for its success and failures.

A more detailed description of these three parts follows.

Part 1: Energy Evolution in the Canary Islands

In this part, firstly, a historical and descriptive energy journey throughout the Canary Islands from the pre-Hispanic age to the XXI century is carried-out. This evolution is described from

the technological transformation point of view but keeping also in mind the increase of the energy dependency throughout time and the most relevant socio-economic aspects.

In this part the following questions will be answered: What type of energy was used? How was it used? When did the changes from one energy system to another happen? Why did these changes happen? Which ones were the difficulties that have been encountered in each of these stages?

The following ages will be included.

- The pre-Hispanic age
- The Conquest age: slavery, draft animals, wood
- The mills: hand mills, animal mills, the watermill, the windmill, the fire mills
- The fossil fuels age
- The electricity age
- The renewable energies

The intention is to provide a holistic vision of the energy development in the Canary Islands, analyze its changes, its technological transformations and how energy has conditioned the way of living in these islands.

This energy journey ends up with a chapter devoted to the *Energy Plans of the Canary Islands*, the first of which is dated in 1986. A historic perspective of these plans is provided, which allows a better understanding of the current energy-planning situation in the Islands.

Finally, the last chapter is devoted to discuss the current energy model and the role that renewable energies may play in the novel energy paradigm in the Canary Islands.

Part 2: Renewable energy capacity in the Canary Islands

Determination of the renewable electricity potential in the Canary Islands and implantation perspectives.

Nowadays, the energy dependency of the Canary Islands reaches the 98%, in terms of primary energy. This dependency has been constantly rising since the pre-Hispanic age, during which the Archipelago was self-sufficient from the energy point of view, until nowadays. The Canary Islands lack of energy sources other than renewable energies, mainly wind and sun. These energy resources have already been used in the past in the Canary Islands (see part 1). Nowadays, the challenge brought-up is if it may be possible to decrease the energy dependency bringing together the endogenous energy sources. A first step, in order to answer this question, is to determine the renewable energy potential in the Archipelago.

In this part, the potential of renewable energy sources for electricity production in the Canary Islands has been evaluated; in particular, the wind and the solar photovoltaic potentials have been determined. In order to evaluate the wind potential, attending to the territorial constrains, a methodology based on GIS (Geographical Information System) has been

implemented. Concerning the photovoltaic potential, and due to the territorial limitations existing in the Canary Islands, it has been decided to evaluate, firstly, the photovoltaic potential on buildings, in order to avoid increasing territorial pressure. Depending on the results, a next phase could eventually have been the evaluation of photovoltaic farms; but, since the results were satisfactory enough, the evaluation of the photovoltaic potential has been limited to buildings. Once the wind and the photovoltaic potentials have been evaluated, each one, separately, has been compared to the electricity demand per island.

Once these potentials have been determined, the limitations due to insular grid conditions have been described, weak grids with limited dimensions and no interconnectivity (currently only Lanzarote and Fuerteventura have an electrical connection).

Finally, some strategies aiming at increasing the renewable penetration into the insular electrical grids have been described, from the demand point of view (demand management) and from the production point of view (storage systems, hybrid systems, etc.); which represent possible future research lines.

Part 3: Support systems for renewable electricity

Once the renewable electricity potential for the Canary Islands have been determined (part 2), these energy sources have to be promoted by designing the mechanisms able to stimulate its implementation. In this last part, currently worldwide existing incentives mechanisms are analyzed, particularly the European ones, identifying the most effectives ones in order to promote renewable electricity.

The Spanish support system, which is the one in force in the Canary Islands, that has various novel elements worldwide, is analyzed. Particularly, the Spanish dual system, fixed feed-in tariff versus premium system, is analyzed in detail trying to determine the lessons learnt. Finally, the cap & floor, a novel system applied to the premium system, is analyzed. The first three years of experience with this system is studied, trying to reach some conclusions regarding its performance.

Thesis scheme

The PhD thesis consists of three parts, described above, and each of these parts includes several chapters. Some of these chapters are written in Spanish and the others in English. The main criterion to decide in which language each chapter was going to be written was the foreseen publication media. The chapters written in English are chapters that may be published as papers in JCR journals; one chapter has already been published, another is under review and others are under preparation in order to be sent to specialized scientific journals in the next future. The chapters written in Spanish are chapter that are either going to be published in Spanish or are introductory chapters; in any case, it is not disregarded that some of these chapters could restructure and rewritten in English, in order to be submitted to an specialized journals.

The structure of the PhD thesis is detailed below, including the language and possible publication.

Description

Part 1

The first part describes the energy evolution in the Canary Islands, covering the different ages and concluding with a chapter that discusses the current energy model.

- Content. This whole part is written in Spanish
- Publication. This part has been published as a book (in press) & international conference (reviewed).

Part 2

This part, which describes the implementation capacity of renewable electricity in the Canary Islands, is divided in 4 chapters.

1. Introductory section: *Energy situation on the Canary Islands.* In Spanish.
2. Chapter: *A methodology to evaluate wind potential for regions or islands using GIS. The case of the Canary Islands*. In English. Published in international conference (reviewed).
3. Chapter: *A methodology to evaluate solar photovoltaic potential in buildings for regions or islands using GIS. The case of the Canary Islands*. In English. Published in international conference (peer review) & under review in an *Elsevier* journal.
4. Chapter: *The electrical system in the Canary Islands and the integration of RES-E*. In Spanish. Published in Spanish magazine with review committee (in press).

Part 3

This part describes the support systems for renewable electricity and it is divided in 3 main sections.

1. Contents of the first section: this section includes several chapters and analyzes the support systems worldwide and, particularly, the European ones, identifying the most effectives ones in order to promote renewable electricity. In Spanish.
2. Chapter: *Fixed Feed-in Tariffs versus Premiums: lessons learnt from the Spanish system*. In English. Published in international conference (reviewed) & approved and published in an *Elsevier* journal.
3. Chapter: *The cap & floor system in the Spanish feed-in system: 3 years experience.* In English.

RESUMEN

La evolución energética a lo largo de la historia en Canarias sigue un patrón similar al mundial, con muchos paralelismos pero también con sus diferencias. Desde el punto de vista histórico, y energético, se pueden distinguir dos periodos claramente diferenciados: el periodo prehispánico y el periodo posterior a la conquista.

La etapa prehispánica, esto es, antes de la conquista de las Islas Canarias (s. XV), se caracteriza por la autosuficiencia energética y su evolución dista mucho de la que se sigue en Europa. La población aborigen se caracteriza por ser una sociedad agrícola primitiva, que no conocía el metal, mientras que en otras partes del planeta su uso era habitual. Desde el punto de vista energético se puede calificar a esta población como autosuficiente, su principal fuente energética era la fuerza humana, y esta fuerza obtiene sus calorías de la alimentación. El utensilio alimenticio más extendido y utilizado era el molino de mano, con el que trituraban los cereales. La otra fuente energética utilizada era la leña, que se usaba tanto para producir calor como para cocinar e iluminar. Éstas fueron las fuentes energéticas utilizadas en este periodo, aparte, por supuesto, del uso del Sol que se hacía en todas las sociedades primitivas, que consistía fundamentalmente en el secado de alimentos.

Sin embargo, el periodo posterior a la conquista de Canarias, sigue una evolución similar a la de Europa, con un cierto desfase, más o menos grande dependiendo de la época. Este periodo, al contrario que el anterior, se caracteriza por una dependencia energética que va en aumento a medida que se avanza en el tiempo. La conquista de las Islas Canarias supuso el comienzo de la dependencia desde el punto de vista energético o, lo que es lo mismo, el comienzo de la importación de fuentes de energía primaria. Las primeras fuentes energéticas que se importaron fueron los animales de tiro y los esclavos. Comienza de esta forma la dependencia energética de Canarias.

Con la conquista también llegaron los conocimientos de los conquistadores, quienes ya conocían los molinos de agua. Los primeros molinos de agua aparecieron pocos años después de la conquista, aunque su proliferación se hizo esperar unos siglos. También se establecieron los molinos de viento; conviviendo durante siglos los molinos de mano, de agua y de viento y explotando, así , las fuerzas de la naturaleza.

Pero desde el siglo XV hasta finales del XIX, no sólo se utilizaron estos distintos tipos de molinos (el de mano, el de agua y el de viento). Las necesidades energéticas eran grandes y los recursos escasos, por lo que se utilizaron grandes cantidades de leña y carbón vegetal para satisfacer esta demanda. La sobreexplotación vegetal produjo deforestación, que afectó de manera especial a algunas islas, y cambio del paisaje local.

Las necesidades energéticas seguían creciendo y los combustibles fósiles no se hicieron esperar. La introducción de los combustibles fósiles en Canarias vino de la mano de la navegación. El paisaje de los puertos canarios, al igual que ya había sucedido en Europa, fue

cambiando y los grandes veleros fueron dejando paso a los barcos de vapor, que utilizaban carbón. Este carbón se almacenaba en los puertos canarios, que servían como punto de repostaje para los grandes mercantes en sus viajes transcontinentales. Aprovechando el almacenamiento del carbón en los puertos de las islas, pronto se comenzó a desviar una parte para su consumo interno.

El carbón fue utilizado en las islas durante el siglo XIX y la primera mitad del siglo XX, fecha en la que deja paso al petróleo, cuyo uso se extiende rápidamente, desplazando totalmente al carbón que termina por desaparecer de las islas hacia 1960.

En 1893 se inaugura el primer servicio eléctrico de Canarias, fue en Santa Cruz de La Palma. En 1902 llega a las Islas el primer automóvil. Estos hitos representan el principio de la era actual que, desde el punto de vista energético, está caracterizada por el dominio absoluto del petróleo. Algo más de un siglo después no tiene Canarias un vehículo, sino más de un millón y medio. Tampoco tiene 50 kW de potencia eléctrica instalada (ésta era la potencia de aquella primera central de Santa Cruz de La Palma) sino más de 3000 MW.

Esta dependencia energética del exterior, que porcentualmente no representaba un grado importante en sus inicios, va aumentando a lo largo de los años hasta situarse en la actualidad en más de un 98%. En definitiva, el estudio de la evolución energética de Canarias es también el estudio del aumento de la dependencia energética del exterior, que se incrementa con cada cambio de modelo energético que se sucede en Canarias. En estos cambios de modelo energético también se ha constatado que el periodo de convivencia ha sido más o menos extenso, extendiéndose durante siglos en algunos casos, y con una tendencia a reducirse a medida que se avanza en el tiempo.

Cabe resaltar, en todo caso, que este salto energético ha representado también un salto en la economía canaria, en la sociedad, en su calidad de vida y en su estilo de vida. Un estilo de vida marcado, eso sí, en numerosas ocasiones, por un consumo energético excesivo. Pero todo ello a un coste, al coste de haber aumentado la dependencia energética de Canarias por encima del 98%.

La dependencia de Canarias de las importaciones de petróleo ha quedado patente. Como también ha quedado en entredicho la sostenibilidad de este modelo energético basado en el petróleo a largo plazo: excesiva dependencia del exterior, futuro encarecimiento (agotamiento) de los combustibles fósiles, consecuencias medioambientales, etc. Por otro lado, el potencial de energías renovables en Canarias es bastante elevado, sobre todo en energía eólica y solar. Pero a la luz de los datos energéticos, el grado de implantación en las islas parece bajo: 98% del consumo de energía primaria procede del petróleo y el resto de fuentes renovables; respecto a la electricidad, de los 3058 MW instalados a finales de 2010 (con una producción total de 8911 GWh), 143 MW son de energía eólica y 125 MW de energía solar fotovoltaica; representando el conjunto de la eólica y solar cerca de un 9% de la potencia eléctrica instalada, pero algo menos del 6% de la producción. En la actualidad el reto que se plantea es si se puede disminuir la dependencia energética de las Islas utilizando nuevamente los recursos energéticos propios. Un primer paso, para dar respuesta a esta cuestión, es evaluar el potencial de los recursos renovables del Archipiélago.

La determinación de la viabilidad de una mayor implantación de energía eólica y solar fotovoltaica en el Archipiélago pasa, en primera instancia, por la evaluación de su potencial técnico-económico. Para determinar cada uno de estos potenciales se ha desarrollado una metodología adaptada a las características particulares de regiones de mediano tamaño e islas.

En el caso del potencial eólico la metodología utilizada se ha basado en SIG (Sistemas de Información Geográfico) para poder incorporar de forma adecuada la restricciones territoriales, que son las de mayor impacto en territorios reducidos como las islas. La determinación de estas restricciones, así como de las zonas buffer a su alrededor, está fuertemente condicionada por la escala geográfica en cuestión; en este caso, la escala de isla. Existen, sin embargo, otro tipo de restricciones que también se han tenido en cuenta, pero que están menos influenciadas por la escala geográfica del territorio a estudiar. Este es el caso de restricciones como la velocidad mínima de viento considerada o la máxima altitud geográfica considerada como viable.

Una vez incorporadas todas las restricciones, las áreas donde se pueden ubicar los aerogeneradores quedan delimitadas. El siguiente paso es distribuir los parques eólicos en estas áreas disponibles, en este sentido uno de los factores de mayor relevancia a tener en cuenta es el efecto estela, dado que condicionará la configuración del parque eólico. El efecto estela es un fenómeno aún en investigación, que resulta muy complejo dada la cantidad de parámetros que influencian este efecto y, por tanto, la configuración óptima de un parque eólico. La configuración de un parque eólico se puede determinar según distintos criterios. Uno de estos criterios es el de conseguir el mínimo coste de producción. Para ello se ha de conseguir la mayor eficiencia del parque eólico, en teoría un 100% de eficiencia; pero esto conlleva aumentar la distancia entre aerogeneradores y, por lo tanto, reducir el número de máquinas a instalar, como consecuencia, una reducción de la densidad eólica y, por ende, de la producción en un territorio delimitado. Otro criterio podría ser el de maximizar los beneficios en un territorio concreto. En este caso, los aerogeneradores se ubicarían más cerca los unos de los otros; disminuiría la eficiencia del parque pero aumentaría la producción por unidad de superficie. En esta tesis se ha optado por el primer criterio expuesto, la minimización del coste de producción, lo que ha llevado a adoptar una configuración del parque eólico de 12D x 4D (D: diámetro del rotor).

La selección del aerogenerador de referencia que se va a utilizar es también un factor crítico, dado que, entre otros, el diámetro del rotor va a delimitar la configuración del parque eólico y la altura del buje va a condicionar la producción de energía. Una vez ubicados todos los aerogeneradores y seleccionada la altura del aerogenerador de referencia, en este caso la altura del buje es de 80 m, se puede calcular la producción energética. Los resultados muestran que la demanda eléctrica en el 2010 fue menor que la producción eólica potencial en todas las islas excepto en las dos islas capitalinas: Gran Canaria y Tenerife. Si se consideran los resultados regionales, la producción eólica potencial prácticamente dobla la demanda eléctrica de 2010. Por lo tanto, si las islas se pudiesen interconectar por cable submarino, la producción eólica podría ser mayor, en términos anuales, que la demanda eléctrica regional. En todo caso, para poder explotar este potencial en su totalidad se tendría también que disponer de otras medidas como sistemas de almacenamiento.

Se ha realizado también una evaluación económica basada en “curvas de costes-recursos” (cost-resources curves), que muestra cómo varían los costes eólicos a medida que se van copando las mejores ubicaciones eólicas. Los resultados, con la máquina de referencia y una altura de buje de 80 m, muestran que en las mejores ubicaciones eólicas los costes van desde 2.6 c€/kWh (éste es el menor coste obtenido) hasta 4 c€/kWh; siendo la potencia total instalada de 564 MW. Hasta un coste de generación de 8 c€/kWh, la producción se eleva hasta 13 618 GWh/a con una potencia instalada de 4680 MW. Si se estableciese como criterio para instalar aerogeneradores el coste de generación, y éste se limitase a 8 c€/kWh, la producción que se perdería, en comparación con el potencial total, sería del 4,3% y la pérdida de potencia asociada sería del 7,5%.

Resumen

Se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad variando la altura del buje, entre 60, 80 y 100 m, dado que éste es uno de los parámetros que más influencia la producción eólica. Para poder calcular la producción eólica a distintas altitudes, se ha de interpolar y extrapolar la velocidad del viento y el factor de forma de la función de Weibull. Aún hoy en día se están llevando a cabo numerosas investigaciones que tratan de determinar cuál es el método óptimo para inter/extrapolar la velocidad del viento y el factor de forma de Weibull. Para esta tesis, tras una amplia revisión de los métodos existentes, se ha seleccionado el método que se ha considerado que proporciona los mejores resultados, teniendo en cuenta la región objeto de estudio y las alturas consideradas. En el caso de la inter/extrapolación de la velocidad del viento, se ha seleccionado el método basado en la velocidad de fricción. Y para calcular el factor de forma de Weibull se ha tenido en cuenta la altura de inversión. El análisis de sensibilidad es relevante dado que a mayor altura del buje, mayor velocidad de viento y, por lo tanto, mayor producción eólica. Pero bujes a mayor altura implican torres más altas, lo que es lo mismo que decir torres más caras. El objeto de este análisis de sensibilidad es determinar si el aumento de la producción contrarresta el aumento del coste. Una vez evaluados los resultados en todas las islas, se puede concluir, en primer lugar, que se puede establecer una diferenciación entre las islas montañosas y las llanas: en las islas montañosas no se pudo establecer un patrón de comportamiento pero en las islas llanas, en casi todas las ubicaciones, una altura de buje de 100 m resultó en menores costes de generación. Además, también se concluyó que, si la altura del buje se pudiese optimizar para cada parque eólico, realizando un estudio pormenorizado de cada parque, el incremento de la producción eólica potencial a nivel regional se situaría en torno al 8%.

En al caso de la determinación del potencial solar fotovoltaico también las restricciones territoriales han jugado un papel fundamental, pero en este caso debido a la escasez de territorio y también por las dificultades añadidas para obtener todos los permisos necesarios para llevar a cabo una instalación solar fotovoltaica en suelo, usualmente, rústico. Por todo ello se ha decidido evaluar el potencial fotovoltaico en cubiertas. Por otro lado, las instalaciones fotovoltaicas integradas en edificaciones tienen la ventaja añadida de disminuir las pérdidas en la distribución eléctrica, dado que la generación eléctrica y la demanda tienen lugar en la misma ubicación. La metodología desarrollada para esta investigación permite estimar de forma precisa y fiable el potencial fotovoltaico en cubiertas cuando no se disponen de datos geo-referenciados, pero se disponen de datos de superficies construidas y de radiación solar a nivel municipal. La metodología seleccionada para calcular el potencial fotovoltaico en cubiertas se ha de seleccionar según los datos que estén disponibles; si se dispone de datos geo-referenciados, la utilización de SIG es una opción a tener en cuenta.

La principal novedad en este estudio es la metodología utilizada para evaluar la superficie de cubierta disponible. En primer lugar, debido a la determinación de la superficie de cubiertas en sí misma: no se han utilizado métodos de extrapolación o correlación, sino que se ha computado toda la superficie de cubiertas, para lo que se han utilizado los datos del catastro. Según la revisión bibliográfica, no se ha llevado a cabo hasta la fecha ningún otro estudio de este tipo. En segundo lugar, cada municipio se ha clasificado como: urbano, rural, ciudad o turístico; dado que las diferentes características de la actividad principal de cada tipo de municipio configuran una distribución territorial diferente. Esta clasificación ha llevado a determinar diferentes factores de utilización según el tipo de municipio. Esta clasificación de los municipios representa también una novedad metodológica. Y, finalmente, se han desarrollado tres escenarios diferentes según la utilización que se vaya a hacer de la cubierta, considerando una utilización compartida de la superficie disponible entre energía solar térmica y fotovoltaica y también una utilización compartida con otros usos no relacionados con la producción energética.

Se ha llevado a cabo una evaluación económica basada en "curvas de costes-recursos" (cost-resources curves), mediante funciones escalonadas que muestran cómo varían los costes de la energía solar fotovoltaica a medida que se ocupan las mejores ubicaciones desde el punto de vista del recurso solar. Los costes de la energía solar fotovoltaica en cubierta varían desde 12,2 c€/kWh hasta los 16 c€/kWh. Si se estableciese como criterio para instalar cubiertas fotovoltaicas el coste de generación, y éste se limitase a 15 c€/kWh, la producción sería de unos 9586 GWh (superior a la demanda eléctrica regional) con algo más de 6485 MW instalados.

Los resultados obtenidos utilizando esta metodología muestran el potencial fotovoltaico en cubiertas. Este potencial parece poder cubrir la demanda eléctrica (2010) en términos anuales en las Islas Canarias, incluso si parte de la cubierta se dedica a instalaciones de energía solar térmica y otra parte de deja libre para otros usos no energéticos. Por tanto, la primera conclusión a la que se puede llegar es que, si las cubiertas se utilizan parcialmente para instalaciones fotovoltaicas, no sería necesario construir parques fotovoltaicos en terrenos (aunque hay que mencionar que, desde el punto de vista económico, estas instalaciones suelen ser más ventajosas). En todo caso, aunque la producción fotovoltaica pueda igualar la demanda eléctrica anual, la producción fotovoltaica es irregular, tanto desde un punto de vista estacional como a lo largo del día. Dependiendo de la estación, durante algunos meses en invierno la producción fotovoltaica no será suficiente para cubrir la demanda, mientras que, durante otros meses, en verano, habrá una sobreproducción fotovoltaica. Un patrón similar se puede observar a lo largo de un día típico, incluso si la producción diaria es suficiente para cubrir la demanda de ese día, durante un número de horas (e.g. por la noche) no se dispondrá de suficiente (o ninguna) producción fotovoltaica, y en otras horas, ese mismo día, se producirá un sobreproducción fotovoltaica. Por lo tanto, la producción fotovoltaica se ha de combinar con sistemas de almacenamiento o/y otras fuentes energéticas, renovables o no, para poder maximizar su contribución.

Una vez determinados los potenciales solar fotovoltaico en cubiertas y eólico en Canarias, se ha podido constatar que este potencial es mayor que la demanda de electricidad en términos anuales, considerando todo el territorio, incluso si se tiene en cuenta cada potencial por separado. Sin embargo, la naturaleza del sistema eléctrico canario, islas no interconectadas y redes débiles, limitan la integración de renovables en las redes insulares. Para poder incrementar la contribución de renovables en las redes eléctricas insulares es necesario llevar a cabo determinadas actuaciones, de las cuales se han discutido varias en la tesis. En concreto, se destacan dos de estas medidas por su contribución potencial: gestión de la demanda y sistemas de almacenamiento. Algunas medidas de gestión de la demanda ya se están llevando a cabo en las Islas, como la interrumpilidad eléctrica en algunas empresas, pero son necesarias más medidas de gestión de la demanda tanto en el sector industrial, como en el residencial como en el de servicios para poder aplanar la curva de carga. Algunos sistemas de almacenamiento también se están impulsando en las islas, el ejemplo de la isla de El Hierro con una central hidro-eólica capaz de proveer el 85% de su demanda eléctrica, es un claro exponente. El almacenamiento en forma de agua, con centrales de bombeo, es uno de los sistemas de almacenamiento que más se está impulsando en Canarias, con proyectos propuestos en casi todas las islas. Estos proyectos permitirán aumentar la contribución de energías renovables no gestionables. Pero también se están impulsando otros sistemas novedosos de almacenamiento, como es el almacenamiento en baterías de 1 MW.

Todas estas medidas, tanto del lado de la gestión de la demanda como de sistemas de almacenamiento, permitirán aumentar la contribución de energía eólica y solar fotovoltaica en las redes eléctricas insulares que, como ya ha quedado patente, muestran un gran potencial en las islas, que no es plenamente explotable teniendo en cuenta los condicionantes del sistema eléctrico actual.

Resumen

Además de las medidas tecnológicas, para poder explotar el potencial de electricidad de origen renovable, se han de diseñar mecanismos que incentiven su implantación. A nivel mundial los sistemas de apoyo más extendidos son los sistemas de tarifas y los certificados verdes. Desde el punto de vista conceptual, la principal diferencia es que el sistema de tarifas es un instrumento basado en precio (por el cual se garantiza el precio que se paga por el kWh renovable pero no la cantidad que se va a instalar) mientras que el sistema de certificados verdes es un instrumento basado en cantidad (se garantiza la cantidad de energía renovable que se va a instalar pero no así el precio que se va a pagar por ella). Los sistemas de tarifas pueden dividirse, a su vez, en dos modalidades: sistema de tarifa fija y sistema de primas (precio de mercado más una prima). Aunque estos son los instrumentos más extendidos en Europa, también se utilizan otros sistemas de forma marginal como el sistema de subastas. Esta diversidad de sistemas de apoyo a la electricidad renovable en Europa, ha llevado a que la Comisión Europea se plantee armonizar los mecanismos de incentivos a nivel europeo. Dadas las dificultades para llevar a cabo esta armonización, se ha propuesto una primera fase de coordinación europea. En todo caso, el gran reto es determinar qué sistema de apoyo resulta más eficaz a la hora de promover la electricidad de origen renovable.

En la actualidad, los sistemas de tarifas son los más extendidos a nivel europeo y a nivel mundial. Si se comparan ambos sistemas, los sistemas de tarifas y los certificados verdes, puede concluirse que los sistemas de tarifas son más efectivos a la hora de promover la electricidad renovable, producen menos costes de transacción, tienen una mayor eficiencia dinámica, fomentan en mayor medida la diversidad tecnológica y proporcionan una mayor seguridad para el inversor. Por contra, el sistema de tarifas ha sido criticado en numerosas ocasiones por una baja compatibilidad con la liberalización del mercado eléctrico y por distorsionar la libre competencia.

El sistema de tarifas basado en primas, sin embargo, parece aunar las ventajas de los dos sistemas, dado que, manteniendo una gran parte de las ventajas que se le atribuyen al tradicional sistema de tarifas fijas, se integra plenamente en el mercado eléctrico. Es por ello por lo que se ha estudiado de forma exhaustiva el sistema de español, dado que es el mercado con más experiencia en el sistema de primas.

El sistema español es un sistema dual basado en sistema de tarifas que incluye dos opciones: tarifa fija y sistema de primas. El sistema español abarca todas las tecnologías renovables y se aplica teniendo en cuenta factores como el grado de penetración de la tecnología en el mercado, el rango de potencia y la madurez tecnológica de cada tecnología renovable. De esta forma, las tecnologías renovables que todavía no han alcanzado la madurez desde el punto de vista del mercado o los sistemas promovidos por pequeños inversores, pueden beneficiarse de una tarifa fija. Por otro lado, las tecnologías renovables que ya están plenamente integradas en el mercado (e.g. instalaciones hidráulicas de más de 10 MW), sólo pueden acogerse al sistema de primas.

La principal ventaja del sistema de primas, frente al sistema de tarifas fijas, es que es un sistema integrado en la dinámica del mercado eléctrico, por lo que el nivel de incentivos en el sistema de prima se ajusta a la curva de demanda, fomentando la producción de electricidad durante las horas pico, cuando el precio de la electricidad es más caro. Con el fin de atraer a los inversores a esta opción más orientada al mercado, las primas se calcularon teóricamente de forma tal que proporcionaran ingresos ligeramente superiores al sistema de tarifas fijas. Una de las ventajas del sistema de tarifas fijas es, por lo tanto, que el gravamen a los consumidores es algo menor. Otra ventaja es que proporciona mayor seguridad al inversor. Pero, por otro lado, el sistema de primas resulta en unos menores costes de integración.

Una desventaja del sistema de primas es que puede dar lugar a compensaciones excesivas si el precio de la electricidad se dispara. Una forma de tratar de evitar que esto suceda es implantar un techo en el precio (cap value). En realidad, esto es lo que sucedió en España entre los años 2005 y 2006, los precios de la electricidad se dispararon, la consecuencia fue un gran aumento de los ingresos de los inversores que habían optado por el sistema de primas, especialmente en el sector de la energía eólica. Este inesperado aumento de los ingresos de los inversores fue la razón principal que llevó al Gobierno de España a proponer que se estableciera un techo en el precio.

La implantación de sistema de techo y suelo tiene dos consecuencias fundamentales: por un lado, se reduce el riesgo de los inversores ante posibles desplomes del precio de la electricidad, garantizando un precio mínimo, y, por otro lado, se moderan los ingresos extraordinarios cuando los precios de la electricidad se disparan. Este sistema está diseñado tratando de mantener las principales ventajas del sistema de tarifa fija, a la vez que permite la integración en el mercado eléctrico.

Es probable que en un futuro próximo más tecnologías renovables sean competitivas desde un punto de vista económico; estas tecnologías deberían sufrir una transición gradual hacia un sistema de primas para mejorar la eficiencia del sistema, dado que el mantenimiento de un sistema dual da lugar, a largo plazo, a un aumento de los costes del sistema. Esta transición gradual implica un periodo de transición para cambiar de un sistema de tarifas fijas a un sistema de primas; en este caso sí podría ser interesante mantener un sistema dual (entendiendo como tal un sistema que ofrezca ambos sistemas simultáneamente para una misma tecnología), de tal forma que los inversores no se vean forzados a cambiar al sistema de primas de un día para el otro.

En cualquier caso, la tarifa fija se debería de mantener como una opción elegible en algunos casos, como en el caso de tecnologías que no han alcanzado todavía una gran penetración en el mercado, o en los casos en que las inversiones recaen en pequeños inversores, como por ejemplo en los casos de energía solar fotovoltaica en cubiertas de viviendas o pequeños sistemas de biomasa para granjas.

El objetivo principal de un sistema de incentivos debería ser el aumento de la electricidad renovable. Sin embargo, un sistema de incentivos no se debería de evaluar sólo en función del incremento de electricidad renovable que fomenta, otros criterios a tener en cuenta son por ejemplo el gravamen a los consumidores. En este punto, hay que resaltar que el mantenimiento de un sistema dual a largo plazo resulta más caro y, por lo tanto, representa un mayor gravamen para los consumidores que un sistema bien diseñado que oferte una sola opción para cada tecnología o según franjas tecnológicas.

El ajuste de la generación renovable a la curva de demanda también se ha convertido en un asunto de gran importancia dado que la electricidad renovable ha aumentado su contribución y ha dejado de ser marginal. Este ajuste dará lugar a una mayor penetración renovable a menores costes de integración. En este sentido, un sistema de incentivos ha de diseñarse de forma que se fomente que los generadores de electricidad renovable produzcan ajustándose a la curva de demanda; para lo cual un sistema de primas tiene mayores posibilidades de tener éxito.

Este sistema de primas ha de diseñarse teniendo en cuenta distintos factores y valores. El diseño de un sistema dual, que también incluya techo y suelo, no sólo ha de tener en cuenta los valores para fijar la prima y la tarifa fija para cada tecnología, sino también el precio de corte (precio al que se igualan los ingresos vía prima y vía tarifa) y los precios de la electricidad a los cuales se alcanzan los valores del techo y del suelo; dado que todos estos

valores son los que van a determinar el funcionamiento del sistema. El valor del suelo establecido es crítico, dado que puede conducir a un mayor gravamen para el consumidor y puede distorsionar las señales del mercado que incentivan el ajuste de la producción renovable a la curva de demanda, especialmente en periodos con precios de electricidad relativamente bajos. Por lo tanto, la inclusión de un suelo y un techo tiene que garantizar que el perfil de los precios de mercado se siga reflejando en las tarifas resultantes.

Tras un análisis de los tres primeros años de experiencia con el sistema de suelo y techo en España, se pueden sacar algunas conclusiones en comparación con el sistema de primas fijas. Teniendo en cuenta el objetivo de limitar los ingresos extraordinarios, se puede concluir que el techo ha servido a su propósito, especialmente en años con precios de la electricidad muy altos. Por contra, el suelo ha incrementado el gravamen a los consumidores, al aumentar los ingresos de los inversores, especialmente en los años en los que los precios de la electricidad han sido bajos. Desde su puesta en marcha, los ingresos de los inversores han sido más estables a lo largo de los años: menos ingresos durante periodos en los que el precio de la electricidad se disparó y mayores ingresos durante periodos de precio eléctricos bajos; lo que ha proporcionado una mayor seguridad a los inversores. Mayor seguridad implica una menor percepción de riesgo y, por tanto, menor exigencia en el nivel de incentivo.

Por otro lado, la elección de la prima de referencia y de los valores del suelo y del techo son críticos y se han de fijar de forma cuidadosa. Sino se corre el riesgo de acabar con un sistema que se parece mucho a un sistema de tarifas fijas con dos bandas, con unos incentivos que se sitúan mayormente en el techo o en el suelo. El suelo ha de igualarse, como mínimo, al valor de la prima de referencia, lo que en la práctica quiere decir que no hay suelo pero que se garantiza el pago de la prima de referencia siempre. Un suelo muy alto tiende a ser contraproducente.

Con el objeto de incentivar el ajuste de la producción renovable a la curva de demanda, la brecha entre el suelo y el techo ha de ser lo suficientemente amplia y ni el techo ni el suelo han ser valores cercanos a la tarifa fija. Con el paso de los años, la prima se podría reducir pero, para tratar de garantizar el ajuste de la producción a la curva de demanda, la reducción del suelo y del techo ha de ser menor que la de la prima.

A modo de conclusión, si se aplica un sistema de primas la transición a una integración plena en el mercado eléctrico sin incentivos será un proceso natural. En un periodo de años, mayor o menor dependiendo de la tecnología renovable en concreto, si los incentivos se adaptan de forma consistente, la prima media real disminuirá, mostrando que algunas tecnologías renovables son competitivas sin incentivos. La transición a una integración en el mercado sin incentivos será más fácil y el mercado renovable no se ralentizará, dado que los inversores ya se habrán dado cuenta que estas tecnologías son competitivas sin incentivos.

Por lo tanto, el sistema de primas es un sistema que prepara a las tecnologías renovables para la transición, sin un cambio dramático de las condiciones, a un sistema sin incentivos cuando sea el momento adecuado para cada tecnología.

RESUMÉ

The energy evolution over time of the Canary Islands follows a similar pattern as worldwide, with many parallelisms but also small and big differences. From a historical, and also energy, point of view, two big periods can be identified: the pre-Hispanic age and the post-Conquest age.

The pre-Hispanic age, which is the period before the Conquest of the Canary Islands (XV century), is characterized by energy self-sufficiency and the energy evolution follows a completely different pattern as in Europe. The native population was a primitive farming society, which did not know metals while on other parts of the world it was of common use. From the energy point of view, this society could be classified as self-sufficient. Its main energy source was the human power, obtaining its calories from food. The widespread food-tool was the hand-mill, used to grind cereals. Another energy source utilized within this age was the firewood; it was used to produce heat but also to cook and to light. These were the energy sources utilized during this age, apart from the traditional use of the Sun in every primitive society, used to dry food.

Nevertheless, the energy evolution in the post-Conquest age follows a similar pattern as in Europe, with a certain phase lag, more or less big depending on the period. This age, in contrast to the previous one, is characterized by an increasing energy dependency in the course of time. The Conquest of the Canary Islands meant the beginning of the dependency from the energy point of view, in other words, the beginning of the primary energy sources importation. The first energy sources to be imported were draft animals and slaves. And with them began the history of the energy dependency of the Canary Islands.

With the Conquest arrived also the knowledge of the conquerors, who already knew the water-mill. The first watermills were constructed just after the Conquest, but only after some centuries they spread out throughout the territory. After the first watermills, also the first windmills were constructed. Hand-mills, watermills and windmills coexisted for centuries, exploiting, like this, the forces of nature.

From the XV century to the end of the XIX century not only the mills were exploited. The energy needs were huge and the resources scarce; therefore, huge amounts of firewood and charcoal were exploited to satisfy the demand. The vegetal overexploitation led to deforestation, which affected especially some of the islands, and changes in the local landscape.

The energy needs went on growing and the fossil fuels did not wait too long to appear in scene. The introduction of the fossil fuels came with the shipping. The landscape of the Canarian harbors changed, as the European ones, the big sailing ships gave way to the steamships, which used coal. This coal was stored in the Canarian harbors, which were refueling spots for the big merchants ships in their transcontinental journeys. Taking

advantage of the coal storage in the local harbors, soon enough part of the coal was serving for internal consumption purposes.

The coal was used in the islands during the XIX century and first half of the XX century. From then on the oil took on, spreading very quickly and superseding the coal, which finally disappeared completely around 1960.

The first electrical power station of the Canary Islands opened in 1893 in Santa Cruz de La Palma (La Palma Island). The first car arrived in the Archipelago in 1902. These milestones represent the beginning of the present age that, from the energy point of view, is characterized by the dominating oil position. After a bit more than one century, the Canary Islands has not one vehicle but more than one and a half million; neither 50 kW of installed electrical power (this was the power of that first electrical power station in La Palma) but more than 3000 MW.

The energy dependency, which was not so important at the beginning, has been growing over the years until it reached the current value of 98%. In short, the study of the energy evolution in the Canary Islands is also the study of the growth of the energy dependency, which increases each time the energy model changes. Throughout these energy model changes, it has been found that the coexistence period (period during which two different energy models coexist at the same time) has been quite long, covering centuries in some cases; however the tendency has been a reduction of the coexistence period over time.

It is worth to mention that this energy jump has implied also a jump in the Canarian economy: its society, its life quality and life style. A life style marked, however, in many occasions, by excessive energy consumption. But all this at one cost, the cost of having increased the energy dependency over 98%.

The dependency on oil of the Canary Islands has become evident. But, at the same time, the sustainability of the present energy model based on oil is questionable in the long term: excessive energy dependency, coming fossil fuels price increase (exhaustion), environmental threats, etc. On the other side, the renewable potential in the Canary Islands is quite high, especially what wind and solar energy concerns. But, attending to the energy data, the establishment of these energies in the Archipelago seems low: 98% of the primary energy consumption comes from oil and the remaining part from renewable sources. Regarding electricity, from the 3048 MW total installed power at the end of 2010 (with a total production of 8911 GWh), 143 MW were wind energy and 125 MW solar photovoltaic; accounting solar and wind energy to nearly 9% of the installed power but less than 6% of the production. Nowadays the challenge that came up is to reduce the energy dependency by using again autochthonous energy sources. A first step, to answer this question, is to determine the renewable energy potential in the Archipelago.

The first step to evaluate the viability of a higher penetration of wind and solar photovoltaic energy in the Islands is the determination of its technical–economical potential. In order to determine these potentials a methodology appropriate for the particular characteristics of medium size regions and islands had to be developed.

In the case of the wind potential, the methodology developed is based on GIS (Geographical Information System) in order to incorporate appropriately the territorial constrains. The most relevant impact in the process of adaptation to the island scale has to be done on the determination of the territorial constrains and their buffer areas. Other constrains, also taken

into account, like minimum wind speed or altitude, are not so influenced by the geographical scale.

Once all constrains have been implemented, the areas where the windturbines can be placed are obtained. To distribute the wind farms within these areas, one of the most important issues to be taken into account is the wake effect, which will condition the wind farm configuration. The wake effect is a complex issue, still under research, since a lot of parameters influence this effect and, therefore, the optimal wind farm configuration. The wind farm configuration can be determined by different criteria. One is to obtain the minimum wind production cost, for this purpose the array efficiency seek is 100%, but this will increase the distances among windturbines and, therefore, reduce the number of machines that can be installed. Another criteria is to maximize the benefits within a limited area where windturbines can be installed; in this case the windturbines may be placed closer, reducing the array efficiency but increasing the wind production per surface. The first criterion is the one utilized in this study, which led to a wind farm configuration of 12D x 4D (D: rotor diameter).

The selection of the reference windturbine to be used for the study is also critical since, a.o., the rotor diameter will condition the wind farm configuration and the tower height will remarkably influence the energy production. Once all the windturbines are placed and the tower height for the reference turbine is selected, in this case is 80 m, the energy production can be calculated. The results show that in all islands the electricity demand in 2010 was lower than the potential wind production, except for the two main islands: Gran Canaria and Tenerife. Considering the whole region, the potential wind production nearly doubles the electricity demand (2010). This means that, if a submarine cable could interconnect some of the islands, the wind production could be higher than the demand in all islands.

An economic assessment based on cost-resources curves has been carried out, which shows how the wind energy prices change as one move from the best spots to worse ones. The results for the reference machine located at 80 m show that for the very best places the wind generation cost varies from 2.6 c€/kWh (which is the lowest cost obtained) to 4 c€/kWh; being the total potential power installed in this range 564 MW. Until 8 c€/kWh the production is 13,618 GWh/a and the power installed is 4680 MW. If the limit for installing wind energy were set at a production cost of 8 c€/kWh, the production lost, compared to the total potential, would be 4.3% and the associated power lost would be 7.5%.

A sensibility analysis has been carried out varying the tower height, among 60, 80 and 100 m, since this is one of the parameters that most influence the energy production. To calculate the energy production at different altitudes the wind speed and the Weibull shape factor had to be interpolated and extrapolated. There is still a lot of research on going in order to determine the optimal method to inter- extrapolate wind speeds and the shape factor. In this study the methodology considered as the most accurate to inter- extrapolate the wind speed has been selected, which is the one based on the friction velocity. In order to calculate the Weibull shape factor, the reversal height has been taken into account. The sensibility analysis is relevant since the higher the hub, the higher the wind speed and, therefore, the energy production. But higher windturbines means higher tower, which means more expensive windturbines. The aim of this sensibility analysis was to check if the production increase offsets the cost increase. After examining the results in the different islands, it could be concluded that there was a difference between the mountainous islands and the flat ones: in the mountainous islands no pattern could be established and in the flat islands, for a vast majority of the locations, the tower height of 100 m resulted in more economical wind generation costs. If the tower height of each wind farm could be optimized by a micrositing study, the average increase of the wind production could be around 8%.

In the case of the evaluation of the solar photovoltaic potential, the territorial constrains have also played a relevant role, but in this case due to the land scarcity and the difficulties to obtain the necessary permits to install PV farms on fields. These are the reasons why it has been decided to evaluate the PV roofs potential. On the other hand, building integrated PV systems enable electricity production and demand at the same site, avoiding losses in the electricity distribution. The methodology detailed within this research allows an accurate and reliable estimation of the PV potential on roofs, in cases when no geo-referenced data are available, but surface data and solar radiation per municipality are available. The methodology to be used to compute the PV potential on roofs should be selected according to the available data; if geo-referenced data are available the utilization of GIS is also a reliable option.

The main novelties within this study are related to the methodology used to calculate the available roof surface. Firstly, due to the determination of the roof area itself: no extrapolation or correlation methods were used, but the whole area was computed, using the Cadastre data; according to the literature review, no other similar study has been found. Secondly, each municipality has been classified as urban, rural, city or tourist, since the different nature of its main activity configures a different territorial distribution. This classification has led to the determination of different utilization factors according to the type of municipality. This municipality classification constitutes also a novelty of this study. And last, but not least, three different case scenarios have been introduced according to the utilization of the available roof, taking into account a shared use of the surface for solar thermal and PV systems and also a combined utilization with other purposes (not related to energy production).

An economic assessment based on cost-resources curves has also been carried out; the stepped functions show how the PV prices change when the best spots, from the solar resource point of view, become occupied. The cost of solar PV varies from 12.2 c€/kWh to 16 c€/kWh. If the limit for installing PV energy were set at a production cost of 15 c€/kWh, the production would be 9586 GWh (higher than the electricity demand in 2010) and the installed power slightly over 6485 MW.

The results using this methodology show the roof PV potential, which seems to be enough in quantity to cover all the electricity demand (2010) of the Canary Islands, even if part of the available roofs are used for solar thermal systems and some space is kept free for other purposes. Therefore, the first conclusion that can be drawn is that, if the available roof area is used for PV purposes, it will not be necessary to build PV fields on land (however, it has to be mentioned that, from the economical point of view, these PV farms are more profitable). However, even if the PV potential is enough to cover all the annual electricity demand, the PV generation is irregular, on a seasonal and on a daily basis. Depending on the season, there will be some months in winter when the PV production will not be enough to cover the electricity demand while, during other months, there will be a PV overproduction. A similar pattern can be observed on a daily basis, even if the PV production for one day is enough to cover all the demand during that day, there will be some hours (e.g. during the night-time) when there is not enough (or not at all) PV production and other hours, during the same day, when there will be a PV overproduction. Therefore, the PV production has to be combined with storage systems and/or other sources of energy, renewable or not, in order to maximize its contribution.

Once the solar PV on roofs and wind potentials in the Canary Islands have been determined, it has become clear that these potentials are higher than the annual electricity demand, even considering each of them separately. However, the characteristics of the electrical system in

the Canary Islands, no interconnection among the islands and weak grids, place restrains to the integration of renewable energy into the islands electrical grids. In order to increase the renewable contribution into the electrical grids it is necessary to take some measurements, some of them have been discussed in this thesis. In particular, two of them will be underlined: demand management and storage systems.

Some demand management tools are already being implemented in the Islands, as "electric interruptibility[1]" in some enterprises, but more demand management measurements are needed both on industrial sector and on residential and services sectors, in order to flatten the demand curve. Some storage systems are being boosted in the Islands, the example of El Hierro Island with its wind-hydro power station capable of providing 85% of its electrical demand, is a keen exponent. The storage in water form, with pumping stations, is one of the storage systems that is being promoted on the Canary Islands, with project proposals in almost all the islands. These projects will allow increasing the non-manageable renewable contribution. But also other novel storage systems are being boosted, like the storage in 1 MW batteries.

All these measurements, both on demand side management and on storage systems, will allow an increase of the wind and solar contribution in the insular electrical grids; since it has become clear that both, solar and wind energy, has a big potential that is not completely exploitable considering the current constrains of the electrical system.

In addition to the technological measurements, in order to fully exploit the renewable potential, it is necessary to design mechanisms able to stimulate its implementation. At global level the most widespread support systems are: tariff system (feed-in tariff –FIT–) and green certificates.

On a conceptual level, the main difference between both systems is that the FIT system is a price-based instrument (whereby the renewable kWh price is guaranteed but the installed quantity is not) and the green certificate system is a quantity-based instrument (whereby the RES quantity to be installed is guaranteed but not the kWh price to be paid for). The FIT systems can be classified, in turn, into two types: fixed tariff and premium system (electricity market price + premium). Although these are the most widespread systems in Europe, other marginal system has also been implemented, like the auction system. Due this variety of support systems along Europe, the European Commission has considered to harmonize the European support systems. Due to the difficulties associated to a harmonization process, a first phase has been proposed aiming at a European coordination. However, the big challenge is to determine which support system is more efficient to promote renewable electricity.

Nowadays the tariff system is the most widespread system at the European and global level. If both systems, tariff and green certificates, are compared, it can be concluded that the tariff systems are more effective to promote renewable electricity, lead to less transaction cost, have a higher dynamic efficiency, promote better the technological diversity and procure more security for investors. On the contrary, the tariff system has been often criticized due to

[1] Interruptibility is a demand management tool to give a rapid and efficient response to the needs of the electricity system in emergency situations. It consists of reducing the active power demanded to a required residual power level, in response to a power reduction order issued by Red Eléctrica, as system operator, to consumers subscribed to this service.

its low compatibility with the liberalization of the electricity market and for distorting the free competition.

However, the tariff system based on premiums seems to combine the best aspects of both systems, on the one hand, it retains the main advantages of the classic tariff system while, on the other hand, it fully integrates into the electricity market system. For this reason the Spanish system has been studied in detail, given that it is the market with the widest experience in the premium system.

The Spanish system is a dual tariff system that offers two options: fixed-FIT and premium system. The system in Spain covers all RES-E technologies and can be implemented taking into account the level of market penetration, investment range and maturity of the technology. RES-E technologies close to market maturity, but not yet there, or systems relying on small investors, can benefit from a fixed-FIT and RES-E technologies already well established in the market (e.g., hydro bigger than 10 MW) can only apply for the premium option.

The main advantage of the premium system, in comparison to the fixed-FIT, is that it is a scheme integrated in the electricity market system; therefore the system follows the demand pattern and encourages RES-E production during peak hours. In order to attract investors to this more market oriented option, the premium was theoretically calculated to provide slightly higher incomes than the fixed-FIT option. One of the advantages of the fixed-FIT is, therefore, that the direct burden for consumers is smaller. Another advantage is also that it provides higher security for investors. On the other hand, premium systems lead to less integration cost.

One disadvantage of the premium option is that it can lead to overcompensations if the electricity prices rise quickly. One way to try to avoid it is to include a cap value. In fact, this happened during 2005 and 2006 in Spain, the electricity prices rose quickly, increasing the incomes of RES-E investors that were under the premium option, especially in the case of wind energy. These unexpected high revenues under the premium option were the main reason that led to the Governmental proposal of setting a cap value.

The introduction of a cap and floor system reduces the risk set on RES-E promoters by low market prices and, at the same time, mitigates windfall profits when prices go up. This system is designed to retain the best aspects of fixed-FIT, while leaving room to play in the market.

It is likely that in the next future more RES-E technologies will become cost-effective and there should be a gradual transition to the premium system for these technologies in order to improve the efficiency of the system, since maintaining the dual system in the long term leads to higher costs. This gradual transition implies a transitional period in order to change from fixed-FIT to a premium system; in such cases it could be of interest to maintain a dual system[2], so that investors do not feel forced to change to the premium system from one day to another.

In any case, the fixed-FIT option should be kept for some cases as for the technologies that have not reached yet a high market penetration, and need to build a market environment.

[2] Understanding dual system as both options, fixed-FIT and premium, available at the same time.

Another case should be ranges of technologies whose investments rely on small investors, e.g., building integrated photovoltaic systems or small biomass systems.

The main objective of a support scheme should be the increase of RES-E. However the performance of a support scheme should not only be evaluated in terms of an increase of RES-E generation. Since the extra cost of RES-E is paid by the end-consumers, burden for consumers is also an issue. It has to be highlighted that the maintenance of the dual system in the long term is more expensive, and therefore, it represents a higher burden for consumers than a well-designed single option system per technology or technology bands.

The adequacy of RES-E production to the electricity demand pattern has also become an issue of greater importance since RES-E production has increased its contribution and it is not marginal any more. This adequacy will lead to a higher RES-E penetration at a lower integration cost. In this sense, a support scheme has to be designed in order to encourage RES-E generators to produce accordingly to the electricity demand pattern. A premium system has more possibilities to succeed in this purpose.

Such a premium system has to be designed taking into account several factors and values. The design of a dual system with cap and floor values should take into account not only the premium and fixed-FIT values for each technology, but also the cut-off price and the electricity prices under which the cap and the floor values are reached, since these values will determine the system's performance. The floor value is critical, since it can lead to higher burden for consumers and it can distort the market signals that boost the adequacy of RES-E generation to the electricity demand pattern, especially in periods with low electricity prices. Therefore, the cap & floor system should be designed in a way that the electricity market prices distribution remains relevant in the resulting support levels.

An analysis of the 3 first years of experience of the Spanish cap and floor system leads to some conslusions when it is compared to the fixed premium system. Taking into account the objective of limiting windfall profits, the cap value has served to its purpose (especially in years with high electricity prices), but the floor value has increased the burden for consumers, increasing the revenues of RES-E generators, especially in years with low electricity prices. Since the introduction of the cap & floor system, the revenues for RES-E investors have been clearly more stable over the years in comparison to the fixed-premium system: less revenues during periods with high electricity prices but higher revenues during periods with low electricity prices. This leads to a higher security from the investors' side. More security means less risk perception, which means lower support level.

On the other hand, the selection of the reference-premium, cap and floor values are critical and have to be chosen carefully; if not, there is a high risk that we end up with a system that, in practice, works as a two bands fixed-FIT, with support levels located mostly at the cap or at the floor value. The floor value should be, at least, equal to the premium value, which in fact means that there is no floor but that the premium is always paid. A high floor will be counteracting.

In order to try to adapt the RES-E production to the electricity demand pattern, the gap between the cap and the floor has to be big enough and neither the cap nor the floor should be very close to the fixed-FIT value. Over the years, the premium could be reduced but the adequacy to the electricity price distribution will be better if the cap and floor are not reduce in the same percentage.

As conclusion, when a premium system is applied, the transition to the market integration without incentives will be a natural process. In a period of years, more or less years

depending on the particular RES-E technology, if the incentives are adapted in a consistent way, the average real premium will become smaller, showing that some RES-E technologies are competitive even without incentives. The transition then, to a fully integrated market system without incentives, will be easier and the renewable market will not slow down, since the investors will already be aware that these technologies are competitive without incentives.

So far, the premium system is a support option that prepares RES-E technologies for the transition, without dramatically changing the conditions, to a system without incentives when the right time comes for each RES-E technology.

Parte I

Evolución energética en Canarias

Energy evolution in the Canary Islands

Capítulo 1

Evolución de la energía

1.1 La energía en el mundo: del homo sapiens al siglo XXI

Durante casi toda su historia el hombre ha utilizado las energías renovables como fuente de energía; no es hasta la revolución industrial cuando comienza el uso generalizado de los combustibles fósiles. Este último periodo de tiempo, de unos 200 años, se ha caracterizado por un consumo creciente e intensivo de energía, que ha agotado una gran parte de los combustibles fósiles; pero representa un periodo muy corto de tiempo si se compara con el conjunto de la historia de la humanidad, cuyo comienzo se puede cifrar hace unos 150 000 años, si se considera desde el homo sapiens.

Hace unos 400 000 años los homínidos comienzan a hacer un uso consciente del fuego: recoge las brasas que quedaban después de los incendios naturales causados por los rayos y conserva el fuego en las cavernas, añadiéndole palitos continuamente. Hace unos 10 000 años los hombres aprenden a encender el fuego, frotando trozos de madera, lo que les permite independizarse de los rayos, mejorando sustancialmente su movilidad. Con el descubrimiento del fuego el hombre primitivo pudo acceder, por primera vez, a algunos servicios energéticos, como calentar la caverna, con lo que se pudo desplazar a territorios más fríos, cocinar parte de animales antes incomestibles y endurecer las puntas de sus lanzas (Lorenzo, 2006).

El hombre de las cavernas era omnívoro; la única energía de la que disponía era su propia fuerza muscular, que utilizaba, fundamentalmente, para cazar “alimentos”.

El Neolítico fue el periodo en el que el hombre consiguió seleccionar y cultivar una serie de semillas y domesticar varios animales. Con la utilización de animales, el hombre ya no tiene que valerse sólo de su fuerza muscular. Los hombres, que anteriormente habían sido cazadores y recolectores, se vuelven ganaderos y agricultores, y tras la actividad agropecuaria llegaron las primeras ciudades (Tudge, 1998).

Cuando ni su propia fuerza muscular ni la ayuda de los animales fue suficiente para satisfacer las crecientes demandas energéticas de las sociedades en expansión, apareció la esclavitud. La esclavitud supuso, desde el punto de vista energético, utilizar la energía de muchos hombres al servicio de un número reducido de hombres libres[3]. El imperio romano, desde el año 50 a. C. hasta el 150 d. C. utilizó una media de 500 000 esclavos al año (Lorenzo, 2006). La abolición de la esclavitud no comenzó hasta bien avanzado el siglo XVIII. España no la abolió hasta 1886.

Las ruedas hidráulicas, norias y hasta molinos de viento ya se utilizaban en el Oriente desde siglos antes de la época conocida como la Antigüedad Clásica (siglo V a. C. al siglo II d. C.). Pero los romanos se inhibieron ante estas innovaciones y no favorecieron su difusión, pues disponían de la fuerza muscular gratuita de sus esclavos y animales para tales menesteres (Suarez Moreno, 1994). Hacia el final de esta época, a partir del siglo II d. C., tuvo el molino hidráulico una mayor difusión, debido a que el ejército imperial ya no pudo mantener las guerras que aseguraban el suministro de esclavos. Los primeros molinos hidráulicos datan de ese tiempo (Lorenzo, 2006).

En la Europa medieval (que abarca desde el año 476, con la caída del Imperio romano, hasta 1492, año del descubrimiento de América) con la esclavitud en decadencia[4], y en respuesta a la necesidad de mano de obra, se adoptaron y desarrollaron cuantos artilugios se conocían desde la Antigüedad para la sustitución de la fuerza muscular. Desde un principio se extendió la rueda hidráulica. Así, alrededor del siglo XII, ya el Mundo Occidental hacía un uso racional de la energía con dos abundantes fuerzas de la naturaleza: el agua y el viento, que aplicados a la trituración del grano y a la elevación del agua para riego, alcanzaron un continuo desarrollo. Igualmente se utilizó más racionalmente la fuerza muscular de las bestias acoplándoles un aparejo más perfeccionado. Un caballo al accionar una máquina con un aparejo adecuado era equivalente a diez esclavos, en tanto que un buen molino de agua o de viento hacía el trabajo de hasta cien esclavos. Pero no por ello los señores feudales permitieron en sus tierras y aguas corrientes el libre uso y disposición de los molinos; al contrario, llevaron un férreo control de su uso y propiedad, imponiéndose el sistema de cobro en especie, la maquila (Suarez Moreno, 1994).

En el siglo XVII, miles de campesinos y pequeños propietarios europeos disponían de molinos de viento con los que molían su grano fuera del control de los propietarios del agua. La energía del viento, más libre e independiente, se lo permitía (Suarez Moreno, 1994).El agua podía tener dueño, pero el viento no. Ante ello los hacendados desarrollaron e impusieron los molinos de agua en sus territorios, puesto que los saltos de agua eran susceptibles de un mayor control y monopolio. En definitiva; como bien señala Bosquet, "*para dominar a los hombres es necesario controlar su acceso a la energía, es necesario impedirles que la produzcan y obligarles a comprarla*" (Bosquet, 1980).

La necesidad de llevar a cabo tareas de forma más rápida, hasta entonces realizadas con energía animal o humana, unida a la escasez en algunos lugares de la madera, conduce a una "crisis energética" en los comienzos del siglo XVIII. Se abrió así una etapa de "avalancha de

[3] Para construir la pirámide de Keops (Egipto) trabajaron simultáneamente 100 000 esclavos que eran renovados cada tres meses. Se necesitaron diez años para terminar la obra, lo que significa que se utilizaron una media de 4 millones de esclavos. (Lorenzo, 2006).

[4] En parte debido al auge de la servidumbre a la que fue sometida una gran parte del campesinado europeo.

ideas"[5]. Dos fueron los hitos que culminaron el proceso: el perfeccionamiento de la máquina de vapor, por el escocés James Watt en 1782, y la locomotora de vapor (Stephenson, 1814). Como consecuencia de todo ello se produce, por un lado, la sustitución de la madera y el carbón vegetal[6] por el carbón mineral[7] como combustible y, por otro, la introducción de la máquina de vapor en la minería, la industria y el transporte. La "crisis energética", incitadora de los nuevos inventos, encontraría a partir de entonces respuesta en la "Revolución Industrial" (Lopez Cachero, 2008).

Estas máquinas de vapor, que utilizaban carbón como combustible, representaron el comienzo de la era fósil. Cabe señalar que el carbón ya era conocido desde hacía miles de años. Los chinos fueron los primeros en usar comercialmente el carbón, pues su gran población no podía ser abastecida con madera. Los romanos adquirieron el carbón inglés los siglos III y IV de nuestra era y en distintas partes del mundo se utilizaba carbón en la Edad Media para la fusión del cobre con otros metales (de la Cruz Alarco, Eduardo, 1980). Pero la demanda de carbón hasta ese momento fue insignificante en comparación con su consumo a raíz de la aparición de la máquina de vapor.

La máquina de vapor propició grandes avances en los albores de una sociedad industrial:

- Independizó los recursos de la localización de la industria: a diferencia de las fuerzas de la naturaleza, como las corrientes de agua y los vientos, el carbón era una fuente de energía que se podía trasladar de un lugar a otro. La máquina de vapor, por lo tanto, permitió instalar industrias en nuevos lugares.
- Fomentó el transporte: hizo posible un enorme desarrollo del transporte por medio de locomotoras y barcos de vapor que usaban carbón. Esto favoreció el comercio, la emigración y las comunicaciones.
- "Industrializó" la industria: permitió mecanizar gran número de tareas y aumentar la producción.

Casi un siglo después de las primeras máquinas de vapor empieza a introducirse una nueva forma de energía: la electricidad. Este hecho fue posible gracias a Thomas Alva Edison (1847 – 1931) quien, además de inventar la bombilla incandescente en 1879, también construyó la primera central eléctrica de la historia, con la que suministró electricidad a unas 7200 bombillas, incluyendo a 85 clientes de la ciudad de Nueva York en 1882.

Este desarrollo abrió a la humanidad nuevos horizontes. Ya no era necesario que el lugar del consumo de la energía fuese el mismo que el lugar en el que se generaba y, además, esta forma de energía se podía transformar fácilmente en luz, calor, en frío, en movimiento, en energía mecánica, etc. Pero no es hasta finales del siglo XIX cuando la electricidad comienza a introducirse en la vida cotidiana.

---

[5] J. M. Ferguson. Historia de la Economía.

[6] El carbón vegetal es un combustible sólido, con un alto contenido en carbono (del orden del 80%). Se produce por calentamiento de residuos vegetales, hasta temperaturas que oscilan entre 400 y 700 °C, en ausencia de aire. Hasta hace un siglo, en zonas rurales, era común ver la figura del carbonero, oficio ahora en vías de extinción, cuyo trabajo consistía en cubrir totalmente enormes pilas de leña con musgo y ramas tiernas. Luego prendía fuego a la leña (por la parte inferior), y dejaba que se quemara durante días.

[7] Carbón de piedra o carbón mineral: es un combustible fósil que usualmente se obtiene mediante actividades mineras.

Las primeras centrales eléctricas se alimentaban principalmente de carbón, pero la aparición en la escena energética del petróleo, mucho más fácil de manipular, más limpio y de similar coste, desplazó rápidamente al carbón.

El petróleo era un aceite mineral conocido y usado en las civilizaciones antiguas como fuente lumínica, impermeabilizante, lubricante e incluso medicinal. Los chinos habían "tropezado" con el petróleo buscando sal, varios siglos antes de la era cristiana; pero ya mucho antes, en torno al Mar Negro y el Mar Caspio se conocían y usaban tanto el petróleo como el gas natural. Sin embargo, han de pasar más de 2000 años antes de que se haga una prospección y extracción sistemática del petróleo, lo que no ocurre hasta el siglo XIX. Fue el encarecimiento del aceite de ballena, que se usaba en las lámparas de forma generalizada, lo que llevó al hombre a buscar un sustitutivo. El éxito en la perforación de un pozo petrolífero de unos 30 metros de profundidad en el estado de Pensilvania (EE.UU.) en 1859, fue el punto de partida de su producción a gran escala; es por esto por lo que la bibliografía suele fijar el año 1859 como la fecha del descubrimiento del petróleo. La increíble velocidad de su difusión se pone de manifiesto simplemente con el hecho de que hasta 1859 no empieza a producir el primer pozo petrolífero y ya en 1870 se habían perforado unos 4000 pozos en Estados Unidos (de la Cruz Alarco, Eduardo, 1980).

La gran revolución del sector energético del siglo XX la protagonizó el desarrollo de los motores de combustión interna. En 1887, Daimler y Otto idearon el motor de explosión y, diez años más tarde, Diesel el de compresión. A partir de aquí, el petróleo empezó a desplazar al carbón en el transporte y en la industria, y se inició el desarrollo del transporte aéreo (Diaz Fernandez, 2008). En la primera mitad del siglo XX empieza a utilizarse el gas natural y a partir de la década de 1950 se ponen en funcionamiento las primeras centrales nucleares.

Las crisis del petróleo de 1973 y 1979 hicieron que los países desarrollados vieran peligrar su periodo de petróleo barato, combustible en el que habían soportado, en gran parte, el enorme desarrollo que habían sufrido en las últimas décadas (Lorenzo, 2006)& (Rifkin, 2002) & (Klare, 2003).Una de las consecuencias de este sobresalto en las economías de la sociedad occidental fue un despertar del interés por las energías renovables, sobre todo por la energía eólica y solar, así como por programas de ahorro y eficiencia energética. El impulso que se logró en estos ámbitos fue perdiendo fuelle a medida que el precio de petróleo volvió a estabilizarse en la década siguiente; aunque se siguieron haciendo ciertos esfuerzos en la diversificación energética, se generalizó la percepción de que el petróleo volvía a situarse en una posición estable. Pero esta percepción volvería a verse alterada a finales del siglo XX.

La historia de la humanidad se ha caracterizado por la búsqueda por parte del hombre de nuevos desarrollos y combustibles que facilitasen su trabajo y mejorasen su nivel de vida, pero también se ha caracterizado por un constante crecimiento del consumo energético, al principio lentamente y en los últimos doscientos años de forma mucho más rápida[8]. Este aumento del consumo ha conllevado un aumento del nivel de vida de los denominados países desarrollados; aunque no exento de consecuencias como el incremento de la contaminación y la profundización de la brecha Norte-Sur.

[8] En el siglo XVII el consumo energético anual por habitante era de 3500 kWh y toda la energía provenía de fuentes energéticas renovables. En 1950 el consumo energético era de 11 400 kWh y en 1970 de 20 200 kWh, en sólo 20 años se duplicó el consumo energético de toda la historia de la humanidad (Lorenzo, 2006).

1.2 Evolución de la energía en Canarias

La evolución de la energía en Canarias no sigue un patrón muy distinto al de la evolución mundial, con muchos paralelismos pero también con sus grandes o pequeñas diferencias.

Desde el punto de vista energético se pueden distinguir dos periodos claramente diferenciados: el periodo prehispánico y el periodo posterior a la conquista.

El periodo prehispánico se caracteriza por la autosuficiencia energética y la evolución de su sistema energético dista mucho de la que se sigue en Europa.

Sin embargo, el periodo posterior a la conquista de Canarias, sigue una evolución similar a la de Europa, pero con un cierto desfase, más o menos grande dependiendo de la época. Este periodo, al contrario que el anterior, se caracteriza por una dependencia energética, que va en aumento a medida que se avanza en el tiempo.

El periodo prehispánico o ¿por qué son importantes los cereales cuando hablamos de energía? En la etapa prehispánica, esto es, antes de la conquista de las Canarias (s. XV), la población aborigen se caracteriza por ser una sociedad agrícola primitiva, que no conocía el metal (J. J. Suarez, Rodriguez, & Quintero, 1988), mientras que en otras partes del planeta su uso era habitual, lo cual nos puede dar una idea de la desigualdad de condiciones en las que lucharon conquistadores y conquistados.

Se suele hablar de los aborígenes canarios como de una población primitiva de escaso desarrollo, aunque se podría disertar bastante sobre esta afirmación. Desde el punto de vista energético se puede calificar a esta población como autosuficiente, su principal fuente energética era la fuerza humana, y esta fuerza obtiene sus calorías de la alimentación. La base alimenticia de los aborígenes eran los cereales, aunque también incluían en su alimentación animales de pequeño y mediano tamaño y los productos de la pesca (Benitez Padilla, 1959). El utensilio alimenticio más extendido y utilizado era el molino de mano[9], con el que trituraban los cereales.

La otra fuente energética utilizada era la leña, que se usaba tanto para producir calor como para cocinar e iluminar (Machado Yanez, Mª del Carmen, 2001).

Éstas eran todas las fuentes energéticas utilizadas en este periodo, aparte, por supuesto, del uso del Sol que se hacía en todas las sociedades primitivas, que consistía fundamentalmente en el secado de alimentos.

Conquista, esclavitud y comienzo de la dependencia energética. La conquista de las Islas Canarias supuso el comienzo de la dependencia desde el punto de vista energético o, lo que es lo mismo, el comienzo de la importación de las fuentes de energía. Las primeras fuentes energéticas que se importaron fueron los animales de tiro y los esclavos. Estos esclavos provenían principalmente de África, aunque se encuentran registros de diversa procedencia, incluso de esclavos procedentes de Las Indias (Lobo Cabrera, 1982).

[9] Los molinos de mano consisten en dos piedras circulares, planas y superpuestas, de las cuales la de arriba es movida a mano directamente o valiéndose de un mango.

A la vez que se iban asentando los colonizadores, se iban desarrollando nuevas infraestructuras, lo que aumentó la demanda energética. Esta demanda energética tenía que ser cubierta fundamentalmente por la fuerza humana. Dada la inexistente disponibilidad de otra fuente energética local, algunos aborígenes canarios fueron inicialmente esclavizados para tales fines. Posteriormente se prohibió esclavizar a los aborígenes (algunas fuentes históricas hablan de la poca capacidad de trabajo de los aborígenes canarios). El caso es que, bien por falta de aptitudes o por presiones políticas o por una combinación de ambas, se determinó no utilizar aborígenes canarios como esclavos (Lobo Cabrera, 1982), por lo que hubo que recurrir a la importación de esclavos para cubrir las necesidades energéticas de los conquistadores.

Comienza de esta forma la dependencia energética de Canarias. Esta dependencia energética del exterior, que porcentualmente no representa un grado importante en sus inicios, va aumentando a lo largo de los años hasta situarse en la actualidad en más de un 98%. En definitiva, el estudio de la evolución energética de Canarias a partir de la etapa prehispánica es también el estudio del aumento de la dependencia energética del exterior, que se incrementa con cada cambio del modelo energético que se sucede en Canarias.

Fuerzas de la naturaleza: el agua y el viento. Con la conquista también llegaron los conocimientos de los conquistadores, quienes ya conocían los molinos de agua. Los primeros molinos de agua aparecieron pocos años después de la conquista, aunque en un principio su proliferación fue escasa. Hacia mitad del siglo XIX los molinos de agua se habían extendido por casi toda la geografía canaria, aunque seguían utilizándose también los de mano. Estos molinos de agua, al igual que los de mano, tenían la finalidad principal de moler cereales (Diaz Rodriguez, 1988).

Los molinos de viento, aunque ya eran conocidos, se establecen con posterioridad, hacia finales del siglo XVIII. Su utilización se extiende rápidamente por todas las islas, pero marcan de manera especial el paisaje de Fuerteventura, isla en la que proliferan significativamente, en comparación con las demás. En Gran Canaria también se extendieron considerablemente (Suarez Moreno, 1994) & (G. Aleman, 1988). La importancia de estos molinos en Canarias es patente, pudiéndose ver, aún hoy en día, los vestigios de aquellos ingenios en casi todas las islas.

El cambio del paisaje canario. Pero durante estos siglos, desde el XV hasta finales del XIX, no sólo se utilizaron estos distintos tipos de molinos (el de mano, el de agua y el de viento). Las necesidades energéticas eran grandes y los recursos escasos, por lo que se utilizaron grandes cantidades de leña y carbón vegetal para satisfacer esta demanda. Este hecho, junto a las necesidades de madera para la fabricación y reparación de barcos (M. Suarez, 2002) y las crecientes necesidades agrícolas (Ramos & Salazar, 1997)tanto para la exportación como para abastecer a una población que aumentaba constantemente, cambiaron definitivamente el paisaje canario, que pasó de aquel verde y frondoso vergel, que describían los historiadores de la época de la conquista, a una tierra parcialmente deforestada, que nunca pudo recuperar su paisaje original.

El cambio de vientos en la navegación y los combustibles fósiles. La introducción de los combustibles fósiles en Canarias vino de la mano de la navegación. El paisaje de los puertos canarios, al igual que ya había sucedido en Europa, fue cambiando y los grandes veleros (carabelas, fragatas, etc.) fueron dejando paso a los grandes barcos de vapor. Estos barcos utilizaban carbón, por aquel entonces este carbón procedía principalmente de Gran Bretaña, debido a las distintas compañías carboneras de origen inglés

establecidas en las islas capitalinas. El carbón se almacenaba en los puertos canarios, que servían como punto de repostaje para los grandes mercantes en sus viajes transcontinentales. Aprovechando el almacenamiento del carbón en los puertos de las islas, pronto se comenzó a desviar una parte para el consumo interno de las islas (M. Suarez, 2002).

Así llegamos a nuestros días. El carbón fue utilizado en las islas durante el siglo XIX y la primera mitad del siglo XX, fecha en la cual deja paso al petróleo, cuyo uso se extiende rápidamente, desplazando totalmente al carbón que termina por desaparecer de las islas hacia 1960 (M. Suarez, 2002).

En 1893 se inaugura el primer servicio eléctrico de Canarias, fue en Santa Cruz de La Palma (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988). En 1902 llega a las Islas el primer automóvil (Rull, 1982).Estos hitos representan el principio de la era actual, desde el punto de vista energético, era que está caracterizada por el dominio absoluto del petróleo. Algo más de un siglo después no tiene Canarias un vehículo, sino más de un millón y medio. Tampoco tiene 50 kW[10] de potencia eléctrica instalada (ésta era la potencia de aquella primera central de Santa Cruz de La Palma) sino casi 3000 MW[11].

Sobre cómo se ha pasado de esas cifras iniciales a estas cifras actuales se hace una amplia descripción en otros capítulos de este libro. Cabe resaltar, en todo caso, que este salto energético ha representado también un salto en la economía canaria, en la sociedad, en su calidad de vida y en su estilo de vida. Un estilo de vida marcado, eso sí, en numerosas ocasiones, por un consumo energético excesivo. Pero todo ello a un coste, al coste de haber aumentado la dependencia energética de Canarias por encima del 98%.

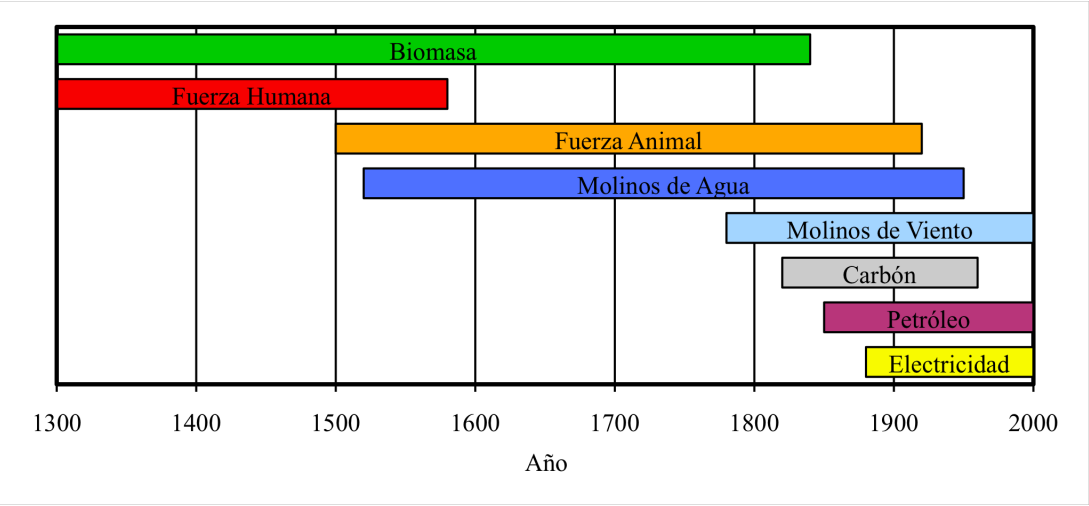


Fig. 1. Ciclos Energéticos en Canarias

[10] kW: kilovatio
[11] 1 MW equivale a 1000 kW

Capítulo 2

La etapa prehispánica y la Conquista

2.1 Breve reseña histórica

2.1.1 Mitología y avistamientos

De las Islas Canarias hay noticias desde la Antigüedad. Los pueblos fenicios, cartaginenses, griegos y romanos, deseosos de explorar las soledades del océano Atlántico, dejaron atrás las célebres Columnas de Hércules (el Estrecho de Gibraltar) y visitaron varias veces estas islas atlánticas (Jimenez Sanchez, 1949). Para Homero son los Campos Elíseos de los clásicos griegos, estancia reservada a los bienaventurados. Para los romanos son las Islas de la Fortuna (o Islas Afortunadas). Torcuato Tasso, poeta italiano, colocó en las Islas Canarias los encantados jardines de Armida (Benitez Padilla, 1959).

Más persistente ha sido la leyenda de la Atlántida. Según el relato de Platón, hubo en remotísimos tiempos una isla de aquel nombre, emporio de riqueza y poder. Enajenados sus habitantes por la magnitud de sus fuerzas, intentaron la invasión del continente y perdieron sus virtudes ancestrales. Los dioses les castigaron con el hundimiento de su gran isla bajo las aguas oceánicas en una sola noche (Benitez Padilla, 1959).

El fin desastroso de la Atlántida inspiró el poema de este título del catalán Mosén Jacinto Verdaguer que, traducido de su lengua vernácula, viene a decir (Benitez Padilla, 1959):

> */.../ abrumóla con su pesada siniestra el Omnipotente y, ya cadáver, el mar la tragó de un sorbo, quedándose sólo el Teide, dedo de su férrea mano, que parece decir a la Humanidad: -¡Aquí fue la Atlántida!- Varias islas rodean aquel mástil de nave rota, cual descuartizados miembros de impura Jezabel: cuando los venideros siglos, contemplen al pasar, el gran destrozo: -¡Mirad, -exclamarán-, a dó conducen las vías del placer!*

Mosén Jacinto Verdaguer, 1876

De estos antiguos relatos quedan, para fines literarios, los apelativos de Islas Afortunadas, Campos Elíseos, Jardín de las Hespérides, la Atlántida o Fin de Mundo, entre otros. Pero resulta difícil deslindar la realidad de la ficción mitológica en estos relatos sobre Canarias que nos brindan desde la época Clásica.

Después de la caída del Imperio Romano, las Canarias quedaron olvidadas y sumidas en las tinieblas, desapareciendo en el entonces Mar Tenebroso (Jimenez Sanchez, 1949).

2.1.2 El redescubrimiento de Canarias

Desde el final del Mundo Antiguo hasta finales del s. XIII hay un eclipse de las noticias sobre el Archipiélago. A pesar de ello, durante la Edad Media hay indicios que apuntan a un cierto conocimiento, más o menos legendario, de las Islas Canarias, incluyendo algunas incursiones de los árabes (J. J. Suarez et al., 1988).

En el s. XIII ninguna civilización tiene conocimiento de más de un tercio del planeta. A finales del s. XIV, en cambio, ya se domina casi todo el globo. La concepción del mundo se transforma, ha pasado de ser un plano a tener forma esférica; los mares, anteriormente plagados de monstruos y rodeados de un cinturón de fuego en los trópicos, son ahora rutas comerciales y campo de batalla de las potencias que aspiran a su posesión (de Arribas y Sanchez, C. A.,).

Es en este contexto en el que se redescubren las Islas Canarias; el hombre abandona la seguridad del Mediterráneo y se adentra en la exploración del Atlántico en búsqueda de rutas comerciales con África y hacia Oriente. Una de las causas principales ha de hallarse en la interrupción del comercio de las especias, existente entre Europa y Oriente a través de territorios controlados por el Islam (de Arribas y Sanchez, C. A.,).En África se buscan productos sustitutivos a la vez que se trata de llegar a Oriente bordeando África, tarea que entonces se estimaba en diez meses. Un siglo después Cristóbal Colón intentaría también encontrar una ruta comercial alternativa con las Indias, pero se encontraría en su lugar con América.

La exploración de las costas africanas y la búsqueda de una nueva ruta comercial con Oriente propició, como una de sus tantas consecuencias, el redescubrimiento de las Islas Canarias, que dejaron de ser un mito para incorporarse al conocimiento geográfico de la época.

Durante más de un siglo, hasta el comienzo de su conquista, en 1402, las Islas Canarias fueron visitadas por genoveses, catalanes, mallorquines, andaluces, vascos y portugueses, sirviendo principalmente de cantera de esclavos (de Arribas y Sanchez, C. A.,).

Hacia 1341, una expedición organizada por italianos y portugueses, da lugar a la primera descripción que se hace del Archipiélago y sus aborígenes. Como consecuencia las islas dejan de ser un lugar remoto y desconocido para convertirse en un paraje frecuentado y codiciado por mercaderes y aventureros (de Arribas y Sanchez, C. A.,).

2.1.3 La población aborigen

Mucho se ha escrito sobre la procedencia de la población aborigen canaria y su llegada a las islas: ¿cómo? ¿cuándo? ¿desde dónde? Algunas preguntas quedan, aún hoy en día, sin respuesta certera.

Recientes investigaciones llevadas a cabo en las universidades canarias han aportado algo de luz en uno de los episodios que seguía siendo, hasta 2009, una incógnita: el origen de la población canaria. Según estas investigaciones la procedencia de los aborígenes canarios es bereber, procedente del Norte de África, y la llegada de los primeros pobladores al Archipiélago se estima que se produjo hace unos 2500 años.

La ciencia está dando respuesta, sin duda, a gran parte del misterio que siempre ha rodeado la procedencia de la gente que habitó las islas antes de su conquista. Pero un halo de misterio se cierne aún sobre estos aborígenes: ¿cómo llegaron a las islas? ¿qué razones les impulsaron a venir? ¿encontraron las islas por casualidad o las conocían? Quizá algunas de estas preguntas no se podrán responder nunca a ciencia cierta.

Pero algunas cosas más se conocen de estos aborígenes canarios por textos de la época.

La lengua que utilizaban estos aborígenes parece ser un habla bereber, anterior a la introducción del árabe por la invasión mahometana en el Norte de África[12]. No conocían la escritura. Sus herramientas eran groseras, de basalto tallado. La civilización de los aborígenes era de factura neolítica que, debido a su aislamiento, pudo persistir hasta el siglo XV (Benitez Padilla, 1959).

Los aborígenes canarios eran agricultores, ganaderos, pescadores y artesanos. Pastoreaban cabras y ovejas, que les proveían de leche, cuero y carne. Se alimentaban también de cerdos y perros, se han hallado cráneos y huesos de perros entre los restos de comida, de peces y mariscos. Molían el grano tostado de cebada y de trigo, su harina se llamaba gofio, envasaban la manteca, como frutales tenían la higuera y frutas silvestres. Labraban la tierra con cuernos de cabra atados a un palo a modo de arado. Tejían someros trajes de variadas tramas, con tejidos de juncos y palma; se cubrían con pieles delicadamente cosidas y adobadas y hacían cerámica de barro (Benitez Padilla, 1959).

Eran hombres vigorosos, fornidos y bien formados, valerosos y de costumbres morales y nobles.

También se encontraron diferencias entre los habitantes de las distintas islas, algunas físicas pero mayormente costumbristas. El aislamiento y las características propias de cada isla hicieron evolucionar a los habitantes de las distintas islas de forma tal que se pueden identificar ciertos rasgos diferenciales (Benitez Padilla, 1959).

A título descriptivo sirva un extracto traducido de la crónica francesa conocida como *"Le Canarien"*, escrita por los capellanes de los primeros conquistadores Juan de Bethencourt y Gadifer de la Salle, a su llegada a Gran Canaria desde Fuerteventura.

/.../ Es un país de grandes bosques de pinos y abetos, de dragos,

[12] Poco tiempo después de la conquista se perdió el uso de su lengua vernácula.

> *de olivos, de higueras, de palmas que dan dátiles y otros muchos árboles /.../ Tienen trigo, habas y otros cereales, y son grandes pescadores y nadan maravillosamente bien; van completamente desnudos, salvo las bragas, que son de hoja de palma, y la mayoría llevan dibujos grabados en sus carnes de diversos modos según su gusto y llevan los cabellos atados por detrás a manera de trenza. Son hermosa gente, grandes, fuertes y rudos y bien formados y sus mujeres son muy hermosas vestidas de pieles para cubrir sus partes deshonestas. Están bien provistos de animales, a saber: puercos, cabras y ovejas y perros salvajes que parecen lobos, pero son más pequeños /.../*
>
> *Le Canarien, 1404*

2.1.4 Tiempos de conquista

La conquista de las Islas Canarias comienza en 1402, con la audaz empresa de colonización acometida por los normados Juan de Bethencourt y Gadifer de la Salle. El proceso conquistador no va a ser ni rápido ni continuo, extendiéndose a lo largo de todo el siglo XV.

Fig. 2. Reproducción de grupo de aborígenes canarios ante la llegada de los conquistadores en Centro de artesanía Molino La Antigua. Red de Museos del Cabildo de Fuerteventura

Los normandos desembarcan primeramente en la isla de Lanzarote, tras su conquista se adentran en Fuerteventura y, finalmente conquistan también El Hierro, que dada su escasa población ofrece menor resistencia. Las incursiones realizadas en el resto de las islas resultan infructuosas. Bethencourt llega a un acuerdo con el rey de Castilla, por el cual le otorga el monopolio del comercio exterior en las islas conquistadas, consiguiendo así recuperar el dinero invertido en la hazaña y aumentar su fortuna (J. J. Suarez et al., 1988).Fue la orchilla, liquen utilizado como tinte para tejidos, la protagonista en aquellos tiempos del comercio entre Canarias y Europa.

Bethencourt deja a su sobrino Maciot a cargo de las islas conquistadas a su regreso a Normandía; quien a su vez vende los derechos sobre las islas en 1418 a nobles españoles (J. J. Suarez et al., 1988).

La Gomera sería conquistada años más tarde, después de contiendas que durarían varias décadas; su conquista se da por finalizada en 1478.

Gran Canaria, La Palma y Tenerife nunca fueron islas de señorío, sino realengas. Diversas tentativas de apoderarse de estas islas, una vez conquistadas las otras, resultaron fallidas. Por último, en 1477, los Reyes Católicos compraron, a los señores de las cuatro islas sometidas, el derecho que ostentaban sobre la conquista de las otras tres. Comenzaron por Gran Canaria, donde desembarcó en 1478, bajo el mando de Juan Rejón, un ejército que conducía 6 carabelas[13] y 2 fustas[14], fondeando en el abrigado puerto de La Isleta, el mismo que hoy en día se llama de La Luz y de Las Palmas. Con 600 hombres dio comienzo una porfiada lucha.

Los aborígenes desconocían el hierro. Sus armas ofensivas eran piedras y armas hechas de madera (tea, acebuche y sabina, entre otras). Las defensivas, escudos de madera. Desnudos de brazos, pecho y piernas. Los conquistadores llegaron armados de los pies a la cabeza, disponían de espadas, lanzas, ballestas, arcabuces[15], caballería, artillería de falconetes[16], línea marítima de abastecimiento y les animaba una sed de riqueza infinita. La brega duró cinco años, con suerte varia. El 29 de Abril de 1483, acorralados en la fortaleza de Ansite, se rindieron los últimos isleños, aunque algunos resistentes prefirieron despeñarse a capitular (J. J. Suarez et al., 1988).

Tras la conquista de Gran Canaria, Alonso de Lugo emprende la tarea en las islas de La Palma y Tenerife. Comienza por La Palma en 1493, que es conquistada en unos diez meses, con relativa facilidad para los invasores.

La conquista del Archipiélago la terminaron los Reyes Católicos con la isla de Tenerife. En 1494 desembarcaron los primeros hombres de Alonso de Lugo en Añazo, poco después pierde cuatro quintas partes de su ejército en la denominada "Mataza de Acentejo" (J. J. Suarez et al., 1988). Tras varias incursiones, finalmente la isla de Tenerife se incorpora a la Corona de Castilla en 1496, dándose por finalizada la conquista de las Islas Canarias.

En números redondos la conquista castellana de las Islas Canarias duró todo un siglo. Los vencedores se repartieron aguas y tierras. Reverdece el tráfico de esclavos, pese a las pragmáticas[17] reales.

Tras su conquista, la situación de Canarias en la ruta de África y América, coloca a las islas en una encrucijada marítima, propicia al comercio intercontinental, convirtiéndose el archipiélago en punto de paso de los galeones en sus viajes a tierras americanas. Abastecían las Islas a estos veleros, suministrándoles agua, leña y víveres; en ellas se reparaban averías,

---

[13] Antigua embarcación muy ligera, larga y estrecha, con una sola cubierta, espolón a proa, popa llana, con tres palos y cofa solo en el mayor.
[14] Buque ligero de remos y con uno o dos palos, que se empleaba con frecuencia como explorador.
[15] Arma antigua de fuego, con cañón de hierro y caja de madera, semejante al fusil, que se disparaba prendiendo la pólvora del tiro mediante una mecha móvil colocada en la misma arma.
[16] Especie de culebrina que arrojaba balas hasta de kilogramo y medio.
[17] Ley emanada de competente autoridad, que se diferenciaba de los reales decretos y órdenes generales en las fórmulas de su publicación.

se reponían bajas de embarcaciones y tripulantes, se embarcaban sus producciones agrícolas y semillas de plantas del Nuevo Mundo.

2.2 La etapa prehispánica

2.2.1 El molino de mano y los cereales

2.2.1.1 Breve reseña histórica: alimentación, piedras y molinos

El hombre, como todo primate, es y ha sido esencialmente omnívoro, pero según las épocas y las culturas la proporción entre dieta carnívora y vegetal ha experimentado cambios notables.

Son los alimentos de origen vegetal los que, de forma generalizada, han integrado la mayor parte de su dieta, estando condicionada su naturaleza y cantidad a las posibilidades que le ofrece el entorno en el cual se desenvuelve cada comunidad: clima, ciclo estacional, composición del suelo, etc. (Diaz Rodriguez, 1988).

A través de los tiempos el hombre cambia su vida nómada o trashumante por la sedentaria, modificando paralelamente sus hábitos alimenticios; inventa herramientas para la transformación de carnes y plantación de semillas a la vez que domestica animales y selecciona plantas.

La organización y evolución de las comunidades es el factor que ha marcado los hábitos alimenticios de las mismas, siendo diferentes entre los pueblos cazadores, con predominio de carnes y frutas, a los pueblos de vida sedentaria, que pasaron de una primera etapa de recogida de alimentos vegetales más o menos abundantes y de fácil obtención a una etapa posterior de selección, cultivo y elaboración (Diaz Rodriguez, 1988).

Las semillas o granos cultivados, que de algún modo eran susceptibles de convertirse en harina, se consumieron sin ninguna clase de elaboración. La trituración, la decorticación[18] y la molienda fueron etapas que se iban cubriendo a medida que, en determinadas comunidades, surgía algún tipo de especialización, lo que ya les situaba en un escalón sociocultural más elevado: el mesolítico o preagrícola (Diaz Rodriguez, 1988).

La transformación del grano en harina para la alimentación fue una de las primeras actividades que desarrolló el hombre desde los tiempos más remotos. Cada pueblo de la Tierra tiene su propio historial, desde sus culturas neolíticas valiéndose de discos de piedra, pasando por los más diversos artilugios, hasta los adelantos sofisticados de la actualidad. Ha sido esta capacidad inventiva de las distintas generaciones humanas para aprovechar las diferentes fuentes de energía, con los más ingeniosos artilugios, la que ha dado lugar al rico acervo cultural de los molinos harineros de cada pueblo (Suarez Moreno, 1994).

[18] Extraer la corteza.

A medida que se *domestican* algunos cereales, seleccionándolos, cultivándolos y obteniendo semillas más productivas, aparecen los diversos utensilios que se emplearían en la trituración de los granos, bien para ingerirlos crudos y machacados, o bien para transformarlos en harinas o polvos. Las harinas se utilizarían como comestibles clásicos y panificables, tales como el trigo en Eurasia o el maíz en América; los polvos como alimentos de utilización complementaria: minerales, sales, colorantes, etc. (Diaz Rodriguez, 1988).

La primera innovación tecnológica en la trituración de grano para la alimentación humana, después de haberse utilizado durante siglos diferentes tipos de morteros, fue el molinillo de mano utilizado por las sociedades del Neolítico. Se trata, en su generalidad, de una piedra circular fija sobre la que gira otra superior impulsada manualmente. Este molinillo, más o menos perfeccionado, ha seguido utilizándose hasta nuestros días (Suarez Moreno, 1994).

Estos instrumentos, utilizados por grupos humanos, cazadores y recolectores, apenas sufren modificaciones durante siglos o milenios, incluso en sociedades más avanzadas y evolucionadas culturalmente. Se han encontrado algunos en restos y ajuares de las comunidades del Norte y Mesoamérica así como en Oriente Medio y Asia Menor, que datan de 7000 y 8000 a. C. (Diaz Rodriguez, 1988).

Este tipo primitivo de molino de piedras, de forma más o menos rudimentaria, se encuentra en todas aquellas sociedades que han llegado al régimen agrícola más o menos sedentario, con conocimiento del valor nutritivo de los productos de la tierra.

Civilizaciones muy antiguas ya muestran ejemplos de instrumentos que se pueden identificar como tales molinos. En el museo de El Cairo, en un bajo relieve egipcio, aparece una mujer arrodillada delante de una piedra oblonga, con un hueco central donde se supone depositado el grano, mientras, con las dos manos y con la ayuda de una piedra más pequeña, lo tritura.

Como es lógico, la harina así obtenida, con estos procedimientos tan rudimentarios, era muy grosera, ya que era una mezcla de granos mal triturados, cascarillas, polvo, pedazos de piedra (desprendidos de la misma por el choque), dando lugar a un producto indigesto y difícil de masticar, con gran sufrimiento de los dientes como prueban hallazgos de restos humanos de la época, en cuyos esqueletos se observan dentaduras con desgastes que llegan hasta las mismas encías (Diaz Rodriguez, 1988).

El desarrollo del primer tipo de instrumento que se puede identificar como molino de mano es un hecho universal, y no por difusión, sino por un fenómeno de desarrollo paralelo, ya que se encuentra en todos los continentes con ligeras variantes. Consiste en dos piedras, una inferior plana o ligeramente cóncava y otra superior cilíndrica o convexa. El grano depositado en la piedra inferior se tritura por rozamiento o desplazamiento de la superior mediante la fuerza del brazo.

Los hebreos ya conocieron, desde los tiempos patriarcales, los molinos de mano. Por el Libro de los Números (XI, 8), podemos saber que, durante la peregrinación por el desierto del Sinaí, el pueblo escogido recibió el maná, que reducía a harina con el molino de mano, o machacándolo con un mortero, lo cocían después en una olla y hacían con él unas pequeñas tortas con sabor a pan amasado con miel (Diaz Rodriguez, 1988).

La legiones romanas, en sus campañas, portaban consigo las piedras de los molinos de mano – una por cada centuria[19] – mientras que el grano lo iban tomando de las tierras invadidas y conquistadas, o lo cultivaban cuando, por razones de campaña o estrategia, hacían largas acampadas.

La selección de piedras fue, en todo momento, tarea muy laboriosa, bien por la dificultad de encontrar la cantera adecuada, bien por la dureza y el peso de estas piedras. Se ha de tener en cuenta que el peso de las piedras de los molinos de mano oscilaba entre 15 y 30 kilogramos y, en los posteriores molinos de agua, este peso ascendía a 800 y 1000 kilogramos (Diaz Rodriguez, 1988).

Debido a su dureza y a su peso, estas piedras también se hicieron famosas, a lo largo de la historia, como símbolo de castigo o de venganza, llegándose a utilizar como armas arrojadizas o proyectiles. Los romanos utilizaron este procedimiento para castigar a los parricidas y también emplearon estas piedras para sumergir objetos o cuerpos humanos en el agua.

En el libro *Contra Apión, I, 34*, se cuenta que un rey de Egipto, llamado Bochoris, decidió matar a los leprosos arrojándolos al mar atados a una piedra de molino. Lactancio, en su obra *De mort. persa. 15*, menciona la actitud del emperador Galerio frente a los cristianos: les hacía arrojar al mar colgándoles previamente una piedra de molino al cuello (Diaz Rodriguez, 1988).

Al margen de estos infortunios históricos, en los que queda patente el peso de las piedras, ha de mencionarse que, a pesar de su peso y de ser un oficio duro, la molienda a mano se consideraba tarea doméstica, a cargo de las mujeres o de los esclavos.

2.2.1.2 Sobre la importancia de los cereales en la alimentación aborigen

La alimentación de los aborígenes. La población aborigen era ganadera y agrícola, su alimentación omnívora se basaba tanto en el consumo de animales, peces y mariscos como en los productos de la tierra, de los cuales cultivaba los cereales. En todo caso su base alimenticia parece estar fundamentada en los cereales, los cuales no sólo cultivaba sino también tostaba y molía, con morteros o molinos de mano, haciendo gofio, que mezclaba con leche, caldo, miel silvestre, agua y sal.

[19] En la milicia romana, una centuria era una compañía de 100 hombres.

Fig. 3. Mortero utilizado por los aborígenes canarios para moler cereales en Centro de Interpretación Los Molinos de Tiscamanita. Red de Museos del Cabildo de Fuerteventura

El consumo de cereales estaba muy extendido en todas las islas. A partir de datos paleodietéticos obtenidos del estudio de las evidencias óseas en Gran Canaria, se ha podido determinar que la mayor parte de los habitantes de esta isla se alimentaban en base a los productos obtenidos de la agricultura, sobre todo de los cereales. Estos datos, junto a los obtenidos de otras islas, en los que parece que, si bien los productos agrícolas no eran los más consumidos, su proporción en la dieta era significativa, señalan la importancia que el cultivo y el consumo de los cereales tuvieron entre la población aborigen (Morales Mateos & Machado Yanez, 2001).

¿Qué cereales consumía la población aborigen? Según investigaciones arqueológicas de la época prehispánica, sólo hay constancia de dos especies de cereales: la cebada vestida (Hordeum vulgare) y el trigo desnudo (Triticum aestivum durum). En la mayor parte de los yacimientos excavados la proporción de cebada es siempre muy superior a la de trigo, aunque estos datos varían de isla a isla y según la evolución temporal, siendo, en ocasiones, más igualitaria su distribución, aunque los indicios muestran siempre una predominancia de la cebada. La preferencia de la cebada sobre el trigo se debe, muy probablemente, a que la cebada es más resistente a la sequía y a las plagas, que son habituales en Canarias, aunque también hay que tener en cuenta los gustos culinarios u otros factores culturales, que pueden haber influido a la hora de seleccionar un cultivo u otro (Morales Mateos & Machado Yanez, 2001). En Fuerteventura, por ejemplo, sólo se cultivó la cebada (Tascon Rodriguez, 2001).

¿Cómo los consumieron? En cuanto al modo en que consumían los cereales, ya las crónicas antiguas nos hablan de que los aborígenes canarios consumían los cereales en forma de gofio, aunque el trigo también se consumía entero, en potajes, así como molido pero de una forma más gruesa. En algunos de los yacimientos se han encontrado también graneros colectivos, lo que indica una labor de almacenamiento tras la recolección, aunque en otros casos hay indicios de que el cereal se llevaba directamente de los campos de cultivo a las cuevas donde habitaban los aborígenes.

En cuanto a las zonas dedicadas al cultivo las investigaciones realizadas apuntan que, en varias de las Islas, los aborígenes tuvieron que deforestar parte del bosque para establecer sus campos de cultivo. Esta actividad deforestadora por parte de la población prehispánica transforma esa visión edénica del aborigen que vive en consonancia con el medio, por una imagen más realista de una población que explota ese medio originando unos cambios ambientales (Morales Mateos & Machado Yanez, 2001).

2.2.1.3 Los molinos de mano prehispánicos

Los molinos de mano consisten en dos piedras circulares, planas y superpuestas, de las cuales la de arriba es movida a mano directamente o valiéndose de un mango; cuenta con un agujero o hueco central por el que se vierte el grano que es triturado entre las dos muelas, saliendo por los bordes el contenido ya convertido en harina o gofio (Diaz Rodriguez, 1988).

Fig. 4. Aborigen canaria moliendo grano con molino de mano. Fuente: Archivo fotográfico Jaime O'Shanahan. Memoria digital de Canarias. Biblioteca Universitaria ULPGC

Molinos de mano se han encontrado en todas la islas del Archipiélago Canario, siendo su tipología muy semejante, lo que prueba la base cerealista de la alimentación aborigen y que el sistema de molienda era similar en todas las islas. Los molinos de mano prehispánicos canarios presentan cierta similitud con los de las tribus Ifni y Zahara, con la diferencia que la piedra superior de los africanos es troncocónica, frente a las de Canarias, que son abovedadas o en forma de media naranja. En algunos casos, no existen diferencias estructurales, y sólo un experto podrá establecer matices de distinción (Diaz Rodriguez, 1988).

A modo de resumen de las distintas clases de molinos de mano prehispánicos que han llegado hasta nuestros tiempos, se pueden indicar las siguientes (Diaz Rodriguez, 1988).

- De movimiento giratorio completo, con un solo mango.
- Con movimiento de un cuarto o media vuelta, con dos mangos.
- Con movimiento de vaivén, con la mano.
- Con movimiento de vaivén o giratorio, aplicando los dedos en los hoyuelos.

El tamaño más frecuente de las piedras (también denominadas muelas) de los molinos de mano suele oscilar entre 30 y 35 centímetros de diámetro, siendo generalmente la inferior de 2 a 4 centímetros más pequeña. El orifico axial alcanza los 4 ó 6 centímetros y el grosor de las piedras va de los 3 a los 12 centímetros. Las piedras que se utilizaban eran basalto cavernoso, material que se conoce vulgarmente como “piedra molinera” (Diaz Rodriguez, 1988).

Al hacer la descripción de los molinos de mano utilizados en las Islas, con todas sus variantes, no podemos referirnos a ellos como un residuo histórico de uso aborigen, cuya vida y actividad se haya extinguido con la llegada de los españoles a las Islas y la subsiguiente incorporación de las mismas a la Corona de Castilla. La abundante bibliografía referente a los mismos tras la conquista, no hace más que confirmar su presencia y utilización en los siglos posteriores, en algunos casos alternada con los molinos de agua o de viento y, la mayor parte de las veces, como uso exclusivo, único y persistente. De hecho, aún hoy en día, se siguen utilizando como reliquias festivas o folclóricas para hacer frangollo. También se utiliza el molino de mano en la actualidad para triturar almagre, con el que se pinta la cerámica (Diaz Rodriguez, 1988).

Fig. 5. Molinos de mano prehispánicos en Red de Museos del Cabildo de Fuerteventura

2.2.2 La leña

La madera, junto con el barro y la piedra, constituyeron las materias primas esenciales de la economía aborigen. Se constata también la existencia de "carpinteros" en la sociedad aborigen, lo que implica un cierto desarrollo técnico (Machado Yanez, Mª del Carmen, 2001).

Pero la madera fue utilizada también como fuente energética. La existencia de carbones en muchos yacimientos es un claro indicio de su utilización como combustible. Los aborígenes utilizaron la madera para varios fines, eligiéndola según su tipo para una actividad u otra. Las maderas catalogadas como maderas duras eran las escogidas para confeccionar armas, bastones y tablones; éste es el caso del barbusano, el brezo, el acebuche, la sabina y el pino de riga. La palmera, el drago y el junco, por la corteza y las fibras, les servían para elaborar esteras, cestos, tejidos y cuerdas. Las reputadas por su alto poder calorífico, el brezo, el acebiño y la faya, las utilizaban como combustible. Para las actividades domésticas, como la cocina e iluminación, preferían la leña de brezo, el acebiño, la faya, el mocán, el laurel, el madroño, el pino y la sabina (Machado Yanez, Mª del Carmen, 2001).

2.2.3 Sobre los recursos energéticos en la época prehispánica

A modo de resume, se puede concluir que los aborígenes canarios utilizaban su propia fuerza muscular para la realización de las distintas tareas que llevaban a cabo, fundamentalmente agrícolas y ganaderas. Fuerza muscular que obtenían de su alimentación, de la cual destaca

su base cerealista. No se puede constatar que utilizaran animales de tiro que les ayudaran en sus labores.

Para la realización de tareas domésticas, como la cocción y la iluminación, utilizaban madera, que obtenían de su entorno, y quemaban con tales propósitos.

Se puede concluir que la sociedad prehispánica era una sociedad autosuficiente energéticamente hablando, desde el punto de vista de que obtenía sus fuentes energéticas de su entorno inmediato. No se constatan intercambios entre las distintas islas, por lo que se puede concluir que cada isla se autoabastecía con sus propios recursos energéticos. Por las descripciones de la época se puede inferir que los recursos los obtenían de su entorno inmediato, por lo que es de suponer que cada asentamiento disponía de sus recursos energéticos de forma localista.

2.3 La Conquista: esclavos, animales de tiro y deforestación

2.3.1 Esclavos

2.3.1.1 Aborigen y esclavo

Una vez conquistadas, las Islas se rigieron por las formas de gobierno vigentes en la Península Ibérica: señoríos y realengos. Económicamente dependieron, tanto en lo referente a los sistemas de cultivo como al comercio, del continente europeo. Instituciones de origen antiguo y medieval se implantaron en el Archipiélago. Fueron enclave, enlace y escala en las rutas hacia el Nuevo Mundo.

La economía de las islas, al igual que su posición geográfica, hicieron posible la aparición de una institución de origen antiguo, la esclavitud, que vino de la mano del primer cultivo de exportación implantado en las islas: la caña de azúcar, cuya explotación fue posible gracias a la mano de obra servil. Canarias conoció el sistema esclavista desde el mismo momento en que los europeos tocaron sus costas, siendo, en primera instancia, los que formaron parte de la masa esclava los propios indígenas. Los nativos de estas islas fueron en ocasiones materia de cesión o venta, en especial en la Península (se encuentran registros de venta de aborígenes canarios en los mercados de Sevilla y Valencia). Los conquistadores llegaron a abonar parte de las deudas contraídas durante la preparación y gastos de la conquista con la venta de nativos (Lobo Cabrera, 1982).

Preocupación constante de los primeros conquistadores y pobladores, además de la fundamental de enriquecerse con la venta de esclavos y el reparto de las tierras más fértiles, fue la de cristianizar a los indígenas.

En Canarias, desde 1402, no se pudo esclavizar a los aborígenes de Lanzarote y Fuerteventura debido al propósito evangelizador que guiaba a los primeros conquistadores, por lo que la esclavitud sólo se practicó en las islas alejadas del escenario misionero y en las mismas islas señoriales, por parte generalmente de piratas y marinos procedentes de la Baja

Andalucía, y en algunos casos por los mismos conquistadores y señores (Lobo Cabrera, 1982).

En Gran Canaria, La Palma y Tenerife, se decretó la libertad de los aborígenes que fuesen en son de paz y que estuviesen instruidos en el cristianismo o en vías de ello; en contrapartida, en los bandos llamados de guerra (los que se habían rebelado o presentado batalla), era legal reducirlos a la esclavitud. A pesar de ello, algunos conquistadores, en especial Alonso Fernández de Lugo, no respetaron la condición de los aborígenes de los "bandos pacíficos", reduciéndolos mediante tretas a la esclavitud, lo que resultó en la intervención de los Reyes Católicos en favor de los aborígenes (Lobo Cabrera, 1982).

Posteriormente, y merced a órdenes reales (los Reyes Católicos declararon libres a los esclavos aborígenes en 1498), no siempre cumplidas con rigor, se protegió a los aborígenes. En 1509 apenas existen esclavos aborígenes, puesto que en su mayor parte habían sido protegidos por la Corona (Lobo Cabrera, 1982). Bien por esta causa como por la debilidad (aducida por algunos historiadores) que mostraban los aborígenes canarios para los trabajos duros, se sustituyó esta mano de obra esclava y se recurrió al África Occidental, Berbería y al África Negra para proveerse de blancos y negros, materia prima de urgente necesidad, para poner en explotación las nuevas tierras, recién descubiertas.

2.3.1.2 La importación de esclavos: ¿de dónde se "obtuvieron" los esclavos?

El apresamiento y venta de los esclavos procedentes de Berbería y del África negra era legal, ya que los vendidos estaban considerados como infieles: moriscos, negros y loros (Lobo Cabrera, 1982).

Estos esclavos eran fruto de las razzias o entradas que los isleños hicieron en el vecino continente africano. El origen de estas entradas y expediciones estaba justificado por la demanda de mano de obra barata que se requería para activar la incipiente economía isleña, una vez terminada la conquista, y por el activo comercio que traía consigo, sobre todo en las ciudades con puertos importantes, fundamentalmente Las Palmas de Gran Canaria y Santa Cruz de Tenerife (Lobo Cabrera, 1982).

Si bien, en un primer lugar, estas expediciones iban dirigidas a la cercana costa africana, con el tiempo también serían de interés las zonas de Cabo Verde, Ríos de Guinea y Margarabomba.

El riesgo que este tipo de razzias, entradas, cabalgadas o expediciones llevaba consigo, se subsanaba con los cuantiosos beneficios que se obtenían en ellas.

A principios del siglo XV, cuando se inicia la conquista de las islas de Lanzarote y Fuerteventura, comienzan los contactos entre ellas y Berbería. Berbería, que es la zona comprendida entre el cabo de Aguer y el Río de Oro, no fue el único punto a donde los isleños dirigieron sus miradas con objeto de obtener esclavos, ganados, oro, cueros, marfil, ámbar, etc., sino que rebasaron los límites impuestos por la Corona. El motivo, en principio, puede ser explicado por el progreso de la industria azucarera, que hizo imprescindible

además de la presencia del blanco, la del negro, puesto que la creación de un ingenio[20] traía aparejado consigo el sistema esclavista (Lobo Cabrera, 1982).

Las entradas en África continúan a lo largo del siglo XV, se multiplican en la primera mitad del siglo XVI y decaen en el último tercio de la misma centuria, concretamente a partir de 1572, fecha en que Felipe II, mediante Real Cédula, las prohíbe a consecuencia de los asaltos que los corsarios berberiscos hacen sobre las Islas (Alvarez Fernandez, 2007).

> *"porque avemos sido ynformados que algunos particolares desas yslas van a hazer entradas en Verberia por cobdicia de traer algunos moros os mandamos que de aquí adelante ni dexeys ni consintays que ninguna persona vezyna ni natural vaya a la dicha Verberia..."*
>
> Felipe II, 1572

Aún así, se sigue llevando a cabo alguna incursión, aunque entre 1572 y 1579 lo que abundan son los rescates, que venían a ser entradas en son de paz, para hacer el canje o trueque de los moros de cierto prestigio, que habían sido apresados en expediciones anteriores, por ganados, cueros o esclavos negros.

En 1579, merced a las gestiones del regidor de Gran Canaria, se consigue que Felipe II conceda licencias a Gran Canaria para hacer dos entradas en Berbería al año. El privilegio de la licencia concedida a Gran Canaria en 1579 se le ratificó más adelante sin limitación (Alvarez Fernandez, 2007).

En la última década del siglo XVI abundan los rescates, tanto los de moros como los de cristianos, a causa de los sucesivos asaltos que realizan sobre Lanzarote y Fuerteventura los piratas berberiscos. En adelante la búsqueda de esclavos se dirigirá a otros puntos del continente africano (Lobo Cabrera, 1982).

La trata de negros se hizo, en principio, acudiendo a los mercados portugueses pero, posteriormente, saltándose los tratados realizados entre Castilla y Portugal, los canarios se lanzaron a la búsqueda de esta mercancía humana, sin reparar en gastos ni en riesgos, hacia el África Negra.

Las primeras noticias que se tienen sobre la trata de negros en Canarias, se remontan al año 1494, fecha en que un navío castellano, pilotado por un portugués, vecino de Gran Canaria, se dirigió, violando los tratados con Portugal, a la costa de Guinea, donde cautivaron un buen número de negros que luego se vendieron en Canarias y Andalucía.

La zona situada al norte del Cabo Bojador era de plena soberanía castellana hasta el tratado de Sintra, 1509, en el cual se le adjudica a Portugal con la condición de que los súbditos castellanos pudieran ir allí a pescar, saltear y contratar, como de hecho lo venían haciendo, por lo cual las cabalgadas a esa zona gozaban de plena legalidad (Lobo Cabrera, 1982).

El archipiélago de Cabo Verde se había convertido desde finales del siglo XV y principios del XVI en un importante mercado negrero, a donde acudían los isleños a comprar esclavos,

[20] Ingenio: Molino azucarero movido por agua. Con este término se hace referencia también a todo el complejo que lo acompaña.

ya que estaba autorizado, pagando los consiguientes derechos a la corona portuguesa. Para este fin, y aquí radica la diferencia con Berbería, llevaban mercancías, especialmente frutos de la tierra, brea, vinagre y vinos en cantidad, para venderlos en aquel mercado y el producto invertirlo en esclavos. Por último queda la zona denominada Ríos de Guinea, zona de plena soberanía portuguesa, que nutría, especialmente, de esclavos al mercado de Cabo Verde. Allí de manera fraudulenta e ilegal rescataban, los canarios, esclavos sin pagar derechos a la corona lusa, y por consiguiente sin tener licencia para ello (Lobo Cabrera, 1982).

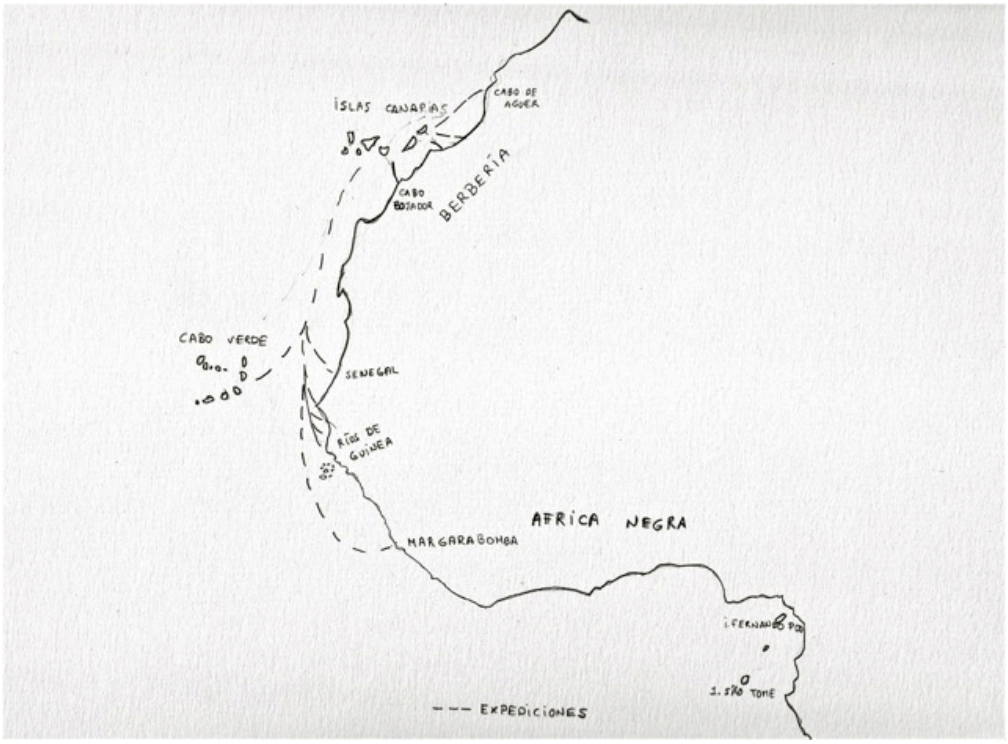


Fig. 6. Localización de los mercados esclavistas. FUENTE: Elaboración propia a partir de "La esclavitud en las Canarias Orientales en el siglo XVI"

2.3.1.3 El destino territorial de los esclavos

Los esclavos que llegaban a Canarias eran fundamentalmente moros, procedentes de Berbería, y negros, procedentes de Berbería y del África Negra. Pero también hubo en las Islas esclavos de otras procedencias como los mulatos. Los mulatos podían haber nacido en el Archipiélago o en Berbería, y eran fruto de las uniones entre mora y negro, aborigen y negra y blanco y negra. Aunque muchos de ellos eran hijos de blancos, formaban parte de la población esclava, porque el hijo que un blanco tenía con una esclava negra seguía la condición de su madre. Las conquistas llevadas a cabo por portugueses y castellanos en Indias, orientales y occidentales, hacen que las naves procedentes de aquellas tierras con destino a la Península, que efectúan escala en los puertos isleños, aporten algún esclavo indio. Por lo que los indios americanos también engrosaron las filas de los esclavos vendidos en el mercado isleño (Lobo Cabrera, 1982).

Los esclavos no se distribuyen de forma igual entre las islas, siendo su destino diferente según su origen. Su procedencia era dispar y variaba según isla y época. La mezcolanza de

población de las islas fue propiciada por los flujos migratorios entre ellas y por la importación de esclavos.

A Lanzarote y Fuerteventura llegaron numerosos moros desde finales del siglo XV. El Hierro y La Gomera parece ser que no recibieron esclavos. El resto de las islas, Gran Canaria, Tenerife y La Palma recibieron distintas oleadas de esclavos desde finales del siglo XV, entre los que predominaban negros y moros (Lobo Cabrera, 1982).

Esclavos en Lanzarote y Fuerteventura. Lanzarote y Fuerteventura recibieron contingentes de moros, cautivados en las costas de África, contingentes que luego se fundieron con los demás pobladores y terminaron por formar la base de la población actual de Lanzarote y Fuerteventura, por lo menos hasta mediados del siglo XX. El despoblamiento de estas islas se comprende perfectamente pues, al ser incorporadas a Castilla las islas de Gran Canaria, La Palma y Tenerife, la emigración desde Lanzarote y Fuerteventura, tierras pobres, escasas de agua y con el yugo señorial, fue masiva hacia las nuevas tierras, fértiles, con agua y dependientes del rey. Conejeros y majoreros abandonaron en masa sus islas, llevándose consigo ganados y pertenencias, hasta tal punto que los señores tuvieron que tomar serias medidas para evitar el flujo humano hacia Gran Canaria y Tenerife. Pero estas medidas apenas sirvieron a sus propósitos, dado que la legislación de Castilla amparaba la movilidad de los súbditos dentro de los territorios de la corona.

Los esclavos en Lanzarote y Fuerteventura se dedicaron principalmente a labores agrícolas que fueron, casi exclusivamente, las relacionadas con el cultivo de cereales; siendo casi los únicos, en compañía de algún cristiano viejo, que roturaron, plantaron, segaron y trillaron (Lobo Cabrera, 1982). De hecho, Lanzarote y Fuerteventura llegaron a ser conocidas como el "granero de Canarias" y abastecieron a Gran Canaria y a otras islas en épocas de crisis, como fueron los años cercanos a las pestes y, en particular, en 1567 y 1597 (Ramos & Salazar, 1997).

Esclavos en Tenerife. Todo parece indicar que los esclavos debieron de ser numerosos en los siglos XVI y XVII. El porcentaje de esclavos en la isla apunta a cifras cercanas al 33% que procedían, en especial, de una creciente importación de extranjeros que fueron sustituyendo paulatinamente al esclavo indígena. La Laguna superaba el porcentaje antes señalado y, a título ilustrativo, valga señalar que en la parroquia La Concepción, entre 1548 y 1599, de las 222 partidas de bautismo registradas, 137 correspondían a esclavos[21]. La población de La Laguna en 1514, según la más antigua relación o censo conocido, nos habla de 1580 habitantes y también de 3000, este último número mucho más probable y donde parece se incluían los esclavos o parte de ellos, dado que en ese año se censan 1658 esclavos (o sea, más que ciudadanos libres), lo cual sitúa a La Laguna entre las ciudades con más número de esclavos en proporción a la población residente. La procedencia de los esclavos se distribuye como sigue: el 75% de los esclavos del siglo XVI eran negros africanos, siguiéndoles en número los moriscos con un 12%, los prietos[22] con un 10% y moros con el 1%.

Los poseedores de esclavos laguneros eran casi siempre personas de las consideradas como adineradas. Un análisis de un grupo de 688 dueños de esclavos nos dan los

[21] Según investigaciones llevadas a cabo por Marcos Martín y Manuela Marrero.
[22] Prietos: personas de tez morena.

siguientes resultados: entre industriales (calzado, madera, etc.) hay 103 esclavos, entre comerciantes al por mayor hay 93 esclavos, entre titulados académicos hay 90 esclavos, entre profesionales liberales hay 70 esclavos, entre nobles hay 59 esclavos, entre religiosos hay 33 esclavos, entre funcionarios de la administración hay 26 esclavos, entre labradores hay 22 esclavos, entre soldados, hombres de armas, hay 19 esclavos y entre transportistas hay 6 esclavos.

Esclavos en Gran Canaria. Se puede estimar el número de esclavos llegados a puertos de Gran Canaria en el siglo XVI en una cifra próxima a los 10 000 esclavos, con lo que se obtiene una media de 100 esclavos entrantes por año. Cifra que es respetable si tenemos en cuenta que el censo de la población de Gran Canaria en 1587, se sitúa alrededor de unos 9000 habitantes (Lobo Cabrera, 1982).

La proporción de esclavos responde a la clara demanda de fuerza de trabajo: 61,5% correspondiente a las varones y 38,5% a las hembras. La mayor mortandad de los varones, al igual que su comercialización, hace que los términos se inviertan una vez que se asientan en el ámbito insular, pasando a ser mayor la población femenina frente a la masculina, con un 58% de mujeres. En cuanto a la edad con la que arribaban los esclavos, en su conjunto sobresalen los jóvenes comprendidos entre los 16 y 30 años, que representan un 50% (Lobo Cabrera, 1982).

Con respecto a su origen, hay que resaltar que el mayor volumen lo ocupaban los negros, en media representaban, aproximadamente, el 70% de los esclavos de Gran Canaria, seguidos a distancia de los moriscos, mulatos e indios.

Las razones que podrían justificar la presencia mayoritaria de negros serían:

- Mayor fortaleza física y mejor naturaleza.
- Primitivo nivel de vida.
- Demanda solicitada por Europa e Indias, a donde sólo se podían llevar negros de acuerdo a las Ordenanzas de la Casa de la Contratación. Con respecto a los continentes atlánticos, las Canarias jugaban un papel importante como puente comercial.

Los esclavos se reparten entre los distintos estamentos de la sociedad gran canaria. El sector que más esclavos absorbe es el encuadrado bajo la denominación genérica de "otros sectores u oficios", donde se engloban desde albañiles a carniceros pasando por camelleros o maestros del azúcar, que alberga un porcentaje cercano al 23% del total de los esclavos. Le siguen en importancia los eclesiásticos con el 21%, los hombres de gobierno con un 19% y las profesiones liberales con el 16%. El resto de sectores ostenta porcentajes mínimos, entre los que se encuentran los componentes de la Audiencia, le siguen a la zaga los hombres del mar y, en última instancia, el escuálido grupo de la nobleza (Lobo Cabrera, 1982).

Puede llamar la atención que la jerarquía eclesiástica sea el sector que casi absorbe más esclavos. Hay que señalar que la posesión de esclavos por parte de los eclesiásticos era un fenómeno general en la Península y en la propia Roma, puesto que en esta época se aceptaba la esclavitud e incluso se proclamaba que el cautiverio nació de la piedad, porque conforme al derecho de guerra el vencedor podía matar al vencido y le perdonaba la vida a cambio de esclavizarlo. Doctrinalmente, la esclavitud fue difundida por la inmensa mayoría de los teólogos y juristas. Era considerada como legítima. La Iglesia, por lo tanto, respetó siempre los derechos del propietario.

El volumen de la trata de esclavos hace que Gran Canaria se convierta en uno de los puertos esclavistas más interesantes del Atlántico puesto que, al encontrarse en la encrucijada entre Europa y América, se facilita la exportación de seres humanos hacia dichos continentes. La importancia del puerto incide en el mercado, que se convierte en receptor, intermediario y exportador, a la vez que fue también un mercado encubierto con miras a Indias. A su vez, la trata contribuye al engrandecimiento que adquiere Las Palmas de Gran Canaria en el siglo XVI (Lobo Cabrera, 1982).

2.3.1.4 El destino laboral de los esclavos

Como bien señaló Miguel Gual Camarena, "*la esclavitud es fundamentalmente un negocio que repercute en la economía, pues ante la falta de brazos, necesarios para poner en movimiento cualquier tipo de sociedad, por rudimentaria que sea, los esclavos eran antes que nada productores de trabajo y riqueza en todos los aspectos de la producción*"[23]. Tanto en Canarias, como antes en la Europa mediterránea, y luego en las Indias, a los cautivos se les confiaban los trabajos más pesados. Esclavos eran los que trabajaban en los ingenios, los que rompían los terrenos, los que guardaban el ganado, los que ejercían oficios, prestaban servicios domésticos y servían a sus amos como hombres de confianza.

La división del trabajo se hacía de acuerdo a las etnias y sexos. Los moriscos eran preferidos como transportistas, almocrebes[24], ya que conocían los animales de carga, camellos principalmente, pues procedían de la misma tierra, y como ganaderos. Los negros ocupaban un lugar destacado en los ingenios, en las serrerías, en el campo, en la albañilería, como peones, y en los servicios domésticos junto con las esclavas (Lobo Cabrera, 1982).

Con respecto a la edad, ni estaba determinada ni existía legislación alguna para empezar a trabajar, encontrándose referencias de esclavos que ya trabajaban con 4 años.

La utilidad del esclavo fue la misma que la del animal de tiro, su mantenimiento requería los mismos cuidados, pues eran considerados "como cualquier otra cosa que tiene su dueño y que puede libremente usar en todo lo lícito".

Por lo general el trabajo de los esclavos incluía actividades como las que se detallan a continuación.

El trabajo en los ingenios. Desde el mismo momento en que la caña de azúcar hizo su aparición en las islas, el esclavo permaneció unido a ella a lo largo de todo su ciclo. La actividad del esclavo en estos establecimientos y zonas anejas son: trabajo en el trapiche[25], trabajo en el cultivo (de la caña) y en el transporte.

En las distintas dependencias del trapiche: casas de calderas, casas de prensas y picadero, casas de refinar, casas de purgar, casas de molienda, despensa y casas de caballos, los esclavos eran materia insustituible. Su presencia, sobre todo la de los

[23] "Un seguro contra crímenes de esclavos en el siglo XV". Anuario de Historia del Derecho Español, XXIII, Madrid, 1953, pp. 247-258.
[24] Almocrebe: arriero de mulos.
[25] Trapiche: Molino azucarero movido por fuerza humana o animal.

negros, justifica la casa que lleva su nombre dentro de los ingenios (la denominada casa de los negros), que era una especie de cuartería.

El número de esclavos en cada ingenio rondaba los 30, con lo cual, en la época de mayor apogeo de los ingenios, se pueden calcular en unos 500 los esclavos destinados a los molinos azucareros, sólo en Gran Canaria.

Otros esclavos que no trabajaban dentro del ingenio, aunque tenían relación con él, eran los almocrebes o transportistas. Lo más usual era que trabajaran en cuadrilla, con sus dueños y bestias, transportando formas, cañas y leña hacia los ingenios, y azúcar y conservas hacia el puerto (Lobo Cabrera, 1982).

El trabajo en la agricultura tradicional. Con el paso del tiempo la población aumenta y, en consecuencia, hay que alimentarla; la base de esta alimentación eran los cereales.

Los nuevos pobladores introdujeron en las islas un tipo de agricultura tradicional, heredada de sus lugares de origen, con los mismos utensilios y animales. Junto a ellos encontraron un personal poco experto en estas labores, el esclavo apenas conocía ni sus costumbres ni su idioma, y era, en suma, el que realizaba los trabajos más duros, sobre todo en la época de la recolección.

En Gran Canaria sus dueños siguiendo lo estipulado por las Ordenanzas, los arrendaban como trabajadores agrícolas, pues estas ordenanzas prohibían que los esclavos pudieran ir a espigar si no era a la hacienda de sus señores, o que salieran al campo salvo si estaban al cuidado de alguna persona. En Tenerife, los mandatos eran similares, aunque allí se prohíbe que se contraten esclavos para labores agrícolas, con el pretexto de que robaban (Lobo Cabrera, 1982).

Cuando se arrendaban tierras, con ellas se solían incluir los animales y esclavos. A título ilustrativo sirva el siguiente ejemplo: en 1551 Rodrigo Gallego arrienda a su hijo, Álvaro Cornejo, 12 fanegadas de tierra de sequero, una yunta de bueyes y 4 esclavos, 3 negros y un mulato (Lobo Cabrera, 1982).

El trabajo en la ganadería. El pastoreo de ganado menor era una de las principales ocupaciones de los aborígenes canarios antes y después de la conquista. En Tenerife los guanches, esclavos o libres, siguieron de acuerdo a sus ancestrales costumbres, cuidando ganado, al menos en el primer tercio del siglo XVI.

En las Canarias Orientales, la casi desaparición de este grupo étnico, hace que sus labores sean encomendadas a negros y moriscos, que serán en definitiva sus sustitutos, sirviendo a sus amos de ganaderos.

En Gran Canaria, además de la cabaña menor autóctona, se introducen después de la conquista vacas, ovejas y cerdos. Tanto en un ganado como en el otro, los esclavos serían sus pastores (Lobo Cabrera, 1982).

El trabajo en la industria artesanal. Estos trabajos iban desde aserrar madera para la construcción de casas, lagares y barcos, hasta forjar hierros en las herrerías pasando por la elaboración de cueros, zapateros, curtidores; de tejidos, tejedores, sastres; de cera, candeleros. etc. En todos estos oficios la presencia del esclavo era palpable.

En el trabajo con madera destacan los aserradores, negros por lo general, o como carpinteros, en este caso como aprendices sin percibir nada a cambio en metálico; en

albañilería son frecuentes como peones; en las herrerías sirven de ayuda tanto en la tienda (taller) como en las demás tareas (Lobo Cabrera, 1982).

El trabajo en otros menesteres. Muchos y variados eran los servicios que los esclavos realizaban en aquella incipiente sociedad canaria. Sirven a conventos y particulares, en la ciudad y en el campo. Trabajan por cuenta de sus amos o por cuenta propia, para resarcir alguna deuda contraída a causa de su futura libertad.

El destino principal de estos esclavos eran las tareas domésticas. El número de esclavos que poseía una persona indicaba su rango y condición. Eclesiásticos y gobernadores eran los que, en suma, más esclavos poseían.

El trabajo que realizaban estos esclavos, principalmente las hembras, era lavar en la acequia, guisar, acarrear agua, tostar cebada, amasar, cuidar niños y todas aquellas labores que requería una casa. A veces su trabajo no se circunscribía a estas actividades, sino que en las mismas casas hacían alforjas, hilaban y tejían, especialmente las moriscas, incluso servían en tiendas o eran carreteras, es decir, vendedoras ambulantes por los pueblos, a cuenta de sus amos.

También por voluntad propia, o sin ella, eran concubinas de sus señores y, en muchos casos, ejercían la prostitución por indicación de éstos (Lobo Cabrera, 1982).

2.3.1.5 Posesión y libertad

El tipo de esclavitud existente en Canarias podría ser considerado del tipo colonial, aunque de tratamiento más benigno. A sus dueños se les recomendaba tener cuidado con ellos y tratarles bien. No podían disponer de su vida, pero sí castigarles si era con objeto de corregirlos y, en caso de constatarse crueldad excesiva, eran obligados a venderlos y se les prohibía la posesión de más esclavos.

Esclavos podían poseer casi todos los vecinos, salvo aquellos casos que prohibía la ley. Se negaba su posesión a aquellas personas que no estuvieran avecindadas en la isla. Esta ordenanza fue promulgada por una causa demográfica: “porque tuvieran voluntad de avecindarse y la isla se poblara...” (Lobo Cabrera, 1982).

Las formas más corrientes de otorgar la libertad a un esclavo eran dos: por cláusula de testamento o por escritura, y dentro de ellas se incluían las realizadas por dinero o por gracia.

Las causas que podían motivar la manumisión de los esclavos eran varias: si el esclavo era su hijo o familiar directo, maestro que lo enseñó o ama que lo crió; si habría librado a su amo de la muerte; si el dueño se quería casar con su esclava. Cuando el esclavo le hacía saber al rey que algún hombre había forzado a una mujer, que falseaba moneda o desamparaba al rey. Si algún amo disponía de sus esclavas para la prostitución, por tal motivo quedaba libre. Si se casaba el siervo con una mujer libre, sabiéndolo su amo, o si se hacía clérigo. Éstas, entre otras causas, motivaban su condición de libertad (Lobo Cabrera, 1982).

2.3.2 Talas madereras

Una vez conquistadas las Islas, los Reyes Católicos dispusieron que se procediera a poner en marcha la explotación agrícola de las tierras recién sometidas. Se impulsó la puesta en

práctica de un nuevo modelo económico basado en una agricultura con nuevos métodos, técnicas, cultivos y con una doble orientación: la producción dirigida hacia los mercados europeos, basada en un principio en el monocultivo de la caña de azúcar, y una agricultura de autoconsumo y abastecimiento de la población colonial, basada en la producción cerealista, las leguminosas y las hortalizas (Ramos & Salazar, 1997).

Los terrenos de costa fueron los más explotados desde el punto de vista agrícola. Es en estas zonas bajas, cercanas al litoral, donde se implantó preferentemente el monocultivo de la caña de azúcar. Este nuevo modelo económico, de carácter colonial, supuso una acelerada transformación del paisaje de las islas, así como una intensa deforestación de la masa arbolada, especialmente de monteverde o laurisilva, de donde se extraía madera de forma incontrolada para la combustión de la caña de azúcar en los ingenios azucareros (Ramos & Salazar, 1997).

En las zonas de medianías, por encima de los 600 metros, la alteración del paisaje también se dejó sentir pues, a las abusivas talas madereras que deforestaron amplias zonas de monteverde, hay que añadir la progresiva roturación de tierras para ganar espacios agrícolas destinadas a la producción de cereales, legumbres y hortalizas para el abastecimiento de la población (Ramos & Salazar, 1997).

Los ingenios consumían tal cantidad de leña, que pusieron en peligro la existencia de los bosques y con ello su propia supervivencia. Pero la madera no se utilizaba sólo como materia necesaria para la construcción de ingenios, dependencias de éstos, cajas para embalar la mercancía, combustible, etc., sino que también se empleaba abundantemente en la construcción de viviendas, aunque no se generalizó hasta bien entrado el siglo XVI en los aperos agrícolas, e incluso era exportada a Indias y a la costa de Guinea (Perez Aguado, 1982).

A título ilustrativo sirva este ejemplo de restricciones madereras en Gran Canaria, donde el Consejo Grancanario, dentro de las ordenanzas dadas en el año 1531, prohibía cortar leña verde en el Monte Lentiscal durante un período de seis meses, y autorizaba, pasado ese tiempo, a los vecinos de Las Palmas y Telde a recoger leña de dicho monte, pero sin arrancar ni talar árboles. También prohibió durante veinte años cortar en el mismo monte leña para los ingenios "*porque parece y está claro que dicha montaña del Lentiscal está muy cortada y muy talada y en toda ella no hay leña gruesa a causa de que los señores de los ingenios la han cortado en dicha montaña hasta ahora*"... A pesar de tales medidas, el empleo de la madera para fines no autorizados siguió siendo abundante (Perez Aguado, 1982).

A la deforestación contribuyó también, además de la agricultura, las crecientes necesidades de madera para la fabricación y reparación de barcos. Convertida Canarias en punto de paso casi obligado en la ruta Europa – América, florecieron sus puertos, convertidos en punto para repostar (M. Suarez, 2002) pero también en lugar donde se reparaban y fabricaban barcos, tareas, estas últimas, intensivas en el consumo de madera.

2.3.3 Animales de tiro

Los animales de tiro llegaron de la mano de los colonizadores. Se importaron a las islas una amplia gama de animales y, dentro de los de tiro, que son los que interesan desde el punto de vista energético, destacan los camellos, caballos, burros, bueyes y mulas.

Los primeros camellos fueron introducidos en Canarias a finales del siglo XV y principios del XVI, siendo las islas de Lanzarote y Fuerteventura las primeras en tenerlos y, desde ellas,

fueron distribuidos al resto de las islas. Los camellos llegaron a Canarias con las primeras expediciones o "cabalgadas" a la costa africana, junto con esclavos, ovejas y caballos, entre otros (Morales Padron, 1980). Históricamente, han abundado más en las islas orientales, quizás debido a su clima más seco y paisaje árido, donde los camellos tienen su hábitat natural.

Los animales de tiro fueron utilizados como animales de carga y para labores agrícolas, para mover molinos (trapiches y tahonas) y para transportar la caña de azúcar (Suarez Moreno, 1994).

De principios del siglo XVI, datan las primeras noticias de molinos movidos por caballos en Gran Canaria. Estos molinos con caballería se extendieron por las islas occidentales (Diaz Rodriguez, 1988).

En Lanzarote y Fuerteventura predominaron las tahonas (molino de harina cuya rueda se mueve con animales de tiro) movidos por jumentos, asnos o burros, o por camellos tahoneros.

Fig. 7. Tahona con camello. Mogán, Gran Canaria. 1960-1965. Fuente: Fondo de Fotografía Histórica de Canarias. Fedac. Cabildo de Gran Canaria

2.3.4 Sobre los recursos energéticos en la época de la conquista y post-conquista (s. XV y XVI)

Una vez colonizadas las Islas, los colonizadores necesitaban desarrollarlas y explotarlas económicamente, en parte para poder pagar lo invertido en la aventura de la conquista. Bien sea por unas causas bien por otras, lo cierto es que, desde su colonización, se puso en marcha un desarrollo sin precedentes en las Islas. Las necesidades de desarrollo llevaron implícitas necesidades energéticas, las cuales no podían ser cubiertas por los recursos autóctonos, por resultar claramente insuficientes. Los nuevos modelos económicos puestos en marcha en las Islas, entre los que destaca la agricultura de exportación, normalmente configurada por una serie sucesiva de monocultivos de exportación, que comenzaron con la caña de azúcar, llevaron aparejados grandes consumos energéticos. A esta demanda habría que añadir los

consumos derivados del desarrollo propio de las islas, desde una agricultura para el autoconsumo, hasta el desarrollo de infraestructuras, urbes y medios de comunicación.

Los primeros recursos energéticos a los que se recurrió para cubrir esta creciente demanda energética fueron la fuerza muscular, tanto animal como humana, en forma de mano de obra esclava. Los esclavos fueron importados al igual que los animales de tiro. A esta fuerza muscular le acompañaría rápidamente la fuerza del fuego, siendo la madera otro de los recursos energéticos utilizados. La madera no fue objeto de importación, limitándose su uso a la madera autóctona, lo que resultó en una fuerte deforestación, que no afectó a todas las islas por igual, y que terminaría cambiando, de forma irreversible, el paisaje de algunas de las islas. También algunos molinos comenzaron a pintar el paisaje canario poco después de la conquista, tema ampliamente tratado en el próximo capítulo.

Se puede concluir que desde que se produce la conquista de Canarias, se comienza la importación de recursos energéticos, dado que los recursos locales se muestran insuficientes para acometer la tarea de desarrollo que se habría de abordar. Conquista, desarrollo e importación de recursos energéticos resultan ser un trinomio indisoluble, donde los últimos dos términos se mantienen unidos hasta la actualidad. Comienza así la pérdida de la autosuficiencia energética que habían mantenido los aborígenes de las Islas, gracias a un total aislamiento del exterior. Y comienza así la dependencia energética del exterior, dependencia que no hará sino incrementarse a lo largo de los siglos hasta llegar a la actualidad.

Capítulo 3

Los molinos

3.1 Breve reseña sobre la evolución de la agricultura en Canarias

En este capítulo dedicado a los molinos se incluye un primer apartado dedicado a la evolución de la agricultura en Canarias, dado que son los productos derivados de la agricultura los que se han de triturar en los molinos y, por tanto, resulta relevante conocer los productos de la molienda y su evolución, para poder entender el papel que han jugado los molinos en la historia de Canarias. Pero la relevancia de la agricultura va más allá del interés suscitado como producto de molienda; la agricultura fue la precursora del desarrollo después de la conquista y hasta bien adentrado el siglo XX, marcando los distintos cultivos los ciclos económicos en las Islas.

En la época prehispánica los cereales que se consumían habitualmente eran la cebada y el trigo; coexistiendo ambos cereales, aunque en diferentes proporciones según los hábitos alimenticios de cada isla. Estos cereales se solían tostar antes de moler y, con esta molienda, se hacía el gofio, alimento básico de los canarios (Morales Mateos & Machado Yanez, 2001). El gofio no sólo se utilizó en la época prehispánica sino también en numerosas etapas posteriores hasta el siglo XX y, aún hoy en día, sigue siendo producto habitual en la alimentación canaria.

Pero en los tradicionales molinos de mano prehispánicos, además de la cebada y el trigo, también se llevó a cabo otro tipo de molienda en tiempos de escasez o aislamiento, como la raíz de helecho o la semilla de la salada[26]. Estos alimentos también se molieron en épocas de

[26] La salada o barrilla: planta con semillas rojas, que crece espontáneamente en las zonas semidesérticas marítimo-terrestres. Nombre científico: Mesembriantemum cristalinum.

carestía en periodos posteriores a la conquista, constatándose su molienda incluso durante el siglo XX (Diaz Rodriguez, 1988).

Las semillas de salada se llegaron a recolectar incluso en la época de la Guerra Civil, para hacer gofio con ellas. Este hábito parece ser exclusivo de las zonas costeras. Los barqueros y habitantes de la costa eran expertos en la recogida y preparación de estas semillas, a cuyos lugares acudían, en épocas de gran penuria, vecinos del interior, ya que sólo se producían espontáneamente en las zonas marítimo-terrestres. La semilla de salada era tan dura que algunos molinos se negaban a molerla, ya que, por su consistencia, deterioraba las piedras, siendo necesario volver a picarlas después de cada molienda (Diaz Rodriguez, 1988).

Otra molienda, habitual en tiempos de escasez, tanto en la época prehispánica como en etapas posteriores, constatándose su uso hasta el siglo XX, es la de raíz de helecho. Debió de consumirse en todas las islas, excepto en Lanzarote y Fuerteventura, ya que, por la falta de altitud, bosques y humedad, no se daban las condiciones climatológicas adecuadas para su crecimiento. El tipo de helecho utilizado es propio de las zonas comprendidas entre los 500 y los 1000 metros. Se hacía la recogida de la raíz, probablemente en verano, se tostaba y se molía, haciendo bollos con ella. Por los estudios llevados a cabo, y las múltiples alusiones por parte de escritores e historiadores, queda patente que su utilización era habitual en la población prehispánica. El uso de la raíz de helecho con fines alimenticios no ha llegado hasta nuestros días, pero se sabe que en 1847 (año del hambre) se generalizó el empleo de la harina de helecho en la alimentación (Diaz Rodriguez, 1988).

Por tanto, cebada, trigo, semilla de salada y raíz de helecho, han sido los principales cereales y plantas utilizados desde la época prehispánica hasta la actualidad. Pero con la Conquista llegaron nuevos cultivos a Canarias, importados de tierras lejanas e introducidos en estas tierras como si de productos oriundos se tratase.

El primero de los cultivos que habría que destacar, por su temprana introducción, según se termina la Conquista, y porque cambió el contexto de la molienda y el aspecto de la tierra, es la caña de azúcar. El cultivo de la caña de azúcar fue introducido por los portugueses, provenía de la cercana isla de Madeira; se extendió durante todo el siglo XVI y a comienzos del XVII cayó en plena decadencia (Sánchez Valerón & Martín Santiago, 2003). Algo más de un siglo de este cultivo dio para mucho en estas islas, proliferaron los molinos o ingenios azucareros y, junto a ellos, los molinos harineros.

La vida en las Islas Canarias durante los siglos XV y XVI es la vida característica de toda colonia puesta en explotación. Primeras roturaciones de terrenos y primeras luchas por la posesión de los mismos. Ambiciones, codicias y luchas. Arriba, un pequeño núcleo de ricos y poderosos. Abajo, otro núcleo de parias y esclavos, desheredados, no mucho mayor. En el centro, nadie (Mateo Diaz, 2009).

A principios del siglo XVII, hubo que abandonar el cultivo de la caña de azúcar debido a su baja competitividad frente a América. El gobierno de Carlos V (1516 – 1558), preocupado por promover el desarrollo de las islas mayores de las Indias Occidentales, como Cuba, Jamaica y Puerto Rico, que, debido a los abusos de los conquistadores, descendían rápidamente en población y riqueza, decidió estimular la expansión de la caña de azúcar. Para ello envió operarios de las Islas Canarias familiarizados con la construcción de maquinaria para moler la caña. Una vez transportada la caña a regiones más favorables, como la isla de Cuba, donde todavía se explota; pronto la producción americana desplazó al azúcar canario (Benitez Padilla, 1959).

El siglo XVII, a la vez que ve declinar y desaparecer el cultivo de la caña de azúcar, contempla la invasión y desarrollo de los cultivos usuales en Europa. Entre las plantas cuyo cultivo se introdujo en Canarias en el siglo XVII, caben resaltar dos por su mayor importancia, ambas oriundas de América: la papa (originaria de Perú) y el maíz (procedente de Méjico), conocido en las Canarias como millo (Benitez Padilla, 1959).

La introducción del millo fue de gran importancia para los fines que nos ocupan en este capítulo, ya que pasó a alternarse con la cebada y el trigo para la confección del gofio (Benitez Padilla, 1959). En Gran Canaria el millo desplazó rápidamente a otros cereales, convirtiéndose en el cereal por excelencia para obtener el gofio, de hecho el gofio que usualmente se consume en la actualidad en Gran Canaria es el de millo; en Tenerife, sin embargo, se continuó utilizando el gofio de trigo, y así se sigue consumiendo hoy en día, a pesar de que la fanegada de maíz da mucho más gofio que la de trigo. En cualquier caso, el trigo se siguió, y sigue, utilizando en todas las islas para la producción de harina y la fabricación del pan.

A principios del siglo XVIII la situación agrícola no varía mucho con respecto a la del XVII, siendo los principales productos de exportación el vino y la orchilla[27]. Hasta comienzos del siglo XIX tampoco cambia mucho esta situación. Los productos agrícolas producidos en mayor proporción son el trigo, la cebada, el maíz y las papas. Siendo los tres primeros productos de los que se obtiene el gofio que, junto con la papa, constituían la base alimenticia del pueblo canario (Benitez Padilla, 1959).

Al avanzar el siglo XIX nos encontramos con productos agrícolas muy importantes en su época, tal fue el caso de la cochinilla[28], que fue introducida en 1825, y fue cultivada con fervor hasta 1885, año en el que comenzó su rápida decadencia, al ser sustituida por colorantes artificiales (Benitez Padilla, 1959).

Fig. 8. Recolectando cochinilla. Arucas, Gran Canaria. 1925-1930. Fuente: Fondo de Fotografía Histórica de Canarias. Fedac. Cabildo de Gran Canaria

[27] Líquen utilizado para el tinte de tejidos.
[28] Especie de piojo que se cría sobre la tunera. De este piojo, muerto, se obtiene un colorante rojo de gran fijeza, muy apreciado por aquel entonces para teñir tejidos.

Por ende, caben destacar el plátano y el tomate, cuyos cultivos se han extendido hasta la actualidad. Pudiera decirse que la sustitución en Canarias del cultivo de la cochinilla por el plátano fue providencial, siendo una tabla de salvación con que las Islas salieron a flote de la desamparada situación económica en que las dejó la bancarrota de aquel cultivo. Hacia finales del siglo XIX se hicieron algunos ensayos de aclimatación de esta planta exótica en propiedades del Marqués de Villanueva del Prado en La Orotava, dando resultados brillantes, por lo que su cultivo empezó a extenderse por las demás islas. El introductor en Gran Canaria fue el Conde de la Vega Grande, que hizo sus primeros ensayos en propiedades suyas del barrio de San José, en Las Palmas de Gran Canaria, obteniendo también excelentes resultados. Y con el cultivo del plátano llegó nuevamente la expansión económica a las Islas, expansión que duraría hasta la llegada de la Guerra Europea y, con ella, la drástica caída de las exportaciones (Mateo Diaz, 2009).

3.2 Evolución cronológica de los molinos en Canarias

Los primeros molinos de los que se tienen noticias en Canarias son los molinos de mano, que datan de la época prehispánica, aunque su uso se extiende casi hasta nuestros días.

Tras la conquista se importan esclavos y animales de tiro, los más comunes parecen ser los caballos, asnos y camellos, para trabajar en los molinos de sangre (Diaz Rodriguez, 1988). Mano de obra esclava y fuerza animal se utilizaron también en los trapiches (molino azucarero de tracción animal o humana) y en las tahonas (molinos harineros de tracción animal).

Los molinos de agua se introducen en Canarias pocos años después de la Conquista, aunque es en el siglo XIX cuando alcanzan su apogeo y se extienden por todo el territorio. Molinos de agua hubo en todas las islas menos en Fuerteventura, Lanzarote y El Hierro (Diaz Rodriguez, 1988).

Los molinos de viento se extienden por Canarias a finales del siglo XVIII, siendo su primer trabajo el de moler el grano, llegándose a extender por todas las islas. A finales del siglo XIX aparecen los primeros molinos de viento para el bombeo de agua, también llamados aeromotores.

Y después de los molinos de agua y de los de viento, ya en el siglo XX, el gas pobre, primero, y el gasoil después, sustituyen paulatinamente a las fuerzas de la naturaleza y aparecen los molinos de fuego, surgiendo con ellos las primeras industrias molineras con más amplio radio de acción que el de los antiguos molinos (G. Aleman, 1988). Estos molinos se solían aprovechar, también, para proporcionar algo de electricidad a la población circundante durante la noche, cuando no se molía.

Finalmente, a medida que se extienden las redes eléctricas, se comienza a abastecer directamente a los molinos con la electricidad procedente de las centrales eléctricas. Pasan así los molinos de ser centro de generación de energía a punto de consumo.

La convivencia entre distintos tipos de molinos fue lo habitual. De hecho, son muchos los ejemplos que ilustran esta convivencia.

Cuando surgieron los molinos de fuego, a principios del siglo XX, las piedras de mayor grosor se utilizaron en estos molinos; cuando, con el paso del tiempo, estas piedras se adelgazaban debido a las picadas, pasaban a ser utilizadas en los molinos de agua. Esto

sucedió habitualmente en aquellas industrias que tuvieron, al mismo tiempo, los dos tipos de molinos, el de agua y el de fuego (Diaz Rodriguez, 1988).

A efectos comparativos, se comentan algunos ejemplos de molinos con sus características principales y rendimientos.

El *Molino de La Ladera*, un molino de agua de 2,75 CV, tenía dos piedras de moler de 1,05 metros de diámetro y su producción era de 148 kilos en una jornada de ocho horas. Este molino estaba situado en el término municipal de Ingenio, Gran Canaria (Diaz Rodriguez, 1988).

El molino de viento, propiedad de la familia Peña Alemán, situado también en el término municipal de Ingenio, tenía una potencia de 3 CV, logrando moler unos 168 kilos por jornada de 8 horas (Diaz Rodriguez, 1988). Se han escogido dos molinos de similar potencia, a efectos de comparativa.

Los molinos de combustión interna así como los eléctricos tienen potencias mayores pero, proporcionalmente a su potencia, el rendimiento (entendido como kilogramos molidos por unidad de potencia) viene a ser más o menos el mismo.

3.3 El molino azucarero

El molino era el elemento más significativo de cuantos componían el complejo azucarero; según su fuerza motriz los molinos podían ser de dos tipos: el movido por tracción animal recibía el nombre de *trapiche* y al movido por la fuerza hidráulica se le denominaba ingenio. El término *ingenio*[29], que en su origen etimológico significa molino hidráulico, con el tiempo le dio nombre a todo el complejo de transformación de la caña de azúcar (Sánchez Valerón & Martín Santiago, 2003).El término *trapiche* deriva del latín *trapettum*, denominación que se daba a los antiguos molinos de aceitunas.

El ingenio para moler caña de azúcar era movido por una rueda hidráulica, cuya fuerza de tracción la proporcionaba el agua canalizada por medio de una acequia. Esta misma canalización era la que se utilizaba para alimentar de agua al molino hidráulico harinero, en aquellas poblaciones en las que ambos molinos se situaban cerca, que era prácticamente en todos los casos (Sánchez Valerón & Martín Santiago, 2003).

El ingenio azucarero constaba principalmente de una rueda, ejes (2 ó 3, según la evolución tecnológica) y prensadora (formada por cilindros), estos elementos se solían ubicar en la habitación de molienda. Pero el ingenio azucarero albergaba otras estancias como la habitación de purgar, habitación de calderas, habitación de mieles, secadero, habitación o habitaciones de aposentos (que servían de morada) y un amplio corral para la leña. La leña se utilizaba para cocer el azúcar en las calderas (Sánchez Valerón & Martín Santiago, 2003).

[29] El actual municipio de Ingenio (Gran Canaria) debe su nombre a un molino hidráulico establecido en este municipio poco después de la conquista (Sánchez Valerón & Martín Santiago, 2003).

Fig. 9. Ingenio azucarero

El proceso de obtención de azúcar, de forma resumida, consta de las fases que se explican a continuación.

Para los trabajos de cultivo y recogida de las cosechas, los hacendados contrataban personal especializado, jornaleros e incluso disponían de esclavos en propiedad o en régimen de arrendamiento. La caña, una vez cortada y limpia, era atada en flejes y llevada al molino. Esta tarea de acarreo solía contratarse, para lo que solía contarse con animales de tiro, usualmente camellos o mulos (Sánchez Valerón & Martín Santiago, 2003).

Una vez en el molino, la caña era molida y prensada. Desde el molino, por unos canales de madera o de cantería, el jugo llegaba hasta un recipiente, recibidora, que estaba en la "Casa de Calderas". Con el fin de evitar las impurezas mayores, una simple tela hacía de filtro y para decantar, el jugo reposaba en la recibidora un máximo de media hora para evitar su fermentación (Sánchez Valerón & Martín Santiago, 2003).

En el proceso de producción se pueden diferenciar las fases de purificación, cocción y purgado. La fase de purificación tenía lugar en las calderas, donde primero se cocía y luego se hervía el jugo, se añadía lejía al proceso para purificar el jugo obtenido. En la fase de cocción también se cocía y hervía el jugo, obteniendo melaza. La masa, cocida y batida, era vertida, aún caliente, en las formas. Las formas rellenas se colocaban en el tinglado y al día siguiente, una vez que habían perdido el calor, se trasladaban a la casa de purgar. A título ilustrativo cabe resaltar que en el ingenio de Aguatona (Gran Canaria), en el año de 1536, se disponían de mil seiscientas formas para hacer panes de azúcar (Sánchez Valerón & Martín Santiago, 2003).

En la casa de purgar se separaba el azúcar cristalizado de las mieles que ésta contenía, se terminaba de cristalizar y blanquear el pan de azúcar y, al mismo tiempo, las mieles recogidas en el proceso de purgado, eran envasadas en pipas o toneles. La miel tardaba de 10 a 15 días en destilar. Para blanquear el azúcar se realizaban tres purgas con barro, la última bastante acuosa. La operación de purga duraba entre 30 y 45 días, variaba en proporción al azúcar blanco que se pretendía obtener. A más tiempo, mayor cantidad de azúcar blanca pero

menos azúcar en total, por la gran cantidad que disolvía el agua (Sánchez Valerón & Martín Santiago, 2003).

En el secadero, lugar situado generalmente a un costado de la casa de purgar, se exponían las formas al sol durante 2 ó 3 días antes de sacar el pan de azúcar de las formas. El secadero consistía en un tinglado con tablas con huecos donde se colocaban las formas. Después de sacados los panes de azúcar, pasado de quince a treinta días, según la estación y condicionantes climáticos, el azúcar estaba lista para poder ser comercializada (Diaz Hernandez, 1982; Sánchez Valerón & Martín Santiago, 2003).

El área de cultivo en Canarias correspondía a las zonas de costa, en altitudes inferiores a los 500 metros, en las que se unían condiciones óptimas de temperatura y pluviosidad o posibilidades de riego artificial. En Gran Canaria el cultivo de la caña se extendió desde Las Palmas de Gran Canaria a las vegas próximas, en el norte se implantó a lo largo del barranco de Agaete y en el triángulo formado por Gáldar, Firgas y Tenoya; por el este a lo largo del barranco de Guiniguada en su mitad nororiental, entre Las Palmas de Gran Canaria y Santa Brígida, entre Telde y Melenara y por el sureste en la zona media del barranco de Aguatona. En Tenerife la caña se cultivó en la cornisa septentrional, Tegueste, Tacoronte, Taoro, Icod y Daute, así como en la banda oriental, en la región de Güímar. En La Palma, el cultivo se generalizó por los barrancos de Los Sauces, en el noreste, y de Las Angustias, cerca de Tazacorte, en la región occidental; mientras que en La Gomera, con menor intensidad, lo hizo por las áreas intermedias del norte y sur.

El número de molinos azucareros establecidos en las islas es difícil de estimar, dada la escasez de fuentes, además de sus contradicciones, aunque algunos documentos proporcionan una idea aproximada de su cuantía (Viña Brito & Ronquillo Rubio, 2004). De estos molinos azucareros se llegaron a estimar unos 50 distribuidos por las islas, de los cuales 25 estarían ubicados en la isla de Gran Canaria, isla que fue la primera en plantar la caña de azúcar y donde se extendió también más su cultivo. Estos datos, en todo caso, se habrían de tomar como valores aproximados.

La bonanza de las islas con la caña de azúcar es tal que empiezan a desaparecer los montes, para ceder terreno a este cultivo. Hecho que afectó de forma particular a Gran Canaria, que era toda “azucarales”. En Tenerife no ocurrió así, porque desde un principio se planificó que una parte de los cultivos tenían que ser para cereal, con el objeto de abastecer a la población, y otra para la caña de azúcar (Viña Brito & Ronquillo Rubio, 2004).

El fin de este ciclo económico se sitúa a finales del siglo XVI, cuando ya el azúcar canario no puede competir con el mercado americano y se sustituye por otras exportaciones, principalmente vino. Sucede de modo similar en todas las islas, salvo en La Palma, donde los ingenios azucareros, de tracción hidráulica, se mantuvieron hasta el XVIII, momento en el que pasan a convertirse en trapiches, es decir, se transforman en molinos movidos por animales, mientras que en los siglos XIX y XX ya pasan a moverse con vapor. En estos últimos siglos el fin ya no es exportar azúcar, sino ron y aguardiente.

Fig. 10. Complejo azucarero que consta de (por orden de arriba abajo): molino harinero, molino azucarero y casa de calderas y, por último, casa de purgar y refinar.

3.4 La tahona

Las tahonas, también denominadas atahonas, son molinos harineros tirados por bestias. Su presencia en las islas mayores es abundante en los primeros años de la Colonización. Aunque sería en la isla de Fuerteventura donde alcanzarían una mayor profusión (Suarez Moreno, 1994). Las tahonas son herencia directa de las norias de extracción de agua (Cabrera Garcia, 2009).

Las tahonas utilizadas en la isla de Fuerteventura constan de un cuerpo de molturación con una pequeña tolva y canaleja; las muelas, la inferior fija y la superior móvil, están resguardadas por una caja, que se apoya en cuatro vigas verticales; debajo de la caja un eje vertical engranado en una gran corona es el encargado de mover la muela. A su vez la corona de trasmisión, como un malacate, se mueve a través de una palanca curva impulsada por la fuerza de una bestia, un camello, lo más común en esta isla (Suarez Moreno, 1994).

Las tahonas majoreras, instaladas al aire libre en el centro de un recinto circular, cuya circunferencia la constituían asientos de piedra, solía ser centro de reunión social de jóvenes y mayores, punto de encuentro de novios con el pretexto de la molienda, en definitiva una especie de plaza pública, en el árido paisaje de esta isla (Suarez Moreno, 1994).

Esquema de tahona *Maqueta de tahona*

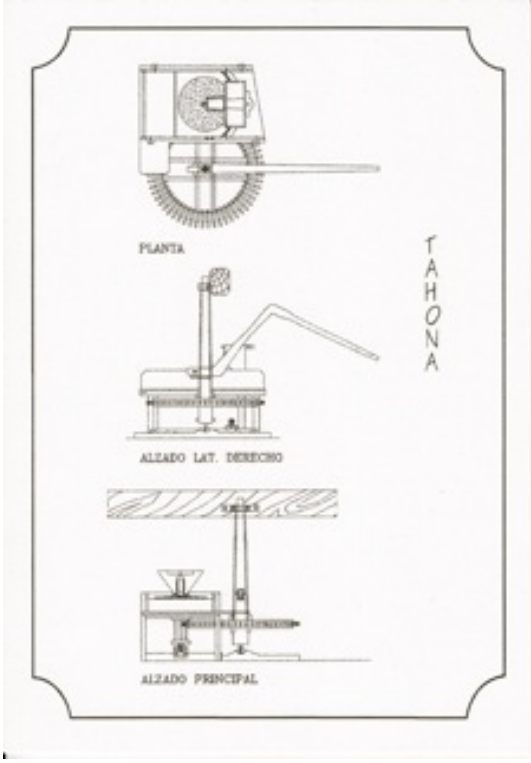


Fig. 11. Representación de tahona. Ecomuseo La Alcogida. Red de Museos del Cabildo de Fuerteventura

En general, estos molinos de sangre eran sistemas de escasa envergadura de producción que pertenecían a propietarios agrícolas, familias o vecinos de un mismo núcleo de población, repartiéndose a veces por turnos el uso del molino (Cabrera Garcia, 2009).

Fig. 12. Tahona en movimiento. Ecomuseo La Alcogida, Fuerteventura

El continuo crecimiento de la población establecida en las Islas así como la transformación de la estructura económica y agrícola y el aumento de la dependencia económica del exterior, propiciaron la implantación de nuevos sistemas productivos. Se importan sistemas

accionados por las fuerzas de la naturaleza, agua y viento, sistemas que hicieron posible un aumento de la producción (Cabrera Garcia, 2009).

Fig. 13. Tahona con camello en Lanzarote. Detalle del mecanismo de molturación. Fuente: Cabrera García, 2009

3.5 Molinos de agua

3.5.1 Breve reseña histórica sobre los molinos de agua

Los molinos de agua son aquellos instalados junto a una corriente de agua, siendo esta corriente la que acciona el mecanismo que pone en movimiento las piedras trituradoras del grano. Su implantación significó una conquista técnica valiosísima, que liberó al hombre del esfuerzo físico de moler los cereales con la fuerza de sus brazos (Diaz Rodriguez, 1988).

La rueda hidráulica había sido descrita por Filón de Bizancio en el siglo III a. C. (Lorenzo, 2006). Pero para la implantación de forma generalizada del molino de agua habría que esperar hasta el siglo III o IV d. C. Las menciones clásicas a los molinos son abundantes. Strabon, en una de sus crónicas sobre Mithridates, rey del Ponto, cuenta que en su palacio de Cabira poseía un molino ya en los primeros años de su reinado (120 – 63 a. C.). Pompinus Sabinus habla de la existencia de molinos de agua en la época de César (101 – 44 a. C.). Plinio menciona molinos en el norte de Italia y Vitrubio se refiere a ellos en el año 25 a. C. (Diaz Rodriguez, 1988).

Hay constancia de su existencia en Asia Menor y en los pueblos bárbaros del Norte de Europa y se puede confirmar su presencia en Inglaterra alrededor del año 100 a. C. Ya en el siglo III d. C. se conocen descripciones de molinos en todas las regiones europeas. En la Península Ibérica se los menciona expresamente en el Código Visigótico, lo que supone su uso habitual en el siglo VIII (Diaz Rodriguez, 1988).

Las referencias a molinos de agua en la Península van aparejadas, en muchos casos, con privilegios concedidos a comunidades eclesiásticas, a la nobleza o a los concejos. Algunos municipios ejercían el derecho de monopolio en todos los molinos de su jurisdicción. Este derecho se extendía, incluso, al transporte de trigo y al uso de las aguas. En estos casos se obligaba al vecindario a utilizar, de forma exclusiva, tales molinos a cambio de una porción en la molienda. Esta porción que había que retornar al molinero tuvo diversos nombres, según los lugares: molinaria, molitura, molta o maquila, esta última fue la denominación habitual en Canarias (Diaz Rodriguez, 1988).

Cuando los molinos pertenecían a monasterios o nobles terratenientes, la mayoría de las veces eran cedidos en régimen de arrendamiento a vasallos o vecinos del lugar, que pagaban por su disfrute un canon en especias o en dinero (Diaz Rodriguez, 1988).

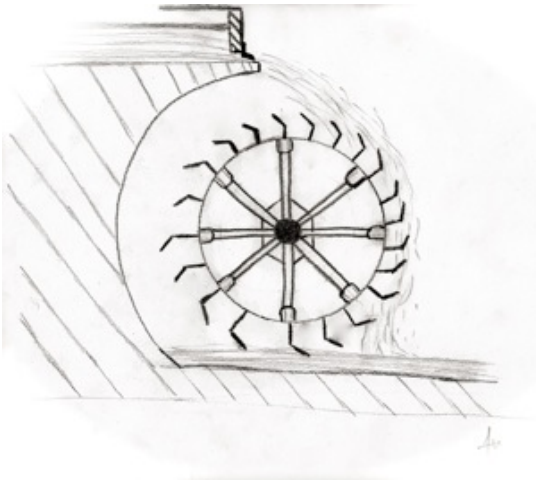
La difusión de los molinos de agua en la Península Ibérica se debe, en gran parte, a los árabes, quienes impulsaron tanto el de tipo horizontal como el de rueda vertical. Las particularidades de cada uno de ellos se describen seguidamente (Diaz Rodriguez, 1988).

- *Molino horizontal*: fueron los primeros en ser utilizados, debido a su menor complejidad técnica ya que, al carecer de engranajes y de complicados sistemas de transmisión, ofrecían menos dificultades a la hora de ser instalados. Se construían preferentemente en las zonas montañosas, aprovechando los desniveles de las corrientes de agua. Cuando no había desnivel suficiente, se desviaba el agua por los márgenes de las corrientes, construyendo canales o acequias, más o menos rudimentarias y, una vez conseguida la altura necesaria, el agua se embalsaba en depósitos o estanques y, desde esa altura, se dejaba caer, obteniéndose así el impulso necesario.
- *Molino vertical*: se situaba en las corrientes de agua o ríos con un determinado caudal mínimo. Tenía dos variantes, uno era movido por su parte inferior, al incidir la corriente en las paletas introducidas en el agua, y el otro era accionado por su parte superior, mediante el agua que cae en los recipientes en forma de cuencos e impulsa la rueda. Su complejidad técnica radica en la necesidad de convertir la fuerza vertical en movimiento horizontal. En Canarias fueron de escasa o nula aplicación.

Molino horizontal

Molino vertical

Movido por la parte superior



Movido por la parte inferior

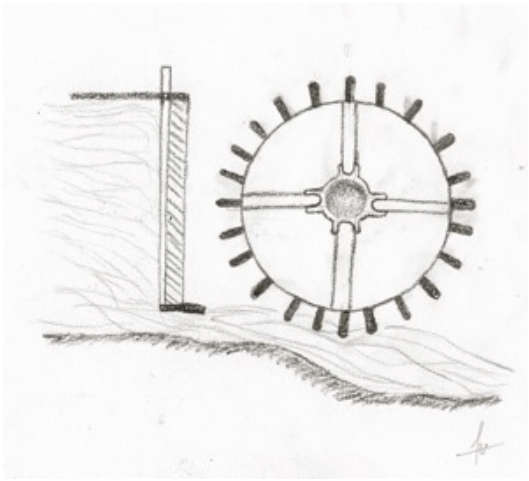


Fig. 14. Molinos de agua según tipo de rueda

3.5.2 Sobre la importancia de los molinos de agua en Canarias

Los molinos de agua en Canarias jugaron un papel muy destacado dentro de la historia energética de las Islas, sobre todo en el siglo XIX, siglo en el que tuvieron su apogeo, si bien se comenzaron a instalar ya desde los primeros años después de la Conquista. Sin embargo, hay que resaltar que no en todas las islas gozaron de la misma importancia. De hecho en Lanzarote, Fuerteventura y El Hierro, dada la falta de escorrentías de agua importantes, no se llegó a instalar ninguno.

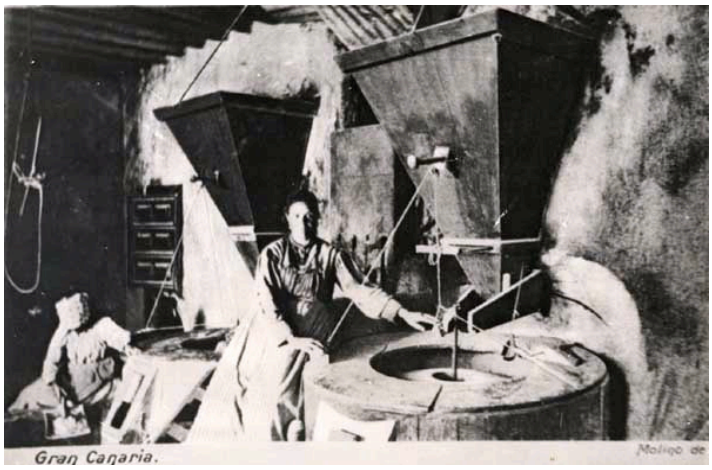


Fig. 15. Interior de molino de agua en Gran Canaria, 1890. Fuente: Fondo de Fotografía Histórica de Canarias. Fedac. Cabildo de Gran Canaria

Gran Canaria fue la isla donde su relevancia fue mayor, llegándose a constatar la instalación de 186 de estos molinos en la isla. De estos molinos hacia 1930 quedaban unos 123 y en 1986 apenas quedaban once en funcionamiento, que sólo molían esporádicamente (Diaz Rodriguez, 1988); en 2010 sólo 2 ó 3 de estos molinos estaban operativos, moliendo de forma ocasional.

En La Gomera, en la primera mitad del siglo XX llegaron a coexistir, en pleno funcionamiento, casi un centenar de molinos de agua (Aguilar Ferraz, 2001).

La potencia media de los molinos de agua instalados en Canarias no era muy grande, oscilando, como norma general, entre 1,5 y 8 CV; aunque también hay molinos que alcanzan los 20 – 25 CV.

3.5.3 Heredamientos de agua y molinos

Los heredamientos de agua se formaron como consecuencia del reparto de tierras y aguas que se llevaron a cabo, por orden de los Reyes Católicos, entre las personas que intervinieron en la conquista de las Islas. En Gran Canaria se establecieron 140 heredamientos, en Tenerife 8, en La Palma 2 y en La Gomera 4, más alguno aislado en las restantes (Diaz Rodriguez, 1988).

Los repartos de agua competían a las aguas que discurrían por los cauces de los barrancos y que procedían de nacientes o manantiales situados en lo alto de las islas, y cuyos caudales serían aprovechados por los propietarios de tierras. Para regular su uso nacieron los heredamientos (Diaz Rodriguez, 1988).

La fuerza derivada de la corriente de este agua de los heredamientos fue aprovechada para impulsar los molinos que se instalaron en las proximidades de sus cauces. En el curso de los heredamientos van surgiendo, a través de los siglos, los molinos harineros primero y los de gofio, después.

Cabe resaltar que los heredamientos, que tuvieron a su alcance la posibilidad de construir molinos para explotarlos luego, directamente o arrendándolos, nunca lo hicieron, salvo en contadísimas ocasiones.

En Canarias no existió la costumbre, como en la Península, de construir molinos de carácter comunal o municipal, o pertenecientes a la Iglesia o a la nobleza. En estas islas fueron, en su inmensa mayoría, una empresa acometida por una persona física (Diaz Rodriguez, 1988).

Al desentenderse los heredamientos de este quehacer, tampoco tuvieron el menor ánimo de lucro al autorizar la instalación de molinos en aquellos lugares por los que discurrían sus aguas, seguramente persuadidos de que aquellas pequeñas industrias reportarían beneficios y comodidades al vecindario; motivo por el cual, permitían la construcción desinteresada de estos artefactos sin pedir nada a cambio. Las relaciones entre los heredamientos y los molineros se pueden resumir de la siguiente forma (Diaz Rodriguez, 1988).

- Las peticiones para la construcción de molinos se formulaban por escritos dirigidos a las juntas de gobierno o presidentes de los heredamientos. En estos escritos se hacían promesas formales de mantener las aguas siempre encauzadas, no plantar ñames en las orillas de las mismas, vigilar para que las llaves de los cubos permanecieran bien cerradas, etc.
- Las concesiones las otorgaban los heredamientos siempre a título gratuito.
- Los heredamientos, por norma general, no fueron exigentes a la hora de fijar las condiciones de los peticionarios de nuevos molinos, ni tampoco en las sanciones que aplicaban a los molineros cuando éstos no cumplían con lo pactado. Se solían dar amplios plazos para que se corrigieran las deficiencias que denunciaban los acequieros.
- Una vez instalados los molinos, las heredades solían ser respetuosas con los derechos de los molineros. Se les notificaban los cortes de agua que se producían, el arreglo de las acequias, las desviaciones de las aguas, los aumentos imprevistos de caudales, etc.

A pesar de esta buena disposición de las partes, en ocasiones se producían diferencias que motivaban reclamaciones privadas o incluso judiciales. Una veces eran los molineros quienes se quejaban por el aumento del volumen del caudal o por la desviación del mismo; otras eran los heredamientos los que protestaban porque se introducían modificaciones en la industria que no estaban previstas en la concesión. Por este motivo, cuando se hacían las concesiones para la instalación de los molinos, se preveían y regulaban las horas de agua, los riegos que se producían antes o después de las instalaciones, etc. (Diaz Rodriguez, 1988).

Con el aumento considerable del número de molinos de agua instalados a lo largo del siglo XIX, se vieron los heredamientos en la necesidad de reglamentar, de forma expresa, todo lo relativo a la construcción y posterior funcionamiento de estas industrias para que, en ningún caso, pudieran resultar perjudicados los propietarios de las aguas (Diaz Rodriguez, 1988).

3.5.4 Peculiaridades y ubicación de los molinos

Los molinos de azúcar o ingenios azucareros se instalaron junto a los cultivos de la caña de azúcar. Para el sustento de los núcleos poblacionales surgidos en su entorno, se instalaron los molinos harineros. En las islas donde la caña de azúcar jugó un papel relevante, los primeros molinos harineros fueron, casi exclusivamente, instalados en las zonas costeras y de medianías (300 – 400 metros), coincidiendo con el cultivo de la caña de azúcar (Diaz Rodriguez, 1988).

El resto de los molinos, no ligados a la explotación de la caña de azúcar, se instalaron en el fondo de los barrancos, donde se concentraban los caudales más voluminosos, pero asociados también a la existencia de poblaciones en sus cercanías. Entre las causas que determinaron la ausencia de estos molinos en las zonas altas de las islas, además de la carencia de núcleos poblacionales, destaca la inexistencia de vías de comunicación, salvo veredas, lo que impedía el traslado de las piedras de molinos a las zonas altas. En los primeros molinos, estas piedras eran de una sola pieza, monolíticas, lo que dificultaba enormemente su transporte, sobre todo si tenemos en cuenta que su traslado se hacía habitualmente por un grupo de hombres que arrastraban la piedra desde la cantera hasta el lugar de su ubicación definitiva (Diaz Rodriguez, 1988).

Los primeros molinos se instalaron pocos años después de la Conquista, aunque en los primeros 50 años de la postconquista su número fue escaso y su localización fundamentalmente ligada al entorno de los núcleos poblacionales azucareros. Hacia el 1700 aparecen algunos molinos en zonas más altas. Pero la generalización de su construcción y uso no llega hasta la segunda mitad del siglo XIX (entre 1850 y 1900), años en los que se instala casi el 90% de los molinos de agua (Diaz Rodriguez, 1988).

Los molinos de agua no desplazaron a los primitivos de mano. De hecho, éstos siguieron utilizándose en las islas casi de forma exclusiva hasta mediados del siglo XIX, fecha a partir de la cual proliferaron los de agua, pasando desde entonces a convivir ambas tecnologías (Diaz Rodriguez, 1988).

3.5.5 El molino y sus elementos

3.5.5.1 El molino canario como concepto global

El molino de agua usualmente utilizado en Canarias fue el molino horizontal, también denominado de rodezno, con cubo. Aunque se constatan algunas excepciones de molinos verticales, éstos representan una minoría.

Pero el molino canario, por lo general, no era sólo una modesta planta industrial compuesta únicamente por los elementos mecánicos necesarios para triturar el cereal mediante la energía hidráulica, era algo más. Junto al molino se alzaba la vivienda del molinero, desde donde podía seguir auditivamente las incidencias de la molienda a causa del ruido que producían las piedras al girar y del tintineo del avisador cuando se terminaba el grano en la tolva (Diaz Rodriguez, 1988).

Junto a la vivienda, en una habitación independiente de la misma, solía ubicarse una pequeña tienda, atendida por el propio molinero o su familia, en la que se vendía azúcar, café, velas, jabón, aceite, vinagre, latas de sardina, cinta matamoscas y los encargos que les hicieran específicamente los lugareños. En los atardeceres se despachaban copas y se tertuliaba. La

tienda o la agricultura eran las actividades complementarias del molinero (Diaz Rodriguez, 1988).

3.5.5.2 Los elementos del molino

El canal o acequia

El canal, o acequia que conduce el agua, se encarga de capturar el agua en el cauce del barranco y llevarla hasta el molino. Es de medidas variables, según el caudal de agua que se conduce hasta el cubo. Esta acequia, antes de llegar a la boca del cubo, tiene una rejilla (de madera o hierro), para impedir la entrada en el cubo de las impurezas que pudiera arrastrar el caudal, y que, si pasan al cubo, pueden obstruir la salida del agua (Diaz Rodriguez, 1988).

Fig. 16. Acequia. Detalles y conexión con el molino

El cubo

Es una construcción en forma de pozo, con una altura variable, en función del diámetro y del caudal de agua. Al llenarse el cubo de agua, se produce la potencia suficiente para mover el molino. Generalmente es circular, aunque también se han encontrado algunos rectangulares.

A más altura más potencia. Los cubos oscilan entre 4 metros de altura, los más cortos, hasta 25 metros o incluso más. El diámetro del cubo está también en función del caudal. En todo caso, al margen de la relación técnica existente entre caudal y diámetro, existían costumbres en diversos lugares, por las cuales se determinaba el diámetro. A modo de ejemplo citar que en la zona norte y centro de Gran Canaria, los diámetros de los cubos oscilan entre 0,80 metros y 1,50 metros; mientras que en la zona sur de la misma isla (Ingenio y Agüimes) se han encontrado cubos de más de 3 metros de diámetro. En esta zona no había problemas de caudal, porque las aguas de Guayadeque eran abundantes, por lo que se puede concluir que esta diferencia en diámetros es más bien debida a los usos y costumbres que a un condicionamiento técnico (Diaz Rodriguez, 1988).

Los cubos suelen estar construidos de mampostería. El grosor de las paredes es mayor en la parte inferior del cubo, donde tiene que soportar una presión superior. Cuando el agua sale del cubo, continua su curso por la acequia para ser utilizada por los heredamientos en el riego de sus tierras (Diaz Rodriguez, 1988).

En La Gomera, en lugar de cubo, se utiliza el jerío, que cumple la misma función, pero tiene una morfología diferente. El jerío es una tubería de entre 20 y 30 cm de diámetro y 15 ó 20 metros de largo, con una inclinación de entre 45 y 55 grados. El jerío termina en el boquete, agujero rectangular de 3 ó 4 cm de ancho por 5 ó 6 cm de alto, por donde finalmente sale el agua. Dado su pequeño tamaño, todo el agua que entra a gran velocidad por el jerío se acumula, aumentando la fuerza de empuje, saliendo a gran presión por el boquete (Aguilar Ferraz, 2001).

El salón del molino

Por lo general, es una habitación contigua a la vivienda del molinero, con estructura y estilo similares. Consta de una dependencia única donde se ubican los elementos propios de la industria y en la que se desarrollan las labores principales de la molienda. En este local se encuentran la tolva, un poyo hecho de mampostería que sirve para colocar los sacos con el grano de la molienda pendiente y también los ya molidos, el banco o escalinata para subirse a introducir el grano en la tolva, las piedras, las llaves del aliviadero o las de parar el molino y la caja del gofio (Diaz Rodriguez, 1988).

Fig. 17. Salón del molino

De los elementos situados en esta sala o salón del molino, se describen los más destacados.

La tolva

Es un recipiente de madera que suele tener forma de pirámide invertida. Por su parte superior el molinero vierte el grano para que caiga lentamente en la canaleja (Diaz Rodriguez, 1988).

Fig. 18. Tolva

La canaleta o canaleja

Se sitúa en la parte inferior de la tolva, estando sujeta a ésta. En la canaleta es donde cae el grano desde la tolva.

La existencia en los molinos canarios de la canaleta, para la caída del grano en el ojo de la rueda, supone la pervivencia de una pieza poco usada en los molinos de la Península. En éstos la tolva está situada verticalmente sobre el ojo de la rueda. En cambio, en los canarios, la tolva se coloca sobre un caballete o burra, pero desplazada del centro de la rueda, de tal forma que se sitúa sobre la piedra pero casi al borde y a la salida de la tolva comienza la canaleta que, con la inclinación adecuada, según la velocidad de la molienda, lleva el grano desde la tolva hasta el agujero o centro de la piedra.

Cuanto mayor es la inclinación de la canaleja, mayor es la cantidad de grano que cae. Esto determina el tamaño final del grano molido, ya que a mayor cantidad de cereal, la piedra muele con menor eficacia (Diaz Rodriguez, 1988).

Fig. 19. Canaleta

Las piedras del molino

El juego lo constituyen un par de ruedas o muelas. Su diámetro varía según el tipo de molino y el volumen de agua del que se dispone. Las medidas más frecuentes oscilan entre los 0,90 y 1,40 metros. En Canarias se las denomina de forma genérica piedra de arriba y piedra de abajo (aunque también recibieron otros nombres, como piedra volandera, para referirse a la de arriba), la superior gira sobre la inferior, que permanece inmóvil. La piedra superior suele ser más estrecha y liviana que la inferior, midiendo unos 15 ó 20 cm de grosor, frente a los más de 30 cm que puede tener la inferior (Diaz Rodriguez, 1988).

El ajuste de las piedras se hace subiendo o bajando la piedra inferior mediante un eje metálico denominado aliviadero (Cabrera Garcia, 2009). De esta forma se consigue ajustar el grosor y calidad de la molienda.

Fig. 20. Piedras de molino en su tambor

El tambor o guardapolvo

Este dispositivo es un armazón de madera, generalmente de forma circular (en algunos casos de forma poligonal) que cubre y protege ambas piedras. Tiene la triple misión de evitar posibles accidentes laborales, proteger las piedras y, sobre todo, impedir la pérdida de la

molienda (harina o gofio) que, al salir de entre las piedras, es conducida al espacio que queda entre las muelas y el tambor. En el tambor se realiza un agujero, desde el que cae la molienda a la caja del gofio (Diaz Rodriguez, 1988). En La Gomera a la caja de gofio, se la denomina jarinal (Aguilar Ferraz, 2001).

El avisador

Este ingenioso y simple dispositivo tiene el cometido de avisar cuando el grano está a punto de terminarse en la tolva, para detener el molino o iniciar una nueva molienda. Consiste en un cordel que tiene en uno de sus extremos un trozo de madera que se introduce en la tolva, por su parte superior, quedando hundido en el grano. Por el otro lado del cordel se amarran unas piezas de hierro que quedan colgando por fuera de la tolva. Al terminar la molienda, la diferencia de pesos hace que los metales desciendan y rocen con la piedra de arriba, produciendo un repiqueteo. El sonido pone en sobreaviso al molinero, que acude a parar el molino o a echar más grano en la tolva (Diaz Rodriguez, 1988).

El avisador tiene una doble misión, por un lado el poder alternar la molienda con cualquier otra labor de tipo doméstico, sin necesidad de estar pendiente de la molturación y, por otro, evitar que las piedras sigan moliendo sin grano, lo que daría lugar al desgaste del picado (Diaz Rodriguez, 1988).

El pescante

Fig. 21. Pescante

El pescante es una pieza móvil que sirve para elevar y retirar la piedra superior para poder proceder a su picado. La piedra inferior no se mueve ya que, una vez retirada la piedra superior, la piedra inferior queda expuesta para su picado, no precisándose su manipulación.

El pescante se sitúa cerca de la tolva y de las piedras molineras. Consta de unos ejes de madera que sustentan dos piezas curvas metálicas, que son las que sujetan la piedra para su elevación. Esas piezas metálicas ascienden o descienden girando un eje roscado situado en la parte superior.

Fig. 22. Elementos del salón del molino

La cueva, bóveda o chaboco

Esta estancia recibe distintos nombres, según la isla; en Gran Canaria fue conocida como cueva o bóveda, en Tenerife como chaboco. Está situada debajo de la sala del molino. Su construcción puede ser de dos clases: excavada en la roca (si la constitución del terreno lo permite) o hecha de mampostería. La cueva alberga las piezas que imprimen el movimiento al molino, una vez accionadas por el agua: la rueda o rodezno, la base sobre la que se asienta y el terminal del cubo con la salida del agua por el bocín, entre otros (Diaz Rodriguez, 1988).

De los elementos situados en esta cueva o bóveda, se describen los más destacados.

La rueda o rodezno

Es una rueda que, en toda su periferia, soporta las cucharas o álabes, sujetas por tablas a la maza central o árbol.

Los álabes constan de dos elementos, aunque forman una sola pieza: la parte de cuchara hueca, donde incide el agua que sale del bocín, y el mango, que se incrusta en la maza central del árbol. Esta maza central es generalmente troncocónica y de madera.

Los álabes solían ser de madera, aunque en algunos molinos más modernos son de hierro. Los álabes se fijan a la maza central del árbol, separados en cuatro grupos por los radios. Los grupos de álabes entre los radios no son uniformes en todos los molinos, dependiendo del diámetro del rodezno, pero oscilan entre 20 y 44, distribuidos por igual entre los cuatro radios.

Fig. 23. Rueda con álabes de hierro

El árbol

Es el elemento que comunica el movimiento de la rueda a la piedra de arriba. Se compone de dos partes: la maza (de forma troncocónica invertida) y el eje, que se introduce en la maza, transmitiendo el movimiento a la piedra de arriba. El eje está bien sujeto a la maza con la finalidad de que el movimiento transmitido a la piedra de arriba sea uniforme, consistente y sin bandazos, ya que, de lo contrario, se podrían provocar desgastes desiguales en la muela (Diaz Rodriguez, 1988).

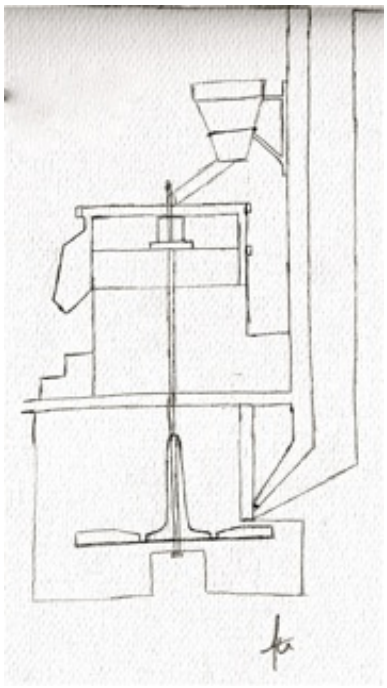
El árbol (maza y eje), formando un cuerpo con el rodezno, descansa sobre una viga de madera (de 2 ó 3 metros de longitud). La viga puede desplazarse verticalmente, consiguiéndose un desplazamiento de las piedras en sentido vertical (subida o bajada), para lograr la aproximación o separación de ambas y lograr, con este movimiento, una molienda más o menos gruesa: harina, gofio, frangollo, rollón (Diaz Rodriguez, 1988).

El bocín

Mediante una llave situada en la sala del molino (llave de dar agua), se regula la salida del agua desde el cubo por el bocín. De esta forma se logra poner en marcha, o parar, todo el mecanismo del molino al incidir el agua en los álabes. También se consigue regular la velocidad de la molienda, según convenga (Diaz Rodriguez, 1988).

Rueda y bocín a la izquierda *Detalle del bocín*

Fig. 24. Bocín



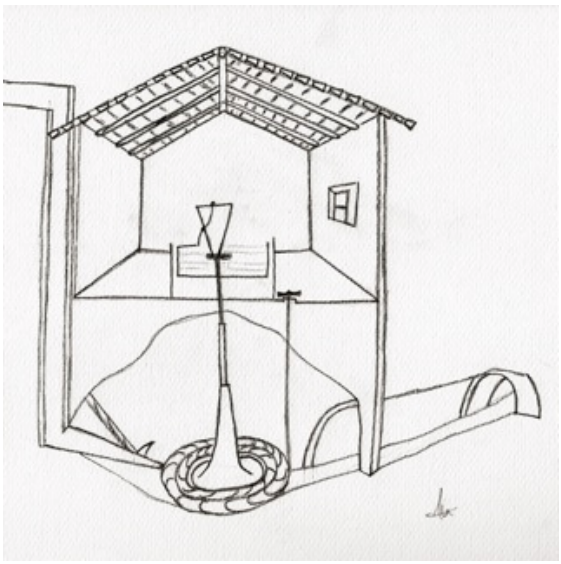


Fig. 25. Esquemas de molinos de agua

Fig. 26. Sección de los elementos de molinos de agua.

3.6 Molinos harineros de viento

3.6.1 Breve reseña histórica sobre los molinos de viento

Ya alrededor del 2000 a.C se tienen noticias de molinos de viento para moler cereales en China y Persia. Desde estas tierras saltan a Europa a través de Grecia y Turquía. La dominación romana del Mediterráneo propiciaría la difusión del conocimiento de los molinos por Europa (Izquierdo Toscano, 2008).

El proceso tecnológico que tuvo lugar en Europa en los siglos XV y XVI se puede definir como "la etapa artesanal" y fue consecuencia de un proceso renovador que se manifestó durante El Renacimiento y que concluye en plena Revolución Industrial. Durante todo este periodo, la trituración de grano y la elevación de agua para riego mediante molinos alcanzaron un continuo desarrollo. Numerosos son los ingenieros del Renacimiento interesados en la tecnología del molino de viento. Leonardo da Vinci aportó una idea fundamental en la época, la caperuza giratoria que se corresponde con la cubierta cónica construida en madera (Cabrera Garcia, 2009).

Fig. 27. Configuración típica de los primeros molinos de viento en Canarias, La Corte (Fuerteventura). 2010

En el siglo XVI, en los Países Bajos se perfecciona el diseño de los molinos de viento, que se utilizaban principalmente para el drenaje y la desecación de los "polders[30]". A raíz del dominio español en los Países Bajos durante el siglo XVI, se introducen estos molinos en el territorio español, tanto en la Península Ibérica como en las islas Baleares y Canarias. Aunque su implantación en el territorio nacional pasa por la modificación de algunos elementos constructivos para adaptarlos a las técnicas locales y artesanales de construcción de las diferentes regiones españolas (Cabrera Garcia, 2009).

[30] Término holandés para designar las tierras ganadas al mar.

Los molinos de viento en Canarias

Las primeras aplicaciones de la energía del viento en las Islas Canarias, aparte de la navegación marítima, tuvieron lugar para la molienda de grano. Los molinos de viento se extendieron por todas las islas, aunque proliferaron de forma especial en la isla de Fuerteventura.

La introducción de la energía eólica en Canarias fue objeto del monopolio real desde sus comienzos. La construcción de las máquinas de viento estuvo regulada por concesiones hasta bien entrado el siglo XVII. Así lo pone de manifiesto el doctor Serra Rafols (1898-1972) cuando señala que: "*En 1490 unos españoles obtienen del Rey Juan II de Portugal un monopolio para que durante 40 años nadie compita con ellos en la construcción de unos artificios con los que se podía sacar agua de pozos y lagunas sin bestias u otras fuerzas vivas. Se trata sin duda de un molino de viento aplicado a la extracción de agua, como ha sido habitual en Flandes y no menos países mediterráneos /.../*". En 1511 el Rey Católico, Fernando II de Aragón, concede un monopolio análogo por 15 años a Domingo García. No obstante, parece ser que las tecnologías eólicas se introdujeron en Canarias sin tener en cuenta estos privilegios (Luengo & Marin, 1994).

La presencia constante de los vientos alisios, que constituían su fuente de energía, y la tradicional economía cerealista de las islas, favorecieron la implantación de numerosos molinos y molinas a lo largo del Archipiélago. Se instalaron en lugares abiertos a los vientos dominantes, configurándose como uno de los rasgos más característicos del paisaje rural de las Islas.

Fig. 28. Molino de viento en La Laguna (Tenerife), 1885 – 1890. Fuente: Fondo de Fotografía Histórica de Canarias. Fedac. Cabildo de Gran Canaria

El molino de viento proporcionó enormes ventajas en la molturación de granos, aunque no supuso el abandono de sistemas de molienda más antiguos, como el molino de mano, el de agua (en las islas que los tenían) y la tahona, que siguieron usándose a nivel doméstico y en periodos de ausencia de vientos.

3.6.2 Los molinos

Los molinos de viento harineros aprovechaban la fuerza del viento para poner en funcionamiento las aspas o palas del molino, transformando esa energía para mover las dos piedras del molino (Cordero Coello, 2008).

Se tienen noticias de molinos de viento en algunas de las islas Canarias desde el siglo XVI, en los años de la Colonización (Suarez Moreno, 1994). Aunque no es hasta finales del siglo XVIII cuando comienza su proliferación por las islas. Los primeros molinos que se instalaron tenían rasgos análogos a los de La Mancha (G. Aleman, 1988).

El molino de viento, por lo general, era una edificación de mampostería, realizada con piedra, barro y cal, de planta circular y forma troncocónica. La cubierta era cónica y giraba por medio del timón, orientando las aspas al viento (G. Aleman, 1988).

La edificación tenía dos o tres pisos. En el inferior se localiza el almacén, donde se guardaban los útiles y herramientas empleados por el molinero. En el piso central se almacenaba el grano y la molienda, a veces también servía de sala de espera para recoger la molienda y de dormitorio al molinero. En el superior se alojaba la maquinaria de molturación. En los molinos que carecían de piso central el grano se depositaba en el piso inferior (Cabrera Garcia, 2009).

Elementos del molino

El molino tiene 4 o 6 aspas, constituidas por una estructura de madera, recubierta con lona e incrustada en una cruceta de hierro fundido (Suarez Moreno, 1994). Las aspas tienen forma trapezoidal, siendo su longitud de entre 7 y 7,5 metros y su ancho de 2 metros. La estructura de cada aspa consta de un palo largo en la dirección longitudinal, denominado larguero, y de una serie de palos más cortos transversales, llamados telares o traviesas, que son los que sostienen las lonas de tela. Las lonas tienen unas dimensiones entre 4 y 5,5 metros de largo y 1,7 metros de ancho. La adaptación a la variaciones del viento se consigue variando la superficie del aspa, para lo que se pliegan o despliegan las lonas según la intensidad del viento (Cabrera Garcia, 2009).

Desde las aspas parte hacia el interior del molino el eje del rotor; el rotor está formado básicamente por el conjunto de las aspas, el eje del rotor, la rueda dentada y el sistema de orientación de las aspas. El eje del rotor es una pieza de madera encargado de mover la rueda dentada que, a su vez, se engrana en el eje vertical, que bajaba hasta las piedras que llevaban a cabo la molienda. La rueda dentada engrana con el eje vertical mediante el husillo, convirtiendo el giro vertical en giro horizontal. El husillo tiene forma de jaula cilíndrica y está compuesta por 9 barras cilíndricas.

El eje vertical transmite el movimiento a la muela superior, haciéndola girar sobre la inferior, con lo que se consigue la trituración del grano. Todo el mecanismo se podía parar utilizando un freno, que es una pieza de madera que detiene el movimiento de la rueda dentada (Suarez Moreno, 1994)

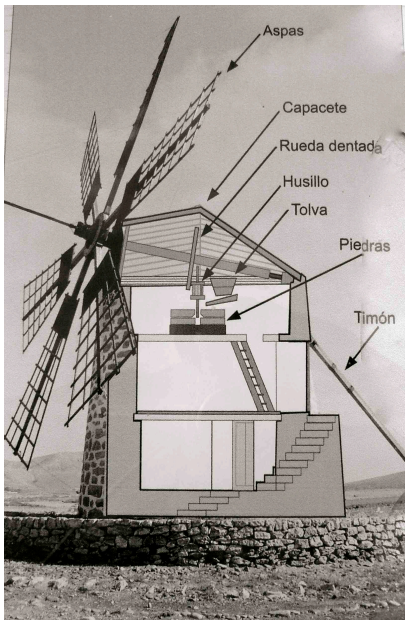


Fig. 29. Molino de viento en Tefía, Fuerteventura

Los molinos cuentan con un sistema de orientación de las aspas, que, mediante un mecanismo constituido por una gran palanca o timón empotrada en la base del techo, mueve en bloque todas las aspas y el eje con el techo del molino (Suárez Moreno, 1994). El timón permite orientar el elemento móvil del molino, que es la cubierta cónica, ya que esta cubierta descansa sobre un anillo situado en el extremo superior de la torre del edificio. Toda la pesada maquinaria giraba los 360º para orientar el molino. El timón o rabo se sitúa en el extremo opuesto del rotor y se ancla a una de las múltiples estacas que se encuentran empotradas en el suelo, una vez terminada la operación de orientación de las aspas en la dirección perpendicular al viento (Cabrera Garcia, 2009).

Husillo

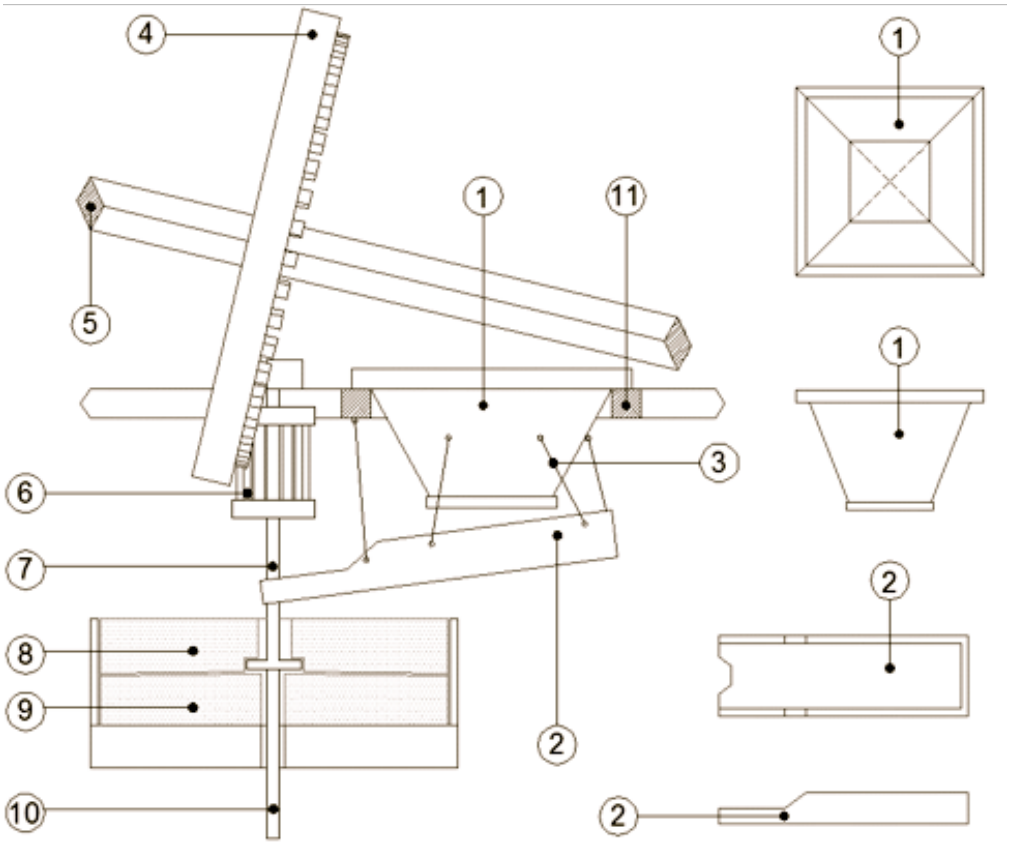
Rueda dentada

Vista interior del engranaje

Fig. 30. Detalle de elemento de un molino de viento, Tiscamanita (Fuerteventura)

La caja de molturación se compone por los elementos que son comunes en los molinos harineros: muela superior o móvil, muela inferior fija, caja, tolva, canal, aliviadero y sistemas de frenado y orientación (Suarez Moreno, 1994). El proceso de molienda se realiza vertiendo el grano en la tolva, de donde pasa a la canaleja, que lo conduce hasta las muelas. La harina o gofio resultante cae por el cubo al piso central, donde se recoge en sacas y costales.

Este proceso, que es análogo al que se produce en los molinos de agua, ya ha sido ampliamente descrito en el capítulo dedicado a las distintas partes de los molinos de agua, que solamente difieren de los molinos de viento en la fuerza motriz y, por tanto, en la parte del molino destinada a mover el eje de transmisión; siendo el conjunto restante de idénticas características y funcionalidad.



Detalle de enlace de la tolva y la canaleja con el resto de la maquinaria.

1. Tolva	2. Canaleja	3. Cuerdas de sujeción de la canaleja a la tolva	
4. Rueda dentada	5. Eje del rotor	6. Husillo	7. Aguja
8. Piedra móvil	9. Piedra fija	10. Aliviador	11. Traviesas

Fig. 31. Detalle de los elementos del molino. Fuente: Cabrera García, 2009

El funcionamiento de la molienda

Cuando el molinero tiene colocadas la aspas frente al viento, procede a colocar las lonas en las aspas. En las temporadas de labor, las lonas están enrolladas en el paño de dormir, y luego se desenrollan sobre las teleras o traviesas del aspa. Una vez desplegadas las lonas, se procede a levantar el freno, situado en el interior del edificio. Las aspas, al recibir la fuerza del viento en las lonas, hacen girar el rotor que, a su vez, mueve la rueda dentada y ésta mueve el husillo, que es el encargado de transmitir el giro a las piedras a través del eje vertical (Cabrera Garcia, 2009).

La velocidad del viento más apropiada para estos molinos harineros es de siete metros por segundo. Si la velocidad del viento es menor de cuatro metros por segundo, el rotor del molino no se mueve, y si excede de siete metros por segundo hay que reducir la velocidad del rotor recogiendo parte de las velas. Cuando la velocidad del viento es de siete metros por segundo, el rotor del molino gira doce vueltas por minuto, que equivalen a una potencia de 25 CV (Cabrera Garcia, 2009).

3.6.3 Las molinas

3.6.3.1 El "Sistema Ortega"

El molino del sistema Ortega fue ideado por Isidoro Ortega, natural de Santa Cruz de La Palma, hacia el año 1868 (G. Aleman, 1988). Se llegaron a instalar una veintena de estos molinos en las islas, distribuidas entre La Palma, La Gomera, El Hierro, Tenerife y Fuerteventura. En esta última isla tuvo una notable aceptación el modelo de Ortega, instalándose una media docena y algunas otras unidades construidas por otros carpinteros locales siguiendo el sistema inventado por Isidoro Ortega (Suarez Moreno, 1994).

Se trata de un molino de viento que difiere del resto de molinos que se conocen en la Península Ibérica y en las Islas. Este molino de viento se basa en lo que se conoce como "molino de pivote", que están muy extendidos en Holanda (Cabrera Garcia, 2009).

La parte principal de este sistema de molinos es la torre, que se apoya mediante un pivote en el piso, lo que permite mover, desde el interior, todo la torre colocándola a favor del viento (Suarez Moreno, 1994). Con el paso del tiempo, algunos de estos molinos incorporan un palo o timón para orientar la torre desde el exterior del edificio (Cabrera Garcia, 2009). La torre se ubica dentro de una habitación de mampostería de planta cuadrada o rectangular y sobresale de la edificación a través de un orificio circular, protegido por una especie de paraguas llamado farol, que impedía la entrada del agua de lluvia al interior del edificio (Cordero Coello, 2008).

Fig. 32. Detalle de las fajas del molino. Villa de Mazo, La Palma.
Fuente: Cabrera García, 2009

La maquinaria de molturación, compuesta por dos muelas, la tolva y la canaleja, se sitúa en la base de la torre. Esta base está constituida por dos gruesas vigas entrecruzadas en cuyo centro inferior se halla el pivote metálico en el que se apoya la torre y sobre el que gira todo el mecanismo (Cordero Coello, 2008).

En la parte superior de la torre se sitúan la rueda dentada con su eje, el husillo y las aspas. La torre es de madera y tiene entre 8 y 12 aspas. Cada aspa está compuesta por unos palos largos denominados largueros y una serie de palas de madera denominadas fajas (Cabrera Garcia, 2009). Estas aspas de madera crean una estructura más resistente y disminuyen los riesgos de rotura y desgarros de la tela (Cordero Coello, 2008). Para adaptarse a las variaciones de la velocidad del viento se modifica la superficie del aspa, suprimiendo o ampliando el número de segmentos de la pala del aspa según convenga (Cabrera Garcia, 2009).

Su funcionamiento es análogo al de los tradicionales molinos de viento. Se orienta la torre desde el interior del edificio, cuando las aspas están enfrentadas al viento se procede a colocar las fajas de madera sobre los largueros mediante un sistema de tuerca y contratuerca de madera. El número de fajas que se colocan dependerá de la intensidad del viento. A continuación se procede a levantar el freno, que impide el movimiento de la rueda dentada. La rueda dentada transmite el movimiento al eje y éste, a su vez, a las piedras (Cabrera Garcia, 2009).

Fig. 33. Detalle del enlace torre – cubierta desde el interior del edificio del molino. Villa de Mazo, La Palma. Fuente: Cabrera García, 2009

3.6.3.2 Las molinas

A finales del siglo XIX y principios del XX los artesanos y carpinteros de Fuerteventura, Lanzarote y Gran Canaria llevan a cabo adaptaciones del sistema Ortega, dando lugar a las *molinas* (Cabrera Garcia, 2009).

Una de las adaptaciones más relevantes se dio en las aspas, cuyo número variaba entre cuatro, seis o doce y que podían ser de madera con palas, al igual que en el Sistema Ortega, pero también podían ser de lona.

Otra adaptación es el sistema de orientación que se realiza de forma manual por medio de un timón o rabo que se sitúa en la base de la torre, haciendo posible la orientación de la torre desde la cubierta del edificio (Cabrera Garcia, 2009).

Esquema de la molina

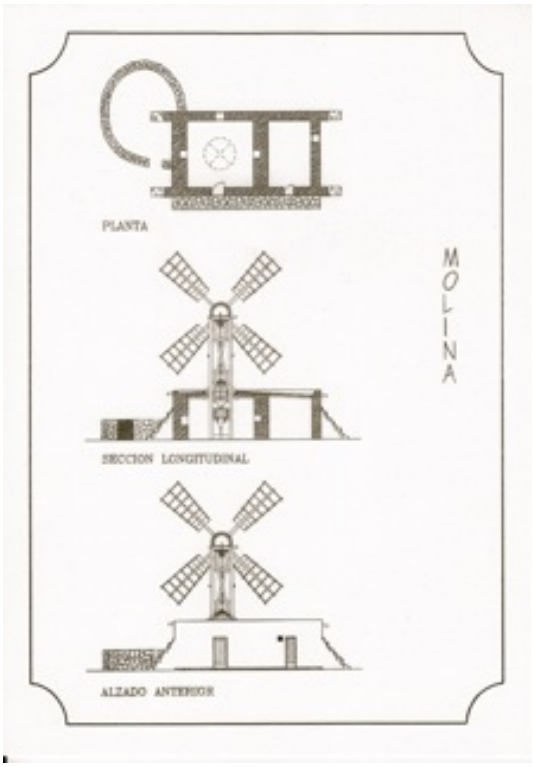


Fig. 34. Vista y detalles de la molina de Tefía, Fuerteventura

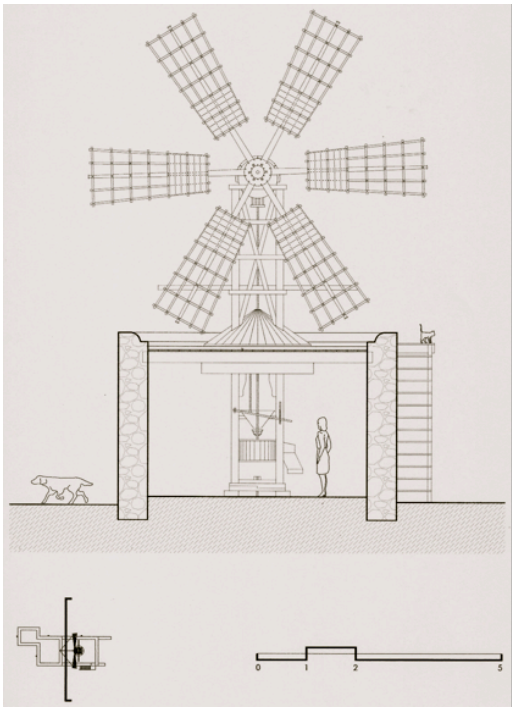


Fig. 35. Sección transversal de la molina de Tefía. Fuente: Cabrera García, 2009

3.6.3.3 El sistema Romero

En Gran Canaria se desarrolla a principios de siglo un molino similar al sistema de Ortega, con la innovación de la orientación automática, al añadírsele una cola-orientadora y perfeccionar el mecanismo de rotación. Su maestro constructor fue el ingenioso carpintero de Gáldar, Manuel Romero Caballero (Suarez Moreno, 1994). El rotor de este tipo de molinos está formado generalmente por seis aspas. La orientación del rotor se lleva a cabo mediante una gran cola de madera, dispuesta en el plano vertical, que se ancla a la torre mediante un sistema de dos ejes, permitiendo la orientación automática de la torre (Cabrera Garcia, 2009). Se construyeron, al menos, unas 16 unidades repartidas entre los municipios de La Aldea, Mogán, Ingenio y Agüimes (Suarez Moreno, 1994).

Muchos autores denominan de forma genérica *molina* a estos tres sistemas descritos y que no dejan de ser adaptaciones del "Sistema Ortega". El funcionamiento de estas molinas es similar al del molino. El grano se deposita en la tolva y se dirige a las piedras molineras a través de la canaleja. Las aspas reciben la fuerza del viento y la transmiten a la rueda dentada; ésta engrana con el husillo que, por medio de un eje vertical, lleva el movimiento a la muela superior, haciéndola girar sobre la inferior, produciendo la molturación (Cordero Coello, 2008).

Una de las ventajas de la molina es que reunía en una única planta las actividades de molienda y manipulación del grano, evitando al molinero el dificultoso trabajo de subir y bajar escaleras cargando pesados sacos de cereal. Además se presume que la molina presentaba la ventaja de poder moler casi el doble de cantidad de grano con igual fuerza motriz o, lo que es lo mismo, con el mismo viento (G. Aleman, 1988).

Fig. 36. Molino Sistema Romero de 6 aspas en Ingenio, Gran Canaria. Fuente: Cabrera García, 2009

Fig. 37. Molino Sistema Romero en Ingenio, Gran Canaria. Fuente: Cabrera García, 2009

3.7 Molineros y molienda

3.7.1 Piedras y molinos

En los primeros años tras la conquista llegaron a enviarse piedras para los molinos desde la Península, pero poco después se localizaron canteras en las Islas para las muelas (Diaz Rodriguez, 1988).

Las piedras de molino representaron en las Islas aventura, arte y, muchas veces, tragedia. Su transporte era muy difícil, con un sistema de comunicaciones nulo, una orografía accidentada, viejos y deshechos caminos atravesando valles y montañas y, a veces, ni caminos, sólo rudimentarias veredas, que se dirigían al molino que, por razones lógicas,

siempre se encontraba en el fondo de los barrancos, para aprovechar las corrientes, o en zonas con cierta pendiente, por donde pasaban las antiguas acequias.

Tampoco resultaba sencillo encontrar la cantera adecuada, elegir la zona de la cantera, picar para aislar el bloque elegido y sacarlo en bruto, intentar darle la forma aproximada y el tamaño adecuado en un desbroce previo con el fin de que, al transportarlo, su peso fuese menor.

El traslado de las piedras fue siempre una odisea cuando los bloques, una vez extraídos, se transportaban enterizos: bloques monolíticos. A estas piedras monolíticas se les hacía un agujero central en la cantera, de forma rudimentaria, dándole el diámetro y forma final en el molino. Este agujero central tenía una doble utilidad: la disminución del peso, aunque fuese en pequeña proporción, y facilitar el transporte. El transporte se llevaba a cabo, generalmente, arrastrando las piedras sobre parihuelas[31] (que eran de madera de castañero) por yuntas de vacas y colaboración de los acompañantes (Diaz Rodriguez, 1988).

En otras ocasiones, en lugar de parihuelas, se utilizaban una serie de troncos de castañero, que se iban poniendo debajo de la rueda cuando los caminos eran medianamente transitables. Otro método utilizado, consistía en un palo que atravesaba el agujero central y, mientras unos empujaban la rueda, varios hombres sostenían el palo a cada lado de la rueda, manteniendo el equilibrio al mismo tiempo que colaboraban en el desplazamiento (Diaz Rodriguez, 1988).

Piedra monolítica

Piedra en cuarterones

- se observa su mayor grosor -

Fig. 38. Piedras de molino

El traslado se hizo algo más fácil cuando, al menos para la piedra de arriba, se adoptó el sistema de piezas o cuarterones (cuartos) que, a pesar de lo que parece indicar su nombre,

[31] Mecanismo compuesto de dos varas gruesas con unas tablas atravesadas en medio donde se coloca la carga para llevarla entre dos.

eran 4, 5, 6 y hasta 8 piezas que luego se unían mediante zunchos. Este sistema hacía que las piedras fueran mucho más fáciles de transportar y el riesgo de que se partiesen disminuyó considerablemente (Diaz Rodriguez, 1988).

En los primeros tiempos, las piedras fueron de menor diámetro, entre 0,80 y 0,90 metros (a lo sumo un metro) y de poco grosor, para facilitar el transporte. Desde que las piedras empezaron a estar constituidas por piezas, aumentó su grosor así como su diámetro, llegando en muchos molinos a 1,40 metros. El grosor de las piedras era muy útil, ya que suponía una vida más larga de las piedras al poder soportar muchos más picados (Diaz Rodriguez, 1988).

Surgieron los expertos en piedras de molino y en la búsqueda de canteras adecuadas y, dentro de la cantera, en seleccionar la parte de donde podía salir un bloque utilizable, porque la piedra tenía que ser "dura, compacta, no porosa, pero moldeable". Por su estructura, la piedra utilizada en las Islas es un basalto olivínico (Diaz Rodriguez, 1988).

A título ilustrativo sobre el proceso del traslado de las piedras de molino, se expone a continuación la explicación dada por el dueño de un molino situado en el Barranco de Firgas (Gran Canaria).

> */.../ las piedras para su molino las traían de la cantera del Barranco de la Virgen, hasta su molino, arrastradas por yuntas sobre parihuelas; tardaban tres días desde el barranco al molino, en una distancia de sólo tres kilómetros. A veces, durante el trayecto, las que eran monolíticas se les partían y había que comenzar de nuevo en la cantera. Otras veces era el cansancio de los hombres y las yuntas o un temporal con crecidas del barranco, lo que hacía abandonar la empresa. En el Barranco de la Virgen, por la zona de las Tabaibas, aún aflora, a medias entre la arena, grava y los cayados del barranco, una piedra abandonada, testigo mudo de uno de tantos fracasos.*
>
> Juan Manuel Díaz Rodríguez, 1988

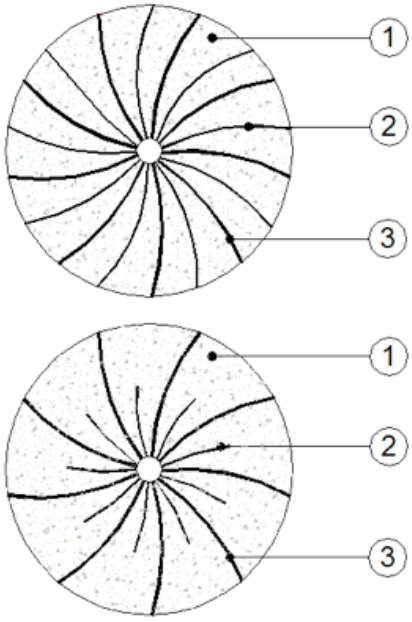
Pero con el traslado e instalación de las muelas no terminaba el trabajo en las piedras. Una vez instaladas en el molino, para lo que se requerían técnicos apropiados de los que existían varios en las Islas, surgía periódicamente la necesidad del picado de las muelas, tarea especializada que hacía que los molineros demandaran a estos expertos hasta sus molinos. Por lo general, todos los molineros terminaban por aprender la técnica del picado, tanto por cuestiones económicas como por celeridad (Diaz Rodriguez, 1988).

La técnica del picado de las piedras[32], consistía en realizar una serie de estrías y canales superficiales sobre la piedra, con el fin de mejorar la molienda. Cuando las jornadas de molienda eran de 8 horas diarias, el picado se hacía necesario, al menos, cada 15 días. Pero cuando la jornada se prolongaba durante las 24 horas del día, el picado se tenía que practicar cada 4 ó 5 días (Diaz Rodriguez, 1988).

[32] El picado aparece por primera vez en los antiguos molinos de mano de la época romana.

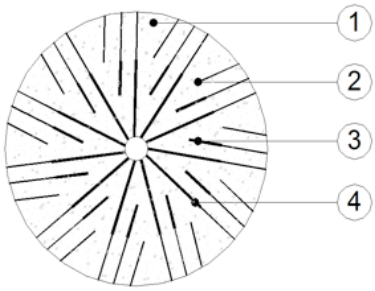
Las piedras se dividen en tres sectores de picado: pecho (picado profundo), antepecho (picado medio) y moliente (picado leve) (Cabrera García, 2009). Las técnicas de picado se adaptaron también a las circunstancias locales, adoptando distintas formas. El conocido como "dibujo canario", por su configuración, no permite mucha velocidad de rotación entre las piedras, ya que se calientan al estar en fricción constante. El picado de la piedra catalana permite un mejor enfriamiento de la piedra, haciendo posible una mayor velocidad de la molienda (Cabrera Garcia, 2009).

Dibujo del picado



1. Piedra catalana 2. Picado leve o moliente 3. Picado profundo o pecho

Piedra de molino con el picado con el dibujo canario



1. Piedra canaria 2. Picado leve o moliente
3. Picado medio 4. Picado profundo

Fig. 39. Sistemas de picado de piedras. Fuente: Cabrera García, 2009

La técnica del picado fue siempre una tarea de riesgo; a veces con muertes y muchas con lesiones que supusieron la amputación de miembros. Esto fue debido a que se tenía que levantar la piedra de arriba para poderla picar, operación que requería la colocación de palancas y troncos, con riesgo de caída o resbalamiento. La piedra de abajo no representaba riesgo en el picado ya que, una vez levantada la de arriba, quedaba en disposición de ser picada sin tener que moverla (Diaz Rodriguez, 1988).

El picador, como se denominaba a quien efectuaba el picado, tenía que considerar, a la hora de llevar a cabo el picado, la dureza del grano, el gusto de la clientela, la finura deseada de la molienda, etc.

3.7.2 El oficio de molinero

El proceso de la molienda tiene unos pasos previos, cuyos objetivos son que la molienda dé como resultado un producto de agradable ingesta y fácil digestión. Estos pasos son la selección del grano, liberándolo de impurezas: restos de paja, chinas, polvo u otras partículas extrañas, labor que se podía hacer a mano o bien mediante el cernido. En algunas zonas se ha utilizado otro procedimiento más de limpieza del grano: el lavado; aunque esto llevaba consigo la necesidad del secado previo al acto de la molienda, sistema que nunca fue habitual en nuestras islas.

En un principio, los primeros molineros cumplieron la doble función de molineros y panaderos, no separándose hasta mucho más tarde como actividades artesanales específicas (Diaz Rodriguez, 1988).

Del mismo modo que evoluciona la técnica de la molinería, pasando de limitada y artesanal a industrial, también evoluciona, a través del tiempo, la figura del molinero. En la valoración social pesa, sin duda, el arrastre de viejos conceptos cuando la ocupación de la molinería fue obra de esclavos o condenados, y que continúa a través de siglos a pesar de haber cambiado y mejorado la situación económica del molinero. En el siglo XIX, olvidados los viejos prejuicios, la consideración social que se tiene del molinero es la de un oficio digno. En todo caso existieron matices entre el molinero aislado en una comunidad campesina reducida a aquel otro que, poseyendo uno o varios molinos, presta servicio a grandes comunidades y más tarde, con la introducción de las nuevas técnicas de molinería, el mismo goza de la consideración de un industrial (Diaz Rodriguez, 1988).

El oficio, tradicionalmente, pasaba de padres a hijos o entre los familiares más allegados que, al ejercitarlo desde pequeños, colaborando con los padres en las distintas faenas de la molienda, acababan siendo, si no técnicos molineros, al menos artesanos que desempeñaban su oficio con suficientes conocimientos y habilidad, y que sólo en determinados casos recurrían a los especialistas o técnicos, como por ejemplo para la instalación de un nuevo molino o selección de las piedras adecuadas. El molinero prestaba un servicio a la comunidad y, a cambio de la prestación del servicio, recibía un pago bien en metálico, bien en especies de la misma molienda: la maquila (Diaz Rodriguez, 1988).

El trabajo de los molineros de los viejos molinos era muy simple: se limitaban a cumplir las labores estrictas de la molienda. Las manipulaciones previas, como la selección del grano, la limpieza del mismo, el retirado de impurezas o de granos en mal estado y el tostado y cernido eran llevadas a cabo en las casas de los interesados.

A comienzos del siglo XX, con los adelantos tecnológicos y los conatos de mentalidad empresarial o industrial, se instalaron las primeras industrias molineras, que desarrollaban todas las funciones, incluso la compra del grano, el tostado y el molido. Más tarde, estas industrias se agruparon creándose empresas para la producción de gofio o harina y su venta a domicilio y, a posteriori, se procedió al envasado e impresión de la marca de origen (Diaz Rodriguez, 1988).

Pero el molinero, con su molino, no sólo tiene la función de moler cereales. Los molinos mitigaron el vacío que producía la ausencia de bares y otros lugares de encuentro, convirtiéndose en verdaderos centros sociales de los pueblos. Fueron lugar indicado para

centro de reuniones, donde se daban cita los lugareños para intercambiar noticias y comentarios en las noches invernales, consumiendo el tiempo con el ron de la tienda mientras oían las noticias que de otros mundos traían las primeras radios que, como era de esperar, las compraron los molineros (Diaz Rodriguez, 1988).

Y fueron lugar de atracción en una sociedad rural con cierto primitivismo, para la cual, en especial para los niños, eran lugares de admiración, por la máquina cuyo funcionamiento no comprendían, unido al ruido del molino, a la fuerza y belleza del paisaje del lugar y el olor a gofio recién hecho.

3.7.3 Formas de pago

Existieron diversas formas con las que pagar al molinero por sus servicios, aunque principalmente se popularizaron dos: la maquila y el dinero. Menos habituales fueron el trueque o intercambio y la cesión de peones, aunque también se dieron.

La maquila. La maquila fue durante siglos la forma tradicional de pago hasta casi mitad del siglo XX. Consistía en el pago en especies del producto que se molía; en este caso el beneficio que obtenían los molineros como producto de su trabajo era la maquila. Con motivo de la guerra civil, a causa de la escasez de grano (trigo y millo), se introdujo el sistema de pago en metálico.

La maquila consistía en una fracción de la molienda equivalente a medio almud por fanega (aunque también se encuentran referencias a que era un almud por fanegada). El almud era un recipiente de madera, cuadrado, con fondo del mismo material, que equivalía aproximadamente a unos 5 kilos y la fanegada a 12 almudes (unos 60 kilos). También se utilizaban fracciones del almud, siendo los recipientes proporcionales: medio almud, cuartillo (un cuarto de almud) y la cuartica (un octavo de almud) (Diaz Rodriguez, 1988).

El pago en metálico. El pago en dinero convivió con la maquila aunque, desde que se implantó, paso a ser la forma preferida de pago. En etapas relativamente recientes, cuando escaseaba el dinero, se volvió al pago en especies.

El trueque. El sistema del trueque, aunque no estuvo muy extendido, se utilizó en ocasiones. El molinero aceptaba en estos casos, a cambio de la molturación, productos alimenticios (papas, pescado, huevos, gallinas, etc.) o de uso cotidiano (cestas, vasijas de barro, etc.)

Los peones. Fue una forma común de pago entre las familias más pobres, que no tenían dinero y que no querían dar la maquila por no ver reducido su sustento diario. El peón consistía en cualquier miembro de la familia, normalmente algún hijo, que trabajaba para el molinero durante el tiempo que acordaran. Los trabajos que realizaba el peón eran muy variados, casi siempre relacionados con las labores del campo: arar, limpiar huertas, cosechar, sembrar o levantar muros.

3.7.4 Los tradicionales molinos harineros en la actualidad

A medida que desaparecían los molinos artesanales, donde la molienda se hacía al gusto del cliente, siendo sustituidos por las industrias molineras, los canarios tuvieron que renunciar a un tueste y a una molienda hecha a medida del consumidor.

Muchos molineros trasladaron la industria de lugar al prescindir de las aguas o del viento y utilizar el gasoil. Surgieron así los "molinos de fuego," con el doble beneficio de la molienda y la electrificación del pueblo donde se instalaban.

La tecnificación ha uniformado criterios y personas y los viejos molinos, con el fuel-oil y la electricidad, también han uniformado paladares, porque la molienda se vende ahora envasada, con marca de fábrica, haciéndonos renunciar al "punto de tostado y molido": ventajas e inconvenientes de nuestra civilización. Las tostadoras mecánicas han sustituido al tostado familiar. Las tostadoras ya no se usan para tostar, sino como elementos portadores de detalles decorativos en las viejas casas de campo (Diaz Rodriguez, 1988).

De los molinos de agua y de viento, que tanta relevancia tuvieron en su día, tanto por garantizar el sustento alimenticio de la población canaria, como por el trabajo que su construcción y mantenimiento supuso, quedan hoy sólo algunos vestigios, en su mayoría olvidados. Algunos, la minoría, se han restaurado y pertenecen hoy en día a museos o forman parte de rutas que pretenden reactivar la memoria histórica de Canarias.

Fig. 40. Molino de agua abandonado en el barranco de Tirajana, Gran Canaria

Fig. 41. Interior de molino de agua reconstruido y convertido en centro de visitas en Firgas, Gran Canaria

Y para terminar este capítulo dedicado a los molinos tradicionales me gustaría destacar el trabajo realizado por Juan Manuel Díaz Rodríguez en su libro *Molinos de Agua en Gran Canaria*, que supone la recuperación de parte del patrimonio histórico, plasmando a continuación uno de sus tantos comentarios, éste en concreto habla de la situación en la que han quedado los molinos de agua.

> */.../ abandonados en medio de barrancos intransitables, derruidos, habitados por extraños seres solitarios, haciendo vida de ermitaños (pintores, poetas, músicos, hippies) de los más diversos lugares del globo. Y las viejas piedras de molino, que tanto costó llevarlas al lugar, unas abandonadas al borde de los viejos caminos reales, que ya no existen, otras en las puertas de los molinos, a la intemperie, y otras como elementos decorativos o mesas de jardín en muchas casas canarias.*
>
> *La misma imagen que las piedras abandonadas, la ofrecen los cubos vacíos o rellenos de escombros, las acequias resecas, las tierras esquilmadas convertidas en páramos /.../*
>
> Juan Manuel Díaz Rodríguez, 1988

3.8 Aeromotores para bombeo

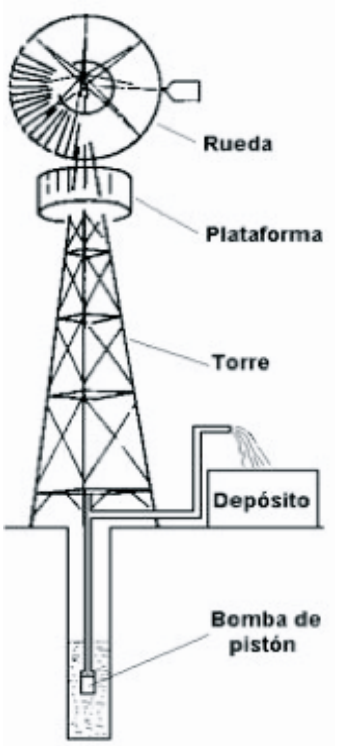
A finales del siglo XIX se introdujeron en Canarias los aeromotores multipala para la extracción de aguas subterráneas, innovación ésta que empieza a generalizarse en las primeras décadas del siglo XX en las comarcas con mayor necesidad de agua, sobre todo en el sur de Gran Canaria y Fuerteventura. La fiebre de perforación de pozos se adueñó del campo en estas dos islas a partir de la segunda década de 1920 (Suarez Moreno, 1994).

También se les conocía como *molinos americanos*, dado el gran desarrollo que alcanzaron en Estados Unidos, aunque en Europa se fue a la par en este desarrollo tecnológico. Pero no todos los aeromotores instalados en Canarias fueron importados, Canarias también creó su pequeña industria en el sector, destacando algunos talleres de la ciudad de Las Palmas de Gran Canaria y en pueblos del interior de Fuerteventura y Lanzarote, estos últimos con un carácter muy local (Suarez Moreno, 1994). El aeromotor más conocido procede de los talleres artesanales de “Manuel Santana” (Cabrera Garcia, 2009).

Fig. 42. Aeromotores para bombeo. Plantación de tomates en el sur de Gran Canaria, 1925 – 1930. Fuente: Fondo de Fotografía Histórica de Canarias. Fedac. Cabildo de Gran Canaria

Estos aeromotores permitieron la extracción de agua a mayor profundidad y con menor esfuerzo que con las tradicionales bombas de pistón, que se accionaban manualmente. Los aeromotores destinados al bombeo de agua son máquinas con un rotor de un diámetro de entre 2 y 9 metros, multipala, con varias aspas oblicuas que parten de un eje horizontal. La torre tiene una forma piramidal y triangulada, sobre la cual se ubica una rueda con varias aspas. Las aspas de estos aeromotores son unas paletas metálicas de escasos milímetros de espesor de acero galvanizado, de figura trapezoidal y forma cóncava hacia el viento. El número de aspas es variable. Una larga veleta en forma de timón dirige el rotor perpendicular al viento. La veleta se sitúa en la parte posterior del rotor y su misión es detectar la dirección del viento y orientar, de forma automática, el rotor frente al viento. La veleta se acopla a un sistema de regulación y frenado; de forma tal que, cuando el viento es excesivo, los mecanismos de seguridad detienen de forma automática el rotor para evitar daños en el molino. El rotor hace girar el sistema de transmisión que activa una bomba de pistón.

La transmisión es la encargada de convertir el movimiento giratorio del rotor en un movimiento lineal (de arriba a abajo) mediante un eje que permite accionar una bomba de aspiración que se sitúa en el interior de un pozo de agua. Debido a la evolución histórica de la construcción de los aeromotores, existen varios tipos de sistemas de transmisión. El sistema más antiguo es el de biela-cigüeñal, en los que cada vuelta del rotor se corresponde con un ciclo de desplazamiento de la bomba situada en el pozo. La bomba de aspiración es una bomba de pistón que se acopla a una tubería situada en el interior del agua del pozo y que está protegida por un cilindro hueco metálico a modo de camisa. El agua bombeada del pozo se almacena en tanques o depósitos (Cabrera Garcia, 2009).



Estos aeromotores podían tener entre 12 o más palas y su potencia no solía pasar de 5 CV. En Canarias se construyeron diferentes máquinas de este tipo, sin cajas de multiplicación, con diferentes números de palas, tanto en Gran Canaria como en Fuerteventura (Calero, Carta, & Padron, 2007).

En los años 1940-50 se introdujeron en Gran Canaria aeromotores de bombeo de mayor potencia (alrededor de 20 – 30 CV), de procedencia alemana, con 8 palas de chapa de acero y perfil aerodinámico y eje de transmisión vertical. Estas máquinas se podían instalar en lugares con bajas velocidades del viento, de entre 2 y 5 m/s (Calero et al., 2007).

Los aeromotores se utilizaron para pozos de hasta 30 ó 40 metros. Cuando la salinidad de las aguas aumentó y hubo que electrificar los pozos, los aeromotores cayeron en desuso (Suarez Moreno, 1994).

Fig. 43. Esquema de los elementos de un aeromotor de bombeo. Fuente: Cabrera García, 2009

Fig. 44. Aeromotor multipala de 16 CV en funcionamiento, Antigua (Fuerteventura). 2010

El viento y la sal

La fuerza del viento ha sido la principal responsable en Canarias de impulsar el agua de mar hacia las salinas para, al secarse, extraer la sal. El molino de viento "Salinero Canario" es un aeromotor que capta la energía cinética del viento y la transforma en energía mecánica capaz de bombear el agua de mar desde un pozo o estancadero a los cocederos (balsas con el fondo

de barro donde se concentra el agua) y a los tajos, que se encuentran a una altura superior respecto al nivel del mar, y que son unas balsas con el fondo de barro en donde se cristaliza la sal al evaporarse el agua del mar por la acción directa de los rayos solares (Luengo & Marin, 1994).

En la primera mitad del siglo XX se produce en Canarias un gran auge de las salinas, vinculadas a la aparición de la industria conservera de pescado debido principalmente a la explotación del banco pesquero Canario-Sahariano (Cabrera Garcia, 2009).

Los primeros molinos empleados en salinas de los que se tienen referencias, se localizan en La Palma y El Hierro a principios del siglo XVIII, y un siglo más tarde, en Gran Canaria. El molino salinero canario se caracteriza básicamente por ser un molino de eje horizontal con un rotor de seis u ocho palas que, con un sistema de cigüeñal-biela, conecta con una bomba de pistón. Este molino canario combina las palas de madera y de tela; lo cual supone una particularidad de estos molinos. La estructura que soportaba todo el artilugio era de madera; hubo que esperar hasta los años cuarenta del siglo pasado para ver las primeras torres metálicas (Luengo & Marin, 1994).

El molino multipala de chapa metálica, conocido como molino americano, y al que nos hemos referido en los párrafos anteriores, supuso en su momento una auténtica revolución de las técnicas de bombeo eólico. Este molino prácticamente duplicaba la eficiencia con respecto a los antiguos modelos y además permitía un manejo y mantenimiento más sencillo; siendo el que finalmente se impusiera en las salinas, debido a que se adaptaba perfectamente a las necesidades salineras. Las salinas se ubican en zonas de vientos suaves y requieren, por lo general, alturas de bombeo muy pequeñas. Estas máquinas pueden trabajar perfectamente con vientos de 3 a 5 m/s, los más habituales en las salinas, y curiosamente sus prestaciones no han podido ser superadas en esta gama de aplicaciones por los modernos aerogeneradores (Luengo & Marin, 1994).

Fig. 45. Molino de sal, Agüimes (Gran Canaria). 1960 – 1970. Fuente: Fondo de Fotografía Histórica de Canarias. Fedac. Cabildo de Gran Canaria

Capítulo 4

La llegada de los combustibles fósiles a las islas

4.1 El carbón

A principios del siglo XIX la empresa Hamilton estableció en Santa Cruz de Tenerife los primeros despachos de carbón para el abastecimiento del tráfico internacional, cuando la navegación a vapor iniciaba sus singladuras (M. Suarez, 2002).

El carbón se importaba principalmente de Gran Bretaña debido principalmente a que el carbón era de mejor calidad y más económico que el carbón peninsular; además en las dos ciudades capitalinas estaban asentadas importantes empresas importadoras de carbón, todas ellas de Gran Bretaña, dada la importante actividad portuaria de estas dos ciudades.

En Canarias el usó el carbón se extendió a lo largo del siglo XIX y durante la primera mitad del siglo XX, cesando su empleo paulatinamente hasta desaparecer a mediados del siglo pasado al ser sustituido por el petróleo, que era mucho más fácil de manipular, más limpio y de similar precio (M. Suarez, 2002).

Los usos a los que se destinó el carbón fueron el "carboneo" de los barcos de vapor, la fabricación de "gas ciudad" (sección 4.3), la generación de vapor para electricidad (apartado 5.3.3.2) y los usos domésticos. En todo caso, el destino principal del carbón, que llegaba a Canarias a través de sus dos puertos principales, el de Santa Cruz de Tenerife y el de Las Palmas de Gran Canaria, era el de suministro a buques que realizaban rutas transcontinentales (de la Cruz Alarco, Eduardo, 1982).

En el puerto de Las Palmas de Gran Canaria, en la segunda década del siglo pasado, se llegaron a descargar 800 000 toneladas métricas de carbón anuales, tras lo cual la llegada de carbón comenzó a disminuir paulatinamente hasta terminar por desaparecer hacia 1960. En el puerto de Santa Cruz la situación fue similar, aunque las cifras eran inferiores, alcanzando el máximo de 200 000 toneladas métricas de carbón anuales y terminando por desaparecer hacia 1950. De estas cantidades sólo se destinaban a la producción de electricidad entre 12 000 y 15 000 toneladas métricas en cada una de las islas capitalinas (de la Cruz Alarco, Eduardo, 1982). Los otros usos, producción de gas y usos domésticos, eran aún más marginales, por lo queda patente que el destino mayoritario del carbón era el suministro a barcos.

Fig. 46. “Carboneo” de barcos de vapor en el muelle de Santa Cruz de Tenerife. Fuente: Fondo de Fotografía Histórica de Canarias. Fedac. Cabildo de Gran Canaria

4.2 El petróleo

4.2.1 El alumbrado

Antes del petróleo

A lo largo del siglo XIX en casi todas las grandes urbes europeas el servicio público de alumbrado sigue la misma evolución, pasando del aceite al petróleo, después al gas y finalmente a la electricidad (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Canarias no representa una excepción en esta secuencia, aunque con sus particularidades que hacen que, entre otras diferencias, la introducción de la electricidad fuese más tardía.

Las primeras ciudades que dispusieron de un servicio de alumbrado público fueron Santa Cruz de Tenerife y Las Palmas de Gran Canaria. En ambos casos la evolución que siguieron estas ciudades fue muy similar, sobre todo en sus inicios. Los aceites comúnmente usados en las Islas fueron los aceites de esquisto (de origen mineral) y de ballena esperma[33] (Rull, 1982).

En 1846 en Santa Cruz de Tenerife se habían instalado un número razonable de puntos de luz, que funcionaban con aceite, aunque seguían siendo pocos y el servicio dejaba mucho que desear (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

El petróleo entra en escena

En 1862 comienza a utilizarse en Canarias el llamado queroseno del petróleo, conocido en las islas como "belmontina" (Rull, 1982), que desplazó con cierta rapidez a los aceites comúnmente usados hasta entonces como combustibles en las lámparas de iluminación, dado su bajo precio y que su combustión producía una luz bastante mejor.

La procedencia del nuevo y revolucionario producto, ya utilizado anteriormente en otros países, era Estados Unidos. Este queroseno de iluminación llegaba a las islas en los "clippers" (rápidos veleros americanos), que cargaban en Port Arthur, embarcadero de Texas en el Golfo de México, desde donde se exportaba su producción (Rull, 1982).

La belmontina se reflejó en las importaciones a partir de 1862; la cantidad media importada en esa década fue muy limitada, en torno a unas 32 toneladas anuales. El tráfico marítimo de tránsito hacia África y Europa, mayoritariamente controlado por la flota mercante británica, facilitó esta conexión con las distribuidoras norteamericanas. Por esos años, concretamente en 1863, los Ayuntamientos de Santa Cruz de Tenerife y de Las Palmas de Gran Canaria decidieron cambiar las lámparas de aceite vegetal en sus calles por las de belmontina. Las lámparas de los muelles y probablemente de las viviendas quemaron también el nuevo producto energético. Sin embargo, el bajo grado de urbanización, el escaso grado de mecanización de la pequeña industria isleña y la precaria accesibilidad a los derivados petrolíferos de las zonas más alejadas de los principales centros de distribución, que eran los puertos de las capitales insulares, determinaron que las Islas se mantuvieran todavía a oscuras[34] (Perez Hernandez, 2003).

En todo caso, la llegada de la belmontina fue tardía, ya que desde la década anterior ya se estaban usando, con mayor provecho, las lámparas de gas. Las lámparas de gas no eran desconocidas en Canarias, pero las municipalidades interesadas no se las podían permitir, porque suponían una infraestructura demasiado costosa, con un tendido de tuberías y unas columnas de tipo particular, cuyos precios resultaban fuera del alcance (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

4.2.2 Los primeros importadores de petróleo

Los primeros importadores de petróleo fueron casas comerciales que, entre otras actividades, eran generalmente consignatarias de barcos y, en su mayoría, firmas extranjeras establecidas

[33] Según denominación en inglés de cachalote: "sperm whale"
[34] Los niveles de consumo se estiman en sólo 0,67 litros por habitante en 1869, el año de mayor volumen (Perez Hernandez, 2003).

desde hacía años en las islas. Sucedió, como en tantos otros casos, que los comerciantes extranjeros fueron los pioneros de la innovación y del desarrollo comercial (Rull, 1982).

El mercado canario de productos derivados del petróleo era ya por la época de la 1ª Guerra Mundial lo suficientemente atractivo y presentaba tales posibilidades de futuro que, a partir de aquellos años, comenzaron a instalarse en las islas una serie de empresas, cuyo objeto social era la venta y distribución de productos petrolíferos (Rull, 1982).

Las empresas "The Grand Canary Coaling Co" y "The Tenerife Coaling Co" disponían desde antes de 1908 de depósitos para el almacenamiento de derivados petrolíferos. La baja inflamabilidad del queroseno permitía su almacenamiento sin grandes requisitos de seguridad; su transporte era mayoritariamente realizado en latas que se disponían en cajas que facilitaban su movilidad y apilamiento. La compañía "Elder Dempster", matriz de ambas carboneras, actuó como agente de la empresa "Vacuum Oil" antes del establecimiento de ésta en las Islas (Perez Hernandez, 2003).

La primera empresa del sector, propiamente dicho, en instalarse fue la mencionada "Vacuum Oil Corporation of Canary Islands", que se estableció en 1913, y se dedicó básicamente a suministrar gasolina al mercado interno. Su gasolina se publicitaba en la prensa local con la marca "Sunflower" (Rull, 1982).

Fig. 47. Anuncio de SUNFLOWER. Diario de Avisos. 22 de agosto de 1930. Fuente: Jable, Archivo de Prensa Digital. Biblioteca Universitaria ULPGC

La Sociedad Petrolífera Española Shell, filial de la Royal Dutch Shell holandesa, fue pionera en los suministros petrolíferos a barcos. En 1921 se instaló en el Puerto de La Luz, teniendo como objetivo principal el suministro de combustible a los vapores que habían ido adaptando su maquinaria y demandaban el nuevo combustible. Esta misma empresa comenzó a operar en el Puerto de Santa Cruz en 1930. En ambos puertos utilizaba depósitos flotantes. También

surgieron iniciativas locales, en 1923 dos empresarios[35] canarios comenzaron la comercialización de los derivados de hidrocarburos P.P.P. "Petróleos Porto Pi", empresa ésta con sede social en Palma de Mallorca (Rull, 1982).

4.2.3 Canarias: encrucijada de importación/exportación de petróleo

El nivel de demanda experimentó un fuerte cambio en las décadas finales del siglo XIX. Las opciones de consumo, iluminación y lubricación, que seguían siendo sus principales destinos, no se modificaron de forma sustancial, pero las entradas de petróleo se multiplicaron entre 5 y 10 veces en la década de 1890, y nada menos que entre 200 y 500 veces en la primera década del siglo XX (Perez Hernandez, 2003).

El petróleo, básicamente queroseno, era importado de los Estados Unidos para luego ser reexportado hacia las colonias británicas en el África Occidental sin haber sufrido transformación alguna. El Puerto de La Luz fue el principal intermediario en esta actividad, siendo las empresas comerciales británicas, en particular las carboneras, las que ejercieron el control directo (Perez Hernandez, 2003).

En las Islas quedaba en torno a un 45% de las importaciones, lo que significaba, en cualquier caso, un aumento del consumo per cápita de derivados con respecto a las décadas anteriores. El precio del queroseno, impulsado por los propios acontecimientos internacionales, había descendido en términos constantes al iniciarse el siglo, lo que, unido a la mejor calidad de su luminosidad, debió de fomentar una mayor demanda[36]. Otros factores favorables de este incremento del consumo fueron el aumento de la población urbana y el retraso en la instalación del alumbrado eléctrico y de gas (Perez Hernandez, 2003).

La década de 1920 fue un momento de expansión en el tráfico de petróleo en las Islas y, de modo especial, en Gran Canaria, porque a la demanda interna de combustibles, derivada de la sustitución energética en algunos procesos productivos y, como no, del propio crecimiento económico del periodo, se le unió la demanda del transporte marítimo, que rápidamente sobrepasó en importancia a la primera[37].

El principal derivado que se importó fue el mazut (como se conocía al fueloil importado en estos tiempos), un aceite de alta densidad (entre 0,83 y 0,93 gr/cm^3), al que se le adjudicaba un mayor rendimiento energético y económico que al carbón en su uso para la navegación. Tenía mayor poder calorífico que éste, ocupaba menos espacio en los buques y ahorraba mano de obra y tiempo de carga. Además, ocasionaba menos cantidad de humos y suciedad y no se inflamaba a menos de 300 grados. Por último, la adaptación de la máquina de vapor a su consumo era relativamente fácil.

---

[35] Los empresarios fueron Juan Díaz Jiménez, de Tenerife, y Julio González, de Las Palmas de Gran Canaria.

[36] El consumo de petróleo fue de 2,96 kg/habitante en el quinquenio 1905-1909 y de 3,33 kg/habitante en el quinquenio 1910-1914, cuando en otras regiones españolas se observaba el proceso contrario. Junto al queroseno y los lubricantes, comenzaron a importarse otros hidrocarburos más ligeros, como la gasolina (Perez Hernandez, 2003).

[37] En 1926 se constata en el Puerto de la Luz una importación de 170 676 toneladas de petróleos; esto supone el 19% del total de las mercancías que entraron por ese puerto (Perez Hernandez, 2003).

Junto al mazut, también se importó gasolina, bencina, lubricante, queroseno y asfalto; estos últimos destinados principalmente al mercado interno. Desde los puertos principales se surtía al resto de las islas (Perez Hernandez, 2003).

4.2.4 CAMPSA, CEPSA y la refinería de Santa Cruz de Tenerife

4.2.4.1 La nacionalización de las empresas

El periodo de la dictadura del general Primo de Rivera (1923 – 1930) estuvo dominado por su pretensión de nacionalizar las empresas y evitar las inversiones de capital extranjero en España. Fue la época de la creación de CAMPSA y de CEPSA. En 1927 se implantó en España el Monopolio del Petróleo[38], que fijaba la jurisdicción del monopolio sobre el territorio peninsular y las Islas Baleares, es decir, sobre todo el territorio español a excepción de Canarias, Ceuta y Melilla. Las motivaciones que llevaron a promulgar este Decreto Ley eran, primero, sociales y luego económicas: "*en su deseo de rescatar para la economía nacional los beneficios que las compañías extranjeras realizaban en España con la distribución de gasolina y de demás productos de petróleo"* (Rull, 1982).

Dentro de estos fines económicos reviste especial importancia el objetivo fiscal, ya que hay que considerar que los fines de recaudación de fondos para el Tesoro fueron prioritarios y prácticamente los únicos que motivaron la creación del Monopolio.

Las Islas Canarias, gracias a su régimen especial de franquicias[39], quedaron excluidas de tal disposición, por lo que siguieron actuando libremente en su territorio empresas de capital extranjero (Rull, 1982).

4.2.4.2 La creación de CAMPSA

El primero de enero de 1928 comenzó la actuación formal de CAMPSA (Compañía Arrendataria del Monopolio de Petróleos, S.A.), previa incautación por parte del Estado Español de la totalidad de las instalaciones, existencias y medios de comercialización que eran propiedad de las industrias relacionadas con el petróleo. Esto originó que todas las grandes compañías internacionales propietarias de los bienes incautados, que hasta entonces habían actuado libremente en el mercado español, reaccionaran orquestando una campaña internacional en contra del Monopolio y promoviendo un boicot de suministro de crudo y productos sobre el territorio intervenido.

Durante el primer año se salvaron estas dificultades contratando con el sindicato de la Nafta Ruso diversos suministros que eran completados con algunos cargamentos de origen americano. Como medida para contrarrestar el movimiento de represalia por parte de los grandes *trusts* petroleros, el Gobierno Español consideró oportuno adquirir yacimientos en el exterior, a través de la creación de una nueva compañía privada de capital español. Esta compañía debía asegurar el abastecimiento regular de crudo al país, ya que al contar con

[38] Aprobado por el Decreto Ley 1142 (28 de junio de 1927).
[39] Régimen fijado desde el siglo XIX, Real Decreto de 11 de Julio de 1852, Declaración de Puertos Francos (ratificado posteriormente por la Ley de Bravo Murillo, del 22 de junio de 1870).

mayor libertad de movimiento, por no pertenecer al Monopolio, encontraría el mercado internacional más propicio que CAMPSA (Rull, 1982).

4.2.4.3 La creación de CEPSA

Con el fin de adquirir yacimientos en el exterior, se concertó con un grupo privado la adquisición de los activos de la sociedad norteamericana Falcon Oil Corporation, que poseía los derechos sobre el 5% de la producción de petróleo de Lago Oil Corporation en algunas zonas del Lago Maracaibo, aparte de una extensa área de concesiones en otras zonas prometedoras de Venezuela. Formalizada la operación en agosto de 1929, y como consecuencia inmediata de ello, se constituía pocas semanas después, el 26 de septiembre de 1929, la Compañía Española de Petróleos, S.A. (CEPSA). Las posiciones tomadas en Venezuela no eran más que una 1ª fase de un plan más amplio que se había trazado la nueva compañía.

El primer paso de CEPSA para la industrialización de sus crudos era disponer de una refinería, que tenía que instalarse en área nacional no monopolizada, como Ceuta, Melilla o las Islas Canarias –dado que CAMPSA se opuso a que se construyeran refinerías privadas en su área de jurisdicción, aunque fuesen en régimen de puerto franco– o por el contrario en el extranjero, más concretamente en Venezuela, al pie de los yacimientos (Rull, 1982).

4.2.4.4 La refinería de Santa Cruz de Tenerife

Una vez estudiadas detenidamente todas las posibilidades, la magnífica situación geográfica de Canarias, determinó la conveniencia de que la refinería se emplazase en este Archipiélago, de entre cuyas islas se escogió Tenerife por ser la que dio mayores facilidades de toda índole (Rull, 1982).

La situación de Canarias, aproximadamente equidistante de mercados tan interesantes como la Península Ibérica, el Sahara español y las colonias europeas en la costa occidental de África, teniendo además los mercados propios de las siete islas del Archipiélago, con una capacidad de consumo de gran interés, y siendo los puertos de Las Palmas de Gran Canaria y Santa Cruz de Tenerife puntos de convergencia de numerosas líneas internacionales de navegación, otorgaba a la refinería amplias perspectivas comerciales y además la situaba de lleno en las rutas que unían las concesiones adquiridas en Venezuela con los mercados nacionales (Rull, 1982).

El primer trimestre de 1930, CEPSA contrató con la firma de “Bethlehem Steel Corporation” la construcción de la refinería, que entró en funcionamiento en noviembre de aquel mismo año. Su producción inicial fue de 250 000 toneladas de crudo al año, obteniendo todos los productos de consumo corriente de la época: gasolina, petróleo lampante para quinqués, faros y cocinas, combustibles para motores diésel y fueloil para calderas de vapor (Rull, 1982).

La instalación de la refinería de CEPSA vino a cambiar por completo la estructura del tráfico petrolífero en las Islas, de modo particular en Tenerife, donde la iniciativa industrial produjo el primer impacto.

A partir de la puesta en marcha de la refinería, CEPSA empezó a suministrar al mercado canario y peninsular gasolina y otros productos terminados, así como a establecer los primeros acuerdos para la entrega de combustibles líquidos a barcos extranjeros y a atender a

otros distribuidores en los mercados de África y Portugal, de forma que la venta de productos alcanzó cotas crecientes en los primeros años de funcionamiento de la refinería en Tenerife. Incluso fue preciso, en múltiples ocasiones, adquirir productos terminados para, con ellos, atender la demanda del mercado (Rull, 1982).

La puesta en marcha de la industria supuso la incorporación de nuevos productos a la exportación canaria, que vinieron a transformar y diversificar la tradicional estructura comercial, de preeminencia agrícola[40]. Además, CEPSA comenzó a ofertar fueloil y diésel-oil a buques, si bien hasta el inicio de la década de 1950 sólo lo hizo desde el Puerto de Santa Cruz de Tenerife (Perez Hernandez, 2003).

Otro elemento de interés en el nuevo tráfico petrolífero fue el de la transformación que introdujo en la vida portuaria. Por un lado, el crudo trajo a las costas canarias un tipo de buque desconocido hasta entonces, el buque cisterna o buque-tanque, con un tonelaje que apenas alcanzaba las 16 000 TPM[41], pero que no por ello, y debido a su particular diseño, dejó de impresionar a aquéllos que se acercaban a los muelles. Por otro lado, tanto la descarga de los crudos como el suministro a buques se realizaron a partir de entonces a través de un sistema de tuberías, lo que modificó las condiciones del trabajo portuario, minorándose la utilización de mano de obra con respecto a la empleada en la carga y descarga del carbón (Perez Hernandez, 2003).

4.2.4.5 La creación de DISA

En 1933 se crea en Canarias, la "Distribuidora Industrial, S.A." (DISA) con capital español, dedicada fundamentalmente a la distribución y comercialización de derivados del petróleo en todo el Archipiélago.

4.2.5 La llegada de los G.L.P.

La comercialización del butano y del propano se inició en 1953, cinco años antes de que apareciesen en el mercado peninsular, tras la fundación de BUTANO, S.A. El consumo de los G.L.P. (Gases Licuados del Petróleo), butano y propano, creció a un ritmo espectacular, sustituyendo en la cocina y para agua caliente sanitaria al petróleo, al carbón y a la leña, incluso en Santa Cruz de Tenerife, única ciudad que disponía de servicio de gas ciudad.

Del desconocimiento generalizado del butano y del propano se pasó, en el espacio de muy pocos años, a ser el combustible doméstico más extendido en el Archipiélago. El consumo, que ya en 1960 era de 11 000 toneladas métricas, alcanzaba las 22 000 en 1963 y 44 000 en 1970 (Rull, 1982).

[40] El establecimiento de esta industria y el crecimiento de la flota consumidora de petróleo dio lugar a que, ya en 1931, el 39% del tonelaje de las mercancías importadas por las Islas fueran productos petrolíferos (Perez Hernandez, 2003).

[41] TPM: toneladas de peso muerto. Es la diferencia entre el peso del buque completamente vacío y completamente cargado y aprovisionado al máximo.

4.3 El gas ciudad

La fábrica de gas de Santa Cruz de Tenerife

Sólo después de un cuarto de siglo de belmontina le tocó el turno, en Santa Cruz de Tenerife, al alumbrado de gas. Los fabricantes del gas de combustión eran también importadores de carbón que era, a su vez, materia prima del gas. Pero, una vez más, la llegada del gas se produjo con retraso, al igual que había sucedido con la belmontina, ya que, antes de empezarse a fabricar el gas en Canarias, ya se había alcanzado la hora de la electricidad en España y Europa. Pero la falta de medios llevó a la instalación del alumbrado de gas (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

En 1886 se creó en Santa Cruz de Tenerife la empresa "The Tenerife Gas and Coke Company", con la finalidad de instalar una red de alumbrado con gas. Esta empresa funcionó entre los años 1888 y 1898, cuando la aparición del alumbrado eléctrico sustituyó al de gas. Sin embargo, en 1906 surgió otra nueva empresa, la "Gaswork Santa Cruz de Tenerife, AG". El nuevo servicio ofertaba gas para alumbrado, calefacción, cocina y usos industriales. En 1907 se terminaron de instalar tanto la fábrica como la tubería metálica enterrada. El metro cúbico de gas se comenzó a vender a un precio de 0,4 pesetas (0,24 c€), si se destinaba a alumbrado, y a 0,3 pesetas (0,18 c€) si se empleaba en combustión o calefacción.

En un esfuerzo por aumentar el número de abonados, la empresa gasista practicó una política de reducción de precios. Posteriormente aplicó una política de descuento por volumen, de tal forma que a partir de un consumo de 100 metros cúbicos al mes, el precio se reducía a 0,15 pesetas (0,09 c€). En 1911 la compañía ofertaba el uso gratuito de tres lámparas de gas y de una cocina de uno a tres hornillos (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

La 1ª Guerra Mundial hizo imposible poder asegurar el suministro de carbón, por lo que entre 1917 y 1920 el servicio se suspendió. En 1920, cuando se reanudó el servicio, la red de tuberías se extendía más de 32 kilómetros y la empresa contaba con 1590 abonados. Dos años más tarde, estaban en servicio 1327 cocinas –con un total de 3312 hornillos y 270 hornos– 946 hornillos, 7 hornos, 68 baños y varios aparatos de calefacción, además de 6 motores de gas, de 108 CV. En 1931, UNELCO compró la sociedad de gas y en 1938 cesó su actividad (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

4.4 El transporte

4.4.1 Trenes y tranvías

Trenes y tranvías hubo en las dos islas capitalinas, y más concretamente en sus capitales, en Las Palmas de Gran Canaria y en Santa Cruz de Tenerife.

4.4.1.1 Las Palmas de Gran Canaria

El uno de octubre de 1890 comenzó a prestar servicio el tranvía que unía la ciudad de Las Palmas de Gran Canaria con el Puerto de la Luz. Con una longitud de seis kilómetros, la línea comunicaba el casco antiguo de esta ciudad (zona de Vegueta) con las nuevas

instalaciones portuarias. La línea comenzó con dos locomotoras de vapor, que remolcaban generalmente tres coches cada una (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

En 1893 se autorizó la ejecución de una prolongación del tranvía dentro de los muelles del Puerto de la Luz, que en esa época era una base importante de suministro de carbón a los buques de vapor (Teixidor, 1990).

En el año 1910, la línea del tranvía fue electrificada. El tranvía de vapor originario había quedado totalmente anticuado en veinte años, debido a la falta de nuevas inversiones. El pueblo estaba cansado de las deficiencias del servicio y llamaba "cafeteras" a las locomotoras. El carbón que consumían era de baja calidad y, entre el humo y el polvo de la carretera, la suciedad era una constante. Al desprestigio del tranvía de vapor también contribuyeron los frecuentes atropellos, especialmente de niños. A los pocos días de la inauguración del servicio, los periódicos reseñaron la primera víctima mortal. Pasaron unos años y, como la serie de accidentes no tenía fin, se obligó temporalmente a que un empleado caminase delante de las locomotoras, en el trayecto de la calle de Triana, de Las Palmas de Gran Canaria (Teixidor, 1990).

El tranvía eléctrico, que unía la ciudad con el Puerto de la Luz, desde el Mercado del Puerto hasta la altura de la calle Colmenares, funcionó desde el año 1910 hasta la Guerra Civil. Fue alabado como un gran progreso, pero, al cabo de los años, y también por la escasez de inversiones, el servicio fue deteriorándose, cambiando de propiedad varias veces (Teixidor, 1990).

En la década de 1930 la competencia de las guaguas[42] era una realidad. Cuando se suspendió el tranvía eléctrico, de propiedad municipal, las guaguas lo sustituyeron. Pero en los duros años de la posguerra, y ante la escasez de combustible líquido, el Ayuntamiento resucitó el tranvía.

Fig. 48. Flotilla de “guaguas” en Ciudad Jardín, Las Palmas de Gran Canaria. 1945 – 1955. Fuente: Fondo de Fotografía Histórica de Canarias. Fedac. Cabildo de Gran Canaria

[42] Autobuses en habla canaria.

“La Pepa" fue el nombre con el que fue conocido el tren formado por una locomotora de vapor que remolcaba hasta ocho coches del antiguo tranvía eléctrico, y cuyo recorrido cubría desde el Mercado del Puerto hasta el Parque San Telmo. Desde febrero de 1944 circuló esta composición, abarrotada de viajeros en las horas puntas. “La Pepa" se despidió definitivamente de la ciudad en 1947 (Teixidor, 1990).

Fig. 49. La "Pepa" pasando frente a la Comandancia de Marina. Fuente: Fondo de Fotografía Histórica de Canarias. Fedac. Cabildo de Gran Canaria

4.4.1.2 Tranvías en Santa Cruz de Tenerife

El 10 de octubre de 1890 la locomotora "Añaza" hizo su viaje inaugural en Santa Cruz de Tenerife, conduciendo a autoridades e invitados. Se trataba de una locomotora de vapor, de 40 caballos de vapor (CV) de potencia. Tras las pruebas oficiales y la inauguración, comenzó a recorrer el trayecto de más de dos kilómetros que transcurría entre las canteras de Paso Alto y la punta del Muelle Sur, arrastrando "carros de piedra" para las obras del dique-muelle Sur, que duraron varias décadas. Tiempo durante el cual se fue ampliando el número de locomotoras y su potencia. En 1938 para las obras del dique-muelle del Este se utilizaron dos locomotoras diésel (Teixidor, 1990).

4.4.1.3 Trenes fuera de la ciudad

En Tenerife se celebró la inauguración del primer tranvía en 1901. Este tranvía eléctrico unía el muelle de Santa Cruz de Tenerife con La Laguna, aunque en 1904 se extendió la línea hasta Tacoronte, abarcando 19 kilómetros. Este servicio siguió funcionando durante cinco décadas, hasta la década de 1950; época en la cual los usuarios mostraban una preferencia cada vez más marcada por el transporte por carretera (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Fig. 50. Tranvía a La Laguna, Tenerife. 1925 – 1927. Fuente: Fondo de Fotografía Histórica de Canarias. Fedac. Cabildo de Gran Canaria

En Gran Canaria se desarrolló un proyecto cuyo objetivo final era implantar un sistema ferroviario que conectase la capital de la isla con el aeropuerto de Gando y la zona turística del Sur hasta Maspalomas. El 26 de junio de 1974 se inaugura oficialmente la circulación experimental del Tren Vertebrado TV-2, desarrollado por la Sociedad Anónima de Trenes Vertebrados bajo la dirección técnica de Alejandro Goicoechea (creador del tren TALGO). Pero las pruebas no ofrecieron los resultados esperados y el proyecto fue desechado (Teixidor, 1990).

Construcción de pilares del tren vertebrado en la Avenida Marítima. 1973

Desmontando el Tren Vertebrado. 1975

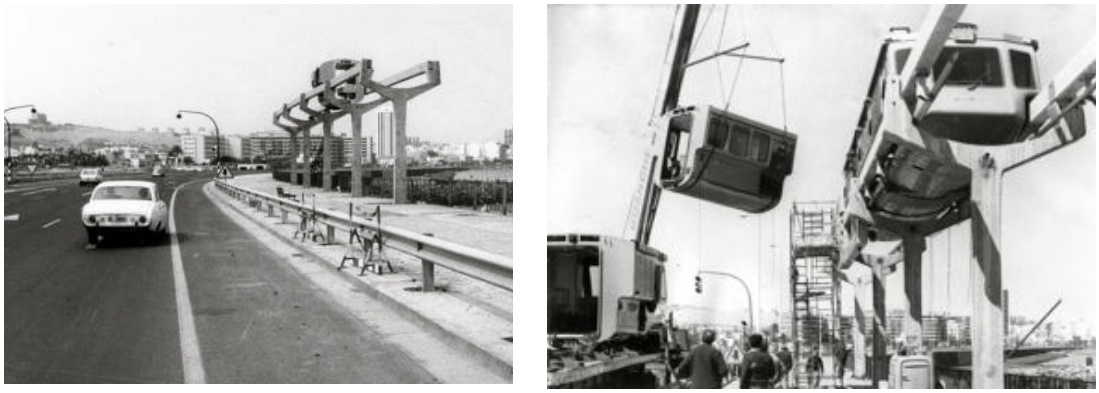


Fig. 51. Tren Vertebrado en la Avenida Marítima, Las Palmas de Gran Canaria. Fuente: Memoria digital de Canarias. Biblioteca Universitaria ULPGC.

Aprovechando la experiencia de Las Palmas de Gran Canaria, Goicoechea intentó implantar un Tren Vertebrado en la isla de Tenerife, para cubrir el trayecto desde el centro de la capital a la playa de Las Teresitas. Pero las pruebas no convencieron a las autoridades canarias y el

proyecto fue finalmente desechado, desmantelándose durante los últimos meses de 1975 y los primeros de 1976 (Teixidor, 1990).

Recientemente se ha retomado la iniciativa del tranvía en Tenerife y, en Junio de 2007, se inauguró con éxito la primera línea del tranvía, que une Santa Cruz de Tenerife con La Laguna. En el 2009 se inauguró una segunda línea y está proyectada una tercera línea; todas ellas unen Santa Cruz de Tenerife con La Laguna.

4.4.2 Los automóviles

El 1902 llega a las islas el primer automóvil y, con él, el principio de la expansión de la gasolina. El uso del transporte privado se extendió por las islas, primero de forma lenta y gradual, para pasar a incrementarse rápidamente pasadas unas décadas.

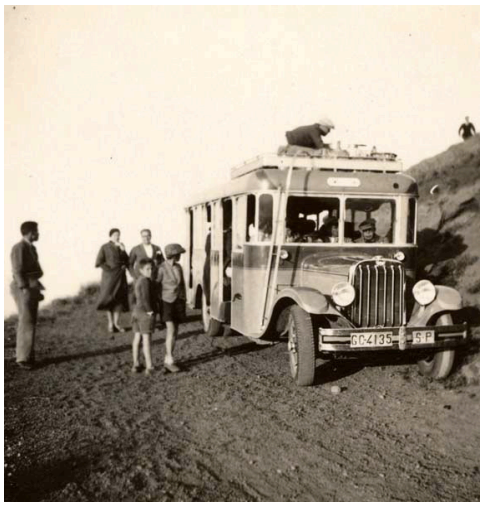


Fig. 52. Descanso del coche de hora. 1934. Fuente: Fondo de Fotografía Histórica de Canarias. Fedac. Cabildo de Gran Canaria

En la tabla 1 se puede observar cómo evolucionó el parque automovilístico en Canarias hasta el año 1925.

Tab. 1. Evolución del parque automovilístico en Canarias hasta el año 1925

Año	Número de automóviles
1902	2
1905	3
1910	30
1915	157
1920	370
1925	1616

Fuente: Jefatura Provincial de Tráfico de Santa Cruz de Tenerife (Rull, 1982)

En pocas décadas la gasolina se convirtió en el derivado del petróleo de consumo más generalizado, debido al rápido crecimiento que experimentó el parque automovilístico, que no ha dejado de crecer desde entonces. Prueba de ello es que Canarias tiene uno de los mayores ratios de automóviles per cápita del Estado.

Frente a los 369 660 vehículos que tenía Canarias en 1980, en la actualidad su número se ha incrementado hasta casi un millón y medio de vehículos, si se contabilizan el conjunto de vehículos que circulan por carretera: automóviles, camiones, etc.

Pero este hecho no sólo ha conllevado un aumento constante del consumo de la gasolina, sino también del gasóleo. El incremento del consumo de este derivado del petróleo se debe tanto a la extensión de su uso en automoción, como al aumento del número de tractores y maquinaria de obras y a su utilización creciente en el sector servicios: cocina y agua caliente sanitaria en hostelería (Rull, 1982).

Capítulo 5

La electricidad

5.1 El nacimiento de la electricidad

5.1.1 Los primeros acercamientos canarios a la electricidad

En Canarias se pusieron en práctica varios experimentos eléctricos que, sin poder hablar todavía de un servicio eléctrico, sí supusieron las primeras aplicaciones de la electricidad. En 1870 la ciudad de Las Palmas de Gran Canaria fue la primera en aventurarse en experimentar con la electricidad, haciendo un ensayo de luz eléctrica en la plaza de Santo Domingo, con resultados satisfactorios. También Santa Cruz de Tenerife llevó a cabo experiencias de alumbrado eléctrico; el primero de ellos tuvo lugar la noche del 25 de mayo de 1881, en la que se iluminó un salón de fiestas con motivo de la fiesta conmemorativa del tricentenario de Calderón (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

A pesar de lo honroso de estas experiencias, no dejan de ser hechos puntuales que distan mucho de llevar a cabo el tendido eléctrico necesario para el alumbrado público de una ciudad.

Arucas también utilizó ocasionalmente la corriente eléctrica para el alumbrado público, hecho que sucedió por primera vez en enero de 1895. Con ocasión de las fiestas locales se utilizó una dinamo que se usaba en la fábrica de azúcar de San Pedro de Arucas, la más importante por aquel entonces, para dar luz a una serie de bombillas instaladas en el recinto ferial (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Pero, al contrario que en las dos ocasiones anteriores, éste no fue un hecho aislado y puntual, sino que se siguió suministrando electricidad de forma esporádica, sobre todo durante las fiestas locales. Habría que resaltar, no obstante, que este suministro no sólo no fue continuo, sino bastante ocasional y, por lo tanto, no se puede considerar como un servicio de abastecimiento eléctrico.

5.1.2 Santa Cruz de La Palma: llega la electricidad a Canarias

5.1.2.1 El primer servicio de alumbrado público eléctrico

El primer servicio de alumbrado eléctrico de Canarias se inaugura la noche de fin de año de 1893 en la capital de la isla de La Palma, Santa Cruz de La Palma, limitándose, en primera instancia, al alumbrado público de la capital de la isla. Santa Cruz de La Palma se convierte así en la primera población de Canarias que accedía a un servicio eléctrico, adelantándose, de esta forma esta ciudad a la por entonces capital del archipiélago, Santa Cruz de Tenerife, y a la ciudad de Las Palmas de Gran Canaria, aún siendo ambas ciudades de mucha mayor dimensión por su población. Dos fueron los factores decisivos que dieron lugar a esta circunstancia, uno fue la coyuntura económica y el otro la disponibilidad de un salto de agua cerca de la ciudad.

5.1.2.2 La energía hidráulica: motor de la primera central eléctrica canaria

La presencia de un salto de agua en el barranco del Río, a unos 3 kilómetros de la ciudad, fue, sin duda, el factor determinante para la instalación de este primer servicio eléctrico. "*De hecho, una gran parte de las instalaciones eléctricas realizadas ya en esta época en Europa y en América buscaban el aprovechamiento de los saltos de agua, factor de primerísima importancia que reducía los costes a la vez que garantizaba la continuidad del trabajo útil, evitando una larga sarta de inconvenientes mayores, tales como la dependencia de proveedores, intermediarios, transportes, pérdidas o atrasos"* (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988). Este hecho cobra especial importancia en las Islas, dada la lejanía de cualquier fuente de suministro de combustible y las consecuentes dificultades de abastecimiento.

Este salto posibilitó la primera central eléctrica, que tenía una potencia de 50 kVA[43], y utilizaba el agua como fuerza motriz y, por tanto, aprovechaba un recurso natural de la isla, lo que garantizaba la continuidad del suministro, con la salvedad de una eventual avería (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

5.1.2.3 La coyuntura económica ayuda

La bonanza económica de la isla fue otro de los factores determinantes a la hora de acometer la instalación. El carácter abierto de una burguesía agraria y mercantil, dispuesta a arriesgarse y a asumir responsabilidades, fue un factor decisivo a la hora de acometer el proyecto. Ésta es una de las razones por la cual la empresa creada para la explotación de las instalaciones, *Electrón, S.A*., no tuvo problemas en suscribir rápidamente todas las acciones (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

[43] kVA: kilovoltio-amperio

5.1.2.4 Sobre las instalaciones

La central hidráulica. Se construyó una pequeña presa junto a la acequia que conducía las aguas para el abasto público. Desde la presa, una tubería de 150 metros de longitud conducía el caudal, de unos 35 – 40 litros por segundo, del naciente hasta la central, salvando un desnivel de 116 metros. La central se componía de una turbina de 50 CV y de un alternador con una potencia de 50 kVA (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988). Esta central estuvo funcionando 50 años, hasta 1943.

La demanda. Esta central era suficiente para abastecer el sistema de alumbrado que se instaló, que se componía de 138 lámparas (de 100 W cada una) y de dos lámparas de arco voltaico (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

5.1.3 La Orotova: segunda en apuntarse a la electricidad

La energía hidráulica: motor de la segunda central eléctrica canaria

Por aquellos años era La Orotova la zona más rica de Canarias. La abundancia de agua de la zona había hecho prosperar este área eminentemente agrícola, a lo que se añadía la presencia de un salto de agua, de caudal suficiente, que se podía aprovechar para una central hidroeléctrica (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988). Se vuelven a unir en este caso también las mismas circunstancias que se dieron en Santa Cruz de La Palma: bonanza económica y disponibilidad de un salto de agua en las cercanías.

En 1894 empezó a funcionar la central hidroeléctrica de La Orotova, que no sólo tenía como cliente al Ayuntamiento sino también al Hotel Taoro (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Es de resaltar las ventajas evidentes que suponían la utilización de la energía hidráulica para estas primeras empresas eléctricas, ventajas que ya se apuntaban en el apartado anterior. Prueba de ello es, precisamente, que las dos primeras centrales eléctricas de Canarias fueran hidroeléctricas.

5.1.4 La luz eléctrica llega a las dos ciudades capitalinas

5.1.4.1 Un largo camino hasta que se hizo la luz eléctrica

La electricidad tardó algo más en llegar a Santa Cruz de Tenerife y a Las Palmas de Gran Canaria. Son varios los motivos que originan este retraso frente a las dos ciudades que ya disponían de este servicio. Entre estos motivos podemos destacar los siguientes:

- Por sus dimensiones, la instalación se preveía más complicada y costosa.
- Por la carencia de saltos de agua de importancia, las instalaciones de Santa Cruz de Tenerife y de Las Palmas de Gran Canaria no podían ser sino térmicas (frente a las ya mencionadas que fueron hidráulicas).
- La toma de decisiones era más lenta, dado que en las dos ciudades capitalinas la municipalidad afrontaría y resolvería sola todos los problemas, mientras que en los casos anteriores la iniciativa y el dinero provenía de particulares, lo cual conllevó una mayor rapidez a la hora de tomar decisiones y llevarlas a cabo.

Estos inconvenientes ocasionaron una demora en un servicio que venía siendo demandado desde hacía tiempo por los habitantes de las dos ciudades capitalinas, que habían visto crecer tanto su población como su comercio de forma importante en los últimos años.

A título ilustrativo sirva el siguiente artículo del Diario de Las Palmas.

> *"La ciudad de Las Palmas de Gran Canaria, lugar de residencia de numerosos extranjeros; visitada a diario por viajeros de diferentes nacionalidades, conocida hoy en todas partes, merced al desarrollo de su movimiento marítimo y comercial, importante por sí, necesita desterrar para siempre de sus calles el alumbrado público del petróleo, y sustituirlo por la electricidad, que ya poseen, no decimos en esta misma provincia, sino fuera de ella, poblaciones menos pero muchos menos importantes que la nuestra.*
>
> *Aprovechen pues la oportunidad que se nos ofrece, y seamos una vez más dignos hijos de esta tierra al dotarla de los grandes adelantos del siglo XIX".*
>
> *Diario de Las Palmas, 11 de Junio de 1894*

Finalmente en 1897 se inauguró el servicio de alumbrado público eléctrico en Santa Cruz de Tenerife. Algo más tarde, en 1899, Las Palmas de Gran Canaria inauguró oficialmente el servicio de suministro eléctrico. A las puertas del siglo XX entran así a formar parte estas ciudades en la historia de la electricidad.

5.1.4.2 Sobre las instalaciones

Santa Cruz de Tenerife

El servicio en Santa Cruz de Tenerife, se concedió a la sociedad "Compañía Eléctrica e Industrial de Tenerife" (CEIT). Esta sociedad contaba entre sus accionistas a grupos locales y estaba destinada a producir electricidad para el alumbrado público y suministro a particulares en las ciudades de Santa Cruz de Tenerife y La Laguna (Florido, 2009). No obstante, el suministro a particulares se retrasó tres años, debido a que el número de abonados no justificaba por aquel entonces el gasto de un tendido urbano (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

El servicio de alumbrado municipal preveía 350 lámparas y 33 arcos voltaicos, con un total de 85 800 metros de cable y alambre (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988). La CEIT contaba con dos máquinas de vapor de 140 CV. En 1911 se ampliaron las instalaciones con una máquina de 1150 CV. Esta fábrica terminaría desmantelándose a mediados de la década de 1970 (Florido, 2009).

Las Palmas de Gran Canaria

En Las Palmas de Gran Canaria se concedió el servicio público a la "Sociedad de Electricidad de Las Palmas", SELP (de capital belga) con una exclusividad de 40 años (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Esta fábrica se ubicó en la Plaza de la Feria, en terrenos cedidos por el Ayuntamiento, parcela donde en la actualidad se ubica el Gobierno Civil (Florido, 2009). En 1899 se habían instalado 243 lámparas incandescentes de 16 bujías y 41 arcos voltaicos[44]. Además la sociedad se comprometía a alumbrar gratuitamente determinados sectores y ampliar la instalación de puntos de luz, extendiéndola desde el paseo de las Victorias al norte hasta el límite de San José al sur (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

5.2 La expansión del servicio eléctrico

5.2.1 Zonas rurales versus ciudades capitalinas

En los albores del siglo XX las municipalidades eran los principales clientes y consumidores de electricidad, dado que no existía una industria suficientemente desarrollada y los ayuntamientos tenían que atender las necesidades de alumbrado público, tranvías y particulares. Estas demandas se refieren casi de forma exclusiva a los dos centros principales del desarrollo económico de las islas, Las Palmas de Gran Canaria y Santa Cruz de Tenerife. En el resto de los núcleos poblacionales, salvo excepciones ya comentadas, la electricidad era prácticamente desconocida.

De forma lenta y gradual comienzan a electrificarse otros núcleos de población menos importantes, pero esta electrificación no se corresponde con ningún plan preconcebido, sino más bien con una serie de casualidades. La forma más común por la cual una población pasaba a disponer de un servicio más o menos regular de electricidad era por la presencia en su núcleo de un molino o de un taller local que utilizaba un generador eléctrico para cubrir sus necesidades. Dado que las necesidades de electricidad de estas actividades solían ser diurnas, era fácil llegar a un acuerdo para la utilización de estos generadores para alumbrado público o de particulares (a un número pequeño de abonados) durante determinadas horas nocturnas.

La evolución de la electrificación sigue pautas bien distintas según se hable de la electrificación de zonas rurales que, como se ha visto, es prácticamente artesanal y la electrificación de las dos ciudades capitalinas donde, por sus dimensiones, por la creciente importancia del movimiento portuario y por su volumen comercial, el capital extranjero se aseguró rápidamente el control de las compañías eléctricas en un claro planteamiento expansionista (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Estos caminos divergentes que sigue la electrificación no hacen sino aumentar el desequilibrio entre el campo y la ciudad.

[44] Diario de Las Palmas, 15 de Julio de 1899.

5.2.2 La electrificación fuera de las ciudades capitalinas

5.2.2.1 El lento camino de la electrificación

A pesar de la lenta electrificación de las zonas fuera del área de influencia de las dos ciudades capitalinas, en 1925 eran ya varios los núcleos poblaciones que disponían de suministro eléctrico regular, tal y como muestra la tabla 2.

Tab. 2. Poblaciones que disponían de suministro eléctrico en 1925

Tenerife	Gran canaria	La Palma	Lanzarote	El Hierro
Santa Cruz de Tenerife	Las Palmas de Gran Canaria	Santa Cruz de La Palma	Arrecife	Valverde
La Orotava	Arucas	Los Llanos		
Güímar	Valleseco	El Paso		
Realejos	Teror			
Puerto de la Cruz	Gáldar			
Icod	Guía			
Los Silos	Moya			
Buenavista				
Garachico				
La Laguna				
Tejina				
San Miguel				

Fuente: Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988.

En 1931 todas las islas disponían de servicio eléctrico, al menos, en una de sus poblaciones. La última isla que vio aparecer la electricidad fue Fuerteventura, debido principalmente a que su economía se hallaba muy deprimida (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

5.2.2.2 Unos comienzos dominados por la hidráulica y por los motores de gas pobre

A lo largo de esta etapa se constata que la gran mayoría de las instalaciones que se construyen en estas poblaciones no capitalinas responden a esquemas de producción basados en la energía hidráulica y, donde no era posible su explotación, la tendencia era la de instalar motores de gas pobre que funcionaban con carbón de piedra o vegetal; en algunos casos estos motores también se alimentaban con leña, aunque este uso se constata como minoritario. En unos pocos casos aparecen también los motores que funcionan con gasóleo, pero en una proporción mucho menor.

Fig. 53. Preparando haces de leña de almendro para hacer carbón, La Cumbre, Gran Canaria. 1982. Fuente: Archivo fotográfico Jaime O'Shanahan. Memoria digital de Canarias. Biblioteca Universitaria ULPGC.

De hecho, se puede constatar una ligera preponderancia de las centrales hidráulicas que, además, solían ser de mayor tamaño y responder a una voluntad política de proporcionar alumbrado a las poblaciones. Las instalaciones que funcionaban con motores eran fruto, en un alto porcentaje, de su utilización combinada con molinos o talleres locales.

5.2.2.3 Sobre la evolución en algunas zonas

La Palma

Santa Cruz de La Palma: el rápido aumento de la demanda. La central hidroeléctrica de El Río fue ampliada en 1916 con una nueva turbina de 75 CV de potencia. El caudal de las aguas no permitió más ampliaciones. Es por esto por lo que, en 1921, se instaló en Santa Cruz de La Palma (en el barranco de Dolores) un motor de gas pobre con un alternador de 50 kVA, que utilizaba leña, que fue posteriormente sustituida con carbón de piedra y vegetal (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Así, en 1921, La Palma comienza a utilizar combustibles fósiles para poder dar suministro a la demanda de electricidad de la capital de la isla. La demanda sigue aumentando en la capital, por lo que en 1930 se instalaron dos grupos electrógenos de 100 CV cada uno, que funcionaban con gasóleo. Esta central siguió funcionando hasta 1947 (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

La electrificación llega al Valle de Aridane. En 1919 se inauguró el alumbrado público eléctrico de El Paso, que utilizaba un motor de gas pobre de 60 CV de potencia, que funcionaba con carbón de piedra o vegetal. En 1920 se inaugura el alumbrado eléctrico de Los Llanos, con un motor de las mismas características que el que funcionaba en El

Paso. En 1921 se lleva a cabo la interconexión de ambos motores con una línea de 5 kV[45], lo que permitió el estreno del alumbrado en la ciudad de Tazacorte (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

El primer pozo del Valle: gracias a la electricidad. En 1927 se instaló en Argual un motor de 370 CV, gracias al cual se puso en marcha el primer pozo de elevación de aguas del Valle, por medio de una motobomba de 150 CV (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

De esta forma pudo el Valle tener su primer pozo operativo, lo que potenciaba el regadío de la zona (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988). Cabe destacar la diferencia de esta zona con otras de las islas Canarias, sobre todo con las islas orientales, donde ya se utilizaba agua de pozo desde hacía décadas gracias a la acción del viento.

La segunda y tercera central hidráulica de La Palma. En 1933 entró en funcionamiento la segunda central hidráulica de La Palma, situada en Tazacorte, con una potencia de 440 CV. Unos meses más tarde, también en 1933, se inauguró la tercera central hidráulica de La Palma, situada en Argual, con una potencia de 125 CV (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Ambas centrales hidráulicas suministraban electricidad a las poblaciones de Tazacorte y Los Llanos.

Respecto a la importancia de la hidráulica en La Palma hay que mencionar que este esquema de producción se mantuvo durante 40 años (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

La Orotava

Durante muchos años la central hidroeléctrica de La Orotava fue la tercera central eléctrica en importancia de las islas Canarias, detrás de las centrales térmicas de Las Palmas de Gran Canaria y Santa Cruz de Tenerife, aunque su explotación no estuvo exenta de problemas, de hecho el servicio se suspendió durante dos años y medio, desde 1928 a 1930.

En 1935 entró en servicio una nueva central hidroeléctrica con una turbina de 530 CV de potencia (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

La importancia de la hidráulica en La Orotova

La electricidad producida en La Orotova ha sido, a lo largo de toda su historia, de origen hidroeléctrico. De hecho, la energía procedente de los saltos de agua es la que abasteció este área, aunque no estuvo exenta de problemas de suministro, hasta que la red eléctrica se extendió desde Santa Cruz de Tenerife hasta La Orotava (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

[45] kV: kilovoltios

Arucas

En 1911 entra en funcionamiento una central eléctrica que tiene un motor de gas pobre con una potencia de 40 CV. Esta central abastecería tanto el alumbrado público como a particulares.

Finalmente en 1928 se procedió a la extensión de las líneas eléctricas desde Las Palmas de Gran Canaria, de 22 kV, desde San Lorenzo hasta Arucas (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Lanzarote

Arrecife. Debido a las dificultades originadas por la guerra, el suministro de electricidad no llegó a Arrecife hasta 1917. La central de Arrecife tenía un grupo de 35 CV de potencia, que suministraba en corriente continua (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Tal y como era habitual en aquella época el fluido se pagaba por el sistema de tanto alzado y dejaba de suministrarse después de medianoche. La cantidad producida era muy pequeña, sumando unos 20 000 kWh anuales.

Haría. La primera población en acceder al suministro eléctrico después de Arrecife fue Haría, en 1928. Como en tantas otras partes, la electricidad llegó de la mano de un molino de gofio, al que se acopló una dinamo. De esta forma se pudo proporcionar unas pocas horas de luz a la población durante la noche (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

La generalización del servicio en toda la isla tardaría más de 30 años.

La Gomera

La electrificación de la capital de La Gomera, San Sebastián, siguió un camino sinuoso marcado por largas temporadas sin suministro.

En 1914 la ciudad accedió por primera vez a un servicio de alumbrado nocturno, aprovechando la presencia en la capital de un grupo constructor conocido como "Los Mallorquines", que estaba acometiendo obras de infraestructura importantes en la ciudad. Esta empresa había traído consigo un motor de gas pobre que, en las horas nocturnas, era aprovechado para dar luz a la población[46].

En 1927 se instaló una nueva central, la *"Planta Eléctrica de San Sebastián"*[47], que funcionaba hasta medianoche, tal y como queda recogido en las crónicas de Fernando Ayala sobre los comienzos de la electricidad en La Gomera:

> */.../ poco antes de las doce de la noche, la central daba tres «avisos» para que la gente fuera encendiendo sus velas o las llamadas «luces de carburo», que proporcionaban una excelente iluminación. El*

[46] Periódico El Día, crónica de Fernando Ayala. Santa Cruz de Tenerife. 19 de abril de 1998
[47] Periódico El Día, crónica de Fernando Ayala. Santa Cruz de Tenerife. 17 de mayo de 1998

> *«aviso» consistía en bajar y luego restablecer la intensidad de la luz. Al tercero, ya se sabía que poco después se apagarían las luces hasta la tarde del día siguiente /…/*
>
> *El Día, 31 de mayo de 1998*

Durante el día esta central proporcionaba electricidad a un molino de gofio y a un motor de bombeo de agua de pozo[48]. Estuvo en funcionamiento unos diez años, fecha en la que dio paso a la central hidráulica de Hermigua, que "*daba luz toda la noche y más barata"*[49].

La central hidráulica de Hermigua: abastecimiento hidroeléctrico

En 1928 se puso en marcha la central hidroeléctrica de Hermigua, que aprovechaba las aguas que bajaban por el barranco de El Cedro, con un caudal de 75 litros/segundo[50], para proveer de luz al Ayuntamiento de Hermigua[51]. Esta central pasó a abastecer, años más tarde, la capital de la isla[52]. De esta forma, el abastecimiento eléctrico de la isla pasó a ser mayoritariamente hidráulico, abasteciendo Hermigua y la capital insular, que representaban el consumo mayoritario de la isla. Algunas otras poblaciones conocieron también la luz, pero a través de pequeños motores utilizados en molinos que alumbraron algunas calles y a algunos particulares. El pueblo estaba contento con la central hidráulica, que proporcionaba servicio de calidad durante toda la noche y a un precio más económico[53]. Esta situación se prolongó hasta que llegaron las sequías y, con ellas, las sombras y penumbras, consecuencias de la pérdida de potencial eléctrico.

El Hierro

El alumbrado de Valverde también siguió un camino complejo, con grandes dificultades que dejaron a la capital con varios periodos de oscuridad. En 1893 se inauguró en Valverde un primer alumbrado público de petróleo. Pero este servicio no se pudo mantener más de 3 años (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

En 1921 se estrenó la luz eléctrica en la capital de la isla. Como era habitual en aquella época, esto sucedió gracias a la existencia de un molino mecánico, que disponía de un motor de 15 CV con una dinamo, con el cual se dio luz a las calles más importantes y a algunos abonados particulares, que no llegaban al centenar. Este servicio cesaba a las once de la noche. En 1933 el motor se sustituyó por uno nuevo de 28 CV (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

La hidroeléctrica de Güímar

Aunque hacia 1920, y durante algunos años, existió en Güímar un pequeño motor que suministraba fluido eléctrico a la población, no se puede hablar de electrificación hasta 1929, fecha en la que se inaugura la central eléctrica de la sociedad anónima "Hidroeléctrica de

[48] Periódico El Día, crónica de Fernando Ayala. Santa Cruz de Tenerife. 31 de mayo de 1998
[49] Ibid
[50] Periódico El Día, crónica de Fernando Ayala. Santa Cruz de Tenerife. 31 de mayo de 1998
[51] Periódico El Día, crónica de Fernando Ayala. Santa Cruz de Tenerife. 7 de junio de 1998
[52] Ibid
[53] Periódico El Día, crónica de Fernando Ayala. Santa Cruz de Tenerife. 21 de junio de 1998

Güímar". Esta hidroeléctrica utilizaría las aguas de la Heredad de Río y Badajoz, aprovechando un salto de 200 metros y un caudal de 60 litros por segundo, mediante una turbina de 151 CV[54].

Fuerteventura

Puerto del Rosario. Como era habitual por aquella época, la electrificación de Puerto del Rosario se consiguió gracias a la instalación de un grupo electrógeno de 32 CV que accionaba un molino de gofio y que, además, proporcionaba electricidad para el alumbrado nocturno. Así fue como en 1931 se consiguió dar luz eléctrica a la primera población de Fuerteventura (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Este servicio de alumbrado se proporcionaba en corriente continua y sólo hasta medianoche, aunque era posible conseguir un servicio en horas extraordinarias, mediante una tarifa especial.

Gran Tarajal. En 1937 se electrificó Gran Tarajal. El servicio era similar al de Puerto del Rosario, con la diferencia de que en este caso el punto de partida era una panadería.

Durante los 20 años siguientes a la electrificación de Puerto del Rosario, no se registró en Fuerteventura ningún otro intento de electrificación sin ser el de Gran Tarajal (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

5.2.2.4 Sobre la forma de cobro a los clientes particulares

Era común en aquella época que el servicio a los abonados particulares se cobrase a tanto alzado por lámpara[55].

No se solían instalar ni contadores ni limitadores de corriente. En todo caso, de instalarse algún tipo de control, parece que los limitadores de corriente eran más comunes. En este caso el control del suministro se verificaba por medio de estos dispositivos de limitación del fluido servido, que producían el pestañeo de la luz de toda la instalación si se acoplaba una bombilla que no estaba contratada. Éste era, por ejemplo, el sistema por el que se optó en la isla de El Hierro.

En Arucas, sin embargo, se instauró esta forma de cobro sin ningún dispositivo de control, lo que terminó dando muchos problemas a la empresa que gestionaba la central, que veía cómo se incrementaban sus pérdidas. El número de clientes clandestinos aumentó, lo que además ocasionaba fuertes caídas de tensión, por el uso fraudulento e impredecible que se hacía de la electricidad. Finalmente la empresa optó por instalar limitadores de corriente o contadores, a elección del cliente.

En cuanto a la cuantía cobrada, ésta variaba de empresa a empresa. A modo de referencia el precio que se cobraban en la isla de El Hierro era de 2,75 pesetas (unos 1,65 c€) por una lámpara de 15 W[56] (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

---

[54] El progreso: diario republicano. 8 de abril de 1929.
[55] En función del número de lámparas.
[56] W: Vatio

5.2.2.5 Unos comienzos interrumpidos por las guerras

Aunque en Canarias no se libró ninguna guerra por esta época, las guerras en Europa supusieron numerosas interrupciones en el suministro eléctrico. Estas guerras afectaron menos a las instalaciones hidráulicas, que pudieron conseguir un servicio más regular, dado que estas contiendas incidieron, sobre todo, en el suministro de combustible y también, aunque en menor medida, en la obtención de repuestos.

De hecho, en algunas poblaciones, se produjeron cortes de suministro que se alargaron, en el peor de los casos, varios años. A título ilustrativo sirvan los siguientes casos.

La guerra europea de 1914: problemas de suministro en Arucas

Al estallar la guerra europea de 1914, la empresa que gestionaba el servicio eléctrico de Arucas se enfrentó a grandes problemas, por impedírsele la importación de la antracita inglesa, combustible que había empleado hasta entonces. Con el fin de la guerra, los problemas no desaparecieron; los precios del carbón habían subido, encareciendo los costes de producción (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

La Guerra Civil española: dificultades de suministro en El Hierro

En 1933 se había instalado un nuevo motor en El Hierro, que podía mejorar la cobertura de la demanda, pero su funcionamiento sufrió graves contratiempos debido, sobre todo, a las dificultades de conseguir los repuestos necesarios durante la Guerra Civil Española (1936 – 1939) (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

5.2.3 La electrificación en las ciudades capitalinas

5.2.3.1 La demanda se dispara

El aumento de la demanda en las ciudades capitalinas se debe principalmente a tres causas:

- al aumento de la actividad portuaria y comercial,
- al aumento de la actividad industrial y
- al aumento de la población

El aumento de la población. En unos 30 años, entre 1897 y 1930, casi se duplica la población de Santa Cruz de Tenerife, pasando de 33 000 a 62 000 habitantes. En el caso de Las Palmas de Gran Canaria, ese aumento fue todavía mayor, pasando de 34 770 a 78 000 habitantes.

Consecuentemente las demandas domésticas se dispararon más allá de lo inicialmente previsto.

El aumento de la actividad industrial. En los albores del siglo XX la actividad industrial en Las Palmas de Gran Canaria aumenta significativamente. Los principales consumidores industriales de energía eran una fábrica de hielo y una panadería, inauguradas ambas en 1901, el taller tipográfico de Franchy, la fábrica de tabacos, algunas elevaciones de agua que acababan de introducir los mayores terratenientes de

Gran Canaria (Manrique de Lara y Cuyás, entre otros) además del primer cinematógrafo, que fue inaugurado en 1900, con una programación que empezaba a las siete de la tarde (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

El uso industrial comenzaba, por tanto, a representar un segmento importante de la demanda eléctrica, con mejores perspectivas de desarrollo futuro, incluso, que el alumbrado público y privado.

También influye en el incremento de la demanda de electricidad en Santa Cruz de Tenerife y en Las Palmas de Gran Canaria el aumento de la demanda de alumbrado y el consumo de los tranvías. Es de destacar que, en Santa Cruz de Tenerife, parte de esa demanda fue absorbida por el gas.

5.2.3.2 Dificultades de suministro

A lo largo de los treinta años que siguen a la inauguración del alumbrado eléctrico en las dos capitales canarias, se experimentan notables deficiencias en el desarrollo del servicio y, en consecuencia, numerosas quejas y protestas por parte de los usuarios.

En Las Palmas de Gran Canaria los problemas de suministro, con los primeros cortes, surgieron desde el principio, poco después de la inauguración de la planta. Prueba de ello son las continuas notas de prensa que aluden al mal servicio prestado por la compañía eléctrica. A título ilustrativo se cita parte de un artículo escrito en el *Diario de Las Palmas*.

> *"Cuando hace días tratamos en estas columnas del estado deficiente, pésimo, en que se halla el alumbrado público y particular eléctrico en esta capital, llegamos á concebir la esperanza de que nuestras justas quejas pusieran remedio á un mal verdaderamente insoportable, y hasta si se quiere irritante; porque resulta el pueblo de Las Palmas /…/ se les tiene casi á oscuras, obligando á casi todos á hacer uso del petróleo /…/ Vanas fueron aquellas nuestras esperanzas¡ Durante los días siguientes á nuestras quejas, parece como que quiso revivir la mortecina electricidad que aparenta alumbrar nuestras calles y que carece de energía para dar luz á los particulares; pero de nuevo ha vuelto á su primitivo estado para ser la desesperación del público que tiene derecho á que las calles estén medianamente alumbradas, y de los abonados que, después de pagar, se les priva del derecho al trabajo /.../"*
>
> *Diario de Las Palmas, a 16 de diciembre de 1905*

La 1ª Guerra Mundial empeora la situación

Si el servicio eléctrico ya era de por sí deficiente, las sucesivas guerras continentales no hacen sino empeorar la situación. En Canarias, no sólo se deterioró el servicio eléctrico, sino la situación económica en general.

A raíz de la 1ª Guerra Mundial comenzaron las dificultades para el suministro de combustible, lo que empeoró sensiblemente el servicio. En Las Palmas de Gran Canaria se dispuso, en mayo de 1917, que el alumbrado público funcionara al 50% de su capacidad. Pero no quedaron ahí las restricciones, por aquella época también se redujo el servicio a particulares y a fábricas (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Una vez terminada la contienda la situación tardó mucho en normalizarse. En los años de la posguerra, fue habitual dejar de suministrar corriente eléctrica durante el día, con lo cual se afectaba gravemente, cuando no se imposibilitaba, la normalización de la actividad industrial.

En los años siguientes la compañía eléctrica, la SELP, no suministraba energía al tranvía y las irregularidades en el servicio prácticamente habían hecho desaparecer el abastecimiento a la industria local. De este modo había eliminado a los usuarios con las tarifas más bajas, volcando sus escasas posibilidades de suministro para usos domésticos, que le proporcionaba mayores beneficios.

La situación no era mucho mejor en Tenerife, pero la desidia y la ineficacia de la compañía no habían llegado a los extremos que habían alcanzado en Las Palmas de Gran Canaria (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

La ampliación de las instalaciones se muestra insuficiente

El suministro en Las Palmas de Gran Canaria no mejora hasta diciembre de 1907, cuando llega una nueva máquina de 630 CV. A raíz de la ampliación de la central se plantea la posibilidad de abarcar también la zona del puerto. Finalmente, en 1910, llega la luz eléctrica al Puerto de La Luz (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

En el caso de Santa Cruz de Tenerife la mejora del servicio se produce algo más tarde, en 1911, cuando llega a la capital una máquina de vapor de 1150 CV (Florido, 2009).

Se instala una 2ª compañía eléctrica en Las Palmas de Gran Canaria

El 12 de octubre de 1928 se inaugura, con la presencia de Primo de Rivera, una segunda central eléctrica[57], que se ubicó en Guanarteme, lugar situado por aquel entonces en las afueras de la ciudad. Esta central era propiedad de la empresa CICER (Compañía Insular Colonial de Electricidad y Riegos, S.A.), de cuyo nombre proviene la zona que actualmente se conoce como la Cicer, situada hacia el final de la Playa de Las Canteras (por el extremo oeste), en donde se conservó el edificio hasta 1996, fecha en que se demolió tras su descatalogación (Florido, 2009). Pero esta central no resolvería de inmediato los problemas de suministro de la ciudad, la empresa disponía de una planta moderna y de una capacidad de producción de 12 500 CV, pero no tenía clientes. Los contratos de que disponía, para el alumbrado de Telde, de San Lorenzo y de un corto número de abonados en la capital, sólo daban trabajo a la décima parte de su capacidad. Pronto empezaría la batalla legal por la concesión del suministro eléctrico de la ciudad (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

[57] Esta fábrica fue bautizada con el nombre de rey Alfonso XIII.

Fig. 54. Central de la CICER, Las Palmas de Gran Canaria. 1928. Fuente: Fondo de Fotografía Histórica de Canarias. Fedac. Cabildo de Gran Canaria

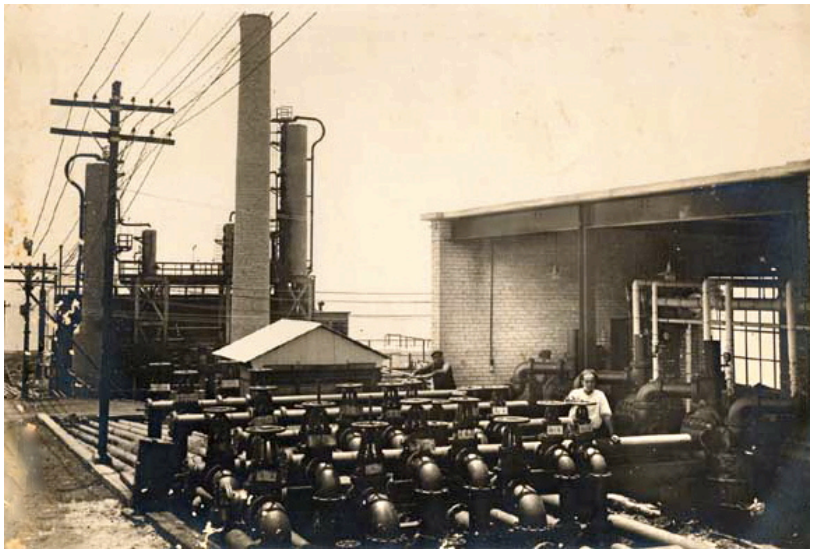


Fig. 55. Vista del interior de la central la CICER, Las Palmas de Gran Canaria.1929 – 1930. Fuente: Fondo de Fotografía Histórica de Canarias. Fedac. Cabildo de Gran Canaria

5.3 El nacimiento de UNELCO y su 1ª etapa como empresa privada

5.3.1 El capital americano y la creación de UNELCO

La ubicación de la refinería de petróleo de CEPSA en Tenerife en 1930, atrajo la atención del capital americano. En 1929 grupos americanos se hicieron con el control de la CICER y de la SELP en Gran Canaria y la CEIT en Tenerife y, a posteriori, también adquirieron otras empresas de energía de Gran Canaria y Tenerife. Finalmente crearon una nueva sociedad destinada a coordinar y unificar la explotación de las compañías que tenía bajo su control. Esta sociedad se inscribió el 30 de abril de 1930 en el registro mercantil de Madrid con el nombre de "Unión Eléctrica de Canarias, S.A.", que fue rápidamente más conocida como UNELCO, obtenido de la abreviación de su nombre anglosajón "Union Electric Co" (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Una vez constituida la sociedad se tardaron varios años en fusionar las empresas adquiridas. En 1933 se trasladó el domicilio de la compañía a Las Palmas de Gran Canaria y se estructuró la explotación de los servicios en dos divisiones, una situada en Gran Canaria y otra en Tenerife. 1934 se puede considerar como el primer año de gestión efectiva de UNELCO en sus dos divisiones canarias.

5.3.2 Dos etapas divergentes divididas por la autarquía

En este primer periodo de UNELCO como empresa privada, se pueden diferenciar claramente dos etapas, separadas por el fin del periodo autárquico[58].

Una primera etapa, dominada por la autarquía, se caracteriza por un crecimiento y extensión de las redes eléctricas lentos. Después de 1959, con el fin de la autarquía, se abre un periodo de expansión del sector eléctrico que permite un gran crecimiento de la compañía (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

5.3.3 El periodo autárquico

5.3.3.1 La coyuntura económica durante el periodo autárquico

Las condiciones estructurales de Canarias no permitieron la aplicación del modelo autárquico a la economía canaria de manera integral. La escasez de materias primas, que

[58] El periodo autárquico es el comprendido entre el estallido de la Guerra Civil Española, en 1936, y el principio del Plan de Estabilización, en 1959. La autarquía, como movimiento político, se caracteriza por un afán de autoabastecimiento e independencia del exterior. España, en esta etapa, cerró sus fronteras a la entrada de mercancías, servicios y capital extranjeros. Este proteccionismo frente al exterior fue acompañado de una fuerte intervención estatal. Pero la escasez en España de suficiente materia prima y tecnología hizo fracasar esta política económica, por lo que en 1959 se adoptó un cambio radical de estrategia, que se materializó en el Plan de Estabilización.

limitaban cualquier programa de fomento de la actividad industrial, y las reducidas posibilidades del mercado interior, obligó a los políticos a mantener el régimen comercial de puertos francos, aunque se redujeron algunas de las libertades asociadas a este régimen de puertos francos. De este modo, la política autárquica contribuyó a reforzar el aislamiento canario, efecto que se vería potenciado por la Guerra Civil Española, primero, y por la 2ª Guerra Mundial, después.

La consecuencia fue la anulación de gran parte de los resultados positivos de la etapa anterior, caracterizada por una economía claramente aperturista, fundamentada en el libre comercio. Se entra así en un periodo de recesión. Al reducirse al máximo los intercambios con el exterior, el problema primordial canario, que es el de la alimentación, se resuelve con un relativo regreso al campo. El autoabastecimiento, que es en Canarias el obstáculo último de cualquier utopía autárquica, conduce en esta época a una cierta reactivación de la producción agrícola, destinada al consumo interno (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Después de la depresión de 1929 y dos conflictos bélicos, la economía canaria comienza a recuperarse muy lentamente, aunque habría que esperar hasta la década de 1950 para asistir a un cierto impulso de la economía canaria. Los precursores de esta recuperación son la agricultura especializada, debido al aumento de la demanda exterior y a la mejora del tráfico marítimo, y el turismo. El turismo, con sus capitales, su revalorización del suelo y sus incentivos económicos, es la principal causa del notable crecimiento del sector servicios, al que acompaña una intensa actividad de dotación en infraestructura y equipamiento.

De manera muy rápida, y desordenada, el reloj del progreso cambia la dirección de su marcha; a la fase anterior de auge rural se le contrapone ahora una urbanización a marchas forzadas, con todas sus ventajas e inconvenientes. En 25 años (de 1936 a 1960), las dos capitales canarias ven duplicar su población[59], en detrimento de las zonas rurales y de las islas menores.

A la par mejoran las condiciones higiénicas y sanitarias, lo que conduce a una disminución de la mortalidad infantil, que tiene como consecuencia un gran crecimiento vegetativo, lo cual no hace sino aumentar las dificultades económicas del momento. Estas circunstancias conducen a un aumento de la emigración; en apenas 16 años (entre 1946 y 1962) emigran a América, fundamentalmente a Venezuela, 95 000 canarios (86 000 de la provincia de Santa Cruz de Tenerife y 9000 de la provincia de Las Palmas). También aumenta la emigración hacia los países industrializados del occidente europeo, aunque en menor proporción que en la Península. A estos movimientos migratorios hacia el extranjero hay que añadirles otros de carácter interno, unos desde las zonas rurales hacia las periferias de las grandes urbes y otros hacia las zonas del sur, atraídos por el desarrollo turístico y por los avances en el regadío (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Todos estos cambios que sufre la vida económica de las Islas marcan, como no puede ser de otra forma, el desarrollo de la producción energética. En la primera parte de este periodo, la demanda eléctrica permanece prácticamente invariable; mientras que la segunda parte de la década de 1950 está marcada por un gran crecimiento, que caracteriza también la década de 1960. En esta época se produce también una notable expansión territorial del suministro

[59] Pasando de representar el 28%, al principio de este periodo, al 35% al final del mismo, con respecto a la población total del archipiélago.

eléctrico en las islas capitalinas y en La Palma (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

5.3.3.2 La guerra civil: del carbón al fueloil y a la vanguardia tecnológica

Dado que las Islas Canarias carecen de cualquier combustible fósil, UNELCO se veía en la necesidad de acudir al exterior en busca de los combustibles necesarios para sus centrales. Hasta la Guerra Civil española, el carbón de importación fue el principal combustible utilizado por UNELCO en Canarias.

Con el carbón se conseguía el vapor de agua necesario para la producción de electricidad en sus centrales de Las Palmas de Gran Canaria y Santa Cruz de Tenerife. El carbón se utilizaba también en la producción de gas para el abastecimiento doméstico de Santa Cruz de Tenerife y, por último, permitía subsidiariamente la producción de algunos derivados útiles, comercializados por la compañía (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

El carbón se importaba principalmente de Gran Bretaña. Esta coyuntura conducía, de hecho, a una situación de monopolio. Situación que cambiaría a raíz de la Guerra Civil Española. Debido a la tónica general española de restringir las importaciones, comienzan a escasear los productos extranjeros, particularmente el carbón. Esta coyuntura se agrava, ya que provoca en los países importadores reacciones hostiles contra los intereses del nuevo poder, aún no legitimado. A la dificultad de abastecimiento se le unió el aumento de precios, pero no quedaron ahí las complicaciones, añadiéndose a éstas otra dificultad más. El pago diferido, que era la modalidad utilizada, se sustituyó por el pago por anticipado al formalizar el pedido o, en el mejor de los casos, a la recepción de la mercancía, debido a la inestabilidad originada por el conflicto. Todo ello conduce a una situación de escasez del carbón, convirtiéndose su adquisición en el principal problema de UNELCO.

La posibilidad de sustituir el carbón inglés por el español tampoco se consideraba una opción, dado que las principales cuencas mineras en explotación seguían en manos del gobierno republicano, y las minas en manos del bando nacional eran insuficientes tanto en calidad como en cantidad.

Fig. 56. Central de carbón de la CICER, Las Palmas de Gran Canaria. 1950 1955. Fuente: Fondo de Fotografía Histórica de Canarias. Fedac. Cabildo de Gran Canaria

La consecuencia directa fue la racionalización del consumo de combustible, por lo que UNELCO pasó a suministrar preferentemente a las zonas de mayor actividad, compensando el aumento de costes con la venta a los mejores clientes (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Debido a estas dificultades, UNELCO decide sustituir el carbón por un combustible que se estaba comenzando a utilizar para la producción de electricidad, un derivado del petróleo denominado fueloil (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Las ventajas que ofrecía el fueloil frente al carbón eran principalmente las siguientes.

- El fueloil tenía mayor poder calorífico que el carbón.
- Era más fácil de transportar, almacenar y utilizar.
- Costaba menos que el carbón.
- La adaptación de las máquinas no resultaba demasiado costosa.
- Ofrecía más facilidades de pago.

Esta última ventaja puede llamar la atención, pues resulta paradójico que las condiciones de pago sean mejores para un carburante que para el carbón. Sin embargo este hecho se explica dada la posible relación entre UNELCO, de capital americano, y la procedencia del fueloil, que era de este continente.

Esta coyuntura llevó a UNELCO a situarse en la vanguardia tecnológica en cuanto a producción de electricidad se refiere, dado que este combustible apenas había sido probado, más bien ensayado, para la producción de electricidad a gran escala. Este cambio se generalizaría, años más tarde, en la mayor parte de las centrales térmicas españolas (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

El proceso de sustitución del carbón presenta en cada isla una evolución diferente. En Gran Canaria este cambio se produce de forma paulatina, comenzando en 1936 para culminar en 1938, con la desaparición definitiva del carbón en la central de Guanarteme. En Tenerife, este cambio se produce algo más tarde, comenzándose a utilizar este combustible a partir de 1938.

5.3.3.3 Dificultades para el abastecimiento de fueloil

Dos son los hechos que van a afectar al abastecimiento de fueloil. A nivel global estalla la 2ª Guerra Mundial en 1939. A nivel nacional la autoridad militar continúa con la intervención económica iniciada en 1936; de hecho este control se formaliza en 1941 con la creación del Mando Económico. El Mando Económico se creó ante la situación de escasez y carestía que reinaba en las islas y centralizó en una persona todos los resortes de mando de la región, quedando las Islas bajo el mando militar.

Para UNELCO el régimen de Mando Económico significó la obligación de tener que buscar en España el combustible y, en menor medida, bienes de equipo (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Como consecuencia, a partir de 1941, el aprovisionamiento de fueloil se vio tan dificultado como lo había sido del carbón, debido fundamentalmente a dos causas: la entrada en la guerra de Estados Unidos y la imposición de comprar los carburantes en la refinería de

petróleo de Santa Cruz de Tenerife o en el área de monopolio de CAMPSA (Península y Baleares).

Ese mismo año el Mando Económico tomó a su cargo el abastecimiento del carbón de las Islas, con la intención de corregir las deficiencias del suministro. Este control continuó hasta 1946, año en que se restableció la administración civil (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

UNELCO recibe las primeras subvenciones

A partir de 1941 UNELCO tiene la obligación de comprarle el fuel y el gasóleo a CEPSA. Pero esta empresa nacional tenía precios de venta sensiblemente superiores a los ofrecidos por el mercado internacional. A la obligación de pagar un sobreprecio en las compras se añadía, para la compañía, la de mantener sus propios precios de venta. Esta situación anómala determinó la intervención de la Dirección General de Comercio, que dispuso que la diferencia de precios se compensara durante aquel año, y solamente en Gran Canaria, mediante una subvención. Esta compensación excepcional se prorrogó al año siguiente y finalmente se mantuvo durante toda la guerra, haciéndose extensiva a la provincia de Santa Cruz de Tenerife a partir de 1942.

Esta subvención no solucionaba el problema, pero lograba contener la subida de precios de la electricidad. Sin embargo, esta contención no podía ser sino momentánea. En el periodo que va desde diciembre de 1941 a verano de 1942 el precio del fuel se triplicó en Tenerife, por haberse agotado las reservas de crudo de la refinería. El Mando Económico no pudo ajustar la subvención a las exigencias del mercado y la compensación económica dejó de surtir el efecto deseado (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Nuevas restricciones en el suministro eléctrico

En 1942 las autoridades decidieron restringir en Gran Canaria el servicio eléctrico a 12 horas diarias. En Tenerife se mantuvo el servicio durante las 24 horas del día, pero reduciendo el área de suministro, limitándose a las principales zonas de la ciudad. Esta diferencia en el tratamiento de las dos ciudades se debía a que el Mando Económico, que era, al fin y al cabo, un órgano militar, exigía a todo precio el mantenimiento del suministro permanente a las baterías de artillería establecidas en la costa de Santa Cruz de Tenerife. De hecho, como medida complementaria, se hizo extender las redes eléctricas entre Tacoronte y La Orotava. De este modo, si llegaba a inutilizarse la central de UNELCO en Santa Cruz de Tenerife, quedaría la alternativa del suministro eléctrico desde la central hidroeléctrica del Valle de La Orotova.

Estas restricciones se acentuaron mediante una política en las tarifas eléctricas que exigía un consumo mínimo. Este sistema ocasionó la reducción de las ventas, pero era lo que se buscaba; de hecho la gran mayoría de los clientes que causaron baja consumían por debajo del mínimo fijado y, en definitiva, pagaban menos de lo que costaban en atenciones y servicios (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Las razones del encarecimiento de la producción eléctrica

El cierre del libre mercado supone, para Canarias, un gran encarecimiento de la producción eléctrica a la par que una asfixia económica. Esto es debido a las reducidas dimensiones del mercado interior, un consumo de energía demasiado bajo y unos mayores costes de

producción y del transporte de energía, debido a la ausencia de interconexiones eléctricas entre las islas, en contraposición con la Península.

5.3.3.4 El lento proceso de electrificación

Antes y después de 1955: dos periodos claramente diferenciados

Durante un primer periodo, que duraría hasta 1955, más que a un proceso de electrificación rural se asiste a una paulatina extensión de las redes eléctricas, según los intereses comerciales de la compañía eléctrica. Esta extensión se va a limitar, de hecho, prácticamente a la zona noreste de Gran Canaria.

A partir de 1955, la electrificación obedece a los programas establecidos por la Junta de Electrificación Rural. Estos programas tienen por objeto la extensión del servicio eléctrico a todos los núcleos de las islas, aún en los casos en que su explotación no redundase en resultados económicos positivos. Queda patente, por lo tanto, las filosofías diametralmente opuestas que rigieron ambos periodos (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Breve análisis de la demanda y su influencia en la evolución de la electrificación

Debido a la crisis, y la consiguiente reducción de ingresos por parte de UNELCO, la empresa trató de aumentar el volumen de sus ventas por medio de la expansión de sus servicios a nuevas zonas. Los lugares escogidos a tal efecto debían atenuar el desequilibrio entre las horas de máximo consumo y las de mínimo, que se correspondían por aquel entonces a la noche y a las horas de luz diurna, respectivamente (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Es de interés en este punto resaltar la diferencia entre las horas valle (consumo mínimo) y horas pico (consumos máximos) que se producían en esta época y en la actualidad, que siguen patrones opuestos. Esto es debido a que, por aquel entonces, la demanda se debía principalmente a la necesidad de alumbrado nocturno, por lo que el mayor consumo se producía de noche. Hoy en día las horas valle se producen precisamente de noche, dándose el máximo consumo en Canarias hacia la hora de al mediodía y un segundo pico a primera hora de la noche. Este cambio de comportamiento de la demanda se debe, entre otros, a la mayor importancia de los sectores industrial y de servicios en la actualidad comparativamente con aquella época y a una sociedad moderna que basa su estilo de vida en el consumo eléctrico para sus actividades cotidianas, que van desde ducharse a cocinar pasando por oír música o ver la televisión.

Si hoy en día existen las tarifas que intentan fomentar el consumo nocturno, por aquel entonces se trataba de promover el consumo diurno hasta acercarlo al promedio de las horas punta (que se producían de noche).

Este objetivo, de tratar de equilibrar la demanda nocturna y diurna, fue el que condicionó la extensión de la electrificación. Desde este punto de vista, los mejores lugares a electrificar eran los que poseían motores y, por lo tanto, demanda eléctrica diurna. En particular se consideraban las zonas que tenían motores para la elevación de aguas, dado que este trabajo se realizaba normalmente sólo de día.

Esta inversión resultaba muy beneficiosa para la empresa, dado que algunos particulares se ofrecían a adelantar los gastos de acometida hasta sus propiedades. Estas aportaciones eran reembolsables en el caso en el que, al cabo de cinco años, el consumo eléctrico de la zona

resultase rentable para la compañía. De todas formas, estas inversiones no eran de gran cuantía, ya que la empresa se limitaba a extender la conexión desde su planta de producción hasta la zona en la que se ubicaban estos motores (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

5.3.3.5 Sobre la evolución en las islas capitalinas

Gran Canaria y el noreste

La evolución de la electrificación en Gran Canaria se limitó prácticamente a la zona noreste de la isla. Esto fue debido a que esta zona resultaba económicamente rentable para UNELCO, dado que, entre otros motivos, era en este área donde se concentraba casi toda la población de la isla. El proceso de electrificación siguió las pautas de la empresa de extender sus redes para abarcar zonas que poseían motores para bombeo de agua. El ritmo en que se electrificaron los pueblos entre 1838 y 1948 puede observarse en la tabla 3.

Tab. 3. Pueblos electrificados en Gran Canaria entre 1938 y 1948

Pueblo	Año de electrificación
Moya	1938
Santa Brígida	1940
Guía	1943
Teror	1946
San Mateo	1948

Fuente: Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988. Elaboración propia

En cuanto al resto de los pueblos de la isla, algunos de ellos tenían pequeños grupos eléctricos que suministraban electricidad sólo en las horas nocturnas, como era el caso de Tejeda, Santa Lucía, La Aldea de San Nicolás, Gáldar, Tirajana, Fontanales, Agaete, Maspalomas, Arguineguín y Artenara. Quedaban, así y todo, unos 64 lugares, en los que vivía aproximadamente el 20% de la población insular, que siguieron careciendo de corriente eléctrica hasta la década de 1950.

No se procedió, en el periodo autárquico, a ninguna otra ampliación de las redes eléctricas. Lo que quedaba por electrificar suponía unas inversiones demasiado elevadas para los previsibles ingresos (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Tenerife

Tenerife y la competencia de las empresas hidroeléctricas. La extensión de las redes eléctricas se limita en Tenerife, en esta primera fase, a las localidades más cercanas a la capital. Este hecho es debido a la competencia que le hacen a UNELCO las centrales hidroeléctricas, principalmente porque frenaba la libertad de precios, ya que el suministro hidroeléctrico resultaba siempre más barato que el térmico (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988). Las empresas hidroeléctricas que funcionaban en esta época en Tenerife y las áreas que abastecían se muestran en la tabla 4.

Tab. 4. Hidroeléctricas de Tenerife en la etapa autárquica

Sociedad	Área abastecida	Origen del capital
Hidroeléctrica de Güímar, S.A.	Sur de Tenerife: Güímar y Arafo	Sociedad privada
Hidroeléctrica de la Orotava	Núcleos de población más importantes del Valle de la Orotava	Propiedad del Ayuntamiento
Hidroeléctrica de Los Realejos, S.A.	Misma zona que la Hidroeléctrica de la Orotava	Sociedad privada

Fuente: Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988. Elaboración propia

De estas sociedades, sólo la de Güímar y la de La Orotava suministraban electricidad a lo largo de las 24 horas del día. Con el paso de los años, se les fueron incorporando equipos diésel a estas centrales, para responder al incremento de la demanda en las horas punta. A partir de la década de 1950, el caudal de agua de las galerías que suministraban a las hidroeléctricas empezó a disminuir, por lo que los equipos diésel comenzaron a trabajar cada vez más (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

El plan de electrificación de Tenerife. En 1954 se creó la Junta Provincial de Electrificación y en 1955 esta Junta elaboró un Plan de Electrificación de la isla de Tenerife.

Por aquel entonces en Tenerife operaban una docena de empresas productoras y distribuidoras de energía. De estas empresas, sólo tres distribuían electricidad durante las 24 horas del día: la hidroeléctrica de La Orotava, la hidroeléctrica de Güímar y la central de UNELCO en Santa Cruz de Tenerife.

Hacia 1955 eran 15 los municipios electrificados (con unos 253 500 habitantes), pero quedaban unos 17 municipios por electrificar, lo que suponía alrededor del 25% de la población. Estas zonas que quedaban por electrificar eran las que ofrecían menores márgenes comerciales, dada la mayor dispersión de estos asentamientos rurales y debido también a que el consumo medio por habitante era inferior al de las zonas urbanas. El Plan de Electrificación pretendía corregir esta circunstancia, pero dificultades de diversa índole no hicieron posible conseguir este objetivo (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

5.3.3.6 Evolución en las islas no capitalinas

Coyuntura similar de estas islas

Estas islas comparten ciertas características locales comunes, como son:

- Poblaciones esparcidas.
- Necesidades reducidas, desde el punto de vista del consumo energético.
- Bajo nivel adquisitivo y, consecuentemente, bajo equipamiento doméstico.

Esta coyuntura análoga resulta en una evolución lenta y modesta de sus sistemas eléctricos, que también comparten características comunes.

- UNELCO no se había establecido en ninguna de estas islas.
- La generación de la electricidad se llevaba a cabo mediante pequeños grupos diésel.
- Estos grupos tenían una doble finalidad: suministrar electricidad para alumbrado y para fuerza motriz, fundamentalmente para los molinos de grano.
- El servicio estaba restringido, tanto en su extensión como en su duración diaria.

Todo ello daba como resultado una baja expectativa de retorno de las inversiones, que debían ser cuantiosas, dado que exigían numerosas redes eléctricas, mientras que se preveía un consumo bajo.

Como consecuencia, estas islas ven limitado su servicio eléctrico prácticamente a las capitales y, en algunos casos, a alguna población más. Además, este servicio estaba usualmente en manos de particulares y solía ir asociado a la necesidad de electricidad para otras aplicaciones de tipo industrial (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Lanzarote

En Arrecife se había constituido en 1942 la "Fábrica de Luz, S.A.". Sin embargo, con el paso de los años, esta empresa no era capaz de satisfacer la demanda de la ciudad, ni las necesidades de la población ni las del sector pesquero, que había experimentado un fuerte crecimiento desde 1940 (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Fuerteventura, La Gomera y El Hierro

Estas islas presentan una situación similar, en parte, a la de Lanzarote. En El Hierro y La Gomera sólo se abastece de forma regular a una población, Valverde y el Valle de Hermigua respectivamente. En La Gomera el suministro se hacía gracias al aprovechamiento de un salto de agua, que explotaba "Hidroeléctrica de Monforte, S.A.", pero las sequías habían tenido como consecuencia el desabastecimiento de la capital, que volvió a quedar a oscuras, tal y como refleja la crónica siguiente.

> *"/.../ Las inesperadas sequías mermaban el caudal de las corrientes de El Cedro que movían la turbina de Hidroeléctrica Monforte. Y la luz no llegaba tan fuerte a San Sebastián. A veces, no servía ni para leer. Y vuelta a las penurias. Afortunadamente, no estaba todavía extendido el uso del frigorífico, y los electrodomésticos eran casi desconocidos /.../ El alumbrado era, pues, la casi única necesidad porque los radioreceptores los tenían solamente una élite, que habría de resignarse a apagarlos y quedarse sin noticias. Y, entonces, la única manera de recibir nuevas directas e inmediatas en La Gomera era la radio. Los periódicos llegaban sólo los días de correo, que eran dos a la semana. El suministro de la central de Hermigua se fue deteriorando hasta desaparecer completamente. El pueblo quedó totalmente a oscuras, volviendo a aquella situación anterior a la Primera Guerra Mundial, y así estuvo durante mucho tiempo. Me refiero a la capital de la Isla porque en el Valle de Hermigua seguían disfrutando de luz eléctrica y, en otros lugares, los*

pequeños motores /…/ solucionaban el problema a muchas familias que podían gastarse ese lujo /…/ Los modos de vida tuvieron que cambiar, que retroceder, y adaptarse a las necesidades. Los petromax, que funcionaban con petróleo y proporcionaban una luz blanca espléndida, volvieron a hacer su aparición en los salones de las sociedades para iluminar los bailes y las fiestas, y la gente se acostumbraba a caminar por la noche en aquel pueblo envuelto en tinieblas /…/"

El Día, a 21 de junio de 1998

Algunos grupos instalados en molinos consiguen dar alumbrado a algunas calles y a particulares. Esta situación también es la generalizada en Fuerteventura y en el interior de Gran Canaria y Tenerife, con la expansión limitada de la electrificación. La excepción a esta situación se encuentra en la isla de La Palma (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

La Palma

Las condiciones de La Palma son similares a las de las otras islas no capitalinas desde el punto de vista del servicio, pero no así desde el punto de vista de la extensión.

En La Palma ya existían dos centros importantes de producción, uno en la capital y otro en el Valle de Aridane, ambos tenían la posibilidad de proporcionar electricidad de origen hidroeléctrico y térmico. También existían algunas instalaciones más pequeñas, que proporcionaban alumbrado a Los Sauces, Mazo y El Paso, además de algunos motores asociados a molinos (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Sin embargo, la demanda superaba la capacidad de producción de estas instalaciones, por lo que se instaló una nueva central térmica en Bajamar, en las cercanías de Santa Cruz de La Palma, y, posteriormente, en 1955, se puso en marcha otra central hidroeléctrica, la de El Mulato (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988); donde todavía hoy en día se produce electricidad con la fuerza del agua.

5.3.4 La expansión de la economía y del sector eléctrico

Dos son los factores fundamentales que tienen como consecuencia un aumento excepcional de la demanda eléctrica: el aumento poblacional y el tirón económico.

La evolución del sector eléctrico va de la mano, como no podía ser de otra forma, de la evolución económica de las Islas. El Plan de Estabilización, en 1959, pone fin al periodo autárquico, que se caracterizó por un crecimiento económico y un desarrollo del sector energético limitados. Se abre así un periodo de expansión del sector energético que afecta, particularmente, al sector eléctrico, con la ampliación de las redes eléctricas y, de forma especial, a la empresa que comienza a dominar el mercado eléctrico canario, UNELCO.

La evolución de la población

En la década de 1960 el aumento poblacional en Canarias se debió, fundamentalmente, al crecimiento vegetativo. Pero este crecimiento no fue igual para todas las islas, de hecho sólo

3 islas registraron un aumento de la población: Gran Canaria, Tenerife y Lanzarote. Fuerteventura mantiene su población, mientras que el resto de las islas disminuyen su población, en especial La Gomera y El Hierro, que pierden, en esta década, la tercera parte de sus habitantes.

El aumento poblacional más espectacular lo registraron, en todo caso, las ciudades capitalinas y, en especial, la ciudad de Las Palmas de Gran Canaria. Hacia 1960, tanto Las Palmas de Gran Canaria como Santa Cruz de Tenerife con La Laguna, tenían una población similar que rondaba los 190 000 habitantes. En el transcurso de una década Las Palmas de Gran Canaria alcanzó los 287 000 habitantes, mientras que Santa Cruz de Tenerife junto con La Laguna rondaban los 240 000 habitantes (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Paralelamente también se observa un aumento de la población en las principales zonas turísticas de estas dos islas. En Gran Canaria, este crecimiento se centra en el sur de la isla, en torno a la zona de Maspalomas. En Tenerife también aumenta la población en el sur, por la zona de Las Américas, pero crece todavía más en la zona norte, donde el Puerto de la Cruz triplica el número de habitantes.

Este crecimiento demográfico aumenta las necesidades de energía, no sólo por el aumento de la población en sí, sino también por las necesidades que este hecho lleva asociado, como es la construcción. Este aumento de la demanda eléctrica desborda la capacidad de UNELCO, sobre todo en la isla de Tenerife (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

5.4 La entrada del INI: el comienzo de las empresas públicas

5.4.1 La creación del INI

El Instituto Nacional de Industria (INI) fue creado en 1941, bajo la consigna de *"... en servicio de la Nación, la creación y resurgimiento de nuestras industrias..."*. Una de las prioridades del INI era potenciar los centros productores básicos, es decir, la producción de carbón, hierro y energía eléctrica.

En 1944 se creó, como filial del INI, la Empresa Nacional de la Electricidad (ENDESA), cuyo fin principal era la producción termoeléctrica. Dos años más tarde, en 1946, se constituyó la Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana, S.A. (ENHER), dedicada a la producción hidroeléctrica (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

La importancia del sector eléctrico dentro del INI fue en aumento con los años. En 1977, la empresa pública controlaba el 12% de la potencia instalada y el 14% de la producción eléctrica nacional; también había invertido más capital en este sector que en el resto. En 1982, el INI controlaba el 33% de la producción eléctrica nacional (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

5.4.2 El aumento de la población y de la demanda

Al igual que en la década anterior, la coyuntura económica y la explosión demográfica, hacen que la demanda eléctrica siga aumentado de forma significativa[60] .

La población sigue una dinámica parecida a la de la década anterior, aumentando, sobre todo, en las islas capitalinas[61]. Tal es así que, en la década que va de 1971 a 1980, Gran Canaria ve incrementar su población en un 29%, mientras que en Tenerife ese incremento es del 18%. Al tradicional aumento de la población en las islas capitalinas, hay que añadir el despertar de Lanzarote y Fuerteventura, con un crecimiento del 20% la primera y del 50% la segunda. En cuanto al resto de las islas, La Palma y El Hierro aumentaron su población de forma más moderada, un 11 y un 16% respectivamente; mientras que en La Gomera la población siguió en retroceso, con una disminución del 0,6% (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Durante este periodo no sólo aumenta la población, sino también su poder adquisitivo y su renta[62]. A pesar de ello, la renta seguía estando por debajo de la media nacional, pasando de un 80% de la media nacional en 1960 a un 85% en 1973 (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

5.4.3 Dificultades para abastecer la demanda

El aumento de la renta y de la población y, consiguientemente, de la demanda eléctrica, tuvieron consecuencias negativas para el adecuado suministro eléctrico de Canarias, dado que, en su mayoría, las empresas eléctricas no tenían capacidad para cubrir este incremento de la demanda que, en muchos casos, tuvieron que dejar insatisfecha. Estos problemas fueron especialmente acuciantes en las dos ciudades capitalinas, donde también el aumento de la demanda fue más significativo, dejando en una difícil situación a UNELCO (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988). El descontento de la población era generalizado ante la falta de suministro.

Estas circunstancias derivaron en el envío de una central flotante, a modo de solución de emergencia, por parte del INI (a través de ENDESA) a la capital de Tenerife. La central flotante "Nuestra Señora de la Luz" llegó al puerto de la ciudad en 1962. Esta central, que había sido originariamente un antiguo destructor de la marina de EE.UU. utilizado en la 2ª Guerra Mundial contra los submarinos alemanes y que, posteriormente, se había modificado en Bélgica para su uso como central eléctrica, había sido utilizada para el abastecimiento eléctrico en Barcelona. Con una potencia nominal de 7,5 MW, esta central, destinada principalmente a cubrir las puntas de demanda, alivió notablemente las insuficiencias del suministro eléctrico de Santa Cruz de Tenerife. En un principio, la estancia de la central flotante en la ciudad debía de ser de 2 años, pero terminó convirtiéndose en un elemento familiar del paisaje santacrucero, ya que permaneció en este puerto hasta 1973.

---

[60] Entre 1960 y 1973, el crecimiento promedio anual del volumen de ventas de electricidad se cifra en un 17,4%.

[61] Esta pauta se ha mantenido hasta la actualidad, ya que de los 2,1 millones de habitantes que estaban censados en el 2009 en las Islas, el 83% se distribuye en estas dos islas.

[62] Entre 1960 y 1973, la renta media acusa un incremento medio anual acumulado del 7,2%, superando el crecimiento medio de este periodo a nivel nacional.

5.4.4 La entrada del INI en Canarias: de La Palma al resto de las islas

5.4.4.1 El INI comienza su andadura en La Palma

Si en 1893 La Palma se había adelantado al resto de las islas, al ser la primera en disponer de un servicio eléctrico, también se adelantó a las demás al ser la primera en convertir en público este servicio. Este giro se debió a lo precario de su abastecimiento, que era tan insuficiente como el de Tenerife. Con una demanda punta de 1000 kW, se disponía sólo de tres grupos diésel de 300 kW, cada uno. Aunque la puesta en marcha de la central hidroeléctrica de El Mulato regularizó la situación, una avería en esta central en 1962, hizo que el servicio volviese a ser precario.

El Cabildo de La Palma, accionista mayoritario de la empresa "Riegos y Fuerzas de La Palma" (RIFU), dueña de estas centrales, solicitó entonces ayuda al Gobierno Estatal para mejorar la situación, quien ordenó la intervención del INI. El Cabildo, tan deseoso de mejorar el servicio y extenderlo como de librarse de la pesada carga que suponía el control económico de la empresa, no puso objeciones al traspaso y en ese mismo año, 1962, se firmaron los acuerdos de colaboración entre RIFU y el INI. Un año más tarde RIFU autorizaba al INI los planes de ampliación presentados por el mismo INI, nuevo accionista mayoritario y, prácticamente, dueño de la empresa (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

En los años que siguieron entraron en funcionamiento 5 grupos diésel, con una potencia total de 4,6 MW, se extendieron las redes eléctricas, con especial hincapié en el Valle de Aridane que era, en aquella época, la mayor consumidora de la isla, debido principalmente al consumo para bombeo de agua, que aumentó notablemente debido a la extensión del cultivo del plátano. En 1968 se llegó a un acuerdo para la fusión con la Hidroeléctrica de Argual; en 1970 se terminó de absorber la RIFU, pero no se pudo llegar a un acuerdo con la Hidroeléctrica de Tazacorte, por lo que el servicio eléctrico en La Palma no se pudo unificar hasta 1978.

La intervención del INI se hizo notar rápidamente en la isla, cambiando notablemente las cifras del sector eléctrico: la potencia instalada aumentó de 1,05 MW[63] en 1964 a 8,7 MW en 1969, la producción pasó de algo menos de 6 GWh[64] en 1964 a cerca de 17 GWh en 1969 y se mejoraron las redes de distribución disminuyendo sus pérdidas, que pasaron del 45% en 1965 al 15,3% en 1968 (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

5.4.4.2 Expansión del INI en el resto de islas no capitalinas

La Gomera, El Hierro y Fuerteventura compartían, por esta época, características económicas comunes que influyeron en que el desarrollo del servicio eléctrico siguiera pautas similares. Sus caracteres eminentemente rurales junto a su condición de zonas tradicionalmente deprimidas, determinaron el retraso y, prácticamente, la ausencia de

[63] Sin incluir los 2 grupos de 500 kW cedidos en 1963.
[64] GWh: Gigavatio–hora

electrificación, hasta que la empresa RIFU, ya integrada en el INI, se hiciera cargo de sus suministros en la década de 1960 (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

La Gomera

En La Gomera no existía un servicio eléctrico regular. La central hidroeléctrica de Monforte, con una potencia instalada de 60 kW, daba servicio al valle de Hermigua. Existían también varios generadores, asociados a la pequeña industria local, que proporcionaban parte del alumbrado doméstico, pero estas instalaciones no ofrecían ninguna posibilidad de crecimiento. También las instalaciones de bombeo, el servicio de puertos y el telégrafo, contaban con sus propios generadores. Se habían instalado cinco centrales termoeléctricas de pequeñas dimensiones, cuyas potencias instaladas oscilaban entre 15 y 43 kW. Los productores de electricidad más importantes de la isla eran tres industrias conserveras, cuya potencia instalada ascendía conjuntamente a 400 kW (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Dado lo precario de la situación, y animados por la intervención del INI en la isla de La Palma, el Cabildo de La Gomera solicitó en 1962 la intervención del Estado. Sin embargo, esta petición no fue atendida hasta 1968, año en que se instaló en la capital una central diésel. En 1969 el INI, a través de RIFU, puso en marcha la primera fase del plan de electrificación de la isla. La generalización del servicio eléctrico, con la ampliación significativa del número de abonados y de las horas de servicio, no se llevó a cabo hasta la década posterior.

El Hierro

La situación de partida de la isla de El Hierro no era muy diferente. Sólo existían tres pequeñas centrales termoeléctricas, con una potencia total instalada de unos 56 kW, que actuaban como distribuidores. Además también se habían instalado generadores para uso exclusivo de autoproductores, tales como molinos, talleres, etc., cuya potencia total instalada alcanzaba los 240 kW.

El RIFU se encargó de electrificar la isla, paralelamente a La Gomera. Las redes de distribución se comenzaron en 1969, pero tardaron varios años en terminarse (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Fuerteventura

En Fuerteventura las dificultades en el suministro eléctrico eran similares a las de La Gomera y El Hierro. Sólo la capital, Puerto del Rosario, y Gran Tarajal tenían suministro eléctrico. En ambos casos el servicio era proporcionado por productores privados y estaba limitado a ciertas horas al día.

En Puerto del Rosario un particular proporcionaba electricidad con un grupo diésel de 40 kW. Este servicio duraba sólo unas horas al día, de 16 a 18 horas y de 19,30 a 00,30. En 1963, el propietario de esta central comunicó al Ayuntamiento que cesaba sus actividades, por lo que la corporación municipal se hizo cargo del suministro eléctrico. Gracias a un préstamo, consiguió instalar dos grupos cuya potencia ascendía a 160 kW (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

En Gran Tarajal otro particular abastecía la red local, con dos grupos cuya potencia conjunta era de 46 kW. El servicio se limitaba a cinco horas en verano y seis en invierno (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

En los demás pueblos, igual que sucedía en las demás islas, el gas butano sustituía en gran parte la carencia de electricidad, su empleo se había extendido para usos domésticos y para el alumbrado de viviendas.

En 1969, el Cabildo de Fuerteventura estudió la posibilidad de extender el suministro eléctrico a toda la isla y proyectó la construcción de dos centrales, una en Jandía y otra en Puerto del Rosario, ambas con una potencia de 3,2 MW. Para los trabajos de instalación y montaje se contrató a la empresa RIFU. La normalización del servicio y la distribución de electricidad en toda la isla tuvieron que esperar a la llegada de UNELCO en 1972 (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Lanzarote

En 1959 Lanzarote tenía tres pequeñas centrales, que abastecían a Arrecife, Haría y Teguise, y que sumaban una potencia de unos 550 kW. El resto de la isla no tenía suministro eléctrico; salvo algunos pocos propietarios de grupos propios. Esta población se alumbraba mediante velas, lámparas de petróleo y, más recientemente, con gas butano.

En Teguise el servicio público de electricidad se inauguró en 1959, siendo, desde un principio, propiedad del municipio (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

En Arrecife la empresa "Fábrica de la Luz" disponía de una central de unos 400 kW que abastecía a unos 2000 abonados, a pesar de que la población era de unos 13 000 habitantes. La escasa potencia de la central y el elevado precio de la electricidad, imposibilitaban el suministro a las instalaciones industriales, particularmente a las importantes fábricas de conserva de pescado de la capital. Estas industrias se verían en la necesidad de instalar motores propios, con el consiguiente aumento de los costes de su propia producción. Se vivía un momento de rápido crecimiento de las industrias relacionadas con la pesca, que coincidía con el despegue del turismo. Ambas circunstancias motivaron un gran aumento de la demanda eléctrica (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Dada la precariedad del suministro eléctrico, en la década de 1960 se estableció una segunda empresa en Arrecife, "Termoeléctrica de Lanzarote, S.A.", más conocida como TERMOLANSA. Esta empresa tenía una doble finalidad: electrificar toda la isla y suministrar electricidad a la primera planta desaladora que se implantó en Canarias. Esta planta desaladora no sólo fue la primera de Canarias, sino también de España. Se puso en marcha en 1965; la tecnología con la que funcionaba era Evaporación Multietapa Flash (MSF), sistema intensivo en cuanto a consumo energético, y tenía una capacidad de 2500 m^3/d[65] (Sadhwani & Veza, 2006). La capacidad de la planta eléctrica era de 1800 kW[66].

En Haría la producción de electricidad se llevaba a cabo gracias a una dinamo acoplada a un molino de gofio. A mediados de la década de 1960, el propietario se vio en la imposibilidad de seguir suministrando electricidad, por lo que el Ayuntamiento se hizo cargo del servicio y amplió el servicio local. El Ayuntamiento siguió haciéndose cargo de la producción hasta que en 1970 la central y su red de distribución pasaron a manos de TERMOLANSA (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

[65] Esta capacidad contrasta profundamente con la capacidad de desalación actual en Canarias, que ronda los 500 000 m^3/d.
[66] El Eco de Canarias, 25 de agosto de 1964. Entrevista a Manuel Díaz Rijo, promotor de Termolansa.

La empresa TERMOLANSA, desde que se instaló en Arrecife, empezó a extender sus redes de distribución al resto de la isla, con una red a 6000 voltios (Diaz Rijo, 2007). En 1970 ya se había establecido el suministro de electricidad a todos los municipios de Lanzarote (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

El caso de TERMOLANSA merece un lugar destacado dentro de la historia energética de Canarias, ya que es la única empresa, creada después de UNELCO, de carácter privado que logró alcanzar un nivel insular en sus actividades de distribución de electricidad. La empresa RIFU, que fue creada después de UNELCO, también logró dar servicios a nivel insular, pero no era una empresa privada, sino creada al amparo del Cabildo Insular de La Palma. A pesar de lo costoso que resulta la electrificación en general, y en Canarias en particular, donde la rentabilidad media era muy baja, TERMOLANSA entró en el mercado en un momento propicio, en el que el crecimiento económico y demográfico coincidían, a la par que se daba un auge en el turismo y en la pesca (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988). Esta coyuntura llevó a esta empresa privada a poder llevar a cabo un proceso de electrificación a nivel insular y mantenerse en un negocio donde otras empresas privadas habían fracasado. A título anecdótico merece destacar que esta empresa compró la central flotante "Nuestra Señora de la Luz" cuando ésta tuvo que abandonar el puerto de Santa Cruz de Tenerife, pasando desde 1973 a ser utilizada en Lanzarote.

5.4.4.3 La situación en las islas capitalinas

Tenerife

En Tenerife subsistían unas 20 centrales eléctricas, de las que sólo tres eran hidráulicas. Estas centrales hidráulicas –debido al aumento de la demanda y la disminución del caudal, por el aumento del número de perforaciones que a menudo extraían agua del propio naciente– no eran ya capaces de abastecer las zonas que suministraban, complementando su producción con la de UNELCO. El conjunto de centrales sumaban una potencia instalada de unos 33 MW, con una producción anual algo superior a 86 GWh. El principal productor era UNELCO, que contaba con el 52% de la producción y el 45% de la potencia instalada (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

UNELCO seguía con dificultades para abastecer la demanda, ya que sus dos centrales tenían una potencia conjunta de 14,4 MW y la punta de demanda se situaba en torno a 11 MW. Esta situación no mejoró hasta la entrada en funcionamiento de la central de Calendaria, que tenía una potencia instalada de 44 MW. Esta central se inauguró en 1967, pero su entrada en funcionamiento no coincidió con su integración en el circuito de distribución (por problemas de conexión de la red principal), por lo que su producción se hubo de desviar principalmente al Norte de la isla y, en particular, al Puerto de la Cruz, que consiguió de esta forma saciar su creciente demanda.

Con esta última central se disponía en Tenerife de una potencia instalada de 72 MW, mientras que la punta de demanda no llegaba a los 40 MW. Teóricamente, la situación quedaba así resuelta, dado que el grupo más grande tenía una potencia de 22 MW, por lo que eventuales averías no ponían en riesgo la seguridad del suministro. No obstante, habría que esperar a la conexión de la central de Candelaria a la red general de distribución para ver resuelto el problema (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Gran Canaria

En la década de 1960 se observa en esta isla un crecimiento económico y demográfico superior al de Tenerife, debido fundamentalmente al desarrollo del sector turístico, la construcción y las actividades comerciales.

El suministro eléctrico había quedado prácticamente en manos de UNELCO, que producía el 99% de la electricidad destinada al sector público y la mitad de la destinada a particulares, incluyendo a los autoproductores (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988). El resto de particulares se abastecían a través de empresas locales. La Aldea, por ejemplo, disponía de su propio grupo electrógeno, al igual que la inminente zona turística del Sur, donde en 1963 se instaló un grupo electrógeno de 125 kVA en el barranco de San Agustín. El auge turístico propició la ampliación de las instalaciones del Sur de la isla y en 1966 se instaló una segunda central en el barranco de Las Burras, con tres grupos electrógenos de 175 kVA cada uno, que funcionaban con gasoil. El 1971 se constituye ELMASA (Sociedad Eléctrica de Maspalomas), que englobaría todas estas centrales del Sur de Gran Canaria y continuaría ampliando la capacidad de generación en la zona (Ponte, 2010).

Hacia 1960, alrededor de un 20% de la población de la isla no tenía acceso a la electricidad, concentrándose esta población en núcleos rurales reducidos o aislados. En la década de 1960, UNELCO, con la colaboración de la Comisión Provincial de Electrificación Rural, extendió sus redes hasta alcanzar algunas de las poblaciones más importantes que quedaban sin electrificar, como Artenara, Valleseco, Tejeda y Valsequillo. Con todo, la situación en las zonas rurales apenas varió durante aquellos años (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

En esta década, Gran Canaria sufrió un crecimiento excepcional que se concentró en la capital y, en menor medida, en algunas zonas del nordeste, por lo que los esfuerzos de UNELCO se dirigieron a estas áreas. Pronto la producción se vio superada por la demanda, como había sucedido en Tenerife, y la respuesta de UNELCO, al igual que en esta isla, no pasó por aumentar proporcionalmente la capacidad de las centrales sino por pedirles más esfuerzo a los equipos instalados. Cierto es que se instalaron varios grupos nuevos, pero insuficientes para abordar el crecimiento de la demanda. En cualquier caso, hay que señalar que la adquisición de grupos generadores no respondía a ninguna planificación, sino que se iban comprando grupos a medida que las disponibilidades financieras de la empresa lo permitían.

Así, mientras que en 1960 la punta de la demanda representaba el 49% de la potencia instalada, en 1963 alcanzaba el 81%, superando los límites de seguridad (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

La llegada de los grupos de gas y de las tarifas diferenciales

En esta época se instalaron en Gran Canaria siete grupos de gas, con una potencia total de 65 MW. Estos grupos de gas (basados en turbinas de reacción) tenían el inconveniente de consumir más combustible que las tradicionales calderas de vapor, pero este hecho se presentaba como irrelevante en una época en la que el precio del carburante presentaba una tendencia a la baja y tenían la gran ventaja de un arranque mucho más rápido.

La importancia de adquirir grupos cuya puesta en marcha fuese más ágil derivaba del incremento que había sufrido la demanda punta, que se situaba entonces entre las 19 y las 23

horas, y que estaba tres veces por encima de la demanda en las horas valle. Estas diferencias tan grandes entre el consumo diurno y el nocturno se debían principalmente a la descompensación entre el crecimiento de la demanda doméstica y la industrial. Tanto en Gran Canaria como en Tenerife, el consumo doméstico crecía a un ritmo superior al industrial, representando el sector industrial algo menos del 40% del consumo total (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Esta descompensación en la demanda se trató de reducir en ambas islas introduciendo las tarifas diferenciales[67], que pretendían estimular el consumo diurno frente al nocturno, vendiendo el kWh más barato durante el día que por la noche[68].

Esta situación de desequilibrio de la demanda obligaba a hacer trabajar a los grupos a media carga durante el día y a exigirles el máximo rendimiento durante las horas punta. Este régimen de trabajo encarecía los costes. El rápido crecimiento de la demanda no dejó sacar partido a la principal ventaja de los grupos de gas, que era su arranque rápido, y fueron sometidos al mismo régimen de pleno funcionamiento que los demás.

En la década de 1970 se corrigió el desequilibrio entre el consumo doméstico y el industrial, gracias al rápido desarrollo de la industria en ambas islas[69].

La primera planta desaladora de Gran Canaria

Una de las causas del crecimiento de la demanda industrial fue, sin duda, el comienzo de la desalación en esta isla. En 1970 entra en funcionamiento la planta dual[70] "Las Palmas I", con una producción de 20 000 m^3/d y 20 MW de potencia eléctrica (Sadhwani & Veza, 2006).

La extensión de las redes eléctricas

En lo relativo a la extensión de las redes eléctricas durante este periodo, es de destacar la implantación de la línea de 66 kV que unía Guanarteme con el Carrizal. En este mismo periodo, a finales de la década de los 60, se inició la prolongación de esta línea entre el Carrizal y Arguineguín, lo que hizo posible el abastecimiento desde las centrales de UNELCO de la zona turística del sur en los años 70.

Las restricciones en el servicio eléctrico

En 1969, la situación resultaba comprometida para Gran Canaria; con una potencia instalada de 60 MW había llegado a una punta de demanda de 47,6 MW. Pronto comenzaron las restricciones ya que, además, los grupos de gas habían bajado su rendimiento por debajo del

[67] Las tarifas diferenciales son distintas tarifas que se aplican según diferentes parámetros. En este caso se refiere a tarifas diferenciales por discriminación horaria, aplicando distintas tarifas según bandas horarias respartidas a lo largo del día. El caso más sencillo es el que contempla sólo dos tarifas, una diurna y otra nocturna, definiendo previamente de qué hora a qué hora abarca cada banda.
[68] Nótese la gran diferencia con la política de precios en la actualidad, justamente la contraria, que trata de incentivar el consumo nocturno frente al diurno (el kWh nocturno es más económico que el diurno, si se aplican tarifas diferenciales).
[69] El crecimiento anual doméstico fue del 10% frente al 13% del industrial.
[70] Las plantas duales combinan la producción de agua desalada con la generación de electricidad.

valor nominal, al haber sido sometidos a un régimen de trabajo continuo y prolongado (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

5.5 La conversión de UNELCO a empresa pública

5.5.1 La venta de UNELCO

Durante la década de 1960 UNELCO había experimentado un rápido crecimiento, había duplicado su número de abonados y cuadruplicado la venta de electricidad y, consecuentemente, había mejorado su situación económica y financiera. Sin embargo este crecimiento había sido desordenado, no se correspondía con ningún plan predeterminado. La empresa había estado prácticamente estancada durante un cuarto de siglo y el desarrollo económico de Canarias le había cogido por sorpresa. El resultado fue que no consiguió modificar su propia estructura interna, con la rapidez suficiente, para responder a la nueva coyuntura (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

En 1968 el problema de la electrificación en Canarias presentaba dos facetas diferentes. UNELCO no disponía ni de la infraestructura ni de la capacidad de financiación necesaria para seguir el desarrollo de Canarias ni, mucho menos, para estimularlo. Por otra parte, ese mismo desarrollo llamaba la atención de los capitalistas americanos dueños de la empresa, que reaccionaron como lo que eran, capitalistas, considerando que había llegado el momento de sacar beneficios de una empresa que interesaba más vendida que ampliada (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Enterado de la intención de los propietarios de UNELCO, el INI, que desde hacía 10 años perseguía incorporar a UNELCO al control estatal, reaccionó con rapidez e iniciaron en enero de 1969 las negociaciones directamente con el vendedor americano. La compra se formalizó en junio de 1969. El monto de la operación superó los 1400 millones de las antiguas pesetas[71] (unos 8,4 millones de euros).

Se ha de reseñar que la adquisición de UNELCO por parte del INI no obedecía a intereses puramente económicos, sino a un objetivo más amplio como era la electrificación de Canarias. Éste era en realidad el interés del Estado que, además, consideraba que la electrificación no podía conseguirse de otra manera; prueba de ello son las declaraciones del presidente del INI, Julio Calleja, tras la adquisición de UNELCO.

> *"El rendimiento de los negocios de producción eléctrica en las Islas no es suficiente para que a ellos se dediquen las empresas privadas. /.../ Para atender al extraordinario incremento de esa demanda que se ha producido, y que se va a producir de cara al desarrollo, Unelco no poseía en las dos islas mayores los sistemas necesarios de producción, distribución y transporte de la energía. El desarrollo económico de las islas estaba frenado en gran medida por esa insuficiencia. /.../ Para poder hacer frente a esta demanda será necesario en Gran Canaria*

[71] La Provincia, 24 Junio 1969

hacer una inversión del orden de 2500 millones de pesetas. Para Tenerife la inversión necesaria es de 2000 millones. /.../"

La Provincia, 24 Junio 1969

Se hacían necesarias grandes inversiones no sólo para hacer rentable su explotación, sino sobre todo para estimular el ritmo de desarrollo.

Aún teniendo en cuenta la cuestión de la insularidad, con el aislamiento geográfico que conlleva, se necesitaba también un organigrama de producción único, para lograr, en la medida de lo posible, la interconexión de los sistemas aislados.

Con respecto a este último punto hay que resaltar que la interconexión de los sistemas eléctricos sólo se ha conseguido, hasta la actualidad, entre las islas de Lanzarote con La Graciosa y Lanzarote con Fuerteventura. Siendo esta última conexión, además, con líneas de potencia limitada.

Las medidas de racionalización y la mejora de la gestión de la empresa, permitieron no sólo mantenerla a flote, sino que prosperara. Una de las medidas fue la unificación del suministro eléctrico en todo el Archipiélago (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

5.5.2 UNELCO absorbe las empresas del sector

La primera empresa que se unió a UNELCO fue, como no podía ser de otra forma, la empresa que ya poseía el INI en Canarias: RIFU. La fusión se firmó en diciembre de 1970. Con esta fusión UNELCO se hacía con el control de las islas occidentales y con el de Fuerteventura.

Entre 1970 y 1975 se absorbieron progresivamente las pequeñas compañías productoras de electricidad. Dentro de este programa de unificación sólo se encontraron con tres empresas con las que no se llegó a un acuerdo. Estas tres compañías fueron: la Hidroeléctrica de Tazacorte, ELMASA y TERMOLANSA (Termoeléctrica de Lanzarote, S.A.). Estas empresas fueron las últimas en dejarse absorber, lo que no sucedió hasta que vieron desaparecer al resto de pequeños productores (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

Después de intentarlo durante varios años, TERMOLANSA se terminó absorbiendo en 1974. Este hecho permitió llevar a cabo, en 1977, la interconexión de los dos sistemas eléctricos de Lanzarote y Fuerteventura. En 1978 UNELCO consiguió la absorción de la Hidroeléctrica de Tazacorte.

Quedaba sólo ELMASA para cerrar el capítulo de absorciones. Esta empresa se había constituido en 1971, con el objeto principal de dar respuesta a la demanda creciente del Sur de Gran Canaria, adquiriendo una gran importancia, debido precisamente al rápido desarrollo turístico de esta zona, que dispararía el consumo (Ponte, 2010). UNELCO trató de conseguir el control de esta empresa, pero sus accionistas se opusieron a estos intentos de incorporación (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

El rápido desarrollo turístico obligaba a ELMASA a hacer continuas ampliaciones de sus instalaciones; las últimas tres incorporaciones fueron un grupo de 450 kVA, posteriormente dos grupos de 2000 kVA y finalmente un grupo de 3750 kVA. A partir del año 1975 no se

les concede permiso para llevar a cabo ninguna ampliación más ni modernización de sus instalaciones. La explicación se encuentra en que, a principios de la década de 1970, las redes eléctricas ya habían llegado al Sur de la isla; por lo que el interés del INI era que su empresa estatal abasteciera también el Sur de la isla. El aumento de la demanda en esta zona en plena expansión turística, tuvo que cubrirlo ELMASA comprándole electricidad en alta a UNELCO, para luego revenderla. Al no poder ampliar ni modernizar sus instalaciones, ELMASA se vuelve cada vez más dependiente de UNELCO. Los altos costes de explotación, por la obsolescencia de sus instalaciones, unidos a los problemas de abastecimiento por parte de UNELCO, hicieron inviables económicamente la continuación de su actividad como empresa productora y comercializadora de electricidad, viéndose abocados a su venta. Las negociaciones duraron un año. En 1979, UNELCO compró la parte del negocio eléctrico de la sociedad grancanaria por una suma que ascendía a 562 millones de las antiguas pesetas (unos 3,37 millones de euros) (Ponte, 2010).

Con esta última adquisición, y tras diez años de negociaciones, quedó cerrado el capítulo de absorciones inaugurado por UNELCO en 1969.

Una vez incorporados todos los productores eléctricos, el objetivo de UNELCO era electrificar cada una de las islas hasta llegar a toda la población.

5.6 UNELCO como servicio público

5.6.1 UNELCO como empresa pública

La etapa de UNELCO como empresa pública empieza en 1969 (al integrarse en el INI) y termina en 1998, fecha en la que UNELCO es absorbida totalmente por la empresa privatizada ENDESA. Aunque ya en 1983 UNELCO se integra en el conglomerado de ENDESA, la absorción final no se produce hasta años más tarde.

UNELCO se integra en el INI en 1969, pero hasta 1980 –tras cerrar el capítulo de absorciones analizado en el apartado anterior– no se puede hablar de la normalización del servicio eléctrico para la práctica totalidad de Canarias. A partir de esta fecha UNELCO pasa a ser la distribuidora en exclusividad y productora, casi en exclusiva, de electricidad en Canarias, salvo contadas excepciones, entre las que destaca CEPSA, y en los últimos años también cabe mencionar la creciente importancia de la electricidad suministrada por los parques eólicos.

Durante el periodo que va desde 1970 a 1983, UNELCO logra extender sus redes eléctricas hasta cubrir la totalidad del Archipiélago. En estos años se multiplicaron casi por 5 las ventas de electricidad, mientras que los recursos de la empresa (propios más inmovilizado) se multiplicaron por 25, en gran medida debido a la extensión del suministro a todas las islas y a casi toda la población. Este crecimiento no fue sencillo, la empresa tuvo que abordar cuantiosas inversiones en situaciones no siempre favorables (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

5.6.2 Sobre cómo las redes se extendieron por todo el Archipiélago

Después de la primera etapa de las absorciones, en 1974, UNELCO había cubierto sólo el 70% del programa de electrificación previsto para las islas orientales y el 77% para las occidentales. El consumo por habitante estaba por debajo del 40% de la media nacional. Paradójicamente, Canarias era la primera región de España en número de centrales.

La electrificación de Fuerteventura y El Hierro no produjo quebraderos de cabeza, dado que en ambos casos se tuvo que partir prácticamente de cero. A pesar de lo cual, no faltaron problemas jurídicos y técnicos, derivados de la notable dispersión de los pequeños medios de producción independientes, cada uno trabajando en circuito cerrado y con medios insuficientes. La conexión de estos sistemas aislados con sus respectivas redes insulares resolvió los problemas, pero también obligó a aumentar la potencia de las principales centrales en cada isla.

En Gran Canaria la entrada en funcionamiento de la central de Jinámar logró cubrir con creces las deficiencias del sistema en esta isla. Gracias a su incorporación al sistema insular, entre 1969 y 1972, se incrementó en un 117% la potencia instalada (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

En Tenerife la solución pasaba por conectar la ya existente central de Candelaria a la red eléctrica de Santa Cruz de Tenerife, lo que se consiguió en 1971, además se amplió la potencia instalada en 1972, logrando así solucionar los problemas de suministro que arrastraba la isla (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 1988).

5.6.3 Las inversiones de UNELCO como empresa pública

La definición de la estrategia inversora de UNELCO-INI se concretó desde el primer momento en un plan estratégico de desarrollo eléctrico de Canarias. Pero rápidamente las inversiones necesarias sobrepasaron las previsiones y, entre 1970 y 1972, se superó el total de las inversiones realizadas en la década anterior (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 2001).

A finales de la década de 1980, UNELCO construye las centrales mixtas de Gran Canaria (Barranco de Tirajana) y de Tenerife (Granadilla), con 2 grupos de vapor de 80 MW cada uno y una inversión de 102 mil millones de las antiguas pesetas (unos 613 millones de €), de acuerdo con las directrices del PECAN'89[72]. Según este plan estas centrales debían estar preparadas para quemar fuel, carbón o gas. Para la financiación de estas centrales se contó con una subvención de la Unión Europea de 15 mil millones de las antiguas pesetas (unos 90 millones de €) (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 2001).

Este proceso de ampliación de potencia se vio acompañado de otras medidas complementarias encaminadas a reducir costes, renovando un parque, en parte, ya obsoleto, a la vez que se mejoraban las condiciones medioambientales con medidas para reducir la contaminación –por ejemplo con la introducción progresiva de fuel de bajo contenido en azufre–. En este último ámbito de actuación también se recibió una subvención de la Comisión Europea, a cargo de los fondos FEDER, de una cuantía que ascendía a 8284

[72] PECAN'89: Plan Energético de Canarias de 1989

millones de las antiguas pesetas (unos 50 millones de €) (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 2001).

También se invierte en la mejora de las redes eléctricas. A partir de comienzos de la década de 1980 se va cambiando la red de media tensión de 6 kV a 20 kV. Y a partir de 1992 se instalan en Gran Canaria y Tenerife líneas de doble circuito a 220 kV entre las centrales antiguas y las nuevas. En 1995 el conjunto de las líneas eléctricas (alta, media y baja tensión) llegaban a los 17 800 km.

En cuanto a las pérdidas en distribución, bajaron desde cifras próximas al 30%, a principios de la década de 1970, a niveles inferiores al 15% en la década de 1980.

Por primera vez en la historia del sector eléctrico de las Islas, la mejora del servicio, sostenido por importantes inversiones en instalaciones de generación y de distribución, no fue a remolque de la demanda, sino que se llevó a cabo mejorando la oferta energética y extendiendo su servicio a partir de una planificación más ajustada a medio y largo plazo (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 2001).

5.6.4 La ordenación tarifaria

Conviene hacer mención a la ordenación tarifaria, que determina la retribución de las ventas de energía, en sus dos vertientes: la garantía de un precio homogéneo en el conjunto del Estado, que no se consigue hasta la década de 1980, y las compensaciones por sobrecostes en la producción extrapeninsular, iniciadas en 1970, tras la incorporación de UNELCO en el INI. La importancia que han tenido estas compensaciones en Canarias ha sido muy alta, al permitir la mejora y ampliación del suministro a prácticamente todo el Archipiélago sin elevar sustancialmente las tarifas, es decir, sin hacer recaer sobre los consumidores el sobrecoste que implica la fragmentación territorial (Cabrera Armas, Hernandez Hernandez, & Ramos, 2008). En Canarias, a pesar de la subvención al fuel, la tarifa no alcanzaba a cubrir los costes de la energía generada por UNELCO, por lo que ésta estaba subvencionada por el Estado. En 1978 esta subvención ascendía a 1,81 pesetas (1,09 c€/) por kWh (J. A. Aleman, 1980).

La plena inserción del sector eléctrico canario dentro del estatal permitió la consecución de la normalización del servicio y la garantía del mismo y su estabilidad, básicas para un adecuado funcionamiento del conjunto de la economía del Archipiélago (Cabrera Armas, Hernandez Hernandez, & Ramos, 2008).

5.7 Nuevos rumbos económicos: la privatización de UNELCO-ENDESA

En 1988 arranca el proceso de privatización de ENDESA, mediante una OPV (Oferta Pública de Venta) del 25% de sus acciones. Finalmente en 1998 se da por concluido este proceso.

La política de desregularización del sector de los últimos años, con el objeto de favorecer la competencia, y la progresiva desaparición de la empresa pública y del INI , que culmina con la privatización de ENDESA, lleva consigo la consecución de cambios importantes, como la

diversificación y la segregación de actividades[73] (Cabrera Armas & Hernandez Hernandez, 2001).

En estos años de privatización queda patente la tendencia a la diversificación y ampliación de las actividades, con la consolidación de otras actividades distintas a las del propio sector eléctrico. Destaca la participación en los sectores del abastecimiento del agua –por ejemplo a través de Emalsa[74], participada en un 33% por UNELCO– y de las telecomunicaciones –por ejemplo a través de la extinta Canarias Telecom[75]–. Al finalizar la década de 1990 el "Grupo UNELCO", constituido en 1995, contaba con una treintena de empresas participadas.

La segregación de las actividades de producción y distribución eléctrica obliga a la separación de las actividades de UNELCO en el sector eléctrico, creándose a finales de 1999 distintas empresas: UNELCO II, dedicada a la producción de electricidad, y UNELCO I, dedicada a la distribución eléctrica.

UNELCO queda completamente integrada en la compañía ENDESA, siendo conocida a partir de 2002 como Unelco ENDESA.

5.8 El sector energético en los albores del siglo XXI

5.8.1 Actores del sector de la electricidad

En 2006 entró en vigor la normativa que facultó a Red Eléctrica de España (REE) para ejercer las funciones de operación del sistema eléctrico canario; perdiendo Unelco – ENDESA las competencias en el ámbito del transporte de electricidad a favor de Red Eléctrica.

En todo caso, Unelco – ENDESA sigue manteniendo una situación de control mayoritario en prácticamente el resto de las actividades del sector eléctrico. Merece la pena resaltar la excepcionalidad de parte de la actividad de generación, dónde prácticamente mantiene el monopolio en el sector de la producción de electricidad convencional, pero no así en la producción de electricidad mediante energías renovables, que sigue siendo una parte minoritaria de la generación. De hecho, las centrales de Unelco – ENDESA siguen cubriendo la mayoría de la demanda, con un peso relativo de un 93,5% en 2006[76].

5.8.2 Situación energética en la primera década del siglo XXI

El archipiélago canario utiliza las siguientes fuentes energéticas:

---

[73] La segregación de actividades supone la separación de actividades de distinta naturaleza, en este caso, la generación eléctrica y la distribución de electricidad.

[74] Emalsa: Empresa Mixta de Aguas de Las Palmas, S.A., dedicada al servicio de abastecimiento de agua de la ciudad de Las Palmas de Gran Canaria.

[75] Operador de Telecomunicaciones Canario que ofrecía servicios de telefonía, televisión e Internet a través de su red de cable de fibra óptica en Canarias.

[76] Dato de Consejería de Empleo, Industria y Comercio. (2008). *Estadísticas Energéticas de Canarias 2006*.

- Petróleo importado, que representa el recurso más importante.
- Energías renovables, autóctonas, de las que Canarias dispone en abundancia.

En su conjunto las energías renovables representan una fracción muy pequeña de la energía primaria consumida en las islas, siendo su aportación total de aproximadamente un 2% a finales de 2009.

Aproximadamente el 50% de la demanda de energía primaria en el Archipiélago está vinculada al sector transporte, en sus tres modalidades de aéreo, marítimo y terrestre. El sector transporte tiene, por tanto, un enorme peso en Canarias y, hasta la fecha, consume únicamente derivados del petróleo. Este sector representa, por tanto, una deuda pendiente de cara a la sostenibilidad energética.

El segundo gran grupo en demanda de energía es el sector de generación de electricidad, que absorbe más del 30% de la energía primaria consumida.

La potencia eléctrica instalada en Canarias a finales de 2009 era de 2832 MW. En términos de potencia las energías renovables suponían cerca del 10% del total instalado, pero en términos de generación ese porcentaje se reduce al 8,5%. Este porcentaje de renovables ha ido aumentando a lo largo de los últimos 20 años, en los que la contribución de electricidad de origen renovable a las redes insulares ha aumentado gradualmente.

5.9 El sector renovable después de un siglo de electricidad

5.9.1 Las centrales hidráulicas pasan a segundo plano

A medida que avanza el siglo XX, y sobre todo hacia finales de este siglo, cuando se generaliza la extensión de las redes eléctricas en Canarias, se generaliza también la utilización de derivados del petróleo para la producción eléctrica. Las centrales y molinos hidráulicos van desapareciendo dando paso a la electricidad de origen fósil. De las explotaciones hidráulicas que se fueron sucediendo a lo largo del siglo pasado, quedaban en 2010 sólo dos en explotación: La Guancha (en Tenerife) y El Mulato (en La Palma), ambas gestionadas por Unelco – ENDESA.

La Guancha. Tenerife cuenta con una central minihidráulica, la de Vergara-La Guancha. El origen de estas aguas se encuentra en dos galerías muy caudalosas, donde el agua se canaliza hasta distintos puntos de la isla. Uno de los canales desciende unos 600 metros de altura, salto que es aprovechado por la central para generar electricidad. El aprovechamiento hidroeléctrico Vergara – La Guancha, con una potencia de 430 kW y un caudal máximo de unos 325 m^3/h, se puso en funcionamiento en el año 1998. Antes de la puesta en marcha de esta central, Tenerife había dispuesto de otras centrales hidráulicas, que han dejado de operar. En 1995 contaba la isla de Tenerife con tres hidroeléctricas que sumaban una potencia de 196 kW (IDAE, 1993).

El Mulato. Endesa es propietaria de esta concesión desde 1913 pero la central actual se puso en marcha en 1953. La central hidráulica de El Mulato tenía y tiene en la actualidad una capacidad de 820 kW y aprovecha un salto de 450 metros. Situada entre San Andrés y

Los Sauces (La Palma), y con un caudal de 790 m^3/h, es la mayor central hidroeléctrica del Archipiélago (IDAE, 1993). Desde el año 2006 se prevé una ampliación de esta central hasta los 5,4 MW que incrementaría el salto de agua hasta los 925 metros (Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologias, 2006).

La isla de La Palma ha contado a lo largo de su historia con varias centrales hidráulicas, que llegaron a ser el único aporte eléctrico de la isla, pero éstas han ido desapareciendo a medida que avanzaba la electrificación en la isla. En los últimos años se evidencia un interés creciente por volver a utilizar la energía hidráulica para producir parte de la electricidad demandada. En el resto de las islas que tuvieron en su día explotaciones hidráulicas, el proceso sufrido ha sido muy parecido.

5.9.2 La tímida vuelta a la energía eólica

A medida que se avanzaba en la electrificación de Canarias, los molinos de viento se fueron electrificando, pasando de productores de energía a consumidores de electricidad; muchos de ellos ya se habían modificado previamente para ser alimentados por combustibles fósiles, por lo que se asiste a una progresiva desaparición de los molinos de viento existentes. Esta situación cambiaría en el último cuarto del siglo XX. A raíz de la primera y segunda crisis del petróleo, se reaviva el interés en Europa por los modernos molinos de viento, los aerogeneradores (molino de viento para producir electricidad). Canarias no permanece ajena a esta situación y a partir de la década de 1980, comienza a instalar aerogeneradores.

Ya en la década de 1950 se había instalado en Gran Canaria el primer aerogenerador de Canarias, tenía 15 KW y se utilizó para la iluminación de la pista del aeropuerto de Gando. Era un molino bipala, de palas de chapa de acero, con cambio de paso por medio de un mecanismo hidráulico y orientado por una rueda lateral. Cuando se amplió la pista del aeropuerto se desmontó (Calero et al., 2007).

En 1984 se instaló en Canarias el primer aerogenerador conectado a la red eléctrica, que se ubicó en la Granja Agrícola Experimental de los Moriscos, perteneciente al Cabildo Insular de Gran Canaria. Este aerogenerador de 55 kW alimentaba, entre otras cargas, una planta desaladora. La electricidad que no se consumía en la planta, se vertía a la red eléctrica; estuvo funcionando hasta 1991. Este aerogenerador fue subvencionado en el marco de un programa de experimentación de la Consejería de Industria del Gobierno de Canarias (Calero et al., 2007).

En 1986 se puso en marcha el primer parque eólico de Canarias, que se instaló en los terrenos del ITER[77], en Granadilla, Tenerife (IDAE, 1993). Se constituyó como un parque experimental, para ensayar el comportamiento de diferentes modelos de aerogeneradores ante las condiciones de vientos locales, incluyendo una máquina de eje vertical.

[77] ITER: Instituto Tecnológico de Energías Renovables

Fig. 57. Parque eólico en Granadilla, Tenerife

Fig. 58. Aerogenerador de eje vertical en Arinaga, Gran Canaria

En la isla de Gran Canaria también se instalaron varios aerogeneradores, como parque experimental, incluyendo también uno de eje vertical, en el polígono de Arinaga, en las proximidades de la planta depuradora de agua de la Mancomunidad del Sureste.

En 1990 y 1992 entran en funcionamiento los dos primeros parques eólicos para producción no experimental de energía eléctrica, el primero en Tenerife, ampliación del existente en el ITER, donde se instalaron 9 aerogeneradores, y a posteriori otro en Gran Canaria, en la zona de Pozo Izquierdo, de propiedad privada (IDAE, 1993).

Desde aquellos primeros aerogeneradores que volvían a producir energía, esta vez en forma de electricidad para la red eléctrica, hasta hoy en día, el avance de la energía eólica ha sido importante, sobre todo a finales del siglo XX, para ralentizarse en lo que va de siglo XXI, debido principalmente a la paralización de los concursos eólicos convocados en las Islas. A finales de 1993 la potencia eólica instalada en el Archipiélago era de 12,8 MW, situándose como la segunda Comunidad Autónoma en energía eólica después de Andalucía (IDAE, 1993). En 2009 Canarias era la 9ª región española en potencia eólica instalada[78]. Con todo Canarias contaba a finales de 2009 con 142 MW instalados de energía eólica, que contribuyeron ese año a algo más de un 4% de la demanda eléctrica[79].

[78] Datos de la Asociación Empresarial Eólica (www.aeeolica.es)
[79] Datos de Red Eléctrica de España (www.ree.es)

5.9.3 Los primeros pasos en energía solar

Los primeros pasos de la energía solar en el sector eléctrico han venido de la mano de las instalaciones aisladas de la red eléctrica. Fue en estas zonas alejadas de los núcleos poblacionales, a las que no llegaba la electricidad, donde la energía solar fotovoltaica encontró su primer hueco en el mercado. Estas primeras instalaciones, ubicadas preferentemente en casas rurales o para alumbrado de carreteras, llegaron a Canarias en 1988 (IDAE, 1993). A finales del siglo pasado, y sobre todo en lo que va de siglo, se extienden por Canarias las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica, llegando a cerca de 100 MW la capacidad instalada en 2009.

Pero antes que la energía solar fotovoltaica, aparece otro tipo de aprovechamiento de la energía solar en Canarias, los paneles solares térmicos para la producción de agua caliente a partir del Sol, que se instalan tanto en viviendas como en complejos turísticos.

A finales de la década de 1970, iniciativas públicas de promoción de la energía solar térmica hacen posible la instalación de paneles solares térmicos para agua caliente en viviendas de Arinaga, Gran Canaria, así como en el Hogar Infantil Sagrada Familia de Tenerife y en el Hospital Insular en Las Palmas de Gran Canaria. También se instaló un sistema experimental de desalación de agua en Arinaga que utilizaba energía solar térmica (Veza, 1980).

En enero de 1980, el Gobierno de Canarias aprueba unas ayudas para la producción de agua caliente con energía solar térmica de 5000 pesetas (unos 30 €) por metro cuadrado de panel. En aquel momento esta subvención representaba el 50% del costo. Esta subvención se justificaba con el fin de "hacer frente a los aumentos de precio del crudo" (Veza, 1980). En 1997 el Gobierno de Canarias promueve el programa PROCASOL, con el fin de incentivar las instalaciones de energía solar térmica, mediante subvención y financiación. El programa se da por concluido en 2006, con unos 40 000 m^2 de paneles instalados (Schallenberg et al., 2008).

A principios de 2006 entró en vigor, a nivel nacional, el Código Técnico de la Edificación, por el cual se exige la instalación de sistemas solares térmicos en los edificios de nueva construcción o en los que se rehabiliten (Schallenberg et al., 2008). La energía solar térmica pasa así de ser una opción a ser una obligación. No obstante, el sector mayoritario, que es el de las viviendas ya construidas, no se incluye en esta regulación.

La energía solar, tanto fotovoltaica (para la producción de electricidad) como solar térmica (para calentar agua), se han abierto paso lentamente en el Archipiélago; pero, en el caso de la energía solar fotovoltaica, a un ritmo menor al de la Península, aún disponiendo de mejores recursos solares.

Capítulo 6

Planes energéticos de Canarias

6.1 Los planes energéticos de Canarias: objetivos

En Canarias se han tramitado y aprobado tres planes energéticos:

- PECAN'86: periodo 1986 – 1995
- PECAN'89: periodo 1989 – 2005
- PECAN 2006: periodo 2006 – 2015

Estos no son los únicos planes energéticos redactados en Canarias, de hecho en el 2002 vio la luz el denominado PECAN 2002, pero este plan energético no llegó a ser aprobado.

Los objetivos generales de estos tres planes energéticos son prácticamente los mismos, cambia algo su redacción y orientación, incluso la forma de referirse a estos objetivos generales (se les denomina "principios" u "objetivos" según el PECAN de que se trate) pero la esencia es básicamente la misma. A continuación se exponen estos objetivos, precedidos de la forma de referirse a ellos.

Objetivos generales del PECAN'86

Los objetivos fundamentales eran (Gobierno de Canarias, 1986):

- Garantizar la oferta de energía en cualquier situación /…/.
- Minimizar los costes globales del abastecimiento energético.
- Potenciar la utilización de fuentes autóctonas de energía, de manera que se reduzca la dependencia energética del exterior y diversificar las fuentes energéticas que abastecen el mercado canario, de forma que disminuya el riesgo en el suministro.

- Fomentar la utilización racional de la energía, mejorando la eficiencia energética de los sectores consumidores y transformadores, impulsando el ahorro y la conservación.
- Contribuir a la mejora del medio ambiente en el Archipiélago.

Objetivos generales del PECAN'89

/…/ una serie de objetivos prioritarios, los cuales pueden sintetizarse en los siguientes puntos (Gobierno de Canarias, 1989):

- Garantizar la oferta de energía, de tal forma que en cualquier circunstancia pueda satisfacerse la demanda en condiciones aceptables de calidad y precio.
- Fomentar la utilización de fuentes de energía endógenas.
- Fomentar la utilización racional de la energía.
- Minimizar las repercusiones negativas de la utilización de la energía sobre el medio ambiente y garantizar los derechos de los consumidores.

Objetivos generales del PECAN 2006

Los cuatro principios básicos pueden expresarse como sigue (Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologias, 2006):

- Garantizar el suministro de energía a todos los consumidores en condiciones óptimas en cuanto a regularidad, calidad y precio.
- Potenciar al máximo el uso racional de la energía, lo que implica minimizar su utilización manteniendo, tanto a nivel de la ciudadanía en su conjunto como del sistema económico general, un nivel de satisfacción equivalente medido en términos de calidad ambiental, impactos sociales positivos y mantenimiento de la competitividad de nuestro tejido empresarial.
- Impulsar la máxima utilización posible de fuentes de energía renovable, especialmente eólica y solar, como medio para reducir la vulnerabilidad exterior del sistema económico y mejorar la protección del medio ambiente.
- Integrar la dimensión medioambiental en todas las decisiones energéticas coadyuvando a progresar en el camino hacia un crecimiento sostenible de la Región.

Tras un análisis de los objetivos, se puede observar un cierto paralelismo entre ellos; aunque cada PECAN tiene algunas características relevantes que los diferencian entre sí y que se analizan en los siguientes apartados.

6.2 Características relevantes del PECAN'86

Entre las características a destacar del Plan Energético de 1986 cabe mencionar, en primer lugar, que es el primer plan energético de Canarias. A lo largo del él se trasluce la reivindicación del Gobierno de Canarias de llevar a cabo la planificación energética del Archipiélago; hecho que se plasma en la elaboración y aprobación del citado plan. Además es un plan que tiene que tener en cuenta el Plan Energético Nacional, PEN 83, que se aprobó

en España en 1984, y los objetivos de las Comunidades Europeas (no existía todavía la Unión Europea por aquel entonces) en materia de energía.

Para entender aún mejor el marco en el que nace este PECAN, hay que resaltar que fue elaborado en plena resaca de la segunda crisis del petróleo, que tuvo lugar en 1979[80], y que dio lugar a que los precios del petróleo subieran de 14,5 $/barril a principios de 1979 a 28 $/barril, ese mismo año. En 1982 los precios alcanzaron los 34 $/barril (precios éstos que nos pueden sorprender en la actualidad, en una década donde el precio del petróleo ha rondado los 100 $/barril en numerosas ocasiones). Estas cifras de 1982 significaron que el precio del petróleo se duplicara en menos de un año y que siguiera subiendo en los años posteriores. Además hay que tener en cuenta que el mundo occidental todavía no se había recuperado del susto que supuso la primera crisis del petróleo[81], que se produjo en 1973, y que tuvo como consecuencia que los precios del petróleo subieran de 1,6 $/barril a principios de 1973 a 3,45 $/barril. En 1974 los precios alcanzaron los 9,31$/barril.

A todo lo anterior se le suma que Canarias, en esta época, tenía una dependencia energética del petróleo del 100%.

Las previsiones (Gobierno de Canarias, 1986)

En este contexto se planteó este plan energético, cuyo principal fin era reducir la dependencia del petróleo, pasando del 100%, que se tenía en 1986, al 82% en 1995. Esta reducción de la dependencia del petróleo se planteaba difícil, ya que sólo se podía conseguir atacando el sector eléctrico, que representaba alrededor del 16% del consumo total (véase tabla 5). En el sector eléctrico se planteó sustituir las centrales de fueloil por centrales térmicas de carbón, en las islas de Gran Canaria y Tenerife.

Tab. 5. Consumo interior de energía final en 1985 (en miles TEP[82])

Producto	Consumo	Porcentaje
Butano/Propano	84	8,33%
Gasolinas	285	28,27%
Gasoil	285	28,27%
Fuel-oil	195	19,35%
Electricidad	159	15,77%
TOTAL	1008	100%

Fuente: (Gobierno de Canarias, 1986) Elaboración propia

También se planteó instalar 40 MW de energía eólica, distribuidos entre Gran Canaria y Tenerife.

[80] Debido al cambio de régimen político en Irán (se implanta un régimen islámico) se reducen las exportaciones de petróleo hacia los países occidentales, por lo que disminuye la cantidad de barriles de crudo en el mercado y el precio se dispara.

[81] En 1973 tiene lugar la Guerra del Yom Kippur, que enfrenta a Israel contra Palestina y contra sus aliados árabes. Estos pierden la guerra y se decreta el embargo del petróleo que iba de Oriente Próximo a EEUU, principalmente. Lo que provoca que el precio del crudo se dispare (se llega a triplicar en tan sólo 6 meses) y las economías occidentales se hundan en cadena, lo que provoca altos índices de desempleo.

[82] TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo.

La combinación de ambas medidas, la introducción del carbón y de los parques eólicos, deberían de reducir la dependencia del petróleo y, en concreto, reducir la utilización del fueloil.

Estas medidas, en conjunción con las medidas de ahorro que se propusieron, debían suponer un ahorro de fueloil de 340 000 TEP en 1995 y un consumo de energía final para demanda interior de 1 674 000 TEP. El aumento del consumo previsto se situaba alrededor del 66% en la década que iba de 1985 a 1995.

La realidad

Lo que pasó realmente es que no se llegó a introducir el carbón en Canarias, que este plan fue derogado tres años más tarde y que las previsiones que hacía este plan se cumplieron parcialmente:

- La demanda de energía para el consumo interno creció cerca de un 64,5% entre 1985 y 1995.
- La energía eólica en Canarias en 1995 alcanzó la cifra de 26,35 MW y se distribuía por todas las islas, con la excepción de La Gomera (Consejeria de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologias, 2007).

Lo paradójico

Merece ser mencionado que unos 50 años antes se había sustituido el carbón por fueloil en Canarias, para la generación de electricidad en las centrales térmicas. El proceso de sustitución del carbón a fueloil presentó en cada isla una evolución diferente. En Gran Canaria este cambio se produjo de forma paulatina, culminando en 1938, con la desaparición definitiva del carbón en la central de Guanarteme. En Tenerife se comenzó a utilizar el fueloil a partir de 1938. Este plan energético proponía invertir el proceso.

6.3 Características relevantes del PECAN'89

Entre las características a destacar del Plan Energético de 1989, cabe mencionar, primero que nada, que nace para derogar al PECAN'86 y, por lo tanto, para hacer un planteamiento energético diferente al que se exponía en dicho plan.

El texto del PECAN'89 se inicia con una resolución del Parlamento de Canarias del 8 de noviembre de 1988, sobre el tipo de combustible y sistema de generación eléctrica a utilizar en las islas de Tenerife y Gran Canaria. Esta resolución desestima algunas de las medidas del PECAN'86 e introduce algunas de las premisas por las que se ha de regir el nuevo plan energético. Dada su relevancia, se reproduce a continuación parte del texto.

> *1.- Una vez analizados los combustibles desde el punto de vista estratégico y medio ambiental, y dada la actual situación internacional en cuanto a suministros, precios y capacidades de almacenamiento, se descarta el carbón como combustible para las futuras centrales a instalar en Gran Canaria y Tenerife.*
>
> *2.- Como sistema de producción se considera recomendable el ciclo*

combinado utilizando gas como combustible base, no obstante lo cual, la empresa productora podrá optar por utilizar Fuel-Oil ligero para ciclo combinado, o Fuel-Oil con bajo contenido en azufre en el ciclo de vapor pero observando los elementos correctores necesarios para que los niveles de emisión sean en cualquier caso los que la Comunidad Económica Europea permite a los países miembros para el año 1995.

3.- Si se opta por el ciclo convencional en esta etapa para la central de 160 MW, se considera del todo necesario para la ampliación prevista de 125 MW para el año 1997, que se realice con el sistema de ciclo combinado con gas como combustible base que, además de aportar al sistema eléctrico insular una mayor maniobrabilidad y suponer un racional crecimiento modular de la central para el futuro, supone la posibilidad de disponer en estas islas de una completa diversificación energética e incorporar la Comunidad Autónoma de Canarias al plan nacional del gas.

Por ello se debe prever desde ahora la instalación de la estación de Regasificación y la ubicación de la central de Ciclo Combinado en los terrenos previstos para las futuras centrales eléctricas de Tenerife y Gran Canaria.

Pocos eran los años que habían pasado desde la redacción del plan energético anterior, pero el panorama energético a escala mundial había cambiado: el precio del petróleo había descendido de forma importante, el uso del gas natural se extendía cada día más. La construcción de ciclos combinados que funcionaran con gas natural hubiera puesto a Canarias a la cabeza de las regiones españolas en cuanto a innovación energética.

Este plan energético de 1989, planteaba toda una serie de medidas encaminadas a lograr los objetivos del plan. Dada su extensión se van a plasmar, a continuación, las que se consideran más relevantes.

- Se exigirá a los operadores instalados o que se instalen en Canarias, un stock estratégico de combustibles equivalente, como mínimo, a 30 días del consumo previsto anual en el Archipiélago, medida extensiva a la empresa suministradora de energía eléctrica.
- La Consejería de Industria y Energía redactará un Plan de Gasificación que permita coordinar las actuaciones públicas y privadas tendentes a la implantación racional y al desarrollo armónico del gas natural en Canarias.
- Para asegurar la plena diversificación de los suministros de energías primarias y la correspondiente reversibilidad de las instalaciones de generación eléctrica, la infraestructura de obra civil, y la infraestructura y tecnología de las centrales eléctricas, incorporarán los elementos y accesorios necesarios para operar mediante la combustión de cualquiera de las energías fósiles primarias utilizadas por los sistemas eléctricos basados en esas energías.
- La Consejería de Industria y Energía realizará los estudios de evaluación de los diferentes recursos de energías renovables, con el fin de determinar los potenciales de cada uno de ellos por islas.
- El Gobierno de Canarias establecerá los medios necesarios para fomentar la utilización de las energías renovables en proyectos que sean viables técnica y económicamente, ya sea participando directamente en los mismos o apoyando

las inversiones realizadas por otras entidades, con objeto de contribuir al desarrollo mediante el aprovechamiento del potencial energético endógeno.

La situación energética en 1989 (Gobierno de Canarias, 1989)

En 1989, la situación energética de Canarias no había cambiado sustancialmente con respecto a 1986, se seguía dependiendo casi al 100% del petróleo como única fuente energética. No obstante, las energías renovables tenían presencia en las islas, aunque su contribución era pequeña.

Solar térmica

En materia de energía solar térmica se llevaron a cabo una serie de instalaciones de captación para la producción de agua caliente sanitaria, que supuso la utilización de 21 131 m^2 de colectores solares planos, en un total de 1408 instalaciones, entre los años 1982 y 1987. Prácticamente todas ellas tuvieron subvenciones directas para su instalación, habiéndose subvencionado un total de 162 millones de pesetas (casi un millón de euros) para este concepto en el citado periodo.

Solar fotovoltaica

Todas las instalaciones fotovoltaicas realizadas en la época eran sistemas aislados de la red eléctrica. En su total se llevó a cabo la electrificación de 18 viviendas rurales y la instalación de 24 puntos de alumbrado público, con una potencia total instalada de 4,78 kW_p[83].

Eólica

En el campo de la energía eólica se habían instalado los parques eólicos citados a continuación.

- Parque eólico Granadilla (Granadilla): 306 kW
- Aerogeneradores Los Moriscos (Ingenio): 55 kW
- Aerogeneradores Arinaga (Agüimes): 55 kW
- Aerogeneradores La Aldea (San Nicolás de Tolentino): 55 kW

Potencia Total Instalada: *471 kW*

Minihidráulica

Los aprovechamientos hidráulicos existentes por aquel entonces eran los que siguen.

- Central El Mulato (La Palma): 800 kW
- Finca de Las Flores (Tenerife): 12 kW

Las previsiones (Gobierno de Canarias, 1989)

[83] kW_p: Kilovatios-pico

Las medidas a adoptar iban encaminadas a disminuir la alta dependencia del petróleo. Las previsiones que se hicieron se recogen en la tabla 6.

Tab. 6. Distribución por fuentes energéticas, 1987 – 2005 (en %)

Año	Gas natural	Petróleo	Renovables
1987	-	99,9	0,1
1990	-	99,7	0,3
1995	-	98,6	1,4
2000	8,3	90,2	1,5
2005	14,2	84,0	1,8

Fuente: (Gobierno de Canarias, 1989)

Según las previsiones del PECAN'89 la demanda de energía primaria crecería en el período 1988 – 2005 a un ritmo del 2,1% anual acumulativo, si bien hasta 1995 el ritmo sería más progresivo, próximo al 3,2%, para disminuir en la década 1996 - 2005 hasta un 1,2% anual.

Tal y como se puede observar en la tabla 6, la participación del petróleo en el abastecimiento de energía del Archipiélago continuaría siendo mayoritaria, si bien disminuye del 100% (porcentaje de 1989) a un 84% en el año 2005. Esa disminución de la dependencia del petróleo se debería fundamentalmente a la introducción del gas natural. La participación de las energías renovables alcanzaría el 1,8% de la demanda de energía primaria en el año 2005. La energía eólica constituiría la principal fuente energética renovable, alcanzando más del 40% de la contribución renovable.

La realidad

La realidad ha sido bien distinta. Hasta finales de 2005, fecha hasta la que estuvo vigente este PECAN'89, no se había introducido el gas natural en las islas. No obstante, por encargo del Gobierno de Canarias, a través de la Consejería de Industria y Energía (Dirección Territorial de Política Energética), se llevó a cabo en 1991 el *Estudio de alternativas para la distribución de gas natural en Canarias. Plan de gasificación*. Este estudio proponía la ubicación de dos terminales en Canarias, una situada al sur del Polígono Industrial de Arinaga, en Gran Canaria, y otra al sur de la central de generación eléctrica del Polígono Industrial de Granadilla, en Tenerife.

La demanda energética creció a un ritmo de 8 – 9% anual acumulativo, como promedio del periodo hasta el 2005; muy por encima de las previsiones.

La participación del petróleo en el abastecimiento de la demanda de energía primaria del Archipiélago era del 99,4% a finales del año 2005 y la participación de las energías renovables era del 0,6%.

La energía eólica constituyó la principal fuente energética renovable, alcanzando entre el 98% y el 99% de la contribución de las renovables a la red eléctrica canaria.

6.4 Características relevantes PECAN 2006

La característica más relevante de este plan es la combinación de medidas que plantea, basadas en el ahorro energético, junto a un incremento sustancial de la contribución de las energías renovables y la introducción del gas natural, para su utilización en ciclos combinados de generación eléctrica.

Este planteamiento es parecido al que se hacía en el PECAN'89, de hecho retoma la introducción del gas natural, que era una de las medidas propuestas en este plan de 1989, en las mismas ubicaciones que se proponían en el estudio llevado a cabo en 1991.

A pesar de apreciarse un cierto paralelismo en las medidas en materia eléctrica, ambos planes tienen un trasfondo diferente, dado que en los años de redacción del PECAN'89, la filosofía imperante era más intervencionista que en la actualidad. El Gobierno de Canarias tenía entonces competencias en el establecimiento de los precios de los combustibles, en la gestión de la cuenta de compensación existente en aquellos años y en la ordenación del sector de combustibles.

Las previsiones

Se resumen a continuación las previsiones que hace este plan para el 2015 (Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologías, 2006).

1. Reducción de la dependencia del petróleo desde el 99,4% (año 2006) hasta un 72% en 2015. Esta reducción se llevará a cabo, en gran medida, a través de la utilización de fuentes autóctonas, con lo que el grado de autoabastecimiento de energía primaria en Canarias deberá alcanzar el 6% en el horizonte de 2015.

2. Disminución en un 25%, en términos constantes en el año 2015, respecto a los valores del año 2004, del ratio entre energía y PIB[84]. Para lograr esta reducción se plantean las siguientes metas cuantificables:

    - Aumentar en un 25%, en este mismo período, la eficiencia global del sector eléctrico.
    - Reducir en un 15% el consumo total de productos petrolíferos en el transporte terrestre.
    - Reducir en un 15% el consumo de productos petrolíferos en el tráfico marítimo y aéreo interinsular.
    - Aumentar en un 20% la eficiencia en el uso de energía del sector industrial.
    - Aumentar en un 20% la eficiencia en el uso de la energía del sector terciario y residencial privado.
    - Reducir el consumo de energía en los edificios e infraestructuras dependientes del Gobierno Autonómico en un 10% del año 2006 al 2008 y de un 30% en el año 2015. Se invitará a otras administraciones públicas insulares y locales a unirse a tal iniciativa.

[84] PIB: Producto Interior Bruto

3. Participación del conjunto de fuentes renovables en el abastecimiento energético y en la generación de electricidad: alcanzar un 8% de la demanda de energía primaria y un 30% de la generación eléctrica mediante fuentes de energía renovables. Para lograr esta cifra se plantean las siguientes metas cuantificables:

   - Energía eólica: alcanzar una potencia instalada de 1025 MW.
   - Energía solar térmica: alcanzar una superficie instalada de 460 000 m^2.
   - Energía solar fotovoltaica: alcanzar una cifra de 160 MW instalados.
   - Otras energías renovables:

     I. Minihidráulica: Alcanzar los 13 MW de potencia eléctrica instalada.

     II. Solar termoeléctrica: Alcanzar los 30 MW de potencia eléctrica instalada.

     III. Energía de las olas: Alcanzar los 50 MW de potencia eléctrica instalada.

     IV. Biocombustibles: Alcanzar los 30 MW de potencia eléctrica instalada y una participación del 5,75% en 2010 de los combustibles destinados al transporte terrestre.

En lo referente a la demanda eléctrica se prevé que el crecimiento promedio anual para el conjunto de Canarias sea del 4,3% anual, con un máximo del 5,2% anual para la isla de El Hierro y un mínimo del 4,2 % anual para la isla de Gran Canaria.

En relación con los G.L.P. (Gases Licuados del Petróleo), la previsión es que, mientras que el propano se espera continúe creciendo a un ritmo promedio del 6% anual, el butano va ver reducido su consumo en un promedio del 4,6% anual.

Capítulo 7

De vuelta con las renovables

7.1 Por qué el título “de vuelta con las renovables”

Tanto si se observan las tendencias actuales, como si se toma en consideración el último Plan Energético de Canarias (PECAN 2006), o se sigue la actualidad canaria, todo parece indicar que las energías renovables están ganando peso social, político y empresarial y se plantean como seria alternativa cuando se intenta vislumbrar el futuro energético de Canarias. Pero, al contrario de lo que se pueda pensar, no son nuevas estas energías en Canarias. Ya ha quedado patente a lo largo de este libro que las energías renovables han constituido, por excelencia, la base energética de Canarias, por lo menos hasta principios del siglo XIX, fecha en la que se comienza a importar carbón para la navegación. La primera central eléctrica de Canarias, en la última década del siglo XIX, fue posible gracias a la energía hidráulica. Los antiguos molinos de agua y de viento estuvieron presentes hasta el siglo XX.

Casi dos siglos después de que se introdujeran los combustibles fósiles, y alrededor de un siglo de uso generalizado, han conseguido hacer olvidar la base energética tradicional de Canarias, las renovables. Los combustibles fósiles han logrado alzar a las renovables a las categorías de: novedosas, nuevas tecnologías del futuro, nuevos retos tecnológicos, nuevas energías, las energías del futuro, energías alternativas y un largo etcétera de adjetivos que acompañan hoy en día al término “energías renovables”. Se van a resaltar las categorías de “energías alternativas” y “energías del futuro” con las que se califican a las energías renovables. Resulta paradójico que, en un mundo que se ha abastecido a lo largo de casi toda su historia a base de renovables, y particularmente en Canarias, donde los combustibles fósiles se introdujeron unos cuantos siglos más tarde que en otras zonas del planeta, se consideren a las renovables como las “energías del futuro” y “las alternativas”. Si se mira con una perspectiva histórica, la única que se puede tener si se quiere entender de dónde venimos y a dónde vamos, “las energías alternativas” no son las renovables, sino que lo han sido los combustibles fósiles. Esta consideración puede sorprender a muchos o algunos, pero obviamente tiene su explicación: cuando en unos siglos se estudie la historia de la energía a

escala planetaria (o a la modesta escala de Canarias) se constatará que, desde el principio de la humanidad hasta la era fósil, la base energética fueron las renovables, que la era fósil duró unos pocos siglos (unos 3 siglos en determinadas zonas del planeta, como en algunas partes Europa o EE.UU., unos 2 siglos en Canarias), y que posteriormente se volvieron a utilizar las renovables. Por lo que los combustibles fósiles resultarán ser una alternativa a las renovables durante un periodo ínfimo de tiempo, si se tiene en cuenta todo el periodo de existencia de la humanidad. La misma reflexión vale para la categorización "energías limpias del futuro", las renovables no son las energías limpias del futuro, son las energías que tradicionalmente se han utilizado (pasado), seguidas de un breve periodo de energía de origen fósil, a las que también podemos denominar "sucias", en contraposición al término "limpias", para volver a las renovables. Las renovables no deberían, por tanto, entrar en la categoría de energías del futuro, sino que se deberían de categorizar como las energías tradicionales.

Después de esta reflexión no quisiera, no obstante, que alguien pensase que la implantación masiva de energías renovables no supone un reto tecnológico, porque sí lo es. Y lo es porque la estructura energética, sobre la cual se fundamenta nuestro modelo de vida actual, es completamente diferente a la de hace dos siglos, incluso a la de hace tan sólo un siglo. La configuración de la demanda energética actual está fundamentada, entre otros, en la electricidad, además de en unas necesidades crecientes de transporte rápido y eficaz, y en una demanda energética que crece a un ritmo todavía sorprendente. Todo ello supone un reto tecnológico a la hora de cambiar el modelo energético actual.

A alguien le podría también sorprender la consideración realizada sobre la ciclicidad de los periodos energéticos: renovable – fósil – renovable, más aún cuando hoy en día se reabre el debate de la nuclear como alternativa al inminente fin de la era fósil. No es objeto de este libro el llevar a cabo una disertación sobre el debate nuclear, no obstante, y con el objeto de aseverar el ciclo expuesto, sí considero oportuno hacer algunas puntualizaciones. En lo que a Canarias se refiere no parece que la nuclear se pueda plantear como alternativa; se han llevado a cabo algunos estudios pero, la pequeña dimensión de los sistemas eléctricos canarios, parecen hacer inviable esta opción. A escala planetaria es difícil vislumbrar el futuro, tan lleno de decisiones marcadas más por los intereses personales, en nombre de la nación o de la religión, que por los intereses planetarios. En todo caso, parece realista considerar que, con nuclear o sin ella, las renovables van a jugar un papel muy importante; de entrada porque el sector transporte, que es el que más consume, difícilmente se podrá abastecer con energía nuclear.

No me gustaría terminar sin apuntar una reflexión personal sobre el origen de algunas fuentes energéticas.

> *Cuando el hombre se ha querido aventurar a explorar más allá de los límites planetarios, ha recurrido a la energía solar, desarrollando paneles solares fotovoltaicos que le permitieran poner satélites en órbita y realizar viajes espaciales con cohetes.*
>
> *Cuando el hombre quiso aniquilar a una nación inventó la energía nuclear.*
>
> *Ambos inventos tuvieron, en su origen, una misión militar.*

7.2 Cambio de modelo energético

7.2.1 ¿Es sostenible el modelo energético actual?

La prolongación del sistema energético canario vigente actualmente, durante un plazo de tiempo de una o dos generaciones se considera insostenible por el previsible agotamiento de las reservas de combustible fósiles y por su contribución al efecto invernadero, haciendo que Canarias incumpla los acuerdos internacionales y nacionales adoptados, incluyendo el protocolo de Kyoto. Todo ello acompañado por la vulnerabilidad que supone para el sistema económico canario el ser dependiente de fuentes externas para su aprovisionamiento energético.

Agotamiento de los combustibles fósiles

El sistema energético mundial actual está fundamentado en los combustibles fósiles, lo que es especialmente cierto en Canarias, con una dependencia del 98% del petróleo. El ritmo de consumo es tal que en un año la humanidad consume lo que la naturaleza tarda un millón de años en producir, por lo que el posible agotamiento de las reservas existentes es una realidad que no admite discusión (Lorenzo, 1994).La discusión se produce, no obstante, a la hora de ponerle fecha a ese agotamiento. Diferentes fuentes tienden a proporcionar datos distintos respecto al ocaso de los combustibles fósiles en general y del petróleo en particular (Birol, 2010; British Petroleum, 2010; Comision Europea, 2003; Foro Nuclear, 2010; Lorenzo, 2006; Rifkin, 2002) por lo que proporcionar cifras concretas se convierte en una tarea osada. En todo caso, la interpretación de los datos, que se puedan encontrar en las distintas fuentes, no debe hacerse en sentido literal, puesto que la entrada en escena de fuentes de energía renovables o de importantes medidas de ahorro y eficiencia energética, pueden prolongar sustancialmente el tiempo de duración de los combustibles fósiles. Asimismo, un aumento de la demanda por encima de la tendencial o una disminución en la localización de nuevas reservas explotables (a precio de mercado), puede acortar sustancialmente el periodo hasta fin de existencias.

En todo caso, la pregunta relevante no es tanto hasta cuándo habrá petróleo, sino hasta cuándo será lo suficientemente económico como para poder utilizarlo en la generación de electricidad y en el sector transporte.

Como quiera que sea, no deja de ser cierto que la posibilidad de agotamiento del petróleo y del gas natural será una realidad en el plazo de 1 ó 2 generaciones y que las reservas de carbón son menos limitadas, y menos aún si se incluyen los carbones de mala calidad. Sin embargo, su utilidad estará condicionada a la evolución del efecto invernadero debido a las emisiones que se derivan de su quema (Lorenzo, 1994).

Los condicionantes medioambientales

El aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero en Canarias, entre 1990 y el año 2002, ha sido del 32,8% y, por su parte, el sector energético ha aumentado sus emisiones en un 27%, cifras estas obtenidas del PECAN 2006. Según este mismo documento estas cifras son inferiores a las que muestran otros estudios, por lo que cabe esperar que estudios más detallados pudieran mostrar cifras superiores en cuanto a las emisiones. En todo caso, estas cifras que se mencionan en el PECAN se sitúan muy lejos del 15% asignado para el año

2010 a nuestro país en el "Compromiso de reparto" para el Cumplimiento de Kyoto acordado en el seno de la UE.

Este aumento de las emisiones exige la adopción de medidas de una política energética que tienda a aminorar primero e invertir después dicha tendencia. La solución pasa por aplicar medidas de uso racional de la energía y por la potenciación de las energías renovables, conjuntamente con el uso de tecnologías de combustión más eficientes en los sectores del automóvil y de la generación eléctrica, así como una mayor eficiencia en la producción de agua desalada (Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologias, 2006).

Canarias no puede quedar al margen de los compromisos nacionales e internacionales adoptados (Río de Janeiro,1992; protocolo de Kyoto, 1997; y Johannesburgo, 2002) y debe asumir su cuota de responsabilidad como comunidad autónoma afectada. Es preciso tener en cuenta las peculiaridades del Archipiélago como región ultraperiférica, aislada, carente de recursos energéticos fósiles y de agua para aprovechamientos hidroeléctricos y con unos costes de abastecimiento superiores a los de la media nacional. Esta situación diferencial debe servir para particularizar estos compromisos, de acuerdo con la realidad canaria, pero no para desvirtuarlos (Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologias, 2006).

7.2.2 Reflexiones sobre modelos energéticos

Si el modelo energético actual es insostenible a medio plazo, se ha de pensar en un modelo alternativo, que garantice el nivel de vida y que sea acorde con un desarrollo sostenible, que se define como el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades[85]. Se parte de la base que todo modelo energético ha de cumplir, como mínimo, estas dos premisas, dado que:

- La sociedad actual parece querer mantener su nivel de vida, incluso aumentarlo. Parece inviable plantear un modelo energético que parta de la base de un retroceso tecnológico o de la calidad de vida.
- Igualmente parece inviable, o por lo menos terriblemente irresponsable, plantear un modelo energético que no garantice que las generaciones futuras puedan vivir, al menos, en las mismas condiciones que la generación actual. En definitiva, un modelo energético que hipoteque las posibilidades futuras sólo para perpetuar el nivel de vida de la actual.

A lo largo de la historia de Canarias ha quedado patente que los cambios de modelos energéticos son procesos que abarcan un periodo de tiempo amplio, incluso siglos. Los molinos de mano, exponentes de la civilización prehispánica, convivieron durante casi cuatro siglos con los molinos de agua y más de un siglo con los de viento; la convivencia de los dos modelos energéticos, uno basado en la fuerza humana y el otro basado en las fuerzas de la naturaleza, se extendió durante siglos. El alumbrado eléctrico convivió durante casi un siglo con el alumbrado de queroseno, de gas y las velas. La sustitución de un modelo energético por otro es, por tanto, un proceso lento, con un largo periodo de convivencia entre los

[85] La definición de desarrollo sostenible se encuentra en el informe "Nuestro Futuro Común" (conocido como el informe Brundtland), que fue realizado por la Comisión Mundial de Medioambiente y del Desarrollo, por encargo de la Asamblea General de la Naciones Unidas, en 1987.

distintos modelos. El proceso puede durar tanto tiempo que incluso, en determinados momentos, se puede identificar la convivencia de más de dos modelos energéticos a la vez.

De estos ejemplos también se puede inferir que, a lo largo de la historia, el tiempo de convivencia que engloba un cambio de modelo energético, se tiende a acortar, por lo que se podría pensar que los futuros cambios de ciclo energético ya no durarán siglos, quizá ni siquiera uno. En todo caso, parece razonable que cuando se piensa en un cambio de modelo energético se ha de pensar en periodos relativamente largos de, como mínimo, 50 años o más, más otro periodo, más o menos largo, hasta que la convivencia desaparezca y el nuevo modelo energético se implante completamente.

Teniendo en cuenta lo expuesto, y habida cuenta que el modelo energético actual está cercano a su ocaso, hay que plantearse cuál es el modelo energético hacia el que hay que ir y cómo se puede plantear la convivencia entre ambos.

7.2.3 ¿De dónde venimos y a dónde vamos?

Primera pregunta

La respuesta a la primera pregunta es más sencilla, sólo tenemos que mirar hacia el pasado reciente y al presente y sabremos de dónde venimos y dónde estamos. Estamos en plena era fósil, probablemente en su punto culminante, en el cenit del petróleo (Birol, 2010). Y, como toda civilización que se encuentra en el punto más álgido de su ciclo energético, a partir del cual no queda sino bajar (la única incógnita es cómo se producirá esa bajada: de forma gradual, escalonada, "a golpes"…), comienzan las tensiones energéticas, y con ellas las guerras que se intensificaron a partir de 1990 con la ocupación de Kuwait –(Klare, 2003; Lorenzo, 2006; Rifkin, 2002)– la lucha por el control de un recurso cada día más escaso, el temor al desabastecimiento, la estrategia para ser el mejor posicionado al final del ciclo y tener más "reservas", las voces alarmistas, los que dicen que no pasa ni va a pasar nada…

Y nada de esto es nuevo. Si hacemos un repaso a la historia energética se observará que todo esto sucede cada vez que llega el fin de un ciclo energético y, además, que durante este ciclo energético presente, ya ha sucedido varias veces, por ejemplo durante la década 1980. Y junto a todos estos tristes indicios del ocaso de una era energética, surgen los "iluminados", los inventores, los que prometen energía "gratis", los que dicen haber encontrado "energía libre" y un sinfín de anuncios[86], de los que se hace eco la prensa mundial, que nos alientan a pensar que no tendremos que hacer frente, una vez más, a un largo proceso de cambio de modelo energético.

Hay que mencionar que, a lo largo de la historia, el fruto de esa búsqueda de alternativas energéticas es un legado de inventos y descubrimientos que han mejorado la tecnología energética sustancialmente, mientras otros no han sido sino una pérdida de tiempo, pero que ninguno de ellos resultó ser milagroso y no logró librar a la humanidad del tránsito que supone el cambio de ciclo energético.

[86] A principios de la década de 1950, se anunció al mundo que la electricidad de origen nuclear iba a ser tan barata que no merecería la pena instalar contadores de electricidad en las casas (Lorenzo, 2006).

Ejemplos de estos inventos y descubrimientos hay miles pero, por citar uno reciente, destacaría la aplicación terrestre que se le dio a los paneles solares fotovoltaicos, inicialmente desarrollados en EE.UU. para aplicaciones aeroespaciales, a raíz de la primera crisis del petróleo de 1973 (Lorenzo, 1994). Nunca se pensó, cuando los inventaron, que se aplicarían en este planeta, menos en una época en que el petróleo era tan barato que se despilfarraba sin cesar. La primera crisis del petróleo tuvo, entre otras muchas consecuencias, el rediseño del proceso de fabricación de los módulos con el fin de abaratarlos y que se pudiera pensar en aplicaciones terrestres.

Canarias, al igual que casi todo el resto del mundo, se encuentra en plena era fósil, pero en una situación, si cabe, todavía más sencilla de explicar, dado que depende en más de un 98% del petróleo. Por lo que la sociedad canaria se encuentra inmersa en una economía totalmente dependiente de los combustibles fósiles y, en concreto, del petróleo.

Segunda pregunta

La segunda pregunta también es fácil de contestar porque, al igual que la primera, sólo tiene, a día de hoy, una respuesta plausible (tomando en consideración la tecnología actual y la tecnología en procesos de mejora y desarrollo, pero que ha sido validada científica y tecnológicamente). Si se piensa por un momento cuál será el modelo energético de Canarias en 50 ó 60 años, que respondería a la pregunta de hacia dónde vamos, sólo cabe una respuesta: el modelo tendrá una base importante soportada sobre las renovables, tanto para la producción de electricidad como para el transporte. Y sólo cabe esa respuesta porque las cantidades que puedan quedar de petróleo y de gas natural tendrán un precio demasiado elevado para pensar en sistemas energéticos basados en ellos (Birol, 2010; Rifkin, 2002).

A nivel planetario quedarían las hipotéticas alternativas del carbón y de la energía nuclear. El carbón que quedará será carbón de peor calidad que el de la actualidad, por lo que su utilización estará condicionada por sus efectos sobre el cambio climático y la lluvia ácida y por el desarrollo de tecnologías de secuestro de CO_2. A nivel de Canarias estas opciones no parecen viables, la problemática del carbón queda agravada por la cercanía de las centrales a la población y la falta de infraestructura existente. Con respecto a la nuclear, como ya se ha indicado, las pequeñas dimensiones de las redes eléctricas de Canarias, parecen hacer inviable económicamente su implantación.

Por lo tanto, la alternativa más coherente pasa por la sustitución gradual del modelo actual por uno con una contribución importante en energías renovables.

Canarias, además, tiene una oportunidad única para constituirse en una región pionera en el cambio de modelo energético, dado que posee abundantes recursos renovables y su sistema de generación energético actual es más caro comparativamente que la media, en concreto más caro que en la Península o en Europa en general. El sistema de generación eléctrico es más costoso dada la pequeña dimensión de sus centrales, valga el ejemplo de que el sistema de generación eléctrico de la isla de El Hierro es el más caro de España. Por lo tanto, parte con la ventaja, no sólo de su abundancia en recursos naturales, sino también de que su sistema actual es más caro, por lo que el proceso de sustitución contará con más alicientes económicos. Además, la pequeña dimensión de los sistemas energéticos canarios y su configuración como islas facilita el estudio de los efectos de la sustitución (los sistemas cerrados y aislados son más fáciles de observar y controlar).

7.2.4 Las dos patas de un modelo energético

Un modelo energético da respuesta a cómo producimos la energía y a cómo la consumimos. En teoría, un cambio de modelo energético podría afectar sólo a una de estas dos partes que lo definen, se podría pensar en un cambio en cómo se produce la energía y que los usuarios siguieran con las mismas pautas de consumo. También se podría pensar en cambiar el modelo con un cambio radical en la forma en que se consume la energía, pero manteniendo el mismo esquema de producción. Pero, usualmente, cuando se introduce un nuevo modelo energético, se produce un cambio de comportamiento en los dos aspectos. Por lo general, un cambio en el sistema de generación induce un cambio en las pautas de comportamiento del usuario.

Hasta ahora, sólo se ha abordado el cambio del modelo energético desde el punto de vista de la generación. Pero, ¿y qué pasa con las pautas de consumo?, ¿seguirán igual con el nuevo modelo energético?, ¿cómo se comportarán los usuarios?

Parece bastante inviable pensar en un modelo energético basado en las energías renovables sin pensar en ahorro y eficiencia energética.

Por otro lado la experiencia demuestra que cuando el usuario interactúa directamente con sistemas renovables, incorpora pautas de ahorro energético. Uno de los motivos es que el usuario aprende a relacionarse en su vida cotidiana con la energía (como ya se mencionó: "la energía es esa gran desconocida"), por lo que resulta difícil hacer consciente a la población sobre la problemática energética. Esa cotidianeidad le lleva a interesarse por los temas energéticos y a profundizar en ellos, se hace sensible a la problemática energética y, finalmente, comienza a incorporar patrones de consumo responsable.

Este comportamiento se observa, por ejemplo, en las casas aisladas de la red eléctrica, normalmente alimentadas por paneles fotovoltaicos o por sistemas híbridos (combinaciones de eólica de pequeña potencia, solar fotovoltaica y/o diésel). El usuario aprende rápidamente que la secadora consume mucha energía y que puede prescindir de ella, que si pone a funcionar la lavadora a la vez que se pone a planchar el sistema salta y deja de funcionar por exceso de demanda y tantos más ejemplos[87]. Todo dependiendo de la capacidad instalada del sistema, por supuesto, pero el usuario aprende rápidamente qué electrodomésticos consumen más y cómo usarlos. Se pueden plantear una ampliación del sistema, pero también valoran qué vale más la pena, si invertir más dinero o simplemente cambiar los hábitos de consumo; suele ganar la segunda opción. Alguien podría pensar que estos usuarios cambian sus pautas de consumo más por la necesidad que por una motivación real de ahorro energético. Pero se observan actitudes parecidas en usuarios cuyos sistemas están conectados a la red eléctrica y que, por lo tanto, no tienen limitaciones en el consumo.

A este respecto, resulta muy ilustrativo el ejemplo de la isla de Samsø (Dinamarca). La isla de Samsø tiene un plan para autoabastecerse al 100% con energías renovables y compensar, incluso, el gasto en transporte con renovables. La isla está conectada por cable submarino al continente y tiene algo más de 5000 habitantes. Dentro de las actuaciones que se desarrollan en la isla se contemplan varios parques eólicos, un parque eólico off-shore, que lleva ya

[87] Estos ejemplos han sido obtenidos de conversaciones con usuarios de casas que tenían sistemas renovables de generación aislados de la red eléctrica.

varios años funcionando, un programa de calefacción centralizada alimentado con biomasa y un programa de energía solar térmica, entre otras actuaciones.

En conversaciones con Søren Hermanssen (director de la agencia de energía de Samsø) comentaba los problemas que tuvieron cuando implantaron los primeros parques eólicos, debido a las protestas de algunos habitantes de la isla por el impacto visual. Dentro del plan se promovieron las cooperativas de parques eólicos, los dueños de estos parques eólicos eran los habitantes de la isla, se invitó a participar a todos los habitantes según las zonas en las que se ubicaran los parques (en función a su cercanía) y se limitó el número de acciones que podía comprar cada habitante, para que ninguno de ellos se convirtiera en accionista mayoritario o tuviera un mayor peso específico. La actitud de gran parte de la población cambió radicalmente, surgió un interés inusitado por la energía y, con ello, un aprendizaje que les llevó a adoptar hábitos de un consumo responsable. Según apuntaba Søren Hermanssen, uno de los lugareños, y accionista de un parque eólico, le dijo una vez: "Antes no me interesaba nada la energía, ahora lo primero que hago, cuando me levanto por la mañana, es abrir la ventana y mirar si hay viento y si el aerogenerador está funcionando".

La energía se ha popularizado entre la población de Samsø, despierta mucho interés y es motivo de conversación constante entre sus habitantes. Tal es así que Søren Hermanssen afirmaba: "Antes era un símbolo de estatus entre la población tener aparcado un mercedes en la puerta, hoy es un símbolo de status social tener un panel solar en la casa". El cambio de actitud es patente y el éxito del proyecto de Samsø se debe, sin duda, a la participación ciudadana. La tecnología, en definitiva, está ahí, pero es la participación ciudadana la que da el sello de éxito o fracaso a un proyecto porque, a la postre, no puede haber un cambio de modelo energético sin la colaboración de todos los estamentos. Tampoco se puede pensar en un modelo energético basado en energías renovables y en el ahorro y la eficiencia energética sin la participación de la sociedad en su conjunto, cuyos integrantes están llamados a ser los actores principales del cambio.

7.2.5 ¿Planes energéticos para un cambio de modelo energético?

Como ya se ha comentado, los cambios de modelo energético son procesos que abarcan un periodo muy amplio de tiempo. Se puede hablar de periodos de 50 años o más para poder tener indicadores claros de que el cambio de modelo se ha hecho efectivo.

Los planes energéticos, mucho más cercanos a la realidad contemporánea y a su devenir en los próximos años, suelen abarcar periodos de entre 10 y 15 años. Durante este periodo se han de llevar a cabo revisiones intermedias con el objeto de cotejar el grado de cumplimiento del plan, pero también por si se han de actualizar acciones y/o programas según la adecuación a la situación del momento o por si han de incorporar avances tecnológicos relevantes.

Los planes energéticos que quedan inmersos en un periodo de cambio de modelo energético, siempre y cuando se haya dado respuesta a la pregunta "¿a dónde vamos?", han de estar encaminados a lograr el objetivo final, que es el cambio efectivo del modelo energético. Para ello se han de concretar las actuaciones y los programas necesarios en función de la situación actual y de las perspectivas a 10 ó 15 años, a la vez que se garantiza un cambio plausible. No debe tampoco marcarse objetivos inalcanzables que produzcan más frustración que avances.

Si en Canarias se plantea un cambio del modelo energético de aquí a 50 ó 60 años, por lo menos en un porcentaje lo suficientemente importante como para poder hablar de un cambio efectivo del modelo energético (aunque el periodo de convivencia se extienda más allá), lo

único que se puede aseverar es que cuanto antes se empiece antes se llegará y en mejores condiciones. El cambio llegará, se esté preparado o no para ello; las regiones que antes lo entiendan y antes lo pongan en marcha, contarán con una mejor situación de partida.

En este contexto es importante ir ganando experiencia, desde ya, para poder afrontar el cambio. Lo que significa hacer una apuesta firme e ir introduciendo sistemas de renovables en las islas, algunos de ellos novedosos, como puede ser el desarrollo de la central hidro-eólica de El Hierro, con el fin fundamental de aprender y ganar experiencia para replicar actuaciones con más celeridad, seguridad y formación. La formación de los técnicos será un paso esencial, pero ha de ser una formación basada en la experiencia. Canarias puede ser laboratorio para aprender sobre el comportamiento de las redes eléctricas, de los sistemas aislados para abastecimiento de desaladoras o para pequeños poblados, o de sistemas innovadores de almacenamiento energético. Ésta es una de las misiones de un plan energético que se encuentra inmerso en un cambio de modelo energético: prepararse como el mejor, para ser el mejor en llegar. Si no se aprovechan los primeros años de transición para ir adelantándose, aprendiendo y experimentando, siempre se irá a remolque de otros, lo cual, difícilmente, puede garantizar una transición energética y económica sin sobresaltos.

Otro de los grandes retos de la planificación energética es actuar en el lado del consumo. Como ya se ha mencionado, las actuaciones sólo del lado de la oferta no conllevan un cambio real. Del lado del consumo se parte de la ventaja de que no hay barreras tecnológicas para la implementación de medidas de ahorro y eficiencia energética.

La combinación de medidas encaminadas a fomentar el ahorro (desde campañas informativas hasta ayudas a la sustitución de equipamiento) junto con las medidas normativas han de conseguir un cambio real en el contexto energético actual, dados los altos índices de aumento del consumo que presentan las islas. Las medidas de ahorro pueden ser también promovidas desde otros estamentos de la sociedad, pero las medidas normativas sólo pueden ser impulsadas desde los distintos estamentos gubernamentales.

Las medidas normativas son las que tienen carácter de obligatoriedad y conforman grandes avances. Por ejemplo, el Código Técnico de la Edificación, que entró en vigor a principios de 2006, exige la instalación de sistemas solares térmicos en los edificios de nueva construcción o en los que se rehabiliten en todo el territorio nacional; en el caso de Canarias se exige que, como mínimo, el 70% de la demanda de agua caliente (ACS) sea cubierta por sistemas solares. Este tipo de medidas, además de garantizar la instalación de medidas correctivas, reducen las necesidades de promoción y sensibilización –aunque en este caso concreto sigan siendo necesarias, debido a que no se abarca el sector de viviendas ya construidas que no vayan a ser rehabilitadas, que son el segmento mayoritario–. Las medidas normativas son, pues, necesarias cuando se quiere garantizar los resultados de una actuación.

En materia normativa quedan muchas iniciativas por llevarse a cabo. Sólo en materia de edificaciones la tarea es ingente. Resulta paradójico que se le pida al usuario que ahorre cuando, por otro lado, se le está obligando a gastar; valga el ejemplo de las nuevas construcciones, donde no se deja espacio para secar la ropa, obligando al usuario a utilizar secadora todo el año, cuando el clima de Canarias permite secar la ropa al aire casi todo el año, por lo menos en la mayoría de las zonas de las islas. Tampoco se suele dejar la posibilidad de utilizar el gas butano, cuya instalación ha de cumplir una normativa en cuanto a ventilación y espacio; por lo que se obliga al usuario a cocinar y calentar el agua con electricidad.

La obligatoriedad de usar energía solar térmica en nuevas construcciones y solar fotovoltaica en azoteas de grandes superficies está bien, pero pronto tendrá que llegar la obligatoriedad para más usuarios, incluso las viviendas unifamiliares deberán de convertirse en "minicentrales" fotovoltaicas algún día.

Estos son ejemplos de normativas que afectan a los usuarios en general, pero medidas de eficiencia energética son también muy necesarias en el sector de la generación y transporte de la electricidad, donde las pérdidas son cuantiosas en Canarias.

Un ejemplo de lo relevante que resulta el ahorro energético lo podemos encontrar en la isla de El Hierro, la más pequeña de las Canarias, con la menor población y menor consumo energético, pero con un incremento anual de la demanda eléctrica que se acerca, de media de esta última década, al 5%. En esta isla se está desarrollando un proyecto de una central hidro-eólica que permitirá abastecer alrededor de un 80% de la demanda eléctrica de la isla. Si el aumento de la demanda en la isla sigue creciendo al mismo ritmo, cerca de 10 años después de la puesta en marcha del proyecto, la central, en lugar de abastecer el 80% de la demanda eléctrica, podría pasar a abastecer cifras que rondarían sólo el 50%. Este caso es un claro ejemplo de porqué la promoción de las energías renovables tiene que ir acompañada de medidas de ahorro y eficiencia energética.

7.2.6 De algo hay que vivir en el periodo transitorio

A lo largo de este capítulo ha quedado patente que un cambio de modelo energético ocupa un amplio periodo de tiempo. Se podría incluso considerar que ya se está en los inicios de este cambio: las energías renovables tienen cada día más relevancia, aunque su peso relativo en la balanza energética hace que estén aún demasiado lejos de ser consideradas como nuevo modelo energético. El periodo transitorio se está mostrando ya como un camino sinuoso, largo, con altibajos y contratiempos.

Si se piensa que en un periodo de unos 50 años se puede lograr un cambio lo suficientemente significativo como para que se pueda considerar que se ha cambiado el modelo energético, también habría que considerar que en el entretanto hay que garantizar el dar respuesta a la demanda energética y, en la medida de lo posible, con un criterio de reducción de las emisiones contaminantes.

En este punto cabe preguntarnos: si los esfuerzos económicos, de recursos humanos y de infraestructuras se invirtieran de forma diferente a la actual, ¿se podría reducir el periodo de transición?, ¿se podría llegar antes al periodo de convivencia? Buscar la respuesta bien merece la pena investigar antes de actuar.

¿Es posible que el periodo de transición transcurra con unas inversiones menores en combustibles fósiles? Posiblemente la respuesta podría ser afirmativa.

Un escenario que acelerase el periodo de transición pasa por invertir en renovables y en medidas de ahorro y eficiencia energética, y, hasta ahí, en principio parece haber un consenso al respecto. También pasa por comenzar a introducir vectores de almacenamiento energético, para que la intermitencia de alguna de las renovables (como la eólica) pase a convertirse en una garantía de suministro. El vector energético más económico y manejable es el agua, exponentes del agua como vector energético tenemos varios en Canarias: la desalación con renovables en régimen aislado de la red eléctrica (se produce agua sólo cuando hay energía renovable disponible, por ejemplo eólica, se almacena y se utiliza cuando se demande agua), centrales hidro-eólicas (se bombea agua con energía renovable,

como la eólica, y se almacena a cierta altura, convirtiéndose en energía potencial disponible para ser utilizada cuando se necesite, usando una central hidráulica convencional). Otro vector energético es el hidrógeno, que también se puede obtener a partir de renovables, y utilizar para producir electricidad pero, sobre todo, para su utilización directa en el sector transporte.

Otro de los debates a reabrir es el de sistemas centralizados versus sistemas descentralizados. Hasta ahora la generación de electricidad sigue un esquema muy centralizado en Canarias. Los sistemas de renovables son sistemas más descentralizados, más distribuidos en el territorio y dependientes de la disponibilidad del recurso natural (no se ubican donde se quiera, sino donde se disponga de recursos). La generación de energía solar fotovoltaica en azoteas representa un sistema descentralizado, con la ventaja añadida de que la producción se sitúa junto al consumo, reduciendo las pérdidas por transporte eléctrico y además no se dispone de un recurso escaso en Canarias, el territorio, sino que se utilizan terrenos ya construidos para otros fines, aprovechando sus cubiertas.

Las cooperativas de parque eólicos tienen la ventaja añadida de involucrar a la población en la problemática energética. Los parques eólicos off-shore[88] aprovechan mejor el régimen de vientos, por lo que tienen una mayor producción que los situados en tierra y, además, no hacen uso del territorio.

Si las futuras inversiones en centrales que utilizan combustibles fósiles se hicieran en sistemas de generación distribuida, se podrían integrar más fácilmente con renovables. El desarrollo de microrredes favorecería este tipo de soluciones localizadas y que integran varias fuentes de generación energética.

Como alternativas de combustibles fósiles se podría pensar en combustibles que pudieran aprovechar la red de generación y distribución ya existentes. En este sentido caben destacar varias alternativas, como la introducción del diésel sintético, motores diésel de alta eficiencia o carbón gasificado, utilizable en las turbinas de gas (Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologias, 2006). Además de la potenciación de las redes de distribución de combustibles ya existentes en Canarias, como lo son las de propano y butano, sustituyendo consumos eléctricos por consumos con GLP, de mayor rendimiento energético.

Toda una serie de alternativas, de las que se han citado sólo algunas, que pueden conformar un escenario diferente para la etapa de transición y que aceleraría la entrada en la etapa de convivencia, invirtiendo los esfuerzos de forma diferente.

[88] Parques eólicos situados mar adentro

Parte II

Capacidad de implantación de energías renovables en Canarias

Renewable energies capacity in the Canary Islands

Capítulo 8

Situación energética actual en Canarias

8.1 Las fuentes energéticas de Canarias

En la actualidad el archipiélago canario utiliza las siguientes fuentes energéticas:

- Petróleo importado, que representa el recurso más importante.
- Energías renovables, autóctonas, de las que Canarias dispone en abundancia: energía solar, energía eólica, energía hidráulica, energía de la biomasa, energía geotérmica y energías procedentes del mar (e.g. maremotriz o del oleaje)

De estas últimas sólo son explotadas en la actualidad las energía eólica, la solar y la hidráulica.

Dada la especial orografía de las islas Canarias, estas energías renovables no están distribuidas uniformemente por todo el territorio, ni siquiera dentro de cada isla (zonas norte y sur, zonas bajas o altas).

En su conjunto las energías renovables representan una fracción muy pequeña de la energía primaria consumida en las islas, siendo su aportación total de aproximadamente un 2% en el 2010.

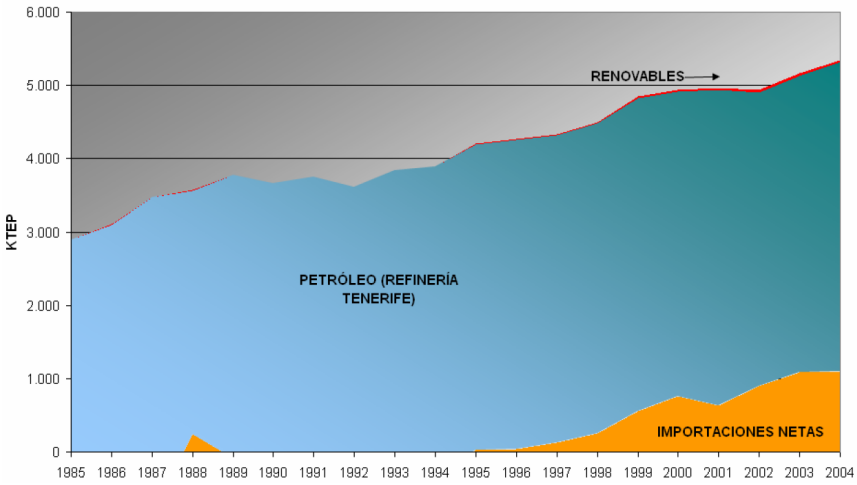


Fig. 59. Evolución del consumo de energía primaria por fuentes, 1985-2004. Fuente: (Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologias, 2006).

Tal y como se puede observar en la figura 59, el crecimiento de la demanda de energía primaria ha sido más rápido que el aumento de la producción de la única refinería situada en Canarias (ubicada en Tenerife). Lo cual ha obligado a una participación creciente de las importaciones de derivados del petróleo en el abastecimiento al Archipiélago, que parece haberse estabilizado en los últimos años.

8.2 Consumo y distribución sectorial

Aproximadamente el 50% de la demanda de energía primaria en el Archipiélago está vinculada al sector transporte, en sus tres modalidades de aéreo, marítimo y terrestre. El sector transporte tiene, por tanto, un enorme peso en Canarias y, hasta la fecha, consume únicamente derivados del petróleo.

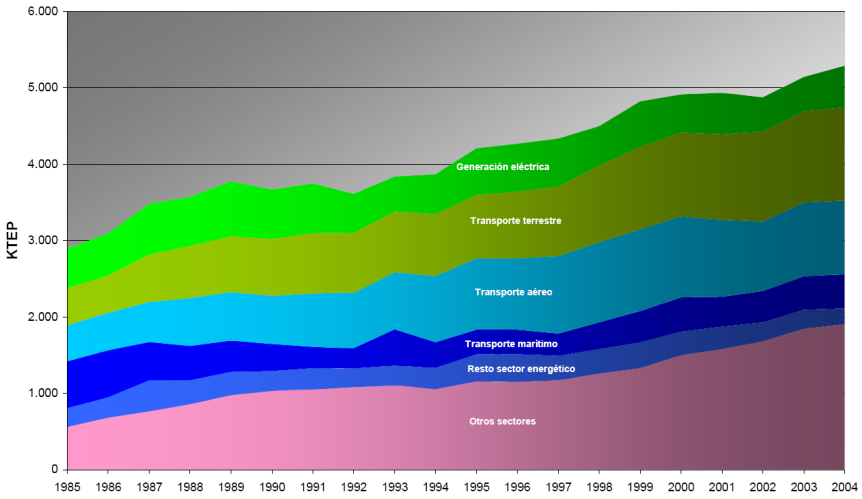


Fig. 60. Desglose del consumo de la energía primaria por sectores, 1985-2004. Fuente: (Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologias, 2006).

Especial relevancia tiene el transporte terrestre, que por sí solo absorbía en el 2006 aproximadamente un 25% del total de recursos energéticos de Canarias y que ha experimentado un crecimiento muy notable en las últimas 2 décadas, de aproximadamente un 5,3% anual, en promedio; representando el crecimiento más elevado junto a la generación eléctrica. La evolución de la demanda de energía en el transporte terrestre responde al uso muy intensivo y creciente del vehículo privado, que podría venir favorecido por el bajo nivel de fiscalidad relativo que tienen los carburantes de automoción en Canarias, en relación con el resto de la Unión Europea.

El transporte aéreo, por su parte, representaba un 13,5% de la energía primaria en 2006, con un ligero retroceso en su participación en los últimos 7 años. La demanda de queroseno de aviación está condicionada por la llegada de turistas al Archipiélago, por el consumo específico de las aeronaves y por los precios de dicho combustible. La disminución del porcentaje relativo es debido a un menor crecimiento de los vuelos a larga distancia junto al uso cada vez más eficiente de la energía en los aviones.

El segundo gran grupo en demanda de energía es el sector de generación de electricidad, que absorbía el 32% de la energía primaria consumida en el 2006. El subsector eléctrico ha seguido una tendencia de incremento continuado en las últimas 2 décadas, que se concreta en una tasa de crecimiento medio del 6,7% anual, la mayor de todos los sectores considerados.

La demanda final de energía, que se obtiene deduciendo de la de energía primaria las pérdidas globales del sector energético (generación en centrales, mermas, autoconsumos, transporte y distribución de energía eléctrica) sigue una tendencia paralela a la demanda de energía primaria. Se constata, sin embargo, un aumento más acentuado de las pérdidas del sector energético, ya que el porcentaje de pérdidas de energía en Canarias ha pasado del 22% de la energía primaria en 1985 a un 31% en 2004. Este crecimiento es reflejo del incremento del subsector eléctrico, en el que las pérdidas ocasionadas en la generación son mayores que en otros subsectores.

El aumento constante del consumo energético ha ido acompañado de un aumento del PIB canario y de la población, pero no en la misma proporción. El crecimiento de la población ha sido proporcionalmente menor que el del consumo energético, por lo que se ha incrementado el consumo de energía por habitante. La evolución del consumo de energía primaria para el

mercado interior ha ido más pareja a la evolución del PIB, aunque también refleja un comportamiento alcista, pero más moderado. El ratio entre electricidad consumida y PIB, muestra un comportamiento claramente alcista. La figura 61 refleja esta situación.

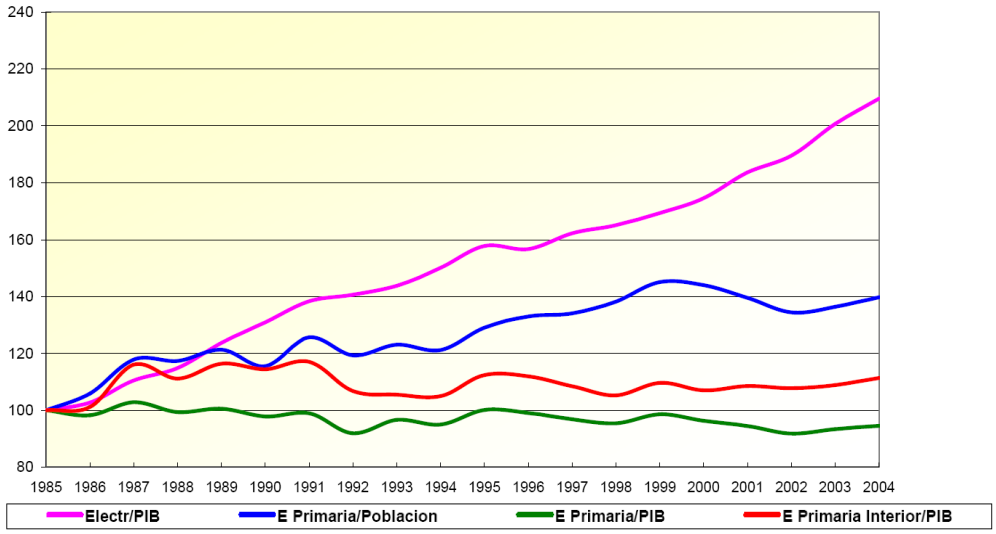


Fig. 61. Evolución de los ratios de consumo de energía per cápita y según PIB, 1985-2004. Fuente: (Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologias, 2006)

A pesar de este comportamiento alcista del consumo per cápita y por PIB y de que el consumo energético ha crecido constantemente hasta el año 2006, llegando en algunas islas a experimentar un crecimiento anual del 10%[89], los ratios de consumo per cápita y por PIB siguen siendo menores en Canarias que en España y que en Europa (tomando un valor promedio). Habría que considerar, no obstante, que la economía canaria es una economía fuertemente terciarizada, donde el sector industrial tiene escaso peso, en comparación con la media de España y Europa, siendo el sector industrial un sector intensivo en consumo energético. En todo caso, la tendencia alcista del consumo ha decaido en los últimos años y, aunque ha seguido subiendo hasta el 2009, a partir de este año el consumo energético ha dismimuido, por lo que, en balance global, los valores de consumo a finales de 2010 eran análogos a los de 2006.

[89] Fuerteventura y El Hierro presentan las mayores tasas de incremento anual acumulativo, 10% y 9%, respectivamente. Tasas importantes también se registran en Lanzarote, La Gomera y Tenerife, entre el 6% y 8%. Los menores índices se registran en La Palma y en Gran Canaria, 4 a 5%.

8.3 El petróleo

8.3.1 Importaciones de petróleo

En los últimos años la demanda de productos petrolíferos en Canarias se ha cubierto de tres formas: una buena parte mediante la importación de petróleo crudo, transformado posteriormente en los productos de consumo en la Refinería de Tenerife, otra parte con importaciones de productos realizada por la propia Refinería y una tercera con importaciones directas de las empresas operadoras en el mercado canario.

Con respecto a la procedencia del petróleo, en el año 2006 la mayoría del crudo que entró en la Refinería de Tenerife procedía África y América, en concreto de Camerún, que representó del orden del 42% y México, con un 24%, seguidas de Guinea Ecuatorial, 19%. El resto de países que han contruido lo han hecho en porcetajes sustancialmente menores, de entre el 4 al 2%; es el caso de Irán, Venezuela, Nigeria, Angola y Costa de Marfil.

Las zonas de aprovisionamiento han cambiado significativamente a lo largo de los años, los suministros de Oriente Medio han ido descendiendo hasta representar el 3% y, por el contrario, el crudo de origen africano ha ido ganando peso relativo y se ha convertido en el grupo mayoritario.

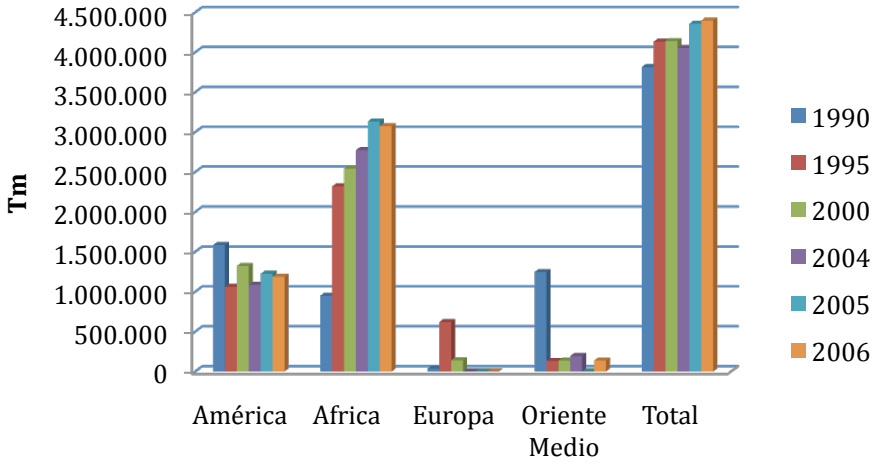


Fig. 62. Evolución del origen geográfico de las importaciones de crudo. 1990-2006. Fuente: (Consejeria de Empleo, Industria y Comercio., 2008). Elaboración propia.

En cuanto a la distribución de los derivados del petróleo el fueloil es el combustible más demandado en Canarias (en 2006 representó prácticamente la mitad del total de las entregas), debido a que es el combustible más consumido en navegación marítima y el segundo más consuido en el sector eléctrico.

8.3.2 Estructura del sector petrolífero

Canarias cuenta con una refinería de petróleo propia, ubicada en Santa Cruz de Tenerife y propiedad de CEPSA. Tomando datos del año 2004, la compañía CEPSA aportaba (por

medio de la refinería de Tenerife más sus importaciones directas) alrededor del 89% del volumen de combustibles suministrados en el Archipiélago (con una capacidad anual de refino de 4500 000 toneladas), lo que la convierte en la empresa dominante del sector, en una situación muy próxima a la de monopolio.

La actividad del sector en el Archipiélago podría concretarse en un conjunto de operaciones dividida en dos fases:

- 1ª fase: transporte, recepción y refino de crudos.
- 2ª fase: distribución y comercialización de los productos destilados.

El proceso de producción en la refinería tiene su inicio en la descarga de la materia prima: el petróleo. Esta descarga se realiza en el Terminal Marítimo de la refinería.

La refinería cuenta con un muelle de descarga de crudos, un muelle de carga de refinados, un conjunto de depósitos de almacenamiento y un sistema de transporte marítimo y terrestre.

La recepción de crudos se efectúa a través de la terminal marítima de la refinería, situada en el Puerto de La Hondura, en Santa Cruz de Tenerife, propiedad de CEPSA. En esta terminal fondean los petroleros que traen el petróleo crudo, con un calado de 60 metros permite operar a buques de hasta 250 000 Tm. El crudo se descarga a través de un conducto submarino que llega a una estación de bombeo, desde donde se envía a los tanques de almacenamiento.

La refinería de Tenerife es la más antigua de todas las refinerías españolas (inició su actividad en 1930), ha ido modernizándose y ampliando todas sus instalaciones, adoptando e incorporando las tecnologías más modernas, estando capacitada para tratar crudos de distintas especificaciones y procedencias. La extensión ocupada por las instalaciones propias de la Refinería es de 100 Ha. Con una capacidad nominal de tratamiento de crudos de 8000 000 Tm/año, es centro de abastecimiento del Archipiélago.

También cuenta con una planta de cogeneración (COTESA), en la que se produce electricidad y vapor (para el consumo de la propia refinería, vertiendo los excedentes a la red), usando como combustibles el fuel-gas producido en la propia refinería.

Actualmente también dispone de una planta desaladora de agua de mar, que cubre el 40% de sus necesidades de agua, así como otra para el tratamiento de las aguas residuales.

La segunda fase se inicia con la salida de los productos de la Refinería hacia las otras islas y su distribución en la propia isla. El envío de productos refinados a otras islas se efectúa también a través de la terminal marítima de la refinería, situada en el Puerto de La Hondura.

La actividad de distribución y comercialización tiene una gran importancia en el Archipiélago, mucho mayor que en la zona peninsular, puesto que exige disponer de numerosas y complejas instalaciones para asegurar el adecuado abastecimiento de la amplia variedad de productos en cada una de las islas. A este respecto, debe tenerse en cuenta que, a pesar de que la superficie del Archipiélago es de 7200 km^2, el área real de operación sobrepasa los 60 000 km^2 (mar "interior").

El transporte primario de la distribución a las islas se efectúa por buques tanques de Cepsa y Naviera Petrogás S.A., fundamentalmente, que tienen a disposición de este servicio una flota

integrada por petroleros, butaneros y asfalteros, cuyas dimensiones unitarias van desde 488 a 5730 Tm

Todas las islas disponen de instalaciones costeras que reciben los productos de los buques a través de líneas de conexión de estos centros de almacenamiento con los puertos y que posibilitan, desde el punto de vista operativo, el cambio de un medio a otro de transporte, a la par que se constituyen en reservas que garantizan unas autonomías de existencias equivalentes, como media, a unos 35 días de consumo. Las instalaciones portuarias sirven de nexo entre las etapas del transporte marítimo o primario y el secundario o capilar, entendiendo este último como la fase de distribución, esto es, el transporte hasta las estaciones de servicio o los clientes. El transporte secundario se realiza por transporte por carretera (en camiones cisternas) o por oleoductos, cuya longitud se ha incrementado en los últimos años, dada su rentabilidad a partir de un cierto valor mínimo de flujo.

Los grandes consumidores se suministran por este sistema, como es el caso de los aeropuertos de Los Rodeos y de Gando, la central de Candelaria en Tenerife o el complejo de Jinámar, que dispone de central eléctrica y plantas potabilizadoras, que se abastece de las instalaciones petrolífera de DISA en Salinetas, a través de un oleoducto de 30 cm de diámetro y 9750 m de longitud. Asimismo, el aeropuerto de Gando recibe 300 000 m^3 de distintos carburantes de aviación a través de un conjunto de tuberías de 7'5, 10 y 15 cm de diámetro y 6568 m. de longitud. Del total de suministros de la refinería, el 65% se efectúa por tubería, el 29% por camión cisterna y sólo el 6% envasado.

Mediante el transporte por camiones cisternas se abastecen las estaciones de servicios y otros centros de consumo, que en conjunto representan el último eslabón de la cadena petrolera.

Por lo que se refiere a la distribución de G.L.P. (Gases Licuados del Petróleo), butano y propano, la estructura es similar a la de otros combustibles, efectuándose la recepción en las plantas de llenado a través de gaseoductos que parten de los puertos. En la actualidad cada isla cuenta con una planta de llenado de botellas domésticas e industriales y de trasvase, que se suministra a granel por barcos butaneros y proporcionan, en su conjunto, una capacidad de almacenamiento de 7596 Tm.

El butano o propano se trasvasa a las botellas para posteriormente, en camiones especialmente acondicionados para este transporte, enviarse a los centros de almacenamiento situado en las distintas zonas del interior, desde donde finalmente se efectúa el reparto local a usuarios.

Las diversas operaciones que se han de realizar en estas plantas exigen la existencia de áreas de almacenamiento, de depósitos de almacenamiento, de estaciones de bombeo y comprensión, de circuitos interiores de distribución de GLP a presión, de medios de manipulación, de superficies que permitan el aprovisionamiento de botellas y la circulación interior de los camiones. El avance en el campo tecnológico ha logrado mejoras sensibles en la seguridad, automatización y fiabilidad en todos los elementos que constituyen una planta de envasado de gas.

8.3.3 Nuevos yacimientos, ¿nuevas expectativas?

Desde la década de 1970 se vienen realizando prospecciones petrolíferas en aguas cercanas a las islas de Lanzarote y Fuerteventura. Así, en el año 1978 se llevó a cabo una primera sísmica de 2000 km por ENIEPSA, seguida de una segunda por Hispanoil en el año 1983, con una longitud de 1500 km. En el año 2000, la empresa Fugro realizó una campaña más

intensa, sobre 1867 km, utilizando por primera vez imágenes de satélites. La misma empresa realizó una cuarta sísmica en el 2001, de 2168 km, y efectuó una solicitud de bloques de exploración.

En vista a los resultados alcanzados, el Gobierno de España decidió otorgar licencias de búsqueda y explotación a la empresa española REPSOL-YPF, con el compromiso de realizar una sísmica de 3914 km^2 y el reprocesado de 2200 km^2 de datos antiguos, en el primer año; 3000 km^2 de sísmica 3D (en tres dimensiones) en el segundo año; la realización de dos pozos exploratorios en el tercer año con el correspondiente análisis de resultados. A partir de ahí, la empresa podría continuar con las exploraciones (ya con fines de explotación) o renunciar a la concesión.

De las explotaciones efectuadas hasta la fecha se deducen buenas expectativas, por la presencia de roca madre y trampas. Estas últimas son de gran tamaño, con lo cual podría contener importantes cantidades de petróleo o gas (en las sísmicas 2D aparecen claras imágenes de gas). Sin embargo, la probabilidad de que exista petróleo o gas "explotable" no pasa del 15%, en función de los datos adquiridos, y sólo las exploraciones 3D y los pozos exploratorios, pueden confirmar o no tales resultados.

Del lado marroquí de la línea mediana también se han venido realizando prospecciones por varias empresas internacionales. Al margen de los aspectos técnicos de la búsqueda de hidrocarburos en toda esta zona, se desarrolla una batalla legal entre los reinos de Marruecos y de España por la delimitación de las aguas jurisdiccionales y, en definitiva, por la propiedad de los eventuales recursos. Las autoridades locales de las islas más próximas (Lanzarote y Fuerteventura), además de grupos ecologistas, han mostrado su inquietud por los eventuales perjuicios que la explotación de estos recursos podrían ocasionar en el medio marino de sus costas (flora y fauna) y en sus playas, base del principal recurso de estas islas, que es el turismo. Obviamente, este problema subsiste, y puede ser incluso más grave, a partir de las posibles extracciones que Marruecos efectuase en sus aguas jurisdiccionales.

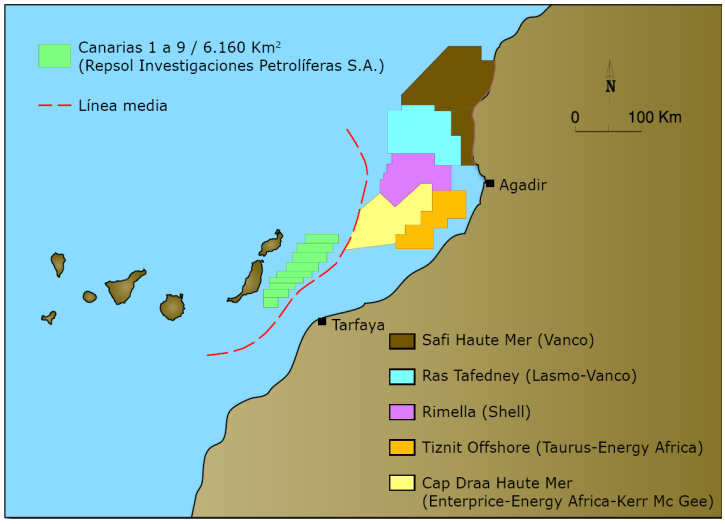


Fig. 63. Prospecciones en las aguas jurisdiccionales de Canarias y de Marruecos. Fuente: (Calero, Carta, & Padron, 2007)

8.4 El transporte

El sector del transporte representaba en el 2006 casi el 75% del consumo de energía primaria de Canarias y, dentro de este sector, destaca el transporte terrestre que, por sí solo, absorbe el 25% del total de recursos energéticos; representando casi el 50% del consumo del mercado interior.

Es de destacar el fuerte incremento que ha experimentado el transporte por carreteras en Canarias en los últimos años, tal y como se aprecia en la gráfica siguiente.

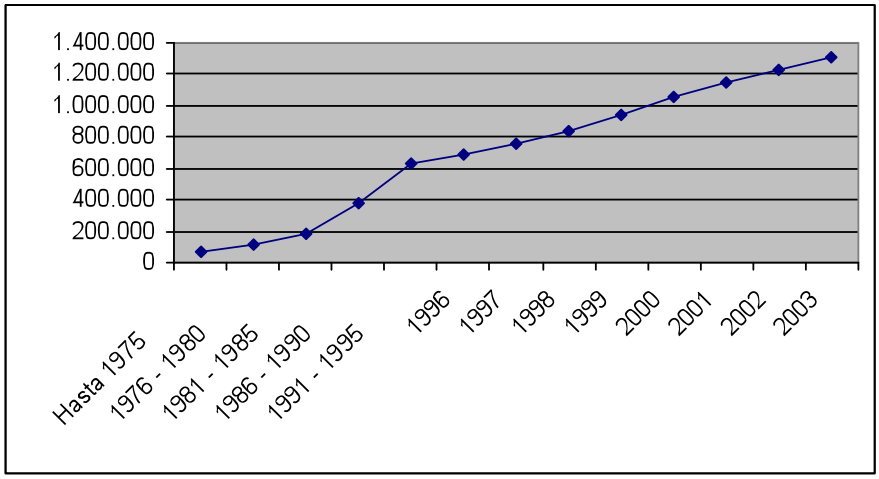


Fig. 64. Evolución del número de vehículos, 1975-2003. Fuente: (Instituto Canario de Estadística (ISTAC),). Elaboración propia

Canarias posee uno de los mayores ratios de vehículos per cápita de España, con aproximadamente un millón y medio de vehículos, contando todo el tráfico rodado por carretera.

Gasolina

Las gasolinas han presentado hasta el año 1999 una clara evolución creciente, con una tasa de crecimiento anual promedio del 7% entre 1995 y 1999, para estancarse los suministros a partir del año 2000, en unos 600 000 Tm.

Gasóleos

Al contrario de que sucede con las gasolinas, en los gasóleos se observa un crecimiento continuo en los suministros en los últimos años, que se ha acelerado a partir del año 1998. En el año 2006 el sumnistro de gasóleo superaba las 750 000 Tm.

En cuanto al destino del gasóleo, en el 2006 un 67% se vendía en estaciones de servicio y el 33% restante se suministraba a granel a instalaciones para uso propio, principalmente en el transporte, la construcción y la industria.

La navegación marítima

En relación a los combustibles destinados a la navegación, los suministros de fueloil se mantienen bastante estables desde 2000, acusando un descenso a partir de 2005, mientras los gasóleos continúan la tendencia descendente iniciada en 1998.

Navegación aérea

Los suministros de queroseno de aviación han seguido una evolución singular. Hasta 1999, año en el que se ha registrado el máximo de suministros de este producto en el conjunto del Archipiélago, la tendencia era marcadamente creciente. A partir de dicho año se ha asistido a un continuo decrecimiento hasta el año 2002, que ha significado un punto de inflexión para esa última tendencia.

En la distribución por islas, el 40% de los suministros de queroseno de aviación se consumen en Tenerife, seguido de Gran Canaria con un 31,9%.

8.5 La electricidad

8.5.1 Energía eléctrica

La potencia eléctrica instalada en Canarias en el 2010 era de 3057 MW; en términos de potencia las energías renovables suponían un 10% del total instalado[90].

[90] Este porcentaje sólo tiene en cuenta las instalaciones de energías renovables conectadas a la red eléctrica. Datos obtenidos de REE.

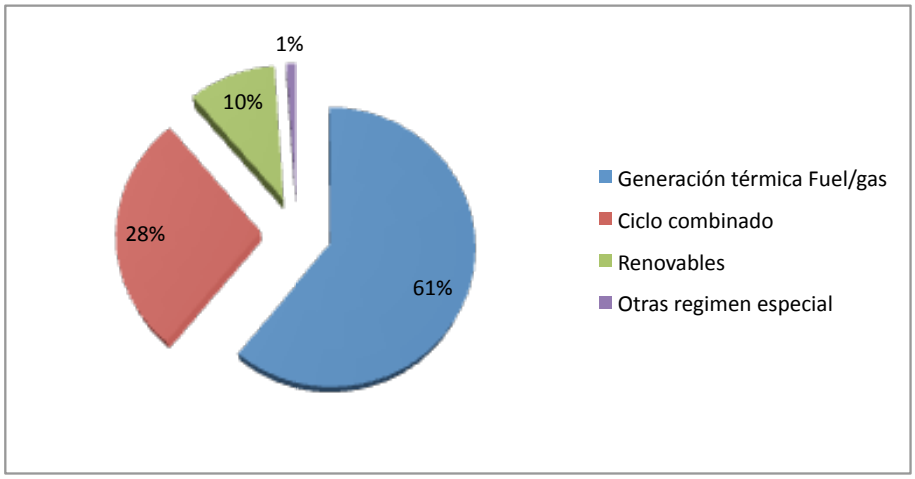


Fig. 65. Configuración del parque de generación eléctrico en Canarias. Año 2010**.** Fuente: (*REE (electricity system operator).*)

En relación a la producción de electricidad, la distribución cambia algo con respecto a la de la potencia instalada. La aportación de las energías renovables ha seguido una tendencia generalmente creciente, aún así la contribución de las renovables a la producción eléctrica rondaba el 7,7% a finales de 2010.

Las centrales de Unelco-Endesa siguen cubriendo la mayoría de la demanda, con un peso relativo de alrededor del 93,5% en 2006.

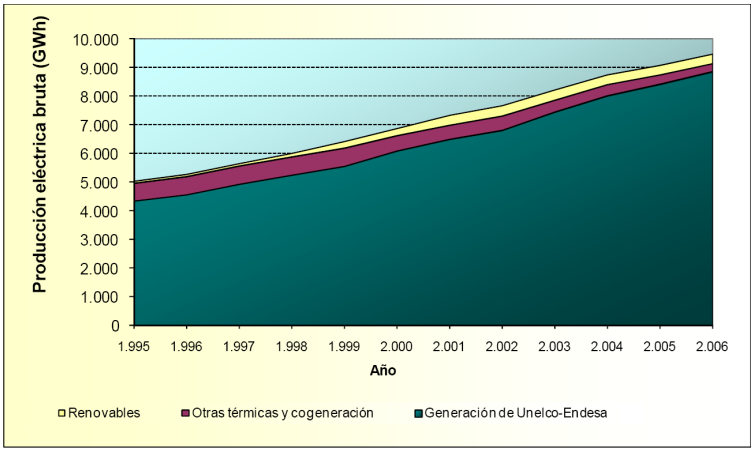


Fig. 66. Evolución de la producción eléctrica según origen, 1995–2006. Fuente: (Consejeria de Empleo, Industria y Comercio., 2008)

Tab. 7. Centrales de UNELCO-ENDESA instaladas en Canarias a finales de 2006

Isla	Tecnología	Nº grupos	Potencia instalada (kW)	Combustible utilizado
Gran Canaria	Turbina de vapor	8	467 370	Fuel oil
	Turbina de gas	7	321 890	Gasoil
	Motor diésel	5	84 000	Fuel oil
Total Gran Canaria			873 260	
Tenerife	Turbina de vapor	7	394 220	Fuel oil
	Turbina de gas	10	368 520	Gasoil
	Motor diésel	20	104 302	Fuel oil
Total Tenerife			867 262	
Lanzarote	Turbina de gas	2	60 950	Gasoil
	Motor diésel	25	161 560	Fuel oil
Total Lanzarote			222 510	
Fuerteventura	Turbina de gas	3	78 260	Gasoil
	Motor diésel	20	120 498	Fuel oil
Total Fuerteventura			198 758	
La Palma	Motor diésel	8	58 240	Fuel oil
	Turbina de gas	1	24 300	Gasoil
Total La Palma			82 540	
La Gomera	Motor diésel	10	22 760	Diésel oil
Total La Gomera			22 760	
El Hierro	Motor diésel	9	13 197	Diésel oil
Total El Hierro			13 197	

Fuente: (Consejeria de Empleo, Industria y Comercio., 2008).Elaboración propia.

En el conjunto del Archipiélago el fuel oil ha sido históricamente el combustible más demandado, si bien en la actualidad se conume casi tanto gasóleo como fueoil para la producción de electricidad (33,1 y 34,1, respectivamente, datos de demanda de 2010). La situación puede variar considerablemente de una isla a otra en función del parque de generación que tenga instalado y las horas de servicio de cada grupo al año. La Gomera y El Hierro son casos particulares, ya que consumen únicamente diésel-oil.

8.6 Las fuentes renovables

8.6.1 Energías renovables en Canarias

Canarias dispone de un gran potencial para la utilización de las distintas fuentes de energías renovables: energía solar, energía eólica, energía hidráulica, energía de la biomasa, energía geotérmica y energías marinas (e.g. maremotriz, del oleaje). Pero en la actualidad sólo son explotadas la energía eólica, solar, hidráulica y algo de biomasa. La solar en sus dos vertientes, térmica (para producir calor) y fotovoltaica (para producir electricidad).

Todas estas energías renovables, que se explotan en Canarias, se utilizan para producir electricidad, a excepción de la energía solar térmica, que se utiliza para producir ACS (Agua Caliente Sanitaria), y algunas instalaciones de biomasa.

La producción de electricidad de origen renovable es mayoritariamente inyectado a la red eléctrica, salvedad hecha para las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, que tienen su campo de aplicación en aquellas zonas a las que no llega la red eléctrica. El resto de la producción, tanto eólica, como solar e hidráulica es vertida a la red eléctrica. Existen también algunas instalaciones eólicas de pequeña potencia que funcionan en régimen aislado, algunas veces solas y otras complementadas con energía solar fotovoltaica, pero no existe un inventario de estas instalaciones, probablemente porque estas instalaciones son cada vez más escasas y porque representan un porcentaje ínfimo de la potencia eólica instalada en Canarias, por lo que no se contabilizan en las estadísticas que maneja el Gobierno de Canarias.

8.6.2 Energía eólica en Canarias

8.6.2.1 Explotación de la energía eólica en Canarias

Canarias posee muy buenas condiciones de viento, predominan los vientos Alisios (vientos de dirección noreste), que se caracterizan por ser constantes y con velocidades medias-altas (en algunas zonas la velocidad media es de 8 m/s e incluso de 10 m/s, a una altura de 80 m). De hecho, los parques eólicos de Canarias se encuentran entre los de mayor productividad del mundo, con factores de capacidad del 0,35 (35%) de media.

En el conjunto de las energías renovables, la energía eólica representa la de mayor contribución en Canarias. Respecto a la electricidad de origen renovable inyectada en la red eléctrica, el 48% fue de origen eólico en el 2010; porcentaje éste que ha disminuido significativamente en los últimos años, dado que rondaba el 98% en el 2006.

En Canarias existen fundamentalmente tres maneras de explotar la energía eólica.

- Parques eólicos: El propietario del parque es un productor más de electricidad, estando la compañía eléctrica obligada por ley a facilitar la conexión de los aerogeneradores a la red eléctrica y a comprar toda su producción de electricidad, en base a un sistema de precios establecidos a nivel nacional que priman la energía eólica. En Canarias se adjudican mediante concurso público, siendo el Gobierno de Canarias el responsable tanto de sus bases como de su adjudicación.

- Parques eólicos o aerogeneradores con consumos asociados (autoconsumo): la electricidad producida por los aerogeneradores se utiliza para el consumo propio y el excedente de electricidad, si lo hubiera, se inyecta en la red eléctrica. Según la ley este excedente ha de ser, como máximo, el 50% de la producción; en otras palabras: la producción máxima, en balance anual, no puede superar el doble del consumo asociado. En Canarias se adjudican también desde hace unos años mediante concurso público.

- Parques eólicos o aerogeneradores aislados: son aquellos que no tienen conexión alguna con la red eléctrica y cuya finalidad es abastecer de electricidad un consumo puntual.

Tab. 8. Evolución de la potencia eólica instalada y conectada a la red (en MW).1985-2010

1985	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2004	2005	2006	2009	2010
0.1	1.1	26	77	80	96	116	127	137	137	140	142	143

Fuente: (Consejeria de Empleo, Industria y Comercio., 2008)

En la tabla 8 se observa que, entre 1985 y 1998, se produjo un incremento significativo de la energía eólica en las islas. De hecho hace aproximadamente una década Canarias era una de las regiones españolas pioneras en energía eólica. A partir de 1998 el estancamiento es notable. De hecho desde 1994 hasta la actualidad prácticamente no se ha instalado ningún parque eólico nuevo en las islas de Fuerteventura y El Hierro; y desde 1996 en La Gomera. Diversos problemas, fundamentalmente de índole político, han tenido como consecuencia una paralización notable en la adjudicación de nuevos parques eólicos con el correspondiente retraso que está sufriendo la instalación de nueva potencia eólica.

Con todo, Canarias contaba, a finales de 2010, con 143 MW instalados de energía eólica conectados a la red eléctrica, que produjeron ese año 331 GWh. Desde 2006 la potencia instalada prácticamente no ha variado. De la potencia instalada a finales de 2006 (139,7 MW), 125,7 MW correspondían a parques eólicos y 11,6 MW a instalaciones de autoconsumo. A finales de 2006 en Canarias los parques eólicos en régimen de autoconsumo ascendían a un total de 7 (6 en Gran Canaria y 1 en La Palma). Posteriormente se llevó a cabo concurso público para la asignación de consumos asociados, ascendiendo los parques en tramitación a más de 38 MW. También se ha llevado a cabo un concurso público para la implantación de parques eólicos, que hasta la fecha no ha llegado a materializarse.

8.6.2.2 Rendimiento de los parques eólicos en Canarias

La eficacia de un aerogenerador se caracteriza por los parámetros siguientes:

1) Disponibilidad: indica las horas que la máquina está “disponible” para producir y suele ser de un 98%.

2) Horas equivalentes: miden el rendimiento energético de un aerogenerador en un emplazamiento dado. Las horas equivalentes representan el número de horas al año que la máquina eólica estaría produciendo a su potencia nominal. Las horas equivalentes se calculan como el cociente entre la electricidad producida en un periodo determinado y la potencia instalada (kWh/kW). El número de horas equivalentes será tanto mayor cuanto más elevado sea el potencial eólico del emplazamiento así como cuanto mejor se adapte el aerogenerador a las condiciones eólicas del emplazamiento. Por término medio, a nivel mundial, un parque eólico suele tener entre 2200 y 2600 horas equivalentes al año, mientras que en Canarias esta media es mucho mayor, rondando entre 2700 y 3000 horas.

3) Factor de capacidad: representa el porcentaje de energía realmente producida en un año dividida por la teóricamente producible en el mismo periodo. Se calcula como el cociente entre las horas equivalentes y el número de horas totales del periodo (en el caso de un año se tomarían 8760 horas). El factor de capacidad de una zona media-buena suele oscilar alrededor de un 28%, aunque en Canarias alcanza valores mayores, con una media entre 32% y 35%.

En la figura 67 se pueden apreciar las horas equivalentes de cada parque eólico de Canarias en el año 2006. En Canarias se encuentran parques eólicos situados entre los de mayor rendimiento del mundo, pudiéndose encontrar parques eólicos que alcanzan casi las 4500 horas equivalentes.

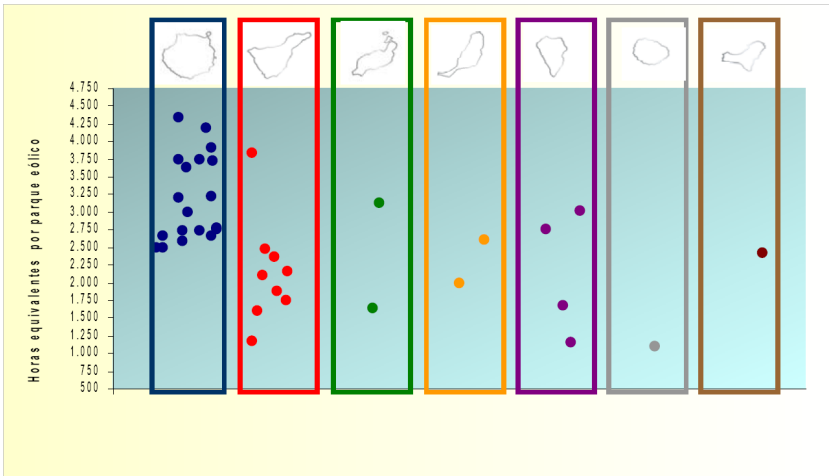


Fig. 67. Horas equivalentes anuales de parques eólicos de Canarias en 2006. Fuente: (Consejeria de Empleo, Industria y Comercio., 2008)

En relación al factor de capacidad, la tabla 9 expresa los valores medios para Canarias, entre los años 2001 y 2006, por isla. Teniendo en cuenta que el factor de capacidad de una zona media-buena suele oscilar alrededor de un 28% y que en Canarias la media ronda el 32%–35%, se puede concluir que el rendimiento de los parques en Canarias los sitúan en condiciones muy buenas desde el punto de vista de la rentabilidad. Se puede observar también que, a medida que avanzan los años, los factores de capacidad disminuyen. Este hecho no es casual, sino una consecuencia de que en las mejores ubicaciones fueron donde se instalaron los primeros parques eólicos. A medida que las zonas mejores, desde el punto de vista del viento, se ocupan, los siguientes parques eólicos se tienen que ubicar en localizaciones menos óptimas, por lo que a medida que se instalan más parques eólicos, disminuye el factor de capacidad medio.

Tab. 9. Factor de capacidad (FC) anual de los parques eólicos de Canarias, por islas. 2001-2006[91]

Islas	FC 2001	FC 2002	FC 2003	FC 2004	FC 2005	FC 2006
Gran Canaria	39%	38%	39%	37%	36%	36%
Tenerife	29%	31%	29%	27%	28%	25%
Lanzarote	34%	33%	30%	26%	19%	27%
Fuerteventura	30%	30%	28%	26%	25%	26%
La Palma	29%	30%	24%	25%	22%	25%
La Gomera	10%	15%	8%	16%	13%	13%
El Hierro	33%	22%	38%	37%	29%	28%
Canarias	35%	35%	34%	32%	32%	31%

Fuente: (Consejeria de Empleo, Industria y Comercio., 2008)

[91] El FC para Canarias se ha calculado como media ponderada potencia eólica instalada en cada isla.

8.6.2.3 Rentabilidad económica de los parques eólicos en Canarias

El marco legislativo actual en España (regulado por Real Decreto 661/2007, Real Decreto 1614/2010 y Real Decreto-ley 14/2010) favorece la producción de electricidad de origen eólico desde el punto de vista económico. El precio que se paga por el kWh de origen eólico depende de si la opción que elige el promotor eólico es la tarifa regulada o la prima (precio mercado + prima).

Tab. 10. Retribución de la energía eólica según el RD 661/2007 (parques eólicos < 50 MW)

cent €/kWh	primeros 20 años	a partir de entonces
Tarifa regulada	7,3228	6,12
Prima de referencia	2,9291	0
Límite superior	8,4944	
Límite inferior	7,1275	

Valores para el año 2007

Si la opción elegida es la de mercado, se han establecido unos precios máximos y mínimos (sistema cap & floor) que se pueden percibir por kWh, independiente de las fluctuaciones del precio de mercado. Los precios de la tabla 10 son precio para 2007. Los precios se actualizan año a año en base al IPC-X (donde X es 0,25 hasta 2012 y 0,5 en adelante).

Aunque la legislación española ofrece estas dos alternativas de retribución de la energía eólica, a partir de finales del año 2010, el Real Decreto 1614/2010 establece que los parques eólicos situados en Canarias sólo pueden vender la energía neta producida de acuerdo con la opción de tarifa regulada. A través de este mismo decreto, se ha limitado el número de horas equivalentes que un parque eólico, situado en tierra, tiene derecho a percibir la prima equivalente o prima a 2589 horas/año. Si el parque eólico produjese durante un mayor número de horas equivalentes, el resto de las horas simplemente se le retribuiría a precio de mercado.

8.6.3 Energía solar fotovoltaica en Canarias

8.6.3.1 Explotación de la energía solar fotovoltaica en Canarias

Las instalaciones solares fotovoltaicas que se encuentran en Canarias, se dividen en dos grandes grupos: sistemas aislados (sistemas autónomos sin conexión a la red eléctrica) y sistemas conectados a la red eléctrica.

Los sistemas aislados tienen el fin de autoabastecer de electricidad el sistema para el cual se instalan. En las instalaciones conectadas a la red, por el contrario, una vez la electricidad solar ha sido transformada por el inversor, toda la energía producida se inyecta en la red eléctrica, con las ventajas económicas que esto conlleva.

Tradicionalmente las instalaciones aisladas son las que han predominado en Canarias, pero esta tendencia se ha invertido en los últimos años, gracias al nuevo marco normativo que favorece económicamente la conexión de solar fotovoltaica a la red.

Los sistemas aislados se han empleado tradicionalmente en Canarias, y se siguen empleando todavía, en lugares con acceso complicado a la red eléctrica y donde resulta más fácil y económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea de enganche a la red eléctrica. Ejemplos de estos sistemas encontramos muchos en Canarias, fundamentalmente se ven en casas rurales aisladas, para la iluminación de áreas aisladas y carreteras, en sistemas de comunicación (repetidores de señal, boyas, balizas de señalización…) y para el suministro eléctrico en yates.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red son los que predominan en la actualidad; pueden ser de muy diversos tamaños y pueden ir desde pequeños sistemas instalados, por ejemplo, en tejados o azoteas, hasta centrales fotovoltaicas instaladas en terrenos de grandes dimensiones pasando por instalaciones intermedias como pueden ser las que utilizan grandes cubiertas de áreas urbanas, aparcamientos, centros comerciales, áreas deportivas, etc.

Las instalaciones en tejados o en grandes cubiertas representan un exponente claro de algunas de las grandes ventajas de la energía fotovoltaica, como es que los sistemas pueden ser de pequeño tamaño sin perder efectividad, la generación eléctrica puede darse en el mismo lugar donde se realiza el consumo (lo que evita costes y pérdidas de transporte y distribución de la electricidad) y además su instalación no requiere ocupación de territorio adicional, aprovechando un espacio ya construido. Los módulos fotovoltaicos se pueden integrar en multitud de espacios y elementos urbanos, como pueden ser en terrazas, tejados, azoteas y patios, pero también en marquesinas, pérgolas, balcones, cornisas, cubiertas de aparcamientos, etc.

En regiones como Canarias, donde la densidad de población es muy alta y el porcentaje de territorio sometido a algún tipo de protección es grande (más del 40% del territorio canario posee algún grado de protección), cobra especial importancia el hecho de que la generación eléctrica se pueda llevar a cabo aprovechando estructuras urbanas, sin que haya que buscar superficies adicionales (no construidas) para la producción de energía. Por lo que la energía solar fotovoltaica se puede considerar como un tipo de energía de gran proyección en Canarias.

La potencia fotovoltaica instalada en las islas era de 125 MW_p a 31 de diciembre del año 2010, el 70% de la cual se localizaba en la isla de Tenerife.

Tab. 11. Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada en Canarias (en MW_p)

Año	hasta 2005	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Potencia (MW)	0,7	1,0	7,6	10	80	100	125

Fuente: (Consejeria de Empleo, Industria y Comercio., 2008); (*REE (electricity system operator)*.)

De esta potencia, más del 99% pertenece a instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica. En 2010 la producción de electricidad fotovoltaica conectada a la red fue de 195 GWh.

En los últimos años se puede observar una reactivación del sector debido al incremento de las instalaciones conectadas a la red, tendencia que se prevé que seguirá aumentando en los

próximos años. El motivo es el marco económico que favorece este tipo de instalaciones. Además, la aprobación del Código Técnico de la Edificación, en septiembre de 2006, deberá favorecer también un incremento de este tipo de instalaciones. Este código obliga a la instalación de energía solar fotovoltaica en edificaciones nuevas y en reformas, en los casos siguientes:

- Hipermercado: 5000 m^2 construidos o más.
- Multitienda y centros de ocio: 3000 m^2 construidos o más.
- Nave de almacenamiento: 10 000 m^2 construidos o más.
- Administrativos: 4000 m^2 construidos o más.
- Hoteles y hostales: 100 plazas o más.
- Hospitales y clínicas: 100 camas o más.
- Pabellones de recintos feriales: 10 000 m^2 construidos o más.

8.6.3.2 Rentabilidad de las instalaciones solares fotovoltaicas en Canarias

El análisis de los costes de este tipo de instalaciones depende de multitud de factores, desde técnicos (tipo de instalación, coste de inversión, mantenimiento, etc.), hasta de política energética (precio de la energía y ayudas públicas), pasando por factores de política económica (tipos de interés e inflación) y sociales (gustos, preferencias, etc.).

En todo caso, el precio de la instalación varía considerablemente si la instalación es aislada o conectada a la red.

Instalaciones aisladas. Los sistemas fotovoltaicos son soluciones idóneas para instalaciones aisladas. Esta alternativa evita el tendido de la línea eléctrica que une el punto de consumo con la red de distribución. Con ello se evita el impacto ambiental de dicha línea y su coste de inversión, que puede variar entre 6000 €/km y unos 50 000 €/km (según se trate de una línea aérea o enterrada). La instalación incluye los paneles fotovoltaicos, las baterías, que almacenan la electricidad excedente en horas diurnas para disponer de ella en horas nocturnas, y el inversor (si los consumos son en corriente alterna). A mayor demanda en los periodos sin sol, se necesita mayor capacidad de almacenamiento.

En instalaciones aisladas la inversión puede estar en torno de 9 a 11 €/W_p; por lo que una instalación tipo de 1 kW_p para una vivienda aislada costaría unos 10 000 €. La vida útil de una instalación de este tipo se estima en 40 años. Para lo que se ha de tener en cuenta que la batería deberá cambiarse cada cierto número de años; no así los paneles fotovoltaicos ni otros elementos de la instalación que, en condiciones normales, con un mantenimiento sencillo, funcionarán durante todo ese periodo de tiempo. Para un sistema fotovoltaico bien dimensionado cuyo diseño incluye el uso de baterías, si se realiza un buen mantenimiento, se debe considerar un cambio de baterías cada 10 años.

Instalaciones conectadas a la red eléctrica. Normalmente, estas instalaciones aprovechan las estructuras de las viviendas y edificios, colocando sobre ellos los paneles fotovoltaicos, y se vierte a la red eléctrica toda la electricidad producida.

En España el marco legislativo actual favorece la conexión de energías renovables a la red eléctrica. La tarifa que se cobra por cada kWh fotovoltaico que se vierte a la red eléctrica está regulada por el Real Decreto 1578/2008, por el que se establece el régimen económico para la producción de energía solar fotovoltaica. Este decreto ha sido modificado posteriormente por el Real Decreto 1565/2010, por el que se diminuyen las cuantías a percibir.

Las tarifas se actualizan en cada convocatoria según el procedimiento siguiente.

- Para tener derecho a esta retribución, es necesaria la inscripción, con carácter previo, de los proyectos en el Registro de preasignación de retribución.
- En cada convocatoria de preasignación se establece un cupo de potencia. Las tarifas se actualizan en las sucesivas convocatorias (trimestrales), según ese cupo de potencia se haya sobrepasado o no en una 75%.

En definitiva, en cada convocatoria de preasignación se establece un cupo de potencia. Las tarifas se actualizarán en las sucesivas convocatorias, según ese cupo de potencia se haya sobrepasado o no en una 75%.

Según el Real Decreto 1578/2008, la tarifa fotovoltaica en la 1ª convocatoria, que se llevó a cabo en el primer trimestre de 2009, de preasignación de potencia era de 32 o 34 c€/kWh, según tipo de instalación. Para la 2ª convocatoria de 2011, tras las distintas actualizaciones trimestrales y siendo la 1ª convocatoria a la que se le aplican las reducciones establecidas en el Real Decreto 1565/2010, las tarifas según tipo de instalación quedaban de la siguiente forma:

a. Tipo I. Instalaciones ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas o instalaciones sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreamiento.
    - Tipo I.1: instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 kW. Tarifa: 28,9 c€/kWh.
    - Tipo I.2: instalaciones del tipo I, con un potencia superior a 20 kW. Tarifa: 20,4 c€/kWh.
b. Tipo II. Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior. Tarifa: 13,5 c€/kWh.

Las tarifas quedaron nuevamente modificadas a finales de 2010 mediante el Real Decreto-Ley 14/2010 por el que se establece el número máximo de horas equivalentes por las que se puede percibir la tarifa regulada. Estas horas equivalentes varían según la zona climática en la que se ubique la región en cuestión; en el caso de Canarias las horas equivalentes anuales son de 1753 horas, para el caso de instalaciones fijas (sin seguidores), que son las que habitualmente se instalan en Canarias.

El cálculo de la superficie de paneles a instalar puede seguir varios criterios distintos:

- Instalaciones a medida, ocupando la máxima superficie disponible, siempre que se reúnan las adecuadas condiciones técnicas y de orientación.
- Huertas solares, como concepto de inversión, que permite a distintos usuarios tener en una misma área o parcela de terreno sus propios módulos o seguidores compartiendo el terreno, infraestructuras, etc., pudiendo así reducir los costes de instalación, mantenimiento y vigilancia.

Para poder realizar los cálculos sobre la rentabilidad económica de cualquier instalación es imprescindible conocer el número de horas equivalentes al año. La figura 68 muestra las horas equivalentes anuales de las instalaciones fotovoltaicas que estaban conectadas a la red eléctrica en Canarias en el año 2006.

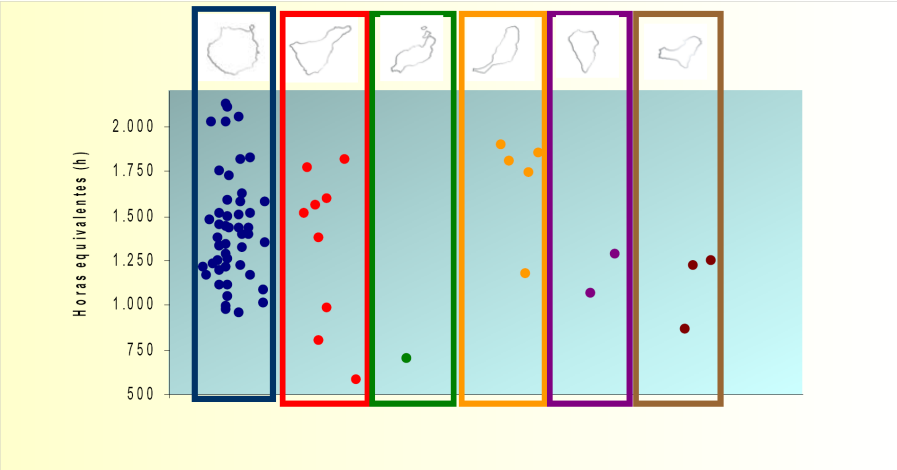


Fig. 68. Horas equivalentes de instalaciones fotovoltaicas en Canarias, 2006. Fuente: (Consejeria de Empleo, Industria y Comercio., 2008)

8.6.4 Energía solar térmica en Canarias

La energía solar térmica utilizada en Canarias hasta la fecha se limita a la de baja temperatura, fundamentalmente para la producción de ACS -Agua Caliente Sanitaria- (existen algunas otras aplicaciones pero a nivel de proyectos innovadores, como aplicaciones para la producción de agua desalada y la refrigeración solar). El uso de la energía solar térmica está extendido tanto en viviendas, como en el sector turístico, pabellones deportivos, etc.

Otra de las aplicaciones de la energía solar térmica en Canarias, aunque menos común, es su utilización para la climatización de piscinas. También comienzan a demandarse las instalaciones combinadas para la producción de agua caliente y calefacción (con suelo radiante). Y despunta alguna aplicación en hoteles de refrigeración con energía solar térmica.

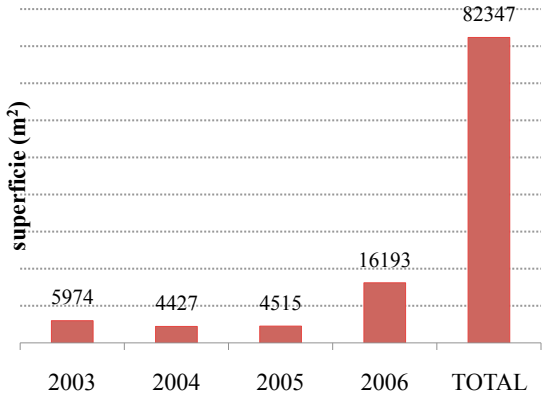


Fig. 69. Evolución de superficie de paneles solares térmicos instalados en Canarias (m^2)[92]. Fuente: Elaboración propia. Datos: Estadísticas Energéticas de Canarias varios años. DGIE

En todo caso, el grado de implantación de la energía solar térmica en Canarias es pequeño en comparación con el potencial existente y con el grado de implantación en otras regiones; la figura 69 muestra su evolución hasta el año 2006. Una de las barreras que tiene la energía solar térmica para su implantación en Canarias es, además del coste inicial, el impacto visual. En Canarias los colectores solares térmicos que se suelen instalar son los de termosifón, que tienen mayores dificultades para su integración estética en los edificios. La integración de los paneles solares térmicos de forma armoniosa con la edificación puede paliar el eventual efecto visual negativo.

Adicionalmente la aplicación de energía solar térmica en sectores como el hotelero puede ser un aspecto de interés fuera del campo estrictamente energético, ya que proporciona una imagen de respeto con el medio ambiente, cuidado del entorno y calidad de vida; imagen indispensable si se quiere atraer a un turismo sostenible.

Con respecto a la barrera debida al coste hay que resaltar que las placas solares térmicos resultan, a la larga y considerando una vida útil de 20 años, más económicas que el convencional termo eléctrico. La principal diferencia estriba en que la inversión inicial del colector solar térmico es mayor que la de los termos convencionales.

El programa PROCASOL nació en 1997 en Canarias precisamente para poder romper con la barrera referida al coste e incentivar el mercado de la energía solar térmica en el archipiélago. El PROCASOL contemplaba la subvención y financiación de energía solar térmica para la producción de agua caliente. El programa estaba promovido por el Gobierno de Canarias. La 1ª fase del PROCASOL (ya concluida en el 2006), logró instalar en Canarias unos 40 000 m^2 de paneles solares.

En todo caso, es previsible que las cifras de la energía solar térmica aumenten debido a la aprobación del Código Técnico de la Edificación, que entró en vigor en Septiembre de 2006, y que exige la instalación de sistemas solares térmicos en los edificios de nueva construcción o en los que se rehabiliten en todo el territorio nacional. En el caso de Canarias se exige que,

[92] Esta tabla recoge sólo los datos de paneles instalados que han sido subvencionados por organismos regionales y estatales. Existen, por tanto, otras instalaciones que están en funcionamiento y no se computan en el total de los datos mencionados anteriormente.

como mínimo, el 70% de la demanda de ACS sea cubierta por sistemas solares en viviendas cuyos consumos de agua caliente vayan de 50 l/d a 5000 l/d.

8.6.5 Energía hidráulica en Canarias

Los recursos hidráulicos en Canarias varían mucho de una isla a otra e incluso según las zonas de una misma isla. En estas islas las condiciones necesarias para realizar un aprovechamiento hidroeléctrico se presentan en muy pocos lugares, existiendo de hecho sólo dos centrales minihidráulicas[93] (El Mulato en La Palma, de 800 kW, y La Guancha en Tenerife, de 463 kW). Ambas instalaciones están paradas en la actualidad, pero llegaron a producir 4,5 GWh en el año 2000.

Un mayor aprovechamiento de la energía hidráulica en Canarias pasa por algún aprovechamiento minihidráulico adicional, la explotación de instalaciones microhidráulicas en conducciones de agua y la construcción de centrales hidáulicas de bombeo.

8.7 Conclusiones

La dependencia de Canarias de las importaciones de petróleo ha quedado patente en este capítulo. En el capítulo anterior quedó en entredicho la sostenibilidad de este modelo energético basado en el petróleo a largo plazo. Por otro lado, el potencial de energías renovables en Canarias parece bastante elevado, sobre todo en energía eólica y solar, y, a la luz de los datos expuestos en este capítulo, el grado de implantación en las islas parece bajo en comparación con su potential. Pero, en definitiva, estas comparaciones no dejan de ser estimaciones, dado que el potencial de energía eólica y solar no se ha calculado recientemente con la tecnología actual y las limitaciones territoriales y de otra índole con las que nos encontramos en la actualidad. Es por ello por lo que los dos capítulos siguientes se dedican a una evaluación pormenorizada del potencial eólico y solar fotovoltaico.

[93] Las centrales minihidráulicas se definen como aquellas menores de 10 MW.

Capítulo 9

A methodology to estimate the wind techno-economical potential in regions and islands: the case of the Canary Islands

9.1 Introduction

The Canary Islands (Spain) are seven islands located in front of the Atlantic coast of Africa (Western Sahara). The total surface of the Archipelago is 7447 km^2. The Canary Islands are highly dependent on external energy sources, 98% of the primary energy consumption is based on imported oil. Regarding electricity, this percentage decreases to 91%. The Canary Islands had no conventional energy sources, but they have plenty of renewable resources, mainly wind and solar.

For the Canary Islands it is very important to increase the level of energy self-sufficiency. This can only be done through the deployment of renewable energy sources (RES). Renewable energies are autochthonous energy sources and they can contribute to reduce dependency from energy imports and to the diversification of energy sources. In the same way, the development of RES can actively contribute to the creation of employment and to encourage regional development. All these facts gain special importance in a region like the Canary Islands.

The electrical power installed in the Canary Islands at the end of 2010 was 3058 MW, the renewable energies came up to 10% of the total installed power but in terms of generation this percentage was 7,7%. The RES installed on the Canary Islands are mainly wind and solar photovoltaic, 143 MW and ca. 125 MW respectively (*REE (electricity system operator)*.).

For the year 2015, the Canarian Energy Plan establish that 30% of the electricity demand should be covered by RES, mainly wind and solar. This plan establishes, for instance, that wind energy will reach 1025 MW, photovoltaic 160 MW and waves 50 MW.

These figures for RES implementation already confront the electrical grid operator with stability issues, among others challenges. Several strategies are under study aiming at

reducing the peak load, increasing the base load and increasing the storage capacity, in order to allow the increase of intermittent RES penetration into the electrical grids. The strategies under consideration are, among others, hydro storage systems (wind-hydro pumping stations).

Taking into account this context, it is crucial to determine the wind potential in each island as a first step for the energy planning. For this purpose a methodology based on GIS (Geographical Information Systems) has been used to accurately determine this potential. The determination of the wind potential based on GIS has been implemented in several previous research studies, but usually the geographical area targeted was too big in comparison to the island dimension or small regions. Therefore the methodology adopted was mostly oriented to big areas, which is not adequate to accurately determine the wind potential for smaller regions. The scope of the papers consulted was diverse, being the targeted area the whole world (Hoogwijk, 2004), entire continents (Held, 2011), the country scale (Aydin, Kentel, & Duzgun, 2010; Baban & Parry, 2001; Hansen, 2005; Nguyen, 2007; Yue & Wang, 2006), big regions (Krewitt & Nitsch, 2003; Sliz-Szkliniarz & Vogt, 2011; van Haaren & Fthenakis, 2011; Van Hoesen & Letendre, 2010) and, in some cases, the island scale was targeted (Tegou, Polatidis, & Haralambopoulos, 2007; Voivontas, Assimacopoulos, Mourelatos, & Corominas, 1998).

The evaluation of the wind potential using GIS allows the quantification of the potential wind energy production and, at the same time, it allows also to locate where this production takes place. This is vital to determine the cost of the resource, but also to determine any geographical constrain as natural protected area, urban areas or even the location of an isolated house. And also for the planning phase since other parameters could also be taken into account, e.g. if there are electrical grids available or grid reinforcements are needed or if roads are passing near by or they need to be constructed or enlarged, a.o.

In this study there are some novelties, apart from the methodology itself, as a hub height sensibility analysis and an economical assessment through cost-resource curves, a.o.

9.2 Methodology

9.2.1 Potential and limitations

The theoretical potential comprises the entire physical energy available without considering any restrictions. It represents the theoretical maximum energy contents in the wind. In order to determine the technical potential, the theoretical potential is reduced considering technical and geographical restrictions. Important technical and geographical restrictions that have to be considered are: the available conversion technologies, conversion losses, location availability (e.g., possible locations to install wind turbines), among other limitations. The technical potential is dynamic as technology develops over time and it represents the maximum potential that can be explored up to a certain point in time (Resch et al., 2008).

The technical potential can be defined as the part of the theoretical potential that can be harvested easily and in a sustainable manner with the existing technology. The restrictions defining the technical potential act as exclusion criteria, which eliminate areas that are not

feasible for the exploitation of wind energy. These restrictions are referred in this study as constraints.

9.2.2 Constraints

Two main factors influence the available wind energy potential: the local wind regime and the available land for the installation of windturbines.

9.2.2.1 Territorial constraints

Territorial constraints are identified by means of a literature review and the examination of government laws and regulations. Table 12 shows the territorial constrains and its buffer areas identified in the literature review and related regulations that have been considered relevant for the purpose of this study. The only legislation and regulation taken into account have been the *Decree 32/2006*, which is a regional decree that regulates the installation and exploitation of wind farms in the Canary Islands, as well as the national regulations that establish the surface that has to be kept free of obstacles in the surroundings of the airstrips. The buffer area is defined in this study as the area surrounding the physical restriction that is considered also as an exclusion area.

Tab. 12: Territorial constrains: literature review

Restricted areas	Buffer area (m)	Target area of the study	References
Protected areas	500	Germany	(Krewitt & Nitsch, 2003)
	1000	United Kingdoms	(Baban & Parry, 2001)
	from 250 to 500 (depending on the type of area)	Taiwan	(Yue & Wang, 2006)
	2000 (archaeological sites)	Crete (Greece)	Voivontas, 1998
	from 250 to 1000 (depending on the type of area) 2500 (birds habitat)	Turkey	Aydin, 2010
	500	Vietnam	Nguyen, 2007
	from 400 to 1000 (depending on the type of area)	Lesvos (Greece)	Tegou, 2007
	from 200 to 1000 (depending on the type of area) 5000 (habitat of migrating birds)	Poland	Sliz, 2011
Isolated house	500	La Rioja (Spain)	Ramirez, 2008
	500	Poland	Sliz, 2011

Inhabited area	500	Lesvos (Greece)	Tegou, 2007
	150	Canary Islands (Spain)	Decree 32/2006
	500	Germany	Krewitt, 2003
	2000 (large cities)	United Kingdoms	Baban, 2001
	2000	Vietnam	Nguyen, 2007
	1000	Crete (Greece)	Voivontas, 1998
	250 (towns) 500 (cities)	Taiwan	Yue, 2006
	500	Poland	Sliz, 2011
	2000	Turkey	Aydin, 2010
	2000	Lesvos (Greece)	Tegou, 2007
	1000 (towns) 2000 (cities)	USA	van Haaren, 2011
	250	Canary Islands (Spain)	Decree 32/2006
Water reservoir	400	United Kingdoms	Baban, 2001
	200	Poland	Sliz, 2011
	400	Lesvos (Greece)	Tegou, 2007
	400	Turkey	Aydin, 2010
	400	Vietnam	Nguyen, 2007
	not considered by several authors		e.g. Voivontas, 1998; Krewitt, 2003
Roads[94]	500	Germany	Krewitt, 2003
	100	Poland	Sliz, 2011
	100	Vietnam	Nguyen, 2007
	500	USA	van Haaren, 2011
	not considered by many authors		Voivontas, 1998; Yue, 2006; Aydin, 2010; Tegou, 2007
Aerial electrical	200	Poland	Sliz, 2011

[94] Roads restrictions have also been found in the opposite direction, e.g. wind farms should not be located further than 10,000 m from roads (Baban, 2001)

[95] Electrical grids restrictions have also been found in the opposite direction, e.g. wind farms should not be located further than 10,000 m from electrical grids (Baban, 2001; Tegou, 2007)

grids[95]	not considered by many authors		Voivontas, 1998; Krewitt, 2003; Yue, 2006; Nguyen, 2007; Tegou, 2007; Aydin, 2010; van Haaren, 2011
Airports	2500	Crete (Greece)	Voivontas, 1998
	2500	Vietnam	Nguyen, 2007
	3000	Turkey	Aydin, 2010
	3000	Poland	Sliz, 2011
	Trunk-conical area at the end of both sides of the airstrip of 3500 m long and 10º aperture angle	Spain	National regulation

A first constraint in this study is the restriction to onshore areas only. The onshore area available for wind power is further restricted to areas that are suitable for wind turbine installation. The territorial constraints chosen for this study as well as its buffer areas are summarized in table 13. The buffer values chosen are values that can be considered as average values. The values that are lower than the average ones are the buffer distances to houses (isolated or towns) and to water reservoirs. The explanation has to be found in the limited surface of the islands plus the fact that, in average, 40% of the land is protected, therefore the distance to the houses is the one considered in the regional regulation, which is lower than the average value considered by other authors, but is reasonable for limited areas where there is not much land available. These values should be different when the target areas are big ones as continents. Regarding the water bodies, the only types of water bodies on these islands are artificial water reservoirs or water deposits and no particular buffer area is considered to be necessary in this case.

Tab. 13: Territorial constrains & buffer areas

Restricted areas	Buffer area
Protected areas:	
National Parks	
Natural Parks	
Rural Parks	
Integral Natural Reserves	
Special Natural Reserves	1000 m
Natural Monuments	
Protected landscapes	
Sites of Special Scientific Interest	
NATURA 2000: Special Protection Areas (SPAs) for birds & Special Areas of Conservation (SACs)	
Isolated house	150 m
Inhabited area	250 m
Water reservoir	

Roads	120 m
Aerial electrical grids	120 m
Airports	Trunk-conical area at the end of both sides of the airstrip of 3500 m long and 10º aperture angle

Figures 70 to 76 show the maps of each of the Canary Islands after applying the territorial constrains. The red areas represent the exclusion areas, which are the areas where no wind farm can be installed. As it can be observed, the remaining areas (grey areas), where wind energy can be installed, represent only a small percentage of the islands' surface.

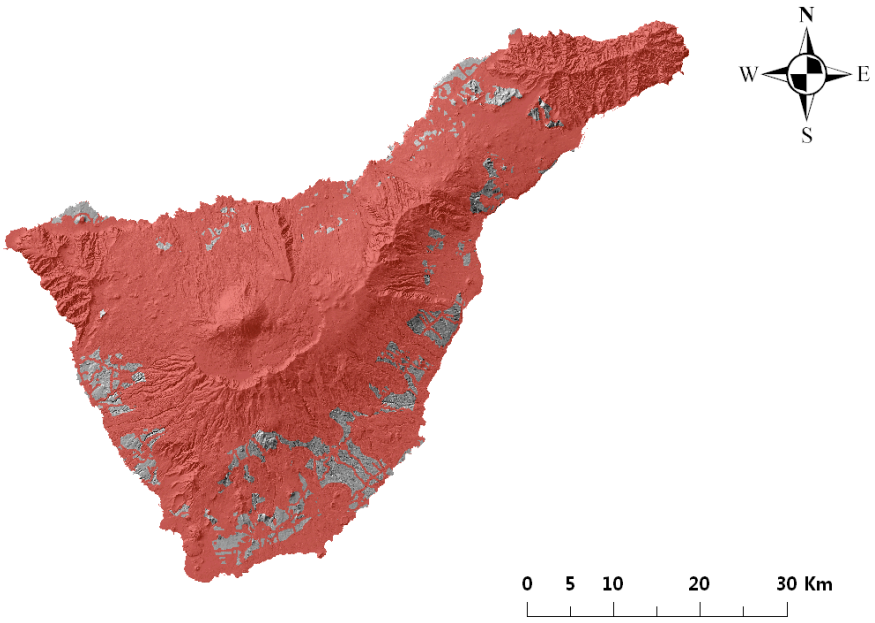


Fig. 70: Exclusion areas on Tenerife island

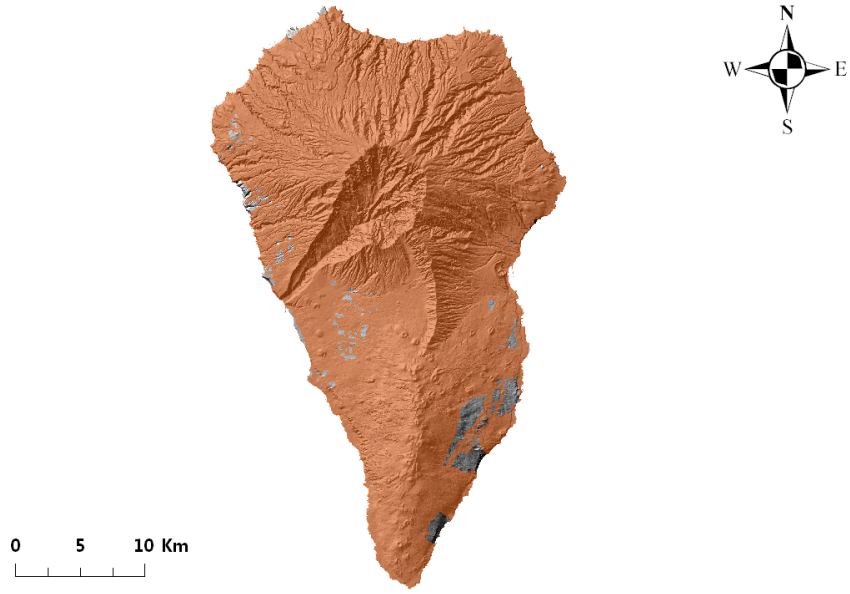


Fig. 71: Exclusion areas on La Palma island

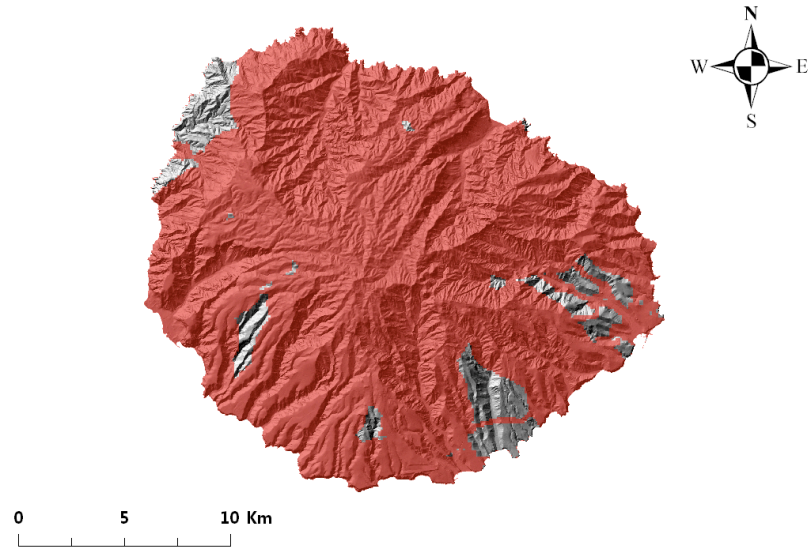


Fig. 72: Exclusion areas on La Gomera island

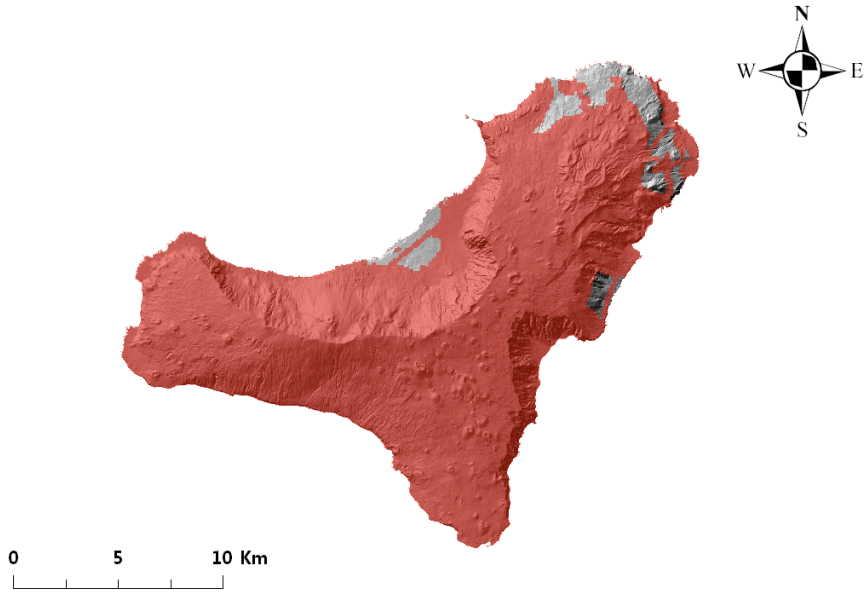


Fig. 73: Exclusion areas on El Hierro island

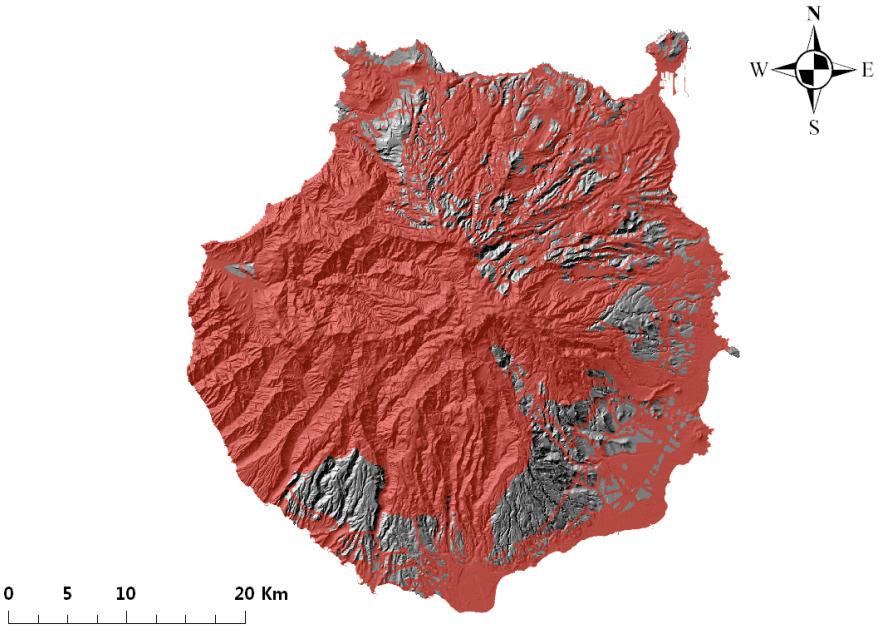


Fig. 74: Exclusion areas on Gran Canaria island

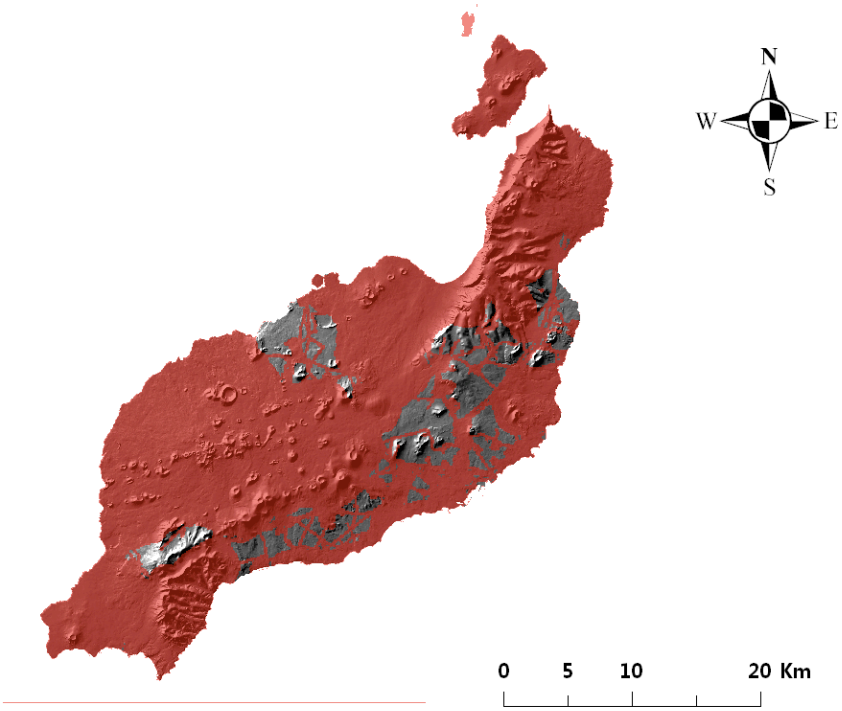


Fig. 75: Exclusion areas on Lanzarote island

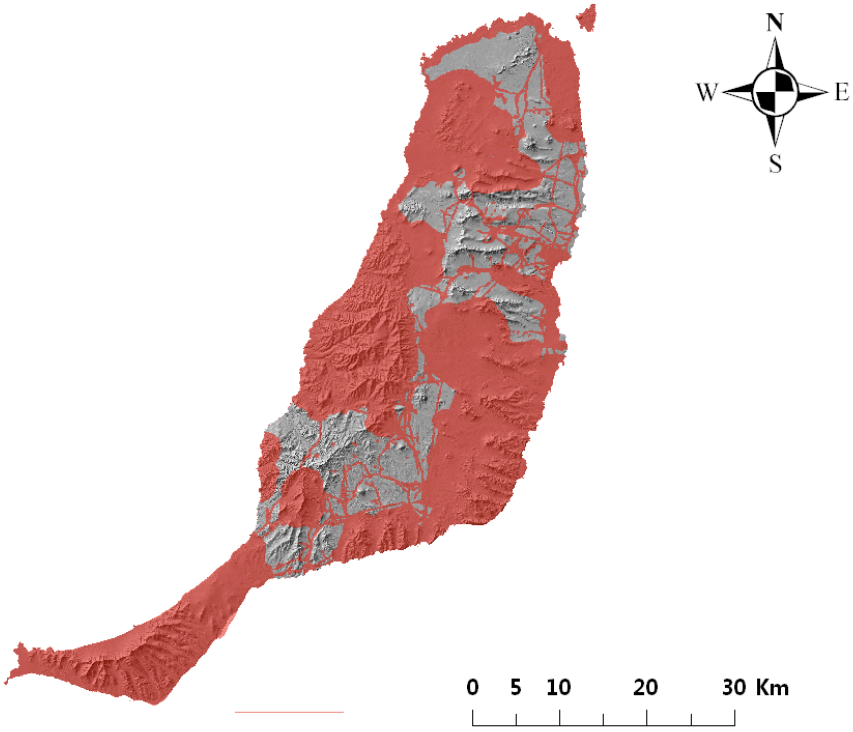


Fig. 76: Exclusion areas on Fuerteventura island

9.2.2.2 Altitude

Some authors have considered an altitude's restriction, not accounting the installation of wind turbines feasible above that altitude. Most of the authors considering such limitation have placed it at 2000 m (Held, 2011; Hoogwijk, 2004) and a minority at 1000 m (Voivontas, Assimacopoulos, Mourelatos, & Corominas, 1998). On the other hand, many authors have not considered such a limitation (van Haaren & Fthenakis, 2011; Nguyen, 2007; Aydin, Kentel, & Duzgun, 2010; Sliz-Szkliniarz & Vogt, 2011; Krewitt & Nitsch, 2003; Yue & Wang, 2006). The main reason to avoid high altitude areas is an economic one. On the one hand because wind farms at high altitude are difficult too install (that means more costly) and also because the air density decreases with elevation above sea level, which means less energy production since the wind power is directly proportional to the air density (see equation 1).

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \qquad \text{Eq. 1 (Maxwell, 2009)}$$

where:

- P: kinetic energy per unit time or power
- ρ: air density (for standard conditions, sea-level and 15 ºC, the air density is 1225 kg/m^3)
- A: swept area
- v: wind velocity

Due to the reduction of the air density, at 2000 m altitude, it has been estimated that the wind power decreases 25% (Held, 2011; Hoogwijk, 2004)

The Canary Islands is a very mountainous region. All the islands, except for Fuerteventura and Lanzarote, reach quickly a high altitude in their central part. But these high altitude areas are usually protected areas due to landscape conservation (see figures 70 to 76). Therefore, no altitude limitation has been considered for this study, since all the available areas are below 2000 m.

9.2.2.3 Wind constrains

A third kind of restriction is determined by the local wind conditions. Locations with an annual average wind speed below 4.8 m/s at the hub height were not taken into consideration for this research, since the economical feasibility is considered to be too low.

Other authors have considered different wind restriction values. Table 14 shows some annual average wind speed restriction values from the literature review.

Tab. 14: Wind restrictions: literature review

Wind restriction (m/s)	Altitude (wind speed measuring)	Reference
4	10 m	Krewitt, 2003; Hoogwizk, 2004
5	at hub height	Held, 2010
6	10 m	Grubb, 1993
5,1	10 m	WEC, 1994
4	not specified	Yue, 2006

9.2.2.4 Land available for wind production

Once all these constraints have been implemented at the map level using the GIS software (the software package used is ARCGIS), the areas where the wind farms can be located are shown in the islands maps. These areas can be seen in figures 77 to 83, where the blue areas show the surface with no territorial constrains and the yellow points represent each windturbine that can be installed. The blue surfaces with no windturbine are the areas where the wind speed at the hub height is smaller than 4.8 m/s.

The next step was to locate the wind farms on the available areas.

9.2.3 Wind farm configuration: wake effect

Once all the mentioned constrains have been applied, each island's map shows the available land for wind production. At this stage wind farms are located in these available areas. The wind farms take a matrix shape where the array efficiency (η_{ar}) is proportional to the inter-turbine and inter-row spacing, which are a function of the rotor diameter. The array efficiency is the efficiency of a whole wind farm, which decreases with closer spacing due to the interference of wind turbines.

An operating wind turbine reduces the wind's speed for some distance downwind the rotor. If the turbines are spaced too closely, they will interfere with the others, reducing the energy output of those downwind. The array efficiency is the actual output from clustered turbines compared with the one that would be obtained without interference. The array efficiency depends on spacing between turbines and the nature of the wind regime (Grubb & Meyer, 1993).

$$\eta_{ar} = \frac{Annual\ energy\ whole\ array}{\left(Annual\ energy\ one\ isolated\ turbine \cdot number\ of\ turbines\right)} \qquad \text{Eq. 2 (Maxwell, 2009)}$$

The array losses are mainly functions of (Maxwell, 2009):

- Wind turbine spacing
- Wind turbine operation characteristics
- The number of turbines and size of the wind farm

- Frequency distribution of the wind direction

Array losses can be reduced optimizing the geometry of the wind farm. Different distributions of turbines sizes, the overall shape, the size of the wind farm and turbine spacing within the wind farm, all affect the degree to which wake effects reduce energy capture (Maxwell, 2009).

Extensive theoretical and wind-tunnel studies indicate that, under typical conditions, interference increases quite rapidly when turbines are less than 10 rotor diameters (10D) apart. For an infinite number of turbines with 10D spacing, the array efficiency is about 60%. But, for a finite number of wind turbines, average losses are much lower and closer siting is practical (Grubb & Meyer, 1993). Table 15 shows approximate efficiency of square arrays as a function of turbine spacing and array size as per (Grubb & Meyer, 1993).

Tab. 15: Array efficiencies for different sizes and spacing of square arrays

Array size	Turbine spacing					
	4D	5D	6D	7D	8D	9D
	Array efficiency (%)					
2 x 2	81	87	91	93	95	96
4 x 4	65	76	82	87	90	92
6 x 6	57	70	78	83	87	90
8 x 8	52	66	75	81	85	88
10 x 10	49	63	73	79	84	87

Source: (Grubb & Meyer, 1993)

where: D = rotor diameter

Other authors suggest other values for the array efficiency as a function of the distances down- and crosswind.

As per (Lissaman, Gyatt, & Zalay, 1982), for turbines that are spaced 8 to 10D apart in the prevailing downwind direction and 5 D apart in the crosswind direction, array losses are typically less than 10%.

According to (Rodríguez Amenedo, Burgos Díaz, & Arnalte Gómez, 2003), the velocity losses are less than 10% for downwind distances between 6 and 10D and crosswind distances between 2 and 3D. In regions where the predominant wind-direction is one, the turbines can be located quite close.

For (Hau, 2006), a turbine spacing of 8 to 10 rotor diameters in the prevailing wind direction and 3 to 5 rotor diameters across the main wind direction represents a reasonable array geometry. Under such conditions, the array efficiency reaches approximately 90%. This result has also been confirmed by practical experience. They also claim that on a real site, the array efficiency is always less than 100 %, as the mutual aerodynamic interference is noticeable at distances of up to 20 rotor diameters or more.

(Aytun Ozturk & Norman, 2004) suggested the following relation between efficiency and distances:

Downwind:

$PR_D = 0.012 \cdot (12\text{-}d)^2$ Eq. 3 (Aytun Ozturk & Norman, 2004)

$d \in (4D, 12D)$

Crosswind:

$PR_C = 1\text{-}\ 0.25 \cdot d$ Eq. 4 (Aytun Ozturk & Norman, 2004)

$d \in (0, 4D)$

where:

- PR = Power reduction
- d = distance / D
- D = rotor diameter

For example, in the case of downwind distance of 10D, the PR_D will be 4.8%; and in the case of downwind distance of 12D, the PR_D will be 0%. In the case of crosswind distance of 4D, the PR_C will be 0%.

But not only the number and distances of wind turbines are important in order to determine the array efficiency, also the wind direction distribution plays an important role. Unidirectional or bidirectional winds allow for closer crosswind spacing (Grubb & Meyer, 1993).

Another factor to be taken into account is the rate at which the wind energy extracted by a turbine is replaced with energy from winds above, which depends on the vertical wind profile and on mixing between layers (Grubb & Meyer, 1993). The extraction of energy from the wind results in an energy and velocity deficit, compared with the prevailing wind, in the wake of a wind turbine. The energy loss in the turbine wake will be replenished over a certain distance by exchange of kinetic energy with the surrounding wind field. The extent of the wake in terms of its length as well as its width depends primarily on the rotor size and the power production. The momentum and energy exchange between the turbine wake and the prevailing wind is accelerated when there is higher turbulence in the wind field, reducing the array losses (Maxwell, 2009). Thus, stratified thermal winds, where there is little increase of wind-speed with height and little mixing between layers, disturbance carry far downwind and interference between wind turbines is much greater than expected (Grubb & Meyer, 1993).

The design of the wind farm requires careful consideration of these effects in order to maximize energy capture. Closer spacing of wind turbines may allow more wind turbines on the site, but will reduce the average energy capture from each turbine in the wind farm (Maxwell, 2009).

The exact calculation of array losses requires knowledge of the location and characteristics of the turbines in the wind farm, knowledge of the wind regime and appropriate models of turbine wakes to determine the effect of upstream turbines on downstream ones. A number

of turbine wake models have been studied. They fall into the following categories (Maxwell, 2009):

- Surface roughness models;
- Semi-empirical models;
- Eddy viscosity models;
- Full Navier-Stokes solutions.

Due to the big number of variables to be taken into account, the tendency nowadays is to study the wake effect of a wind farm using tools as numerical models, heuristic methods (e.g. Aytun Ozturk & Norman, 2004) artificial neural networks and, lately, genetic algorithms (Emami & Noghreh, 2010; Grady, Hussaini, & Abdullah, 2005; Mosetti, Poloni, & Diviacco, 1994; Serrano González, Gonzalez Rodriguez, Castro Mora, Riquelme-Santos, & Burgos Payan, 2010).

In the Canary Islands the predominant wind are the tradewinds, which are predominantly unidirectional winds. This suggests that the wind turbines downwind, but specially crosswind, could be placed closer, being the array efficiency higher than the suggested average standards for the selected configuration. However, a study of the micrositing of each wind farm that would locally optimize the turbine layout is out of question for a general study at large scale (e.g. island). Therefore, even taken into slightly consideration the general characteristics of the tradewinds, a common spacing down- and crosswind has to be chosen for all wind farms in the whole region, and a general array efficiency has to be assigned to the configuration chosen.

This simplified solution is the feasible one when local wind conditions (at site level) and number of turbines within a wind farm are not taken into account, since a local study of each wind farm cannot be considered for a general regional study.

The wind farm configuration chosen has a downwind distance of 12D and a crosswind distance of 4D. These distances are indeed big but this configuration seeks for the maximum economical profitability being, on the other hand, conservative considering the opinion of the different authors previously analyzed. With this configuration, the array efficiency is considered to be one. In fact, substituting in the equations 3 and 4 proposed by Aytun Ozturk & Norman, 2004), the results are an array efficiency of one. These values are also in line with most of the other authors' opinions.

9.2.4 Location of the wind farms

Once the available areas were located on each island's map and the wind farm configuration has been decided (12D x 4D), the wind turbine to be used within this study had to be selected in order to determine the rotor diameter, which is directly proportional to the inter- and intra-array distances. The reference windturbine (WT) selected for this purpose is a 2 MW one with a hub height of 78 meters (which has been assimilated to 80 m) and a rotor diameter of 87 m. This means that the distance between windturbines in the downwind direction is 1044 m and in the crosswind is 348 m. In other words, the wind farm takes a matrix form where the distance among rows is 1044 m and among columns is 348 m. The windturbines are then

located in the available areas following the mentioned matrix form until these areas are filled out with windturbines.

Figures 77 to 83 show the position of each windturbine on each of the Canary Islands after applying all the restrictions mentioned in this study and taken into account the wind main direction. The blue areas show the surface with no territorial constrains and the yellow points represent each windturbine that can be installed according to the minimum distances requirements and the predominant wind direction.

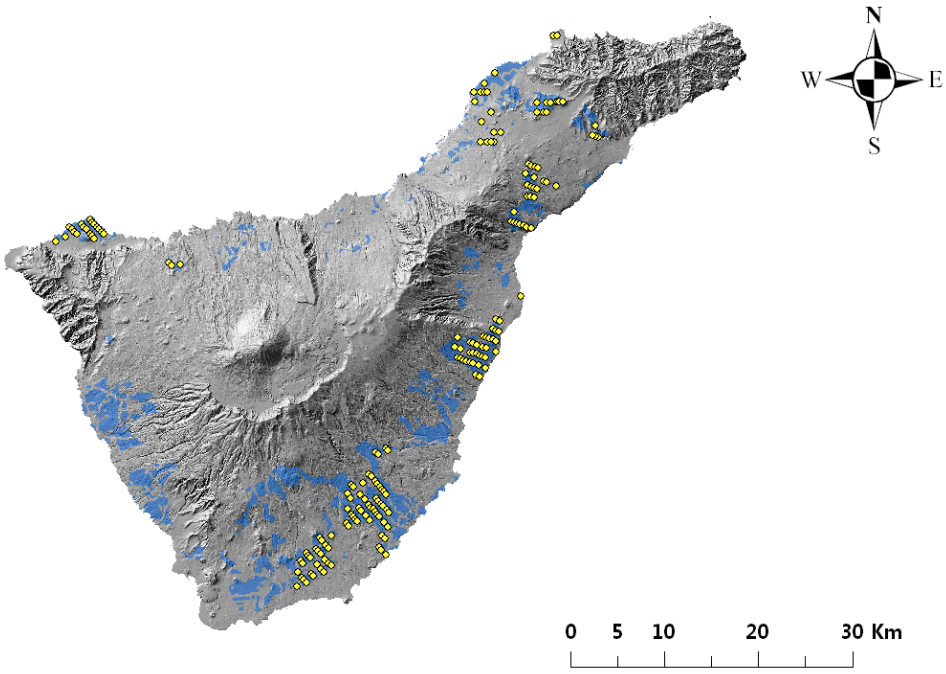


Fig. 77: Possible wind farms sites on Tenerife island

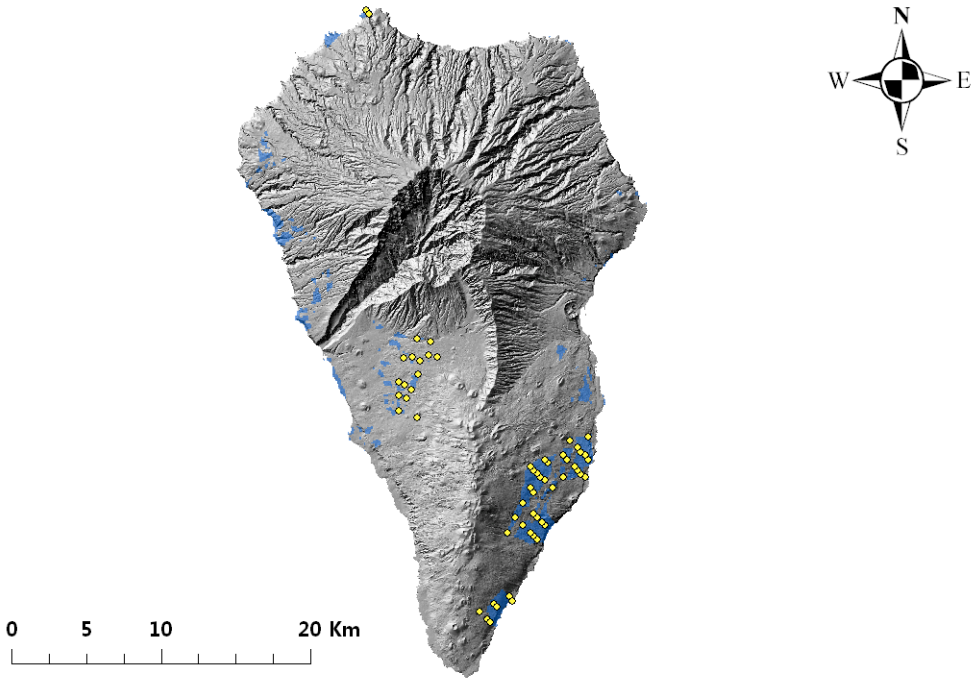


Fig. 78: Possible wind farms sites on La Palma island

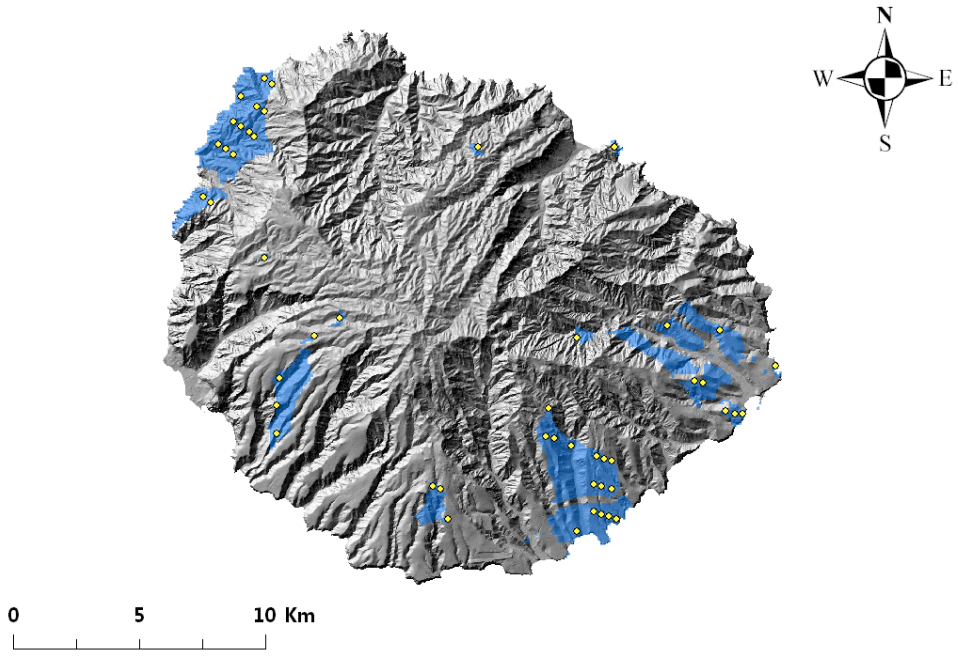


Fig. 79: Possible wind farms sites on La Gomera island

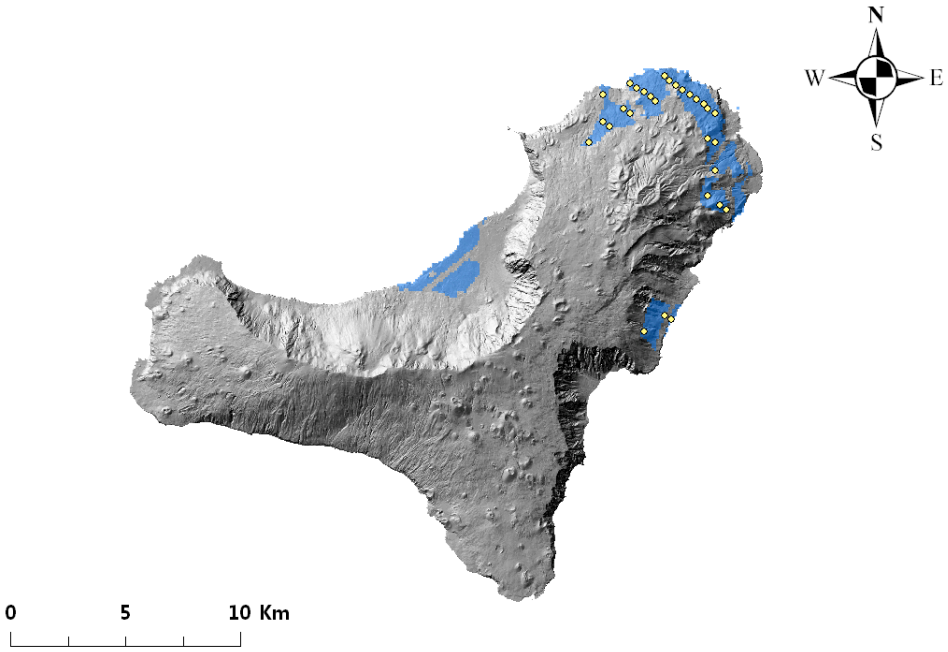


Fig. 80: Possible wind farms sites on El Hierro island

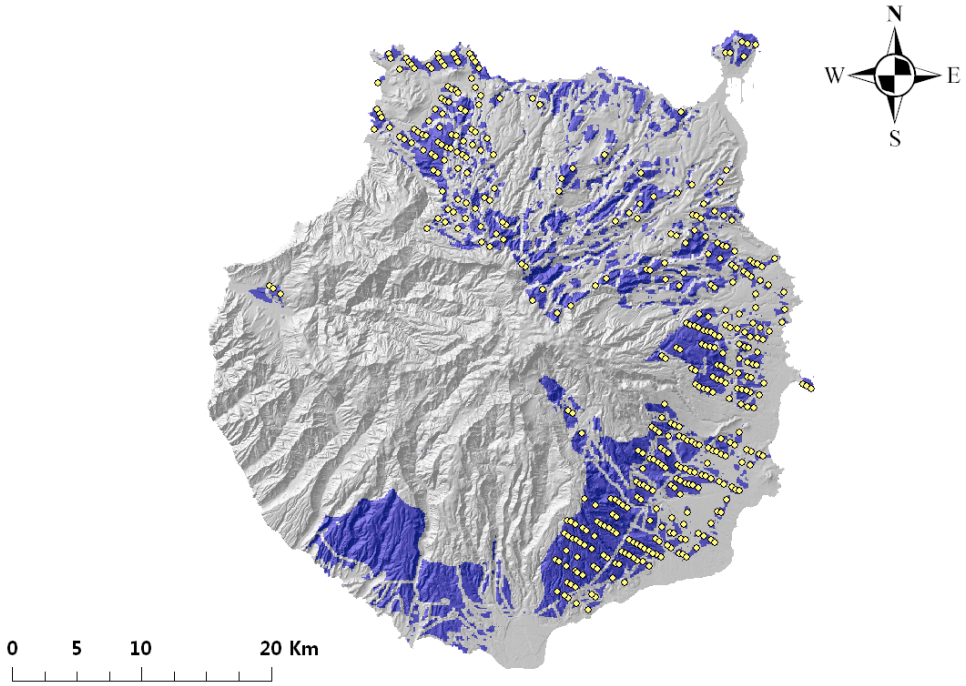


Fig. 81: Possible wind farms sites on Gran Canaria island

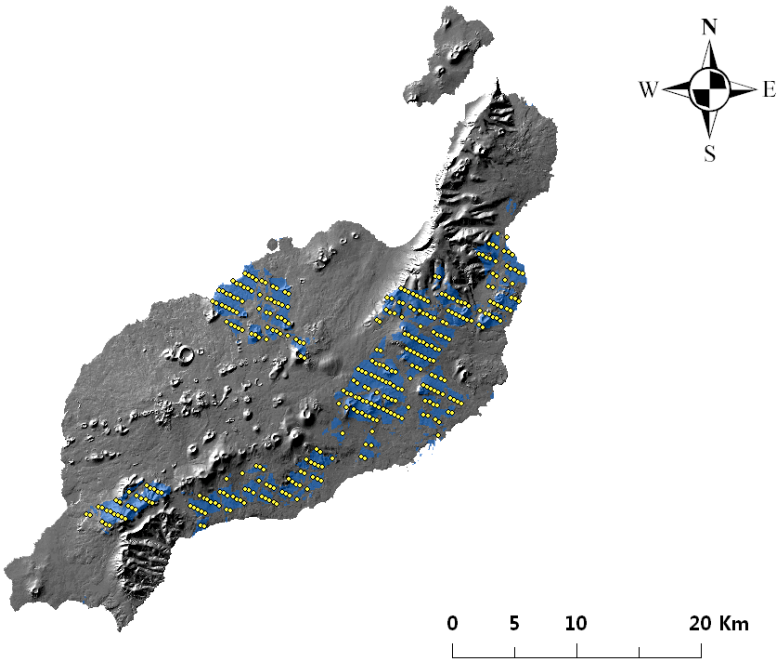


Fig. 82: Possible wind farms sites on Lanzarote island

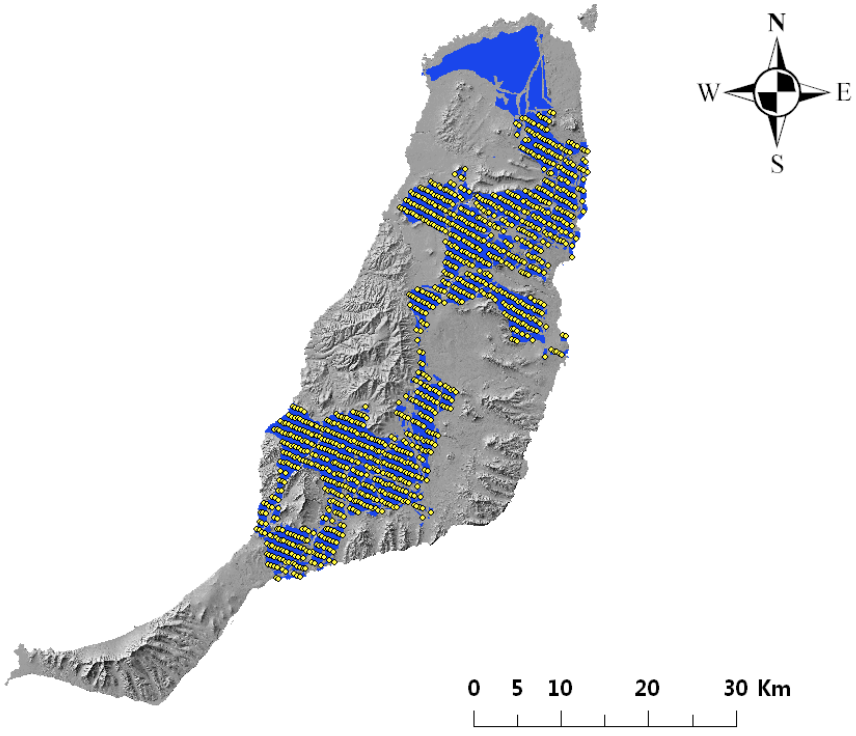


Fig. 83: Possible wind farms sites on Fuerteventura island

Wind power density considerations

After locating the wind farms on each island, the wind power density can be calculated as it is shown in table 16.

Tab. 16: Wind power density in the Canary Islands

	Lanza-rote	Fuerte-ventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Total
Wind power (MW)	768	2736	896	388	106	116	58	5068
Surface (km^2)	846	1660	1560	2034	370	708	267	7445
Wind power density (MW/km^2)	0.91	1.65	0.57	0.19	0.29	0.16	0.22	Mean 0.57

Table 16 shows that the wind power density is, in general, not very high in the islands; probably partially due to the high percentage of nature reserves in the islands. It also shows that the wind power density is very different from island to island, varying from a minimum of 0.16 MW/km^2 in La Palma island to a maximum of 1.65 MW/km^2 in Fuerteventura island, a density increase of 1030% in comparison to the density in La Palma.

Another parameter, which is usually used in other studies, is the wind power density referred to the suitable surface. In this case of the Canary Islands, the resulting average wind power density is around 5 MW/km^2. In some studies the wind energy production is calculated as the product of the wind power density in feasible areas and the total suitable surface. The density referred to suitable areas takes different values depending on the study: 4 MW/km^2 (Hoogwitz, 2004; van Haaren, 2011), 3 MW/km^2 (Held, 2011) or 8 MW/km^2 (European Environment Agency, 2009). These values found in the literature review are in line with the density found for the Canary Islands.

9.2.5 Slope's influence

Some authors have considered a slope's restriction, not accounting the installation of wind turbines feasible above a maximum slope. Table 17 shows the slope values adopted by several authors.

Tab. 17: Slope constrains: literature review

Slope (%)	Target area	References
60	Crete (Greece)	Voivontas, 1998
15	Europe	Held, 2008
15	World wide	Hoogwitz, 2004
10	Lesvos (Greece)	Tegou, 2007
10	USA	van Haaren, 2011
10	United Kingdoms	Baban, 2001

On the other hand, many authors have not considered such a (Nguyen, 2007; Aydin, Kentel, & Duzgun, 2010; Sliz-Szkliniarz & Vogt, 2011; Krewitt & Nitsch, 2003; Yue & Wang, 2006). The main reason to avoid high inclined areas is an economic one.

As mentioned before the Canary Islands are a very mountainous region, therefore also with high inclinations. To set a severe slope limitation in a mountainous and small region means to exclude vast areas, restricting considerably the installation of wind energy. This can be done for vast areas but it does not seem adequate for regions like the Canary Islands. Therefore the solution adopted is to set a slope limit of 45% (smaller than the one chosen by (Voivontas, 1998) for the region of Crete, which is also a mountainous island). Eventually the slope could be considered a cost factor taken into account in the economical analysis.

Table 18 shows the wind potential before and after applying the slope restriction; it can be observed that in the flat islands (Lanzarote and Fuerteventura) the reduction is small in comparison with the reduction in the mountainous islands. The results show that the average wind potential reduction is 13.6%.

Tab. 18: Wind power in the Canary Islands with and without slope restriction

Wind power (MW)	Lanza-rote	Fuerte-ventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Total
With slope restriction	768	2,736	896	388	106	116	58	5,068
Without slope restriction	790	2,820	1,320	522	218	124	74	5,868
Difference (%)	2.78%	2.98%	32.12%	25.67%	51.38%	6.45%	21.6%	Mean 13.6%

9.3 Wind energy production

9.3.1 Methodological considerations

There are several methods to try to estimate the wind energy production. One possibility is to establish the windturbine to be installed as a starting point. Then the characteristic power curve of this particular windturbine is used to determine the energy production as a function of the wind distribution on-site.

This has been the method utilized in this case. The reference windturbine (WT) selected for this purpose is a 2 MW one with a hub height of 80 meters and a rotor diameter of 87 m. Figure 84 shows the power curve of this selected WT. This WT size is currently broadly installed. In the Canary Islands no one of this size has yet been installed. However, a good

part of the projects' proposals submitted in the last wind call for tender in the Canary Islands were projects with WTs around 2 MW; therefore, this seems to be the tendency also in these islands.

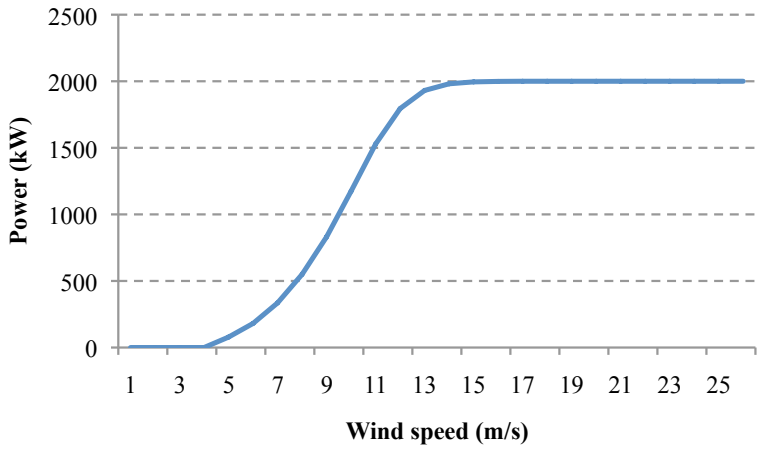


Fig. 84: Power curve of the selected windturbine

9.3.2 Wind data

For the Canary Islands there is a wind atlas provided by the Instituto Tecnológico de Canarias at grid scale of 100 x 100 meters (the data can be consulted at: http://www.itccanarias.org/recursoeolico/island_cells/index.html). The wind atlas includes wind speed and *k* shape factor of the Weibull distribution for each grid cell at an altitude of 40, 60 and 80 meters.

Table 19 shows a sample of the wind data used within this study. In this table, 23 grid points corresponding to the island of Gran Canaria are shown. The first 2 columns indicate the geo-localization coordinates; the next columns indicate the wind speed (m/s) and the value of the *k* shape factor of the Weibull distribution at 60 and 80 meters high; and, finally, the last column indicates the predominant wind direction. This database includes also the wind speed and *k* shape factor at 40 m altitude.

Tab. 19: Sample of wind data (Gran Canaria)

UTM_X	UTM_Y	Wind speed 60	k Weib 60	Wind speed 80	k Weib 80	Direction
402850	3106650	9,29	2,156	9,49	2,178	NNE
402850	3106550	9,29	2,155	9,5	2,177	NNE
402850	3106450	9,3	2,155	9,51	2,177	NNE
402950	3106950	9,27	2,16	9,47	2,18	NNE
402950	3106850	9,27	2,159	9,48	2,179	NNE
402950	3106750	9,28	2,158	9,49	2,178	NNE
402950	3106650	9,29	2,157	9,49	2,178	NNE
402950	3106550	9,29	2,156	9,5	2,177	NNE
402950	3106450	9,3	2,155	9,51	2,177	NNE
403050	3107150	9,25	2,162	9,46	2,181	NNE
403050	3107050	9,26	2,161	9,46	2,18	NNE
403050	3106950	9,26	2,16	9,47	2,18	NNE
403050	3106850	9,27	2,159	9,48	2,179	NNE
403050	3106750	9,28	2,158	9,49	2,179	NNE
403050	3106650	9,29	2,158	9,49	2,178	NNE
403050	3106550	9,3	2,157	9,5	2,177	NNE
403050	3106450	9,3	2,156	9,51	2,177	NNE
403150	3107350	9,23	2,165	9,44	2,183	NNE
403150	3107250	9,24	2,164	9,45	2,182	NNE
403150	3107150	9,25	2,163	9,46	2,181	NNE
403150	3107050	9,26	2,162	9,46	2,18	NNE
403150	3106950	9,26	2,161	9,47	2,18	NNE
403150	3106850	9,27	2,16	9,48	2,179	NNE

Source: www.itccanarias.org/recursoeolico

This wind atlas has been developed by the company Meteosim True Wind, SL; a company originally located in the USA that has developed wind atlases all over the world, including more than 30 states' atlases in the USA and 30 country atlases all over the world, the wind atlas of Spain and several regional atlases within Spain. Meteosim True Wind Solutions developed its own mesoscale modeling approach, MesoMap, in the late 1990s. A description of the methodology used by this company can be found in (Aymamí et al., 2011; Brower, Bailey, & Zack, 2001; Brower, Zack, Bailey, Schwartz, & Elliott, 2004). A summary of their methodology follows.

The MesoMap system consists of three key components: models, databases and computer and storage systems.

Models. First, there are the models: a mesoscale model (MASS) and a microscale model (WindMap). At the core of the MesoMap system is MASS (Mesoscale Atmospheric Simulation System), a numerical weather model that has been developed over the past 20 years both as a research tool and to provide commercial weather forecasting services.

MASS embodies the fundamental physics of the atmosphere. As a dynamical model, MASS simulates the evolution of atmospheric conditions in time steps as short as a few seconds. This creates great computational demands requiring the use of powerful workstations and multiple parallel processors. However, MASS can be coupled to a faster model, WindMap, a high-resolution mass- consistent wind flow model. In mapping projects, MASS normally operates at a scale of 1-3 km and WindMap normally operates at a grid scale of 100 to 200 m, which is roughly comparable to the spacing between turbines in wind projects.

Databases. The MesoMap models use a variety of global geophysical and meteorological databases. The main meteorological inputs are reanalysis data, rawinsonde data, and land surface measurements. The reanalysis database – the most important – is a gridded historical weather data set produced by the US National Centers for Environmental Prediction (NCEP) and National Center for Atmospheric Research (NCAR). The data provide a snapshot of atmospheric conditions around the word at all levels of the atmosphere in intervals of six hours. Along with the rawinsonde and surface data, the reanalysis data establish the initial conditions as well as updated lateral boundary conditions for the MesoMap simulations. However, the model itself determines the evolution of atmospheric conditions within the region based on the interactions among different elements in the atmosphere and between the atmosphere and the surface.

The main geophysical inputs are elevation, land cover, vegetation greenness (normalized differential vegetation index), soil moisture, and sea-surface temperatures. The elevation data used by MesoMap were produced by the US Geological Survey in a gridded digital elevation model.

The mapping process. The MesoMap system creates a wind resource map by simulating weather conditions over 365 days selected from a 15-year period. The days are chosen through a stratified random sampling scheme so that each month and season is represented equally in the sample. Each simulation generates wind and other weather variables (including temperature, pressure, moisture, turbulent kinetic energy, and heat flux) throughout the model domain. The information is stored in data files at hourly intervals. When the runs are finished, the data files are compiled and summarized in a variety of formats, including most importantly color-coded maps of mean wind speed and power density at various heights above ground and databases containing wind frequency distribution parameters.

The results are then compared with available land surface and ocean surface wind measurements. If significant discrepancies are observed, adjustments may be made to the wind maps or the runs may be repeated with a different model configuration.

9.3.3 Selection of the method to determine the wind production

In order to select the method to be used, the first step is to analyze the data procurable. Depending of the data available, there are different methods to determine the turbine production, as the followings (Maxwell, 2009):

- direct use of data over a time interval;
- the method of bins;
- development of velocity and power curves from data;

- statistical analysis using summary measures.

In order to utilize the three first methods proposed, time series measured data at the desired location and height are needed (Maxwell, 2009)

Taking into account the data available, average wind speed and *k* shape factor of the Weibull distribution, the method to be used is the statistical analysis.

Commonly used probability distributions

Two probability distributions are commonly used in wind data analysis:

1. the Rayleigh distribution
2. the Weibull distribution

The Rayleigh distribution uses one parameter: the mean wind speed. This means that, when only this parameter is available, the Rayleigh distribution has to be used.

The Weibull distribution is based on two parameters, the average wind speed and the *k* shape factor, and, thus, can better represent a wider variety of wind regimes (Maxwell, 2009). The Weibull distribution function assumes different shapes depending of the value of *k*, the shape factor. When *k* is equal to 2, it becomes the Rayleigh function (da Rosa, 2009).

9.3.4 The Weibull distribution as a mean to obtain turbines' annual production

9.3.4.1 The Weibull distribution

For statistical analysis, a probability distribution is a term that describes the likelihood that certain values of a random variable (such as wind speed) will occur. The probability distributions are typically characterized by a probability density function or/and a cumulative density function. The probability density function, *p(v)*, describes the frequency of occurrence of winds speeds. The cumulative distribution function, *F(v)*, represents the time fraction or probability that the wind speed is smaller than or equal to a given wind speed.

In the Weibull distribution, the variations in wind velocity are characterized by these two functions:

(1) the probability density function

$$p(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^{k}\right]$$ Eq. 5 (Maxwell, 2009)

where:

- k = shape factor of the Weibull distribution
- c = scale factor of the Weibull distribution
- v = wind velocity

(2) and the cumulative distribution function

$$F(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right]$$ Eq. 6 (Maxwell, 2009; Mathew, 2006)

This cumulative distribution function (equation 6) represents the probability that the wind speed is smaller than or equal to a given wind speed, v.

Other authors represent the cumulative distribution function as:

$$F(v) = \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right]$$ Eq. 7 (Da Rosa, 2009; Rodríguez Amenedo, Burgos Díaz, & Arnalte Gómez, 2003)

This cumulative distribution function (equation 7) represents the probability that the wind speed is larger or equal than a chosen value, v.

9.3.4.2 Annual Energy Yield

The calculation of the annual energy yield of a wind turbine at a given site requires the power curve of the turbine and the frequency distribution of the wind speeds at hub height at the site. In order to proceed with the calculations, the cumulative frequency distribution is divided into intervals (bins) and the mean generated power is read off the power curve in the corresponding interval (Hau, 2006).There are two ways to determine the magnitude of the interval:

- fixed interval (independently of the data provided by the power curve)[96]
- to fix the interval according to the interval provided for the power curve

In the first method, the interval is fixed, e.g. 0,5 m/s, and then the table of the power curve is consulted; if the interval of data in the table of the power curve is bigger, e.g. 1 m/s; then the values in between have to be extrapolated in order to get the values each 0,5 m/s. This method can be used if calculations are going to be done for a broad numbers of turbines

[96] Note that the data provided for the power curve are usually a table of wind speeds (with a certain interval) and their corresponding power outputs.

(which usually will have different intervals in their power curves) and one wants to develop standard calculations for all the machines.

In the second method, the interval is the same as the one provided by the table of the power curve of the selected machine.

This second method is the one utilized in this study and, in this case, the interval chosen has a width of Δv = 1 m/s.

The annual energy yield can be obtained as (Hau, 2006):

$$E = \frac{8760}{100} \cdot \sum_{v_E}^{v_A} P \cdot \phi \qquad \text{Eq. 8 (Hau, 2006)}$$

where:

- P: power output (kW)
- Φ: cumulative wind frequency distribution (%)
- v_E = cut-in wind speed
- v_A = cut-off wind speed

Figure 85 shows the relation between the wind interval and its cumulative wind distribution.

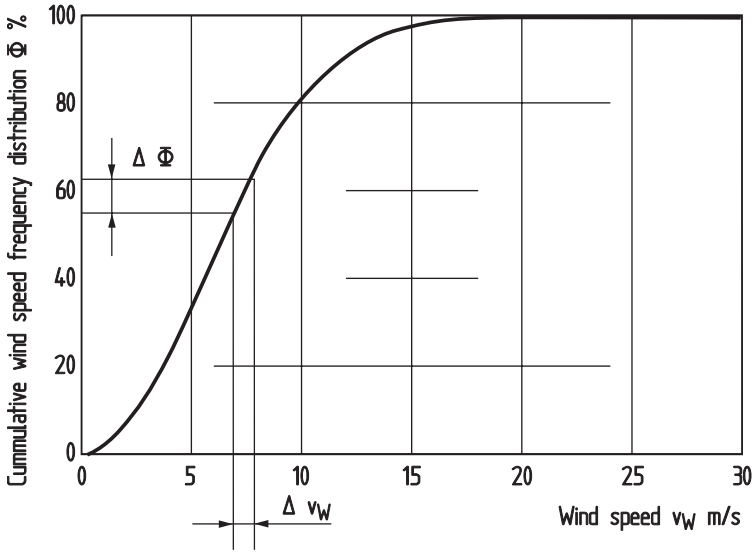


Fig. 85: Subdividing the frequency distribution of the wind speeds into wind speed intervals (method of bins). (Hau, 2006)

The annual energy yield is then obtained by summing, from v_E (cut-in wind speed) to v_A (cut-out wind speed), the power output over the duration of the wind velocity within an interval being given in hours in accordance with the frequency distribution. The annual energy yield is the integral of power over time (Hau, 2006).

It is a common practice to specify the energy output of a wind turbine over one year as annual energy yield. Some preconditions and agreed terms of reference must also be clarified when indicating the annual energy yield. These are of importance especially in the case of calculated values. For this case the IEC 61400-12[97] has several recommendations (Hau, 2006):

- The performance of the wind turbine is represented by the normalized and averaged power curve.
- One year is assumed to consist of 8760 hours.
- Unless other information is provided, the indicated annual energy yield assumes a technical availability of 100 % for the wind turbine.

Equation 8 can also be expressed as:

$$E = 8760 \cdot \sum_{j=v_E}^{v_A} P(v_j) \cdot \left[F\left(v_{j-\frac{s}{2}} \right) - F\left(v_{j+\frac{s}{2}} \right) \right] \qquad \text{Eq. 9}$$

where:

- $P(v_j)$: power output for the velocity j (kW); values from the power curve;
- s: width of the velocity interval selected ($s = \Delta v$);
- $F(v_{j-s/2})$: cumulative wind distribution for the velocity $j-s/2$ (m/s);
- $F(v_{j+s/2})$: cumulative wind distribution for the velocity $j+s/2$

$F(v_{j-s/2})$ and $F(v_{j+s/2})$ are obtained from equation 6. Equation 6 utilizes two parameters of the Weibull distribution: the shape factor, k, that can be obtained from the wind database utilized within this study, and the scale factor, c. The scale factor is not one of the data included in the database, just the shape factor and the mean velocity. But the scale factor can be obtained from the mean velocity with the equation 10.

$$c = \frac{v}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \qquad \text{Eq. 10 (Maxwell, 2009)}$$

[97] IEC 61400-12: Wind Turbine Generator Systems, Part 12 Wind Turbine Performance Testing, 1998

where:

- v: mean velocity at the rotor altitude (m/s)
- k: shape factor at the rotor altitude
- $\Gamma(x)$: gamma function

Substituting equations 6 and 10 in equation 9, the annual energy production for a particular location (x,y) at the rotor altitude is calculated as:

$$E_{x,y} = 8760 \cdot \sum_{j=v_E}^{v_A} P(v_j) \cdot \left\{ \exp\left[-\left(\frac{\left(v_{j-\frac{s}{2}} \right) \cdot \Gamma\left(1+\frac{1}{k_{x,y}} \right)}{v_{x,y}} \right)^{k_{x,y}} \right] - \exp\left[-\left(\frac{\left(v_{j+\frac{s}{2}} \right) \cdot \Gamma\left(1+\frac{1}{k_{x,y}} \right)}{v_{x,y}} \right)^{k_{x,y}} \right] \right\} \quad \text{Eq. 11}$$

9.3.5 Extrapolation/interpolation of wind speed at different altitudes

9.3.5.1 Wind speed at high altitudes

Among all uncertainty factors affecting the wind power assessment at a site, wind speed extrapolation is probably one of the most critical ones, particularly if considering the increasing size of modern multi-MW wind turbines, and therefore of their hub height (Gualtieri & Secci, 2011). The planetary boundary layer of a wind tower can be considered to consist of a number of layers, each governed by a different set of flow parameters. The wind speed does not increase with height indefinitely, as shown in figure 86, but wind speed decreases when the height reaches to about 450 m. The wind speed at 450 m height can be four to five times greater than the one near the ground surface (Yeh & Wang, 2008).

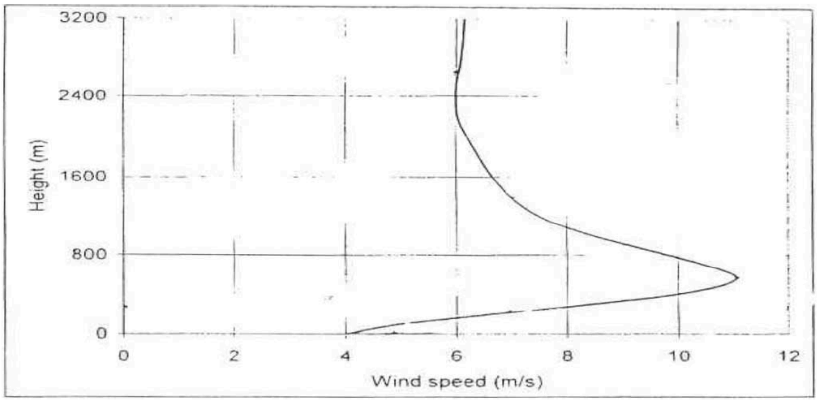


Fig. 86. Measured wind speed variations at Merida airport in Mexico (Yeh & Wang, 2008)

It is essential for wind power developers to accurately know the wind speed characteristics at turbine hub-height (generally between 60 to 100 m) and across the rotor because these characteristics determine the turbine's potential electricity production, and therefore the economic feasibility of a candidate wind turbine site. Wind speed and direction at these heights of interest can be measured by: 1) remote sensing, such as collecting SODAR (SOnic Detecting And Ranging) or LIDAR (LIght Detecting And Ranging) data, or 2) installing tall (60 to 100 m) meteorological towers (met towers). Although remote sensing and tall towers are the most accurate methods of measuring wind-shear at a candidate wind turbine site, they are more expensive than installing a standard met tower (40 to 50 m heights, sometimes even lower to 10 m) and then using wind-shear models to extrapolate for estimates of wind speeds at the desired hub-heights. The use of wind-shear models, however, introduces additional uncertainty into the wind resource estimate (Elkinton, Rogers, & McGowan, 2006).

Wind shear is defined as the change in horizontal wind speed with a change in height (Singh, Bhatti, & Kothari, 2006). Wind profile (or wind shear) in the first hundred meters is highly affected by the site where measurements are made, as it depends on wind speed, atmospheric stability, terrain type (and thus surface roughness), the height interval, temperature, season of the year, etc. (Spera, 2009). In particular, wind shear is strongly affected by atmospheric stratification, and therefore it varies noticeably through time, i.e., by hour of day and month/season of year as well as from a year to another (Spera, 2009; Farrugia, 2003; (Bañuelos-Ruedas, Angeles-Camacho, & Rios-Marcuello, 2010). Through the years, different methods have been used to extrapolate wind speed in the lower atmosphere, as wind profile is assumed to follow either a power, or a logarithmic or a log-linear law (Gualtieri & Secci, 2011).

9.3.5.2 Methods to calculate wind speed profile

The log-linear law (LogL)

Based on the Monin-Obukhov similarity theory, the LogLL is a physical model stating that v_2 can be calculated as (Monin AS, 1954):

$$v_2 = \left(\frac{u^*}{K}\right) \cdot \left[\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right) - \psi_m\left(\frac{h_2}{L}\right)\right] \quad \text{Eq. 12}$$

where:

u^*= friction velocity (m/s)

K = von Karman's constant (typically 0,4)

z_0= roughness length (m)

L = Monin-Obukhov length (m)

h_2= height 2, where the speed wants to be measured (m)

ψ_m= stability function

The Log Law has its origin in boundary layer flow in fluid mechanics and in atmospheric research (Manwell, 2009). The LogLL is valid over large ranges of altitude and incorporates the phenomenon of atmospheric stability (Spera, 2009).

The logarithmic law (LogLL)

In the case of neutral stability (ψ_m= 0), the LogLL reduces to the well-known and widely used logarithmic profile

$$v_2 = \left(\frac{u^*}{K}\right) \cdot \left[\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)\right] \qquad \text{Eq. 13}$$

From equation 13, the LogL can also be re-formulated as (Gualtieri, 2011):

$$v_2 = v_1 \cdot \frac{\ln(h_2 / z_0)}{\ln(h_1 / z_0)} \qquad \text{Eq. 14}$$

This last equation of LogL, which only depends on z_0, is valid only near the ground: the lower 30-50 m (Counihan, 1975), over relatively flat terrain, but not over complex and rough terrain, where nevertheless best wind sites are commonly found (Gualtieri, 2011).

The friction velocity can be calculated from observations of the wind at two (or more) heights from equation 13 (Fox, 2011):

$$v_2 - v_1 = \left(\frac{u^*}{K}\right) \cdot \left[\ln\left(\frac{h_2}{h_1}\right)\right] \qquad \text{Eq. 15}$$

The friction velocity should be more independent of the absolute wind speed, and would therefore allow more inter-comparison and transferability between different heights and locations. The use of the friction velocity to assess wind shear should reduce inconsistencies in the heights at which the observations are taken and negate any bias in the shear parameter due to smaller wind speeds (Fox, 2011). The theory of wind shear near the surface suggests that variations in the profile of wind velocity with height are dependent on the turbulence profile. The turbulence creates friction between atmospheric layers and greater friction reduces the difference between velocities at different heights and the wind shear is smaller. For turbulence generated by surface roughness a standard wind profile through the boundary could be assumed for that location based on the surface roughness. However, wind shear is not a simple process and has a number of contributing factors each of which can vary significantly in time. The assumption is that the wind speed reduces to zero at the surface and there can exist a surface layer within which there is great surface-induced turbulence and small wind shear. For a complex surface one might expect a shallow layer of small wind shear above which there would have to be a layer of large wind shear for the transition to the geostrophic wind at the top of the boundary layer (Fox, 2011).

The power law (PL)

Since the LogLL proved to be difficult to use for general engineering studies, a simple yet useful PL equation was proposed to calculate v_2 as a mere function of v_1 (Spera, 2009; (Bañuelos-Ruedas, Angeles-Camacho, & Rios-Marcuello, 2010)

$$v_2 = v_1 \cdot \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^{\alpha} \qquad \text{Eq. 16}$$

Where α is the Hellmann (or friction) exponent, also known as wind shear coefficient (WSC), which depends on the atmospheric stability, wind speed, temperature, land features (and thus z_0), and the height interval, a.o. (Spera, 2009; Manwell, 2009; (Bañuelos-Ruedas, Angeles-Camacho, & Rios-Marcuello, 2010). Indeed, equation 16 is an engineering formula used to express the degree of stability (Spera, 2009) or amount of turbulence (Counihan, 1975) through a single number (α), but has no physical basis.

This formulation implies that there is a single parameter that describes the wind profile at a particular location. For modeling studies this is often assumed to be the case, and is usually constrained by another parameter, such as the surface roughness, that can be defined for that location (Fox, 2011). Furthermore, no information about z_0 features of the area around the anemometer is included in the PL formulation, whose validity is generally limited to the lower atmosphere (Spera, 2009). According to a number of investigations undertaken at several locations worldwide, WSC may range from 0.40 in urban areas with high buildings to 0.10 over smooth, hard ground, lakes or ocean (Counihan, 1975).

Determining the value of wind shear coefficient (α)

Also, WSC is a highly variable quantity, often changing from less than 1/7 during the day to more than1/2 at night over the same terrain (Spera, 2009). It is to be noted that a 1/7 (0.143) value of WSC is commonly used in many studies worldwide, although in principle it is only appropriate for a smooth terrain with a very low value of z_0 (i.e., 1 cm), or at most for a typical rural terrain, to describe wind profiles up to the first 100 m during near-neutral (adiabatic) conditions (Counihan, 1975).

From equation 16, α can be directly measured once records of v_1 and v_2 are available (Gualtieri, 2011):

$$\alpha = \frac{\ln(v_2) - \ln(v_1)}{\ln(h_2) - \ln(h_1)} \qquad \text{Eq. 17}$$

Some researchers have developed methods for calculating the WSC from the parameters in the Log Law (see e.g. equation 17). Many researchers, however, feel that these complicated approximations reduce the simplicity and applicability of the general power law and choose values of α that best fit available wind data (Manwell, 2009).

A review of a few of the more popular empirical methods for determining representative power law exponents follows.

Correlation as a function of velocity and height

(Justus, 1978) proposed the following correlation between the power law exponent and the velocity and height:

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \cdot \ln(v_{ref})}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{z_{ref}}{10}\right)} \qquad \text{Eq. 18}$$

Correlation based on surface roughness and velocity

Conversely, a number of methods have been developed to estimate α when only surface data are available. For example, according to (Spera & Richards, 1979), α can be calculated as a function of v_1 and z_0 as:

$$\alpha = \left(\frac{z_0}{h_1}\right)^{0.2} \cdot \left[1 - 0.55\log(v_1)\right] \qquad \text{Eq. 19}$$

Equation 19 was derived from a number of observations over different locations in the US. The Spera-Richards model has been extensively used by researchers at the NASA Lewis Research Center to design large-scale wind turbines (Spera, 2009).

Correlation dependent on surface roughness

Smedman-Högström and Högström (Smedman-Högström, 1978) proposed a different formulation to calculate α that incorporated z_0 as well as the atmospheric stability, which was empirically derived from wind measurements from three 100-m masts in Southern Sweden located over different terrain types (and thus z_0 values):

$$\alpha = c_0 + c_1 \cdot \log(z_0) + c_2 \cdot \left[\log(z_0)\right]^2 \qquad \text{Eq. 20}$$

Where values of stability-dependent coefficients c_0, c_1 and c_2 depends on the wind stability class.

Counihan, 1975 proposed the following correlation:

$$\alpha = 0.24 + 0.096 \cdot \log(z_0) + 0.016 \cdot \left[\log(z_0)\right]^2 \qquad \text{Eq. 21}$$

for 0.001 m < z_0 < 10 m.

These, among the methods, are the most commonly used to determine the value of the wind shear coefficient (α).

9.3.5.3 Methods most commonly used to determine the wind speed profile

There are a broad number of authors that have utilized some of the methods previously described in order to determine the wind speed at a certain altitude in a particular area, region or country (Gualtieri, 2011; Fox, 2011; Bañuelas, 2010; Farrugia, 2003; Singh, 2006; Elamouri, 2008; Cabello, 2010; Mostafaeipour, 2010; Elkinton, 2006).

(Gualtieri, 2011) compared the skills of some of most commonly used extrapolation methods applied to a case study in a coastal location in Southern Italy. They concluded that no analytic formulation for wind speed variation with height may be used which is valid for all stability conditions, and that the integration of different extrapolating methods appears to be a preferable choice. Nevertheless, the power law with the Spera-Richards model proved to be a reliable method to be used for calculating initial estimates of wind potential at hub height, at least under unstable and neutral conditions. It has to be highlighted that these results demonstrate the transportability of the model to a quite rough, coastal site in Southern Italy.

(Elkinton, 2006) determined the accuracies of different wind-shear methods, especially when used at sites having hills and/or forests, based on the use of several US tall tower wind data sets over several years. They found that there was not a significant difference in performance between the log and power law models. The likelihood that either type of model gives a prediction close to the measured value at a site with complex terrain is small. Consequently, using either of these wind-shear models at such sites may result in significantly large inaccuracies for hub-height mean wind speed estimations. Both models, however, accurately predicted the hub-height wind speeds at the three flat sites. Very few of the calculated shear

parameters in their analysis at any of the sites were consistent with the typically assumed values for the power law exponents and surface roughness lengths. Even for the flat sites, it was found that the one-seventh power law did not represent the wind-shear. Clearly, tabulated shear parameters and rules of thumb alone should not be relied upon to best represent the wind-shear at a site; analyzing the wind data is an important aspect of accurately predicting the measured hub-height wind speeds.

(Fox, 2011) concluded that, while it is common that observations of wind shear up to 50 m are used to determine the prospects for power production from turbines with hub heights above 80 m, it should be understood that the wind shear could vary over very small height ranges. Therefore the use of a single value of α at all times will result in potentially large errors in the estimated winds at hub heights, and even the use of the shear observed for each time interval will produce errors in the extrapolated wind because α varies with height. This difficulty in extrapolating 'surface' wind speeds to turbine heights may also contribute to the differences between the observed wind speeds and those presented in wind maps. One way to discriminate some of the competing components of the wind shear is to use the friction velocity, as this does not have the same dependence on wind speed as α. The friction velocity provides a more robust measure for the extrapolation of wind speeds upward. If wind resource assessment uses observations at heights other than the standard 50 m tower then it would be better to use friction velocity than the shear parameter to perform the extrapolation to turbine levels, as this does not suffer from a speed related bias and is less sensitive to changes in atmospheric conditions.

(Cabello & Orza, 2010)compared empirical wind data to extrapolation methods concluding that the extrapolation to 10 m with the power law and the wind shear exponent α, shows a large underestimation in the northern coastal sites and a good agreement in the innermost locations, when compared to measurements done at 10 m in a number of stations.

9.3.5.4 Method used within this study to calculate the wind speed profile

Considering the literature review and the experiences of the different authors, in particular the conclusions drawn by (Fox, 2011), it has been decided to use the friction velocity to interpolate and extrapolate wind speeds, since the friction velocity provides a more robust measure for the extrapolation of wind speeds upward ant it is better to use friction velocity than the shear coefficient to perform the extrapolation to turbine levels, as this does not suffer from a speed related bias and is less sensitive to changes in atmospheric conditions (Fox, 2011).

In order to validate the conclusions drawn by (Fox, 2011) in our target region, the Canary Islands, and, therefore, confirm that the selected method for the extrapolation/interpolation is the adequate one for this region, the shear coefficient and the friction velocity have been calculated. The data of the wind atlas of the Canary Islands (see section 9.3.2 and table 19), which shows the wind speed at 40, 60 and 80 meters, have been used for these calculations.

In order to calculate the shear coefficient the power law has been used, in particular equation 17. The calculation of the friction velocity has been done using the logarithmic law, concretely equation 15.

The shear coefficient and the friction velocity have been calculated for each location where the wind farms could be placed within each island according to the results shown in section 9.2.4. Both parameters, the shear coefficient and the friction velocity, have been calculated twice: one value for heights between 40 and 60 m and another value for heights between 60 and 80 m. Table 20 shows the results of these calculations for the Easter part of El Hierro island.

Tab. 20: Shear coefficient and friction velocity, El Hierro island

UTM_X	UTM_Y	α (40–60 m)	α (60–80 m)	α difference (%)	u (40–60 m)	u (60–80 m)	u difference (%)
211050	3073550	0.228	0.150	34.26%	0.612	0.612	0.02%
211350	3073350	0.267	0.177	33.51%	0.651	0.667	2.44%
211650	3073150	0.236	0.157	33.39%	0.602	0.612	1.64%
211950	3072950	0.220	0.149	32.36%	0.582	0.598	2.65%
210750	3072450	0.153	0.093	39.12%	0.493	0.445	-10.86%
211050	3072250	0.170	0.111	34.60%	0.513	0.501	-2.48%

Table 20 shows that, effectively, as (Fox, 2011) stated the friction velocity provides a more robust measure for the extrapolation of wind speeds upward. The variations (in percentage terms) among the shear coefficients at different altitudes and among the friction velocities at different altitudes in other islands are similar as the ones for the Easter part of El Hierro island, shown in table 14. In this particular case shown in table 14, the shear coefficient varies around 33% at the two different altitude intervals considered, this change is quite steady for all the islands varying usually from 27% to 40%. The friction velocity is more variable, varying sometimes in positive terms (increasing values with the altitude) and sometimes in negative terms (diminishing with the altitude), but the variation in percentage terms is smaller, the values for all islands vary usually from 0% to 10%, and, in most of the cases, below 5%. Therefore the friction velocity is a more steady value and will be the reference one for the interpolation/extrapolation of wind speed within this study.

The interpolation/extrapolation of the wind speed will be calculated as follows, based on equation 15:

For 40 < z < 60 m:

$$v_z = \left(\frac{u_{40-60}}{K}\right) \cdot \left[\ln\left(\frac{h_z}{40}\right)\right] + v_{40} \qquad \text{Eq. 22}$$

For 60 < z < 80 m:

$$v_z = \left(\frac{u_{60-80}}{K}\right) \cdot \left[\ln\left(\frac{h_z}{60}\right)\right] + v_{60} \qquad \text{Eq. 23}$$

For z > 80 m:

$$v_z = \left(\frac{u_{60-80}}{K}\right) \cdot \left[\ln\left(\frac{h_z}{80}\right)\right] + v_{80} \quad \text{Eq. 24}$$

For z < 40 m, equation 13 will be used:

$$v_z = \left(\frac{u_{40-60}}{K}\right) \cdot \left[\ln\left(\frac{h_z}{z_0}\right)\right] \quad \text{Eq. 25}$$

Table 20 also demonstrates that the shear parameter (α) decrease with height, as some authors stated (e.g. Fox, 2011), and that the wind shear exponent is different for each site, because its magnitude is influenced by site-specific characteristics, as some authors also stated (e.g. Singh, 2006), and that it depends, a.o., on the height interval (Spera, 2009; Bañuelos, 2010; Manwell, 2009).

9.3.6 Extrapolation/interpolation of the shape factor (k) at different altitudes

9.3.6.1 Shape factor at different altitudes

It has been known for over ninety years that on clear days, the diurnal wind cycle changes phase with height (Hellmann, 1917; Peppler, 1921). In daytime, efficient boundary-layer mixing causes near-equality in wind speeds near the surface and at higher levels. On stable nights, the transfer of air down to the surface is much less, resulting in low surface wind speeds, while simultaneously the wind speeds above the surface inversion increase, because these upper layers lose less momentum to lower layers than in the daytime. For a given level of geostrophic flow, the diurnal cycle of wind has, therefore, a nighttime minimum near the surface, while it has a nighttime maximum in the upper planetary boundary layer (PBL). In other words, the diurnal cycle changes its phase halfway in the PBL, quite distinctively on clear days, less markedly on overcast days. The average height at which this phase reversal occurs will be called here the reversal height z_r (Wieringa, 1988).

Figure 87 shows that at Cabauw, the seasonal-average reversal height is around 80 m. A tall mast is needed to observe reversal, the vertical distance between two heights with clearly opposite phases in their diurnal courses will typically be > 50 m (Wieringa, 1988). Published graphs of diurnal cycles indicate that reversal heights may vary between 40 and 100 m. In Oklahoma, the annual-average reversal height lies between the 45 and 177 m levels on the mast, somewhere around the 90 m level (Crawford & Hudson, 1973). At Nauen, in Germany, Hellmann (1917) estimated z_r at 70 m, somewhere between the 32 and 123 m levels.

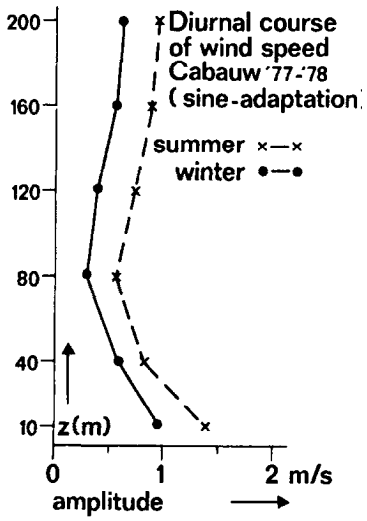


Fig. 87. Change with height of the half-year-average amplitude and phase of the diurnal wind cycle, observed at the Cabauw 200 m mast in the period March 1977 - February 1978. Souce: (Wieringa, 1987)

Frequency distributions of hourly-averaged wind speed can be often reasonably well described by the Weibull distribution function. The shape factor k(≥1) describes the skewness of the distribution function. For k≈3.5, the function is nearly symmetrical, not unlike Gaussian distributions; for decreasing values of k, the distribution modus shifts to lower wind speeds and the probability of high wind speeds increases simultaneously. For typical wind speed distributions, the k-parameter has values around 2. Since the scale parameter is a monotonous function of height, it follows that the shape factor k must have a maximum near the reversal height of the diurnal cycle (Wieringa, 1988).

At the surface, the amplitude is maximal and k therefore minimal, then k is expected to increase with height to a maximum at height z_r and then k should decrease again to some asymptotic value related to variability in the troposphere. A simple function that follows this behavior is (Wieringa, 1988):

$$k_z - k_s = c_k \cdot \left(z - z_s\right) \cdot \exp\left(-\frac{z - z_s}{z_r - z_s}\right) \qquad \text{Eq. 26}$$

Where k_s is the value of k at the surface observation level z_s, typically 10 m. This function has a k-maximum at height z_r. In the upper PBL, it will revert asymptotically to the value k_s; this is not certain to be the right k-value, but according to the limited available data, it has the right order of magnitude. In Oklahoma, k_s = 1.72, and it was found that k_z = 1.73 at z = 444 m. In Cabauw, k_s=1.78, and the local geostrophic wind distribution has a value of k=1.82 (Wieringa, 1988).

Figure 88 shows the tendency of k to converse to k_s at high altitudes. This figure reflects the k values on 8 locations in the USA.

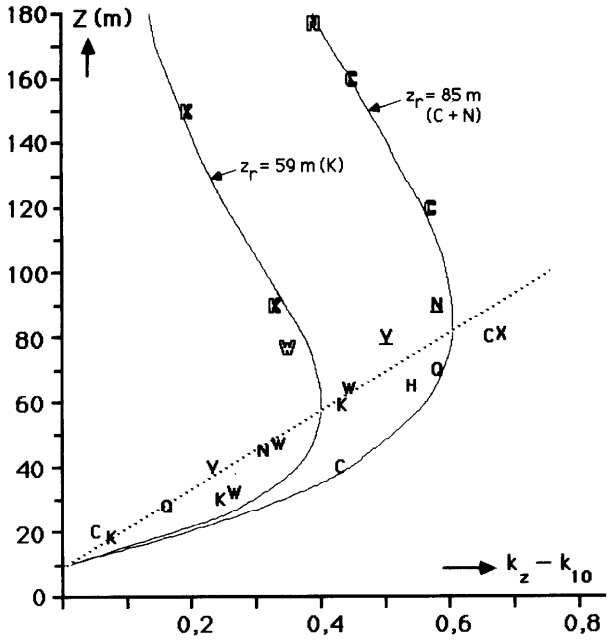


Fig. 88. Height variation of the annual wind distribution shape factor k relative to its surface value at 10 m. Source: (Wieringa, 1988)

Using this method, it shall be briefly investigate the range of possible z_r-values. First, it should be taken into account the geographical variations. Values based on masts measurements gave for Quickborn z_r = 70 m, for Vlaardingen z_r = 63 m, and for Wallops Island z_r = 52 m. On small islands, z_r-values might be less than 50 m, and at inland sites, large z_r-values could occur if the local diurnal variation of heat flux is large. Experimental information on upper z_r-limits may be difficult to get due to the lack of very tall masts in tropical regions. However, it was found that at Tsumeb (in arid savannah country), in both dry and wet seasons, the diurnal course of wind speed already had reversed its phase at 120 m (Wieringa, 1988). In complex terrain, the reversal height can only be defined in a very locally and may change by orographic effects. (Martner & Marwitz, 1982) found that z_r>> 107 m in the Wyoming mountains.

9.3.6.2 Method used within this study to calculate the shape factor profile

In order to check the conclusions drawn by Wieringa, 1988 in our target region, the Canary Islands, and to determine the method to be used for the extrapolation/interpolation of the shape factor in this region, the already known shape factor values at different altitudes have been utilized. The wind atlas of the Canary Islands (see section 9.3.2 and table 19), that shows the shape factor at 40, 60 and 80 meters, has been utilized for these calculations.

Table 21 shows a sample of shape factor values in the island of Fuerteventura at the altitude of 40, 60 and 80 m as well as the slope of a hypothetical k linear function between 40 and 60 m and between 60 and 80 m.

Tab. 21: Shape factor in the island of FuerteventuraUTM

UTM_X	UTM_Y	k_{40}	k_{60}	k_{80}	slope k_{40-60}	slope k_{60-80}
595650	3130650	2.656	2.596	2.565	-0.00300	-0.00155
595650	3125050	2.555	2.491	2.477	-0.00320	-0.00070
595750	3131750	2.673	2.614	2.581	-0.00295	-0.00165
595750	3126150	2.592	2.526	2.509	-0.00330	-0.00085
595850	3132850	2.688	2.627	2.595	-0.00305	-0.00160
595850	3128350	2.615	2.552	2.529	-0.00315	-0.00115
595950	3130450	2.651	2.590	2.562	-0.00305	-0.00140
595950	3124850	2.554	2.488	2.476	-0.00330	-0.00060
595950	3123850	2.552	2.488	2.475	-0.00320	-0.00065
596050	3131550	2.670	2.609	2.579	-0.00305	-0.00150
596150	3132650	2.686	2.623	2.594	-0.00315	-0.00145
596250	3129250	2.627	2.564	2.541	-0.00315	-0.00115

First at all, it should be notice that the k values at 40 m are higher than at 60 m. This is the case for the values shown in table 21, but it is also the case for almost all the values analyzed for the Canary Islands. Only a few positions show k values higher at 60 m than at 40 m.

Analyzing these k values, one could draw some conclusions on the reversal height.

Since the k value reaches its highest value at the reverse height and, afterwards, it decreases asymptotically to the value k_s (Wieringa, 1988), for all locations where k_{40} is higher than k_{60}, which are the majority, the reversal height is located below 60 m, probably below 50 m or ever lower. These statements are in line with the opinion drawn by (Wieringa, 1988) that stated that on small islands, z_r-values might be less than 50 m. There are, anyhow, a small group of k values where k_{40} is smaller than k_{60}; in these cases the reversal value is located somewhere in between 60 and 80 m, since for all the locations studied k_{60} is higher than k_{80}.

Observing table 21 it can be concluded that k_{60-80} slope is smaller than k_{40-60} slope; which is also in line with the statement that the k value should asymptotically converse to a smaller value, k_s (see figure 88). After studying these slope values for all locations considered in the Canary Islands, it can be concluded that a big number of locations follow this pattern where the k_{60-80} slope is smaller than the k_{40-60} slope. However, for a smaller part, the slope of k_{60-80} is bigger than the slope of k_{40-60}. This could happen because the reversal height is located somewhere between 40 and 60 m, and the slope between 40 and 60 m first increase, to decrease after the reversal height. For a number of locations, the k_{40-60} slope is positive while for all the cases studied the k_{60-80} slope is negative; these are the cases where the reversal height is located between 60 and 80 m.

To determine the equations to be used for the interpolation/extrapolation of the k values, these considerations regarding the reversal height has to be taken into account. For simplicity reasons, and due to its high probability, it will be considered that the reversal high is above 40 m for all cases.

Therefore, the interpolation/extrapolation of the shape factor (k) will be calculated as follows.

For z <40, equation 26 will be used:

$$k_z = c_k \cdot (z - z_s) \cdot \exp\left(-\frac{z - z_s}{z_r - z_s}\right) + k_s \qquad \text{Eq. 27}$$

For 40 < z < 60 m, for this interval a linear approximation is considered with a $k_{40\text{-}60}$ slope:

$$k_z = (k_{40-60} \cdot (z - 40)) + k_{40} \qquad \text{Eq. 28}$$

For 60 < z < 80 m, for this interval a linear approximation is considered with a $k_{60\text{-}80}$ slope:

$$k_z = (k_{60-80} \cdot (z - 60)) + k_{60} \qquad \text{Eq. 29}$$

For z > 80 m, assuming a decreasing slope that asymptotically converse to k_s, one should consider two cases depending on the values of $k_{40\text{-}60}$ and $k_{60\text{-}80}$.

If $|k_{40\text{-}60}| > |k_{60\text{-}80}|$ being both negative; in this case it will be considered that the slope decrease will be maintained:

$$k_z = k_{80} \cdot \left(1 - \left(\frac{k_{60-80} - k_{40-60}}{k_{60-80}}\right)\right) \cdot (z - 80) + k_{80} \qquad \text{Eq. 30}$$

If $|k_{40\text{-}60}| < |k_{60\text{-}80}|$ or $k_{40\text{-}60}$ is positive; in this case the slope decrease is not known. It is known that the slope will decrease, but the percentage reduction is not known, not even the tendency of the slope decrease (as in the previous case). Therefore an empirical number has to be chosen. After analyzing the slopes' decreases in the cases studied, and average slope reduction of 2% has been selected, which is a percentage much smaller than the average slope decrease, being this decision quite conservative.

$$k_z = k_{80} \cdot 0.98 \qquad \text{Eq. 31}$$

9.4 Wind cost-resource curves

9.4.1 Cost-resources curves: a brief introduction

In general, renewable energy sources are characterized by limited resources, and — if no cost dynamics are considered — costs rise with increased utilization, as e.g. in case of wind power, sites with the best wind conditions will be exploited first, and, as a consequence, if

best sites are occupied, rising generation costs appear. On proper tool to describe both costs and potentials represents the static cost-resource curve[98].

In principle, a static cost-resource curve describes the relationship between (categories of) technical available potentials (of e.g. wind energy, hydropower, biogas) and the corresponding (full) costs of utilization of this potential at this point-of-time (note that no learning effects are included in static cost-resource curves).

On the left side of figure 89 a theoretically ideal continuous static cost-resource curve is depicted, taking into account that every location is slightly different from each other and, hence, looking at all locations e.g. for wind energy in a certain geographic area a continuous curve emerges after these potentials have been classified and sorted in a least cost way. The stepped function as shown on the right side of figure 89 represents a more practical approach. Thereby, sites with similar economic characteristics (e.g. in case of wind, sites with same range of full-load hours) are described by one band and, hence, a stepped curve emerges (Resch, 2005).

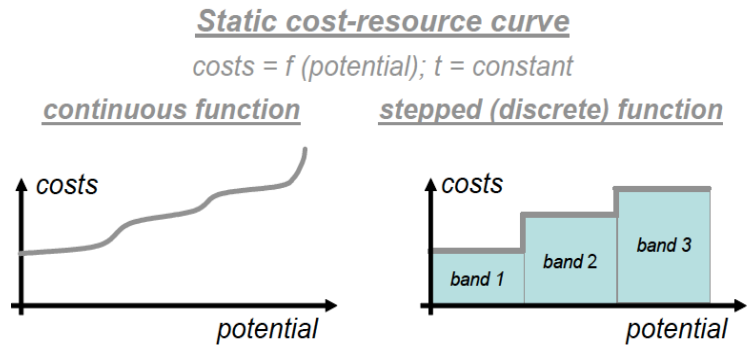


Fig. 89. Static cost-resource curve: continuous (left) and stepped function (right). (Resch, 2005)

In summary, cost-resource curves describe the amount of final energy that can be provided by means of a particular technology at a certain cost level (Held, 2011).

The cost-resource curves generated in this study are the results of the calculation of the wind generation cost assuming current techno-economic parameters (2010).

The wind electricity generation cost is calculated for each wind turbine. The costs taken into account are the capital investment cost and the exploitation cost.

[98] For ‘‘static cost-resource curves’’ as explained above in literature no common terminology is applied. Other names commonly applied to this term are ‘‘supply curves’’ or ‘‘cost curves’’. Nevertheless, with respect to (renewable) energy sources the term ‘‘static cost-resource curves’’ gives a clear and unambiguous wording (Resch, 2005).

9.4.2 Investment cost

The total system capital cost, or installed capital cost, involves more than just the cost of the turbines themselves. The installed investment cost of a wind farm, and its corresponding distribution, includes the following (AEE, 2007; Blanco, 2009):

- Wind turbines: 74%
- Electrical equipment and connection to the electrical grid: 12%
- Civil work: 9%
- Others: 5%

This distribution of the investment cost is also in line with other authors' analysis (e.g. Serrano, 2010). Regarding the connection to the electrical grid, it has to be taken into account that in Spain the wind farms investors assume most of this cost, not the electrical company. Even though the major cost component of wind power is not spatially dependent (the wind turbines), other components like foundations, road costs and grid connection are and they vary considerably with location. Part of the grid connection and road construction costs can be considered fixed, since they include roads and power lines between turbines and they do not vary with the location of the entire wind farm. Similarly, since urban areas and karst grounds are avoided, land costs and foundation installations should not vary significantly between sites.

It is important to bear in mind that in large-scale studies such as the present one, it is difficult to account for the cost impact of site-specific factors (other than the wind). For instance, this cost distribution includes the cost of an average evacuation line from the site to the transport grid, but no provision is made to tailor this cost for a particular site. Similarly, the investment cost assumes a common accessibility to the sites, and no corrections are made for local accessibility conditions. However, a general assessment of both parameters have been taken into account within this study, checking average distances between the transport grid and the wind farm location as well as distances between access roads and the wind farms; for both cases it can be assimilated that the average distances are lower than 10 km. Therefore the inclusion in this study of the cost associated with the distances to the transport grid and to the nearest roads do not represent a mayor change in the cost distribution and, on the other hand, it do represent an effort at the micrositing scale which is big for regional studies like this one. Therefore, the specific distances will not be taken into account and an average cost for grid enlargement and for the construction of access roads will be considered.

In 2006 the investment cost of an installed wind turbine in Spain was 1110 €/kW (AEE, 2007). This cost increased and in 2010 the average cost of an installed wind turbine in Spain was 1350 €/kW plus an average connection cost of 140 €/kW; which makes a cost of an installed wind turbine of 1490 €/kW (Deloitte, 2010). This last one is the investment cost that has been used within this study. This value is also in line with the values expressed by other authors, e.g. (Prideaux & Harrison, 2009), who estimated the investment cost of an installed wind turbine in 1380 €/kW.

The investment cost went up during these last years in Spain due to the increase of the steel cost, but also, among others, due to the increase of the power and size of the WTs, the complexity of the new machines and the increase of the world wide demand (Intermoney, 2006). This price increase is not exclusive for Spain but it is generalize at the European

level. After more than two decades of steady reductions, the capital costs of a wind energy project have risen by around 20% over the last years, from 2006. However, the wind capital investment costs are sensibly lower in some emerging markets, notably China and in the United States of America. There are also some variations within the European Union (Blanco, 2009). The reasons behind that spread of values lie on the impact of lower labor costs in some developing countries with manufacturing capacity, the degree of competition in a specific market, the bargaining power of market actors, the national regulation concerning the characteristics of the wind turbine (e.g. the existence of strict grid codes in some regions), the distance and modality of grid connection (including the possibility of having to finance all the grid upgrade cost) and the extent of the civil works (which in turn depend on factors such as the accessibility and geotechnical conditions of the site) (Blanco, 2009).

The increase of the investment cost can be explained due to the booming demand for wind energy projects that put pressure on the supply chain. In addition, fast-growing economies such as China are pushing the cost of raw materials upwards. These include steel, copper, lead, cement, aluminum and carbon fiber, all of which are found in the major sub-components of wind turbines. Since 2004 copper prices have risen by over 200%; lead prices have increased by 367%; steel prices have doubled; aluminum prices have increased by 67%; and acrylonitrile, which is used to produce carbon fiber, has increased by 48% over the same period (Blanco, 2009).

This increase in the investment cost is not in line with the forecast of the diffusion theory and the learning rate curves. Circumstantial causes have temporarily influenced the evolution of the investment cost in the opposite way as predicted by this theory. However, as (Blanco, 2009) stated, in the long-term, one would expect production costs to go down.

9.4.3 Exploitation cost

Next to the purchase and installation of the turbines, the operation and maintenance cost (O&M) is the most significant source of costs. The operation costs includes costs as the land rental cost. The maintenance costs can include routine checks, periodic maintenance, periodic testing and blade cleaning, among others (Manwell, 2009).

The exploitation cost can be classified as: O&M costs and management cost (AEE, 2007). In 2009, according to a study of the Spanish Wind Association (AEE, 2009), the O&M costs represented approximately 58% of the exploitation costs and the management cost the 42%. The management cost was divided in the following categories (AEE, 2009):

- Management and administration: 8%
- Insurance, taxes, licenses and canons: 23%
- Electrical and service roads maintenance: 6%
- Others: 5%

The (Danish Wind Industry Association, 2006) studied the O&M cost on over 5000 machines, concluding that the newer generation of WT have lower repair and maintenance costs relative to those of the older generation of WT. Specifically, the older WT (sized from 25 to 150 kW) have annual maintenance costs averaging about 3% of the original capital cost of the turbine. For the newer machines, the estimated annual O&M costs range from 1.5% to 2% of the original capital cost.

In Spain the exploitation cost rose from 16 €/kW in 2006 (AEE, 2007) to approximately 19.5 €/kW in 2010 (Deloitte, 2010). This increase in the exploitation cost is due to increase of the management cost, forecasting, real time management, remote-control and also because the new facilities tend to be more complex and licenses and canons tend to increase (Intermoney, 2006).

The exploitation cost of 2010 for Spain (19.5 €/kW) represents approx. the 1.3% of the investment cost corresponding to that year. This value for 2010 is the one used within this study for the exploitation cost.

9.4.4 Lifetime of the system

It is a common practice to equate the design lifetime with the economic lifetime of a wind energy system (Manwell, 2009). In Europe, a period of 20 years is often assumed for the economic assessment of wind energy systems (WEC, 1993). This follows the recommendations of the Danish Wind Industry Association (2006), which states that a 20-year design lifetime is a useful economic compromise that is used to guide engineers who develop components for wind turbine. This is the criterion used within this study.

This value of the lifetime is also in line with a broad numbers of other authors (Held, 2011; Hoogwitz, 2005; Serrano, 2010; Fueyo, 2011; Kaltschmitt, 2007; Blanco, 2009). Exceptionally other authors have utilized other lifetime periods, e.g. 15 years (Voivontas, 1998).

9.4.5 Wind electricity generation cost

Table 22 shows the economic parameters used to calculate the wind electricity generation costs.

Tab. 22: Techno-economic parameters of wind on-shore for cost-resource curve assestment

Technology	Investment (I_0) [€/kW]	Exploitation cost [€/(kW*a)]	Life-time [a]
Wind on-shore	1490	1.3% I_0	20

The generation cost of wind electricity (€/kWh) in each site where a windturbine is located can be annualized using the following equation.

$$C_{x,y} = \frac{a \cdot I + C_{O\&M}}{h_{eq(x,y)}} \qquad \text{Eq. 32}$$

where:

$C_{x,y}$: generation cost of wind electricity (€/kWh) in location x,y

a: annuity factor, given by:

$$a = \frac{r}{1-(1+r)^{-LT}}$$

I: investment cost (€/kW)

r: interest rate. In this case 6%. For this type of projects (Mir, 2009) suggested a value between 4 and 6% for the nominal discount rate and (Nofuentes, 2002) a 5% for the Euro area and the USA (equivalent to an interest rate of 5.2%). The value of 6% has been set to be on the conservative side (note that this interest rate will lead to higher productions' cost). Other authors use higher rates of interest e.g. (Hoogwijk, 2004; Fueyo, 2011: 9%)

LT: lifetime (a)

$C_{O\&M}$: operation and maintenance cost (€/kW·a)

$h_{eq(x,y)}$: annually equivalent hours in location x,y (h/a)

The annual equivalent hours are calculated as follows:

$$h_{eq(x,y)} = \frac{E_{x,y}}{WT_{power}} \qquad \text{Eq. 33}$$

where:

$E_{x,y}$ = annual energy production for each location (x,y), in MWh per year

WT_{power}: power of the selected windturbine, in MW

Table 23 shows, as a sample, the results of the wind generation cost calculations for the island of El Hierro.

Tab. 23. Wind generation cost in El Hierro island

UTM X	UTM Y	V_{80} (m/s)	$Production_{80}$ (MWh/a)	$h_{eq\ (80)}$	$Production\ cost_{80}$ (c€/kWh)
214050	3077950	8.9	9349	4674	3.2
210750	3072450	8.6	8946	4473	3.3
214350	3077750	8.2	8292	4146	3.6
213850	3079450	7.4	6989	3495	4.3

211950	3072950	7.3	6810	3405	4.4
211650	3073150	7.1	6408	3204	4.7
213550	3078350	7.0	6202	3101	4.8
213550	3080850	6.9	6043	3021	4.9
213850	3081950	6.8	5810	2905	5.1
212750	3082750	6.7	5682	2841	5.3
211250	3082450	6.7	5648	2824	5.3
213850	3080650	6.7	5616	2808	5.3
213050	3082550	6.7	5589	2794	5.3
211050	3082650	6.6	5518	2759	5.4
212450	3082950	6.6	5496	2748	5.4
213550	3082150	6.6	5383	2691	5.5
212150	3083150	6.5	5236	2618	5.7
208350	3080650	6.5	5195	2598	5.7
210450	3083050	6.4	5127	2563	5.8
210750	3082850	6.4	5069	2535	5.9
213350	3082350	6.4	5067	2534	5.9
211850	3083350	6.3	4809	2404	6.2
211650	3083550	6.2	4773	2387	6.3
210150	3083250	6.2	4773	2387	6.3
209250	3081350	6.2	4578	2289	6.5
208950	3082750	6.1	4543	2271	6.6
208950	3081550	6.0	4203	2101	7.1
210150	3081950	5.8	3943	1971	7.6
209850	3082150	5.5	3407	1703	8.8

Figure 90 shows the electricity generation costs of the wind farms that could be installed on the Canary Islands. Figure 91 shows also the same type of information but referred to the potential installed power instead of the electricity production.

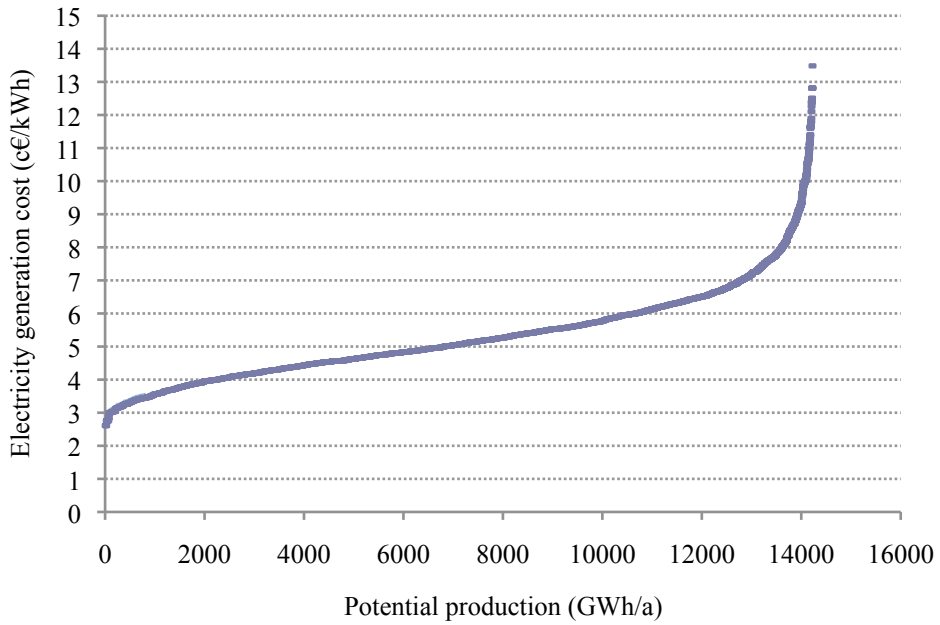


Fig. 90. Wind electricity production cost

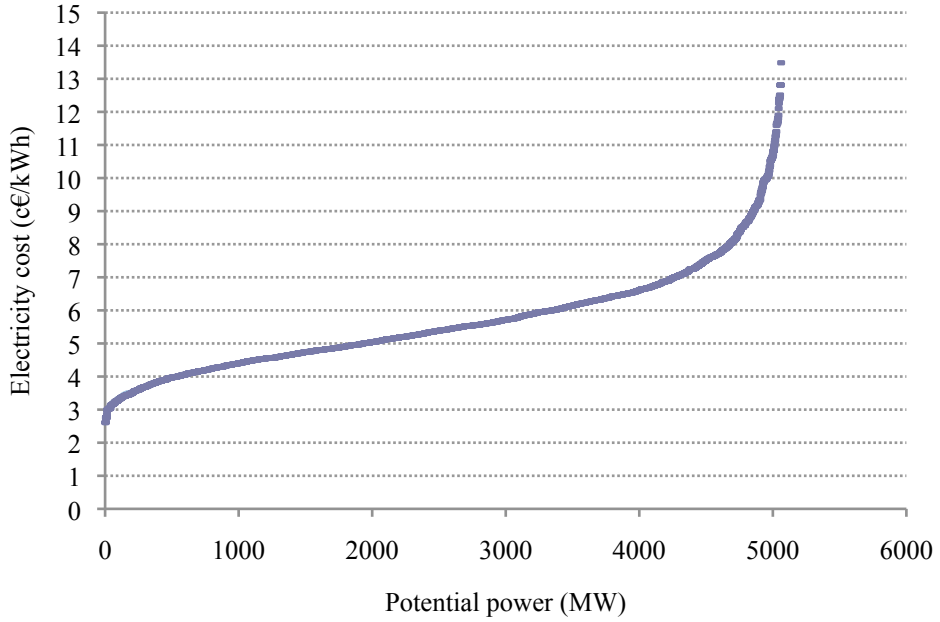


Fig. 91. Wind power cost

Figures 90 and 91 show that the relation between wind energy and cost is as follows:

- At the very beginning the relation is exponential to change quickly to an almost linear correlation. Only a very few windturbines have a generation cost below 3 c€/kWh (concretely 7 machines from the 2531 that could theoretically be installed; being the minimum 2.6 c€/kWh). The relation continues to be exponential to nearly 4 c€/kWh; which means that only a minor part of the windturbines (till 3.8 c€/kWh, 7.5% of the machines) have a generation cost lower than 4 c€/kWh. Till 4 c€/kWh the power installed is 564 MW.
- Afterwards the correlation changes to almost linear. It is in this interval where the majority of the windturbines are located.
- At the end of the curve the relation returns to exponential, raising the costs very quickly. In fact, up to 8 c€/kWh the production is located at 13,618 GWh/a and the power installed is 4680 MW. The total production is 14,226 GWh/a and the total theoretical power is 5062 MW.

This last means that, if the limit for installing wind energy were set at a production cost of 8 c€/kWh, the production lost would be 4.3% and the associated power lost would be 7.5%.

The generation costs obtained can be compared with the costs reflected in other studies. (Fueyo, 2011) calculated the wind generation cost for Spain concluding that the lowest cost, in zones with a very good wind resource, is around 4 c€/kWh. Other conclusions are that, for a production level of 300 TWh/a, which is equivalent to the total electricity consumption in Spain in 2008, the marginal cost is around 8.5 c€/kWh, occupying an area equivalent to the 6.9% of the Spanish surface: 34,000 km^2. (Blanco, 2009) researched the wind generation costs in Europe, concluding that the generation cost per kWh of an onshore wind farm ranges from between 4.5 and 8.7 c€/kWh.

9.5 Sensibility analysis

A sensibility analysis is carried out to investigate the importance of the design variables and its influence in the energy production, and therefore in the generation cost. The energy production depends on several technical factors, a.o.: tower height, wind turbine size and distance among wind turbines (intra- and inter-array distances). Some authors have studied the influence of these parameters in the energy production. The influence of the distances among windturbines has been broadly analyzed in section 9.2.3. Some authors have also researched the influence of the wind turbines size (e.g. Fueyo, 2010; Krewitt, 2003; Slitz, 2011). But in the literature review no sensibility analysis has been found that correlates the tower height with the increase in the electricity production and, therefore, the wind generation cost decrease. Therefore the tower height has been changed in order to estimate the variation in the energy production and, afterwards, estimate the economical feasibility.

9.5.1 Effect of tower altitude

Tower height varies from approximately four rotor diameters for turbines in a few kW ratings to little over one diameter for turbines in several hundred kW ratings. The tower

height for large turbines, as the one considered in this study, is primarily determined by the tower structure and the foundation design considerations. The higher the hub, the higher the wind speed (Patel, 1999).

In order to test the variability of the production as a function of the tower height, a sensibility analysis was carried out taking into consideration the following criteria:

- Hub high: the same WT of 2 MW was tested at 67 m, 80 m and 100 m hub high.

9.5.2 Cost of increasing the height of the windturbine

The wind generation increases with the wind speed, which increases with the height until a certain limit. But higher windturbines means higher tower, which means more expensive windturbines, mainly due to the increase mass of metal to build the tower (in this case steel) but also due to other secondary costs as the increase in the foundation cost (heavier tower) and higher transportation and erection costs, a.o. The aim of this sensibility analysis is to check if the production increase offsets the cost increase. For this purpose the cost increase due to the height increment has been assessed.

9.5.2.1 Tower cost

In this study only steel tubular tower will be considered. (Fingersh, 2006) developed a methodology to model the windturbine design cost and to scale these costs. They developed a methodology for tubular tower that correlate the turbine diameter and the hub height with the tower mass. The initial scaling studies provided a crude estimate of tower mass based on the most extreme base moment. Turbines were designed for trade-offs between buckling and overturning moment for a more precise set of load conditions. Fatigue loads were also estimated. The baseline design used conventional technology from 2002 and scales it up. The final design used advanced technologies including tower feedback in the control system, flap-twist coupling in the blade, and reduced blade solidity in conjunction with higher tip speeds. These final designs showed the innovative trends for design. Commercial turbines were compared with these three scaling relationships. The baseline design scaling relationship represented most commercial turbines when the study was done (2005), is therefore seen as conservative. The final design scaling relationship may be achievable through technology innovation, but it results in mass projections much lower than what is commercially available today. Figure 92 shows the results of this study and the scaling of the tower mass with the product of the swept area and hub height.

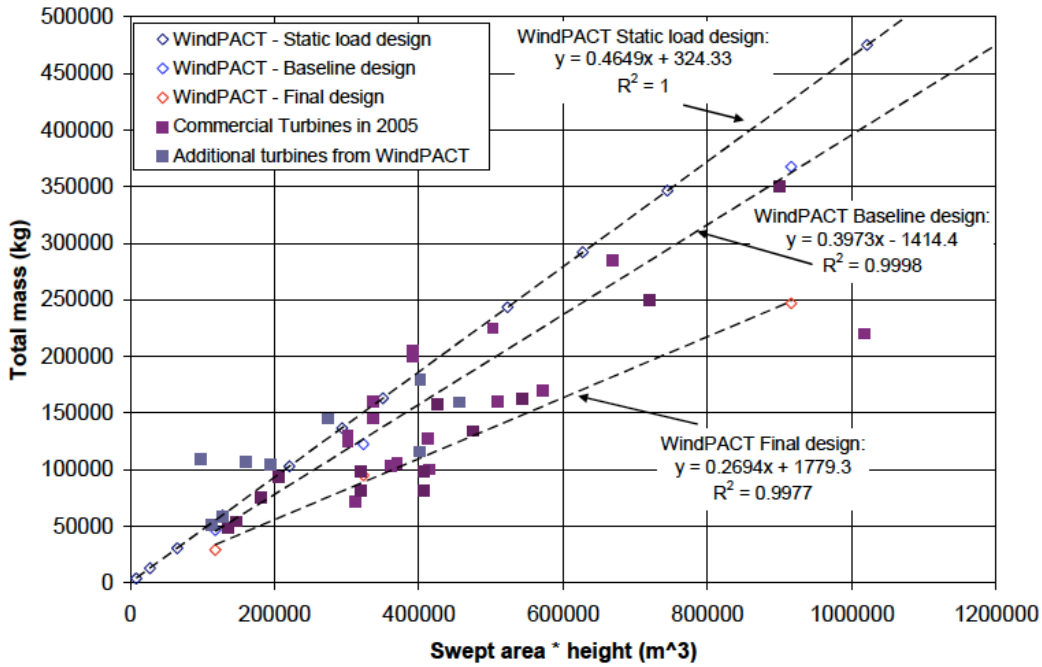


Fig. 92. Tower mass scaling relationship

The correlation found for the baseline and the advance cases were:

$$\text{Baseline: mass} = 0.3973 \cdot \text{swept area} \cdot \text{hub height} - 1414 \qquad \text{Eq. 34}$$

$$\text{Advanced: mass} = 0.2694 \cdot \text{swept area} \cdot \text{hub height} + 1779 \qquad \text{Eq. 35}$$

In this case, the selected windturbine of 2 MW has a swept area of 5945 m^2 and the tubular tower is modular, can be mounted with 3 sections (height 67 m and weight 153 tons), 4 sections (height 78 m and weight 203 tons) and 5 sections (height 100 m and weight 242 tons).

Table 24 shows the differences of the tower mass depending of the tower height after applying equations 31 and 32 and considering also the data provided by the manufacturer.

Tab. 24. Tower mass differences at increasing heights

	Height				
Mass (tons)	67	78	100	Differences 67-78 (in tons)	Differences 78-100 (in tons)
Baseline	157	183	235	26	52
Advanced	109	127	162	18	35
Manufacturer	153	203	242	50	39

As it can be observed in table 24, the weight data provided by the manufacturer are closer to the baseline case results. However it is remarkable that the weight difference between the towers of 67 and 78 m is higher than the one between 78 and 100 m.

For this study, the data provided by the manufacturer are the ones that are utilized, instead of the formulas suggested by (Fingersh, 2006), which are useful when no weight data are provided by the manufacturer.

(Fingersh, 2006) used in their study a steel cost of 1.50 $/kg (in 2002 US dollars). The tower cost is calculated as the product between this cost and the tower mass. However, this cost data have to be updated for the current steel cost. (Blanco, 2009) stated that the steel cost has doubled between 2004 and 2008. After consulting the London Metal Exchange (www.lme.com), which is a metal burse, it can also be confirmed that between 2008 and 2011 the steel prices have doubled again. Therefore, the steel prices for 2011 can be estimated in 4 €/kg. Table 25 shows the tower cost differences when the tower height changes from 67 to 78 and to 100 m.

Tab. 25. Tower cost at increasing heights

	Height				
	67	78	100	Differences 67-78 (in tons)	Differences 78-100 (in tons)
Mass (tons)	153	203	242	50	39
Tower cost difference (thousand €)				200	156

9.5.2.2 Foundation cost

(Fingersh, 2006) has also developed a method to model the foundation cost. Foundations used to develop these estimates can be described as hollow drilled pier. No attempt was made in that study to try to evaluate different design approaches. These foundations have approximately the diameter of the tower base and may be 30 or more feet in depth. Foundations were scaled as a function of hub height and rotor swept area, which are directly proportional to the tower overturning moment. No mass data were calculated for the foundation. The foundation cost were expressed as follows:

$$\text{Foundation cost} = 303.24 \cdot (\text{hub height} \cdot \text{rotor swept area})^{0.4037} \qquad \text{Eq. 36}$$

Table 26 shows the foundation cost differences when the tower height changes from 67 to 78 and to 100 m.

Tab. 26. Foundation cost at increasing heights

	Difference: tower height 67 to 78	Difference: tower height 78 to 100
Foundation cost (thousand €)	26.7	35.3

9.5.2.3 Total cost increase due to height increase

In this study, the changes in the windturbine cost due to the height increase will take into account just the increase in the tower and in the foundation cost. Therefore, considering the results shown in tables 25 and 26, the total cost increase can be calculated as the addition of both costs. The results are shown in table 27.

Tab. 27. Wind turbine cost at increasing heights

(thousand €)	Difference: tower height 67 to 78	Difference: tower height 78 to 100
Tower cost difference	200	156
Foundation cost	26.7	35.3
Total cost	226.7	191.3

9.5.2.4 Comparison of production and cost among windturbines with increasing tower heights

The generation costs (€/kWh) have been calculated for the selected windturbine with three tower heights: 67, 78 and 100 m, using equation 32, on each island. Previously the wind speed and the Weibull shape factor at 67 and 100 m had to be calculated, using equations 23, 24, 29 and 31.

The increasing cost of the tower has been calculated with the values of table 27. The electricity production is higher with increasing altitude. The aim here is to evaluate if the increases in material costs compensate the increase in energy production.

After examining the results in the different islands, a sample is shown in tables 28 and 29 (the lowest cost level for each location is market in blue), it can be concluded that a difference can be observed between the mountainous islands and the flat ones.

In the mountainous islands no pattern can be established; in some places it is more economic to use tower heights of 67 m, in some 80 m and in others 100 m towers, therefore a micrositing analysis is needed for each wind farm in order to determine the best option. However, some tendencies can be deduced after carrying out the calculations. In the case of El Hierro, the change in the electricity production by increasing the tower height from 80 m to 100 m, would be from 164.5 GWh/a (at 80 m) to 174 GWh/a (at 100 m), an increase of 5.8%; and the change in the electricity production by decreasing the tower height from 80 to 67 m, would be from 164.5 GWh/a (at 80 m) to 157 GWh/a (at 67 m), a decrease of 4.7%.

On the other hand, in the flat islands, for a vast majority of the possible locations for windturbines, the tower height of 100 m resulted in the best results. In these cases, the increase in the material costs are offset by the increase in the energy production, being the 100 m tower height the best option among the three studied. For example, in the case of Fuerteventura, the change in the electricity production by increasing the tower height from

80 m to 100 m, would be from 7235 GWh/a (at 80 m) to 8029 GWh/a (at 100 m), an increase of 11%.

Tab. 28. Wind parameters and generation cost at different heights in El Hierro island

UTM X	UTM Y	V80 m/s	Production MWh/a	Cost c€/kWh	V67 m/s	Product. MWh/a	Cost c€/kWh	V100 m/s	Product. MWh/a	Cost c€/kWh
211650	3083550	6.23	4773	6.25	6.10	4527	6.09	6.39	5099	6.23
211850	3083350	6.25	4809	6.21	6.11	4535	6.08	6.43	5163	6.15
210150	3083250	6.24	4773	6.25	6.14	4566	6.04	6.37	5044	6.30
212150	3083150	6.48	5236	5.70	6.36	4996	5.52	6.64	5543	5.73
210450	3083050	6.43	5127	5.82	6.33	4919	5.61	6.56	5394	5.89
212450	3082950	6.62	5496	5.43	6.50	5269	5.24	6.77	5786	5.49
210750	3083550	6.40	5069	5.89	6.26	4802	5.74	6.57	5410	5.87
211650	3073150	7.12	6408	4.66	6.85	5895	4.68	7.46	7028	4.52
211950	3072950	7.34	6810	4.38	7.07	6322	4.36	7.67	7397	4.30
210750	3072450	8.61	8946	3.34	8.41	8654	3.19	8.86	9287	3.42

Tab. 29. Wind parameters and generation cost at different heights in Fuertevetura island

UTM X	UTM Y	V80 m/s	Production MWh/a	Cost c€/kWh	V67 m/s	Product. MWh/a	Cost c€/kWh	V100 m/s	Product. MWh/a	Cost c€/kWh
599350	3160950	7.02	6147	4.86	6.78	5665	4.87	7.32	6748	4.71
599450	3159650	6.75	5613	5.32	6.52	5143	5.36	7.04	6210	5.12
599550	3161950	7.67	7403	4.03	7.52	7109	3.88	7.86	7760	4.09
599550	3158450	6.82	5750	5.19	6.56	5233	5.27	7.15	6406	4.96
599650	3163050	6.52	5163	5.78	6.29	4704	5.86	6.81	5749	5.53
599650	3160750	7.03	6167	4.84	6.78	5661	4.87	7.35	6796	4.67
600250	3160450	7.27	6636	4.50	7.04	6172	4.47	7.56	7207	4.41
600350	3162750	6.70	5518	5.41	6.47	5045	5.47	6.99	6115	5.20
600350	3159150	6.55	5218	5.72	6.26	4642	5.94	6.91	5956	5.33
600450	3161550	7.04	6187	4.82	6.78	5668	4.87	7.37	6831	4.65

9.6 Potential production versus electricity demand

The methodology proposed in this study enables the determination of the annual wind energy production per island. Table 30 shows the comparison between the potential wind energy production per island and the electricity demand per island, in order to estimate the percentage of electricity demand that could theoretically be covered by wind energy. The wind energy production has been calculated at 80 m height and considering all possible territorial constrains taken into account within this study, including the slope limitation at 45º.

Tab. 30. Wind production versus electricity demand in the Canary Islands

GWh	Lanzarote	Fuerte-ventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	TOTAL
Electricity demand (2010)	844	614	3560	3529	71	252	41	8910
Potential wind production	2508	7235	2686	893	398	342	165	16,594

Table 30 shows that in all islands the demand in 2010 was lower than the potential wind production, except for the two main islands. In the case of Gran Canaria, the wind production could be higher, possibly even higher than the demand, if the windturbines were located at a higher altitude. In the case of Tenerife, the wind production cannot reach the electricity demand values. Considering the whole region, the potential wind production nearly doubles the electricity demand. This means that, if some of the islands could be interconnected by means of a submarine electrical cable, the wind production could be higher than the demand in all islands. On the hand, if the tower height of each wind farm could be optimized by a micrositing study, the average increase of the wind production compared to the results shown in table 30 could be around 8%, being on the conservative side.

In the present study the wind generation cost has also been calculated. If a maximum limit of 8 c€/kWh would be set for the production cost of wind energy, the wind production will be lower. But it is also interesting to see how this limit will affect the different islands. Table 31 shows these results; pointing out that the results do not change much in comparison to the previous ones, being also in this case the wind production higher than the electricity demand for all islands except for the two main islands.

Tab. 31. Wind production, marginal cost of 8 c€/kWh, versus electricity demand in the Canary Islands

GWh	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	TOTAL
Electricity demand (2010)	844	614	3560	3529	71	252	41	8910
Wind production	2508	7009	2513	706	384	338	161	15,208

It has to be highlighted that the results shown in table 31 are based on calculations done for tower heights of 80 m. The results of the previous section show that, in most of the cases, tower heights of 67 or 100 m result in more economical wind production costs. Therefore,

for optimized tower heights, the maximum limit of 8 c€/kWh will result in more wind production and higher installed power.

9.7 Conclusions

In this study a methodology adapted to the island / small region scale based on GIS has been developed. The adaptation to the island scale has the biggest impact on the territorial constrains and their buffer areas. Other constrains, like minimum wind speed or altitude are not so influenced by the geographical scale. Once all constrains have been implemented, the areas where the windturbines can be placed are obtained. To distribute the wind farms within these areas, one of the most important issues to be taken into account is the wake effect, which will condition the wind farm configuration. The wake effect is a complex issue, still under research, since a lot of parameters influence this effect and, therefore, the optimal wind farm configuration. The wind farm configuration can be determined by different criteria. One is to obtain the minimum wind production cost, for this purpose the array efficiency seek is 100%, but this will increase the distances among windturbines and, therefore, reduce the number of machines that can be installed. Another criteria is to maximize the benefits within a limited area where windturbines can be installed; in this case the windturbines may be placed closer, reducing the array efficiency but increasing the wind production per surface. The first criterion is the one utilized in this study, which led to a wind farm configuration of 12D x 4D (D: rotor diameter).

The selection of the reference windturbine to be used for the study is also critical since, a.o., the rotor diameter will condition the wind farm configuration and the tower height will remarkably influence the energy production. Once all the windturbines are placed and the tower height for the reference turbine is selected, in this case is 80 m, the energy production can be calculated. The results show that in all islands the electricity demand in 2010 was lower than the potential wind production, except for the two main islands: Gran Canaria and Tenerife. Considering the whole region, the potential wind production nearly doubles the electricity demand (2010). This means that, if a submarine cable could interconnect some of the islands, the wind production could be higher than the demand in all islands.

An economic assessment based on cost-resources curves has been carried out, which shows how the wind energy prices change as one move from the best spots to worse ones. The results for the reference machine located at 80 m show that for the very best places the wind generation cost varies from 2.6 c€/kWh (which is the lowest cost obtained) to 4 c€/kWh; being the total potential power installed in this range 564 MW. Until 8 c€/kWh the production is 13,618 GWh/a and the power installed is 4680 MW. If the limit for installing wind energy were set at a production cost of 8 c€/kWh, the production lost, compared to the total potential, would be 4.3% and the associated power lost would be 7.5%.

A sensibility analysis has been carried out varying the tower height, among 60, 80 and 100 m, since this is one of the parameters that most influence the energy production. To calculate the energy production at different altitudes the wind speed and the Weibull shape factor had to be interpolated and extrapolated. There is still a lot of research on going in order to determine the optimal method to inter- extrapolate wind speeds and the shape factor. In this study the methodology considered as the most accurate to inter- extrapolate the wind speed has been selected, which is the one based on the friction velocity. In order to calculate the Weibull shape factor, the reversal height has been taken into account. The sensibility

analysis is relevant since the higher the hub, the higher the wind speed and, therefore, the energy production. But higher windturbines means higher tower, which means more expensive windturbines. The aim of this sensibility analysis was to check if the production increase offsets the cost increase. After examining the results in the different islands, it could be concluded that there was a difference between the mountainous islands and the flat ones: in the mountainous islands no pattern could be established and in the flat islands, for a vast majority of the locations, the tower height of 100 m resulted in the more economical wind generation costs. If the tower height of each wind farm could be optimized by a micrositing study, the average increase of the wind production could be around 8%.

Capítulo 10

A methodology to estimate the photovoltaic techno-economical potential on roofs in regions and islands: the case of the Canary Islands

10.1 Introduction

There is a double motivation that led to develop this research. On the one hand, the need to determine the building integrated photovoltaic (PV) potential in the Canary Islands and, on the other hand, the need to develop a methodology adapted to the regional/island scale.

10.1.1 Regional considerations

The electrical power installed in the Canary Islands at the end of 2010 was 3049 MW, the renewable energies came up to 8.4% of the total installed power but in terms of production this percentage represented the 6.2% (Red Electrica de España (REE),). The RES used on the Canary Islands are mainly wind and solar photovoltaic, 142 MW and 112 MW respectively in 2010 (Red Electrica de España (REE),). Most part of the PV facilities is located in PV farms (land-based) and only a minor part on buildings.

For the year 2015, the Canary Islands Energy Plan establishes that 30% of the electricity demand has to be covered by RES, mainly wind and solar. This plan establishes a.o. that wind energy has to reach 1025 MW, photovoltaic 160 MW and wave energy 50 MW.

One limitation on the Canary Islands is the lack of available land. The total surface of the archipelago is 7447 km^2 and over 40% of this surface is protected. There are around 2.2 million inhabitants on the islands and over 10 million visitors yearly. These numbers lead to an average population density of roughly 550 hab/km^2. Taking into account this context, it is understandable that land availability is an issue on the islands. There is a strong territorial pressure on the islands, finding available land for PV purposes is difficult since it competes with urban, rural or tourist developments and, when this is not the case, it is usually some territory where the natural environment wants to be preserved and, normally, no license is granted to build up PV farms.

Considering both issues, land scarcity and energy goals, it is crucial to determine the PV potential on roofs for each island as a first step for the energy planning.

10.1.2 Methodological considerations

One of the most important aspects to be considered to determine the PV building potential is the size of the area being studied. Very often the same techniques cannot be applied at local, regional or world scales (Izquierdo, Rodrigues, & Fueyo, 2008). For instance, it may be possible to quantify the shadow effects among buildings with a digital three-dimensional model of a city (Robinson, 2006) but this is not a practical option when the scope of the study is a whole continent. For similar reasons, homogeneous or average data are usually considered a first approach (Sørensen, 2001) for large-scale studies, which is obviously inaccurate but inexpensive indeed.

Several authors have developed different methodologies to determine the PV potential on roofs (Bergamasco & Asinari, 2011; Gutschner, Nowak, & Toggweiler, 2002; Izquierdo et al., 2008; Jeppesen, 2004; Jo & Otanicar, ; Kjellsson, 2000; Ordóñez, Jadraque, Alegre, & Martínez, 2010; Wiginton, Nguyen, & Pearce, 2010; Wittmann, Bajons, Doneus, & Friesinger, 1997). One of the key points to determine which methodology should be used is the scale of the study. For small regions or islands, the literature review does not provide accurate and inexpensive methods that could be applied obtaining reasonable results. Usually the scale of the consulted articles was too large (e.g. continents, countries or large regions) or too small (e.g. cities). This is why the methodology proposed within this study can be useful to estimate the PV potential on roofs in territories as small regions/islands.

10.2 Methodology

The available potential on roofs is defined here as the part of the theoretical potential that can be harvested easily and in a sustainable manner, considering only the already constructed areas. This last means, taking into account the available areas on top of buildings, in urban and in industrial areas.

The methodology to calculate the PV potential follows three main steps:

1. Determination of the roof area available for PV purposes per municipality within each island/region (in this study the analysis is carried on at the municipality level firstly and the island level, secondly).
2. Determination of the annual mean global solar irradiation on the inclined plane, per municipality.
3. Determination of the yearly PV production per municipality and island considering three case scenarios.

Available roof surface. The methodology to calculate the PV usable area follows the next steps:

1. Determination of the total roof area per municipality.

2. Classification of the constructed areas within each municipality as: residential, services and industrial.
3. Determination of the main type of buildings according to the regional predominant architectural style and characterization of their roofs.
4. Determination of the utilization factors per building type.
5. Determination of the municipality type. Determination of the distribution of the building and roof type within each municipality type. Determination of the utilization factors within each type of municipality.
6. Calculation of the available roof area for PV purposes per municipality as a function of the utilization factors and the municipality type.

Mean global solar irradiation. The mean global solar irradiation on the horizontal plane, calculated as an annual average, per municipality is obtained from the radiation map of the Canary Islands developed by the Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) –map available at: http://meteodata.itccanarias.org/–. The mean global solar irradiation on an inclined plane of 15º is calculated for each municipality. One mean value per municipality is selected, which corresponds to the site with the highest population within each municipality.

Yearly PV production. The yearly PV production per municipality is calculated as a function of the data obtained from the previous two steps, considering three different scenarios:

1. The total available roof area is used for PV production.
2. The total usable roof area is utilized for energy production purposes: one part for solar thermal energy and the remaining part for PV production.
3. The roof area shares its surface between energy uses (for both solar thermal and PV) and other purposes not related to energy production (e.g. to hang out the clothes).

The results show the total yearly potential PV production per municipality, considering the different case scenarios. The PV production is calculated also per island and it is finally compared to the electricity demand.

10.3 Available roof area

10.3.1 Methodology

The assessment of the potential of building integrated PV systems usually starts with the determination of the total roof and façade areas, which is corrected according to its architectural and solar suitability (Gutschner et al., 2002). Whereas architectural suitability includes limitations due to construction restrictions (HVAC installations, elevators, etc.), protected buildings (e.g. historical reasons) and shading effects, a.o. Solar suitability takes into account the relative amount of solar irradiation that can be harvested on the surfaces depending on their orientation and inclination as well as the percentage of surface usable for PV production considering the separation needed among PV panels. Solar-architectural

suitability is expressed in relative terms and results in utilization factors (Gutschner et al., 2002).

These utilization factors reflect the building integrated PV potential in relative terms. In order to calculate absolute figures in square meters (m^2) and kilowatt-hours (kWh), the utilization factors have to be combined with the building areas and the available solar irradiation (Gutschner et al., 2002).

Within this study only the roof areas will be considered because the efficiency of the façade integrated PV systems is too low in comparison to the roof mounted facilities, since the Canary Islands are located at a mean latitude of 28º, where vertical integration of PV systems lead to low profitability.

A literature review (Bergamasco & Asinari, 2011; Gutschner et al., 2002; Izquierdo et al., 2008; Kjellsson, 2000) provides different utilization factors that have been utilized by different authors. One novelty in this methodology is the use of different utilization factors depending on the predominant architectural style, the type of building and the municipality type, instead of using one single utilization factor for the whole study (e.g. (Gutschner et al., 2002)) or different utilization factors depending only on the type of building (e.g. (Bergamasco & Asinari, 2011; Kjellsson, 2000)). The methodology utilized to calculate the usable roof follows the steps mentioned in the previous section. These steps are described in the following lines.

10.3.2 Determination of the total roof area per municipality

For this study the smallest administrative division has been used, the municipality, to estimate roof areas and potentials. As a first step, the roof surface data have been processed from the database of the Spanish Land Registry –Spanish Cadastre– (data available at: http://www.sedecatastro.gob.es/). The data are firstly classified per municipality and, within each municipality, the data of each property are registered, including some information that is not useful for the purpose of this study. A data mining process has been undertaken in order to extract the data needed per property, which are:

- The class of property (urban, rural or special facilities): only the urban ones are of interest in this case.
- The roof surface of each property.
- The type of property: industrial, agro buildings, commercial, sanitary, educational, religious, spectacle, sports, offices, touristic and residential buildings.
- The type of construction.

The roof surface within each municipality is then determined. These data are then utilized to calculate the roof surface per island. Table 32 shows the total roof surface per island as well as the surface for the whole Canarian region.

Tab. 32. Total roof surface per island and at regional scale

	Gran Canaria	Lanzarote	Fuerte-ventura	Tenerife	La Palma	La Gomera	El Hierro	Total
Roof surface (km^2)	29.5	8.7	6.87	36.6	3.2	0.92	0.6	87.6

Source: ISTAC

10.3.3 Classification of the constructed areas per municipality

The constructed areas per municipality have been classified as: industrial, services and residential. For this purpose the buildings types have been classified as follows:

- Industrial buildings: industrial and agro buildings.
- Services buildings: commercial, sanitary, educational, religious, spectacle, sports and offices buildings.
- Residential: touristic and residential buildings.

Several of the studies reviewed have not taken into account the industrial areas and have only considered the residential ones (Izquierdo et al., 2008), but, as it will be shown, the industrial areas have a large PV potential, and they have to be considered if the whole roof PV potential wants to be determined.

The residential areas have then been classified as: city, urban, tourist or rural; depending on the type of municipality. This classification is useful since, depending on the type of municipality, the architectural style and distribution differ substantially. The services areas (e.g. schools, hospital, commercial areas, etc.) and the industrial areas have mainly the same architectural style independently from the type of municipality. But in the residential areas, the architectural style, and therefore the roof availability, depends on the municipality type.

Table 33 shows an example of one municipality where the total surface has been classified per construction type; in this case the municipality selected has been Puerto del Rosario, in the island of Fuerteventura. The same procedure has been done for all the municipalities within the Canarian region. Table 34 shows the total surface per building type for the whole Canary Islands.

Tab. 33. Total surface per construction type in the municipality of Puerto del Rosario

	Industrial	Service	Residential	TOTAL
Surface (10^3 m^2)	519	248	893	1661

Tab. 34. Total surface per construction type in the Canary Islands

	Industrial	Service	Residential	TOTAL
Surface (km^2)	18.6	16.6	52.5	87.6
Percentage	21.2%	18.9%	59.9%	

10.3.4 Main type of buildings and their roof characteristics

Building typologies in Spain are generally characterized by their compactness, compared with central and northern Europe (Izquierdo et al., 2008); this is also the case for the Canary Islands.

To identify the different type of roofs in the existing buildings of the Canary Islands, the building stock has been divided into five categories:

- Industrial buildings
- Services buildings (e.g. schools, hospital, commercial areas, etc.)
- High-rise apartment buildings
- Town houses or row houses
- Detached houses

The lack of information on roofing types imposes the assumption of representative roofing typologies and its empirical analysis is based on visual inspection of Google Earth™, Google Map™ images and a tacit knowledge of the region.

Industrial buildings. The industrial roof on the Canary Islands is typically a two-sided sloped roof, usually low inclined (around 10º, sometimes higher till maximum 22º) and, sometimes, even flat (0º). Understanding flat as roofs with no inclination (0º).

Services buildings. The roofs of the services buildings (e.g. schools, hospital, commercial areas, etc.) are usually flat roofs in the Canary Islands.

Apartment buildings. The high-rise apartment buildings have mainly two types of roofs, flat roofs or garret roofs.

Town houses or row houses. The town or row houses' roofs are mainly flat roofs or peaked roofs (2 or 4 sides).

Detached houses. The detached houses' roofs are mainly flat or peaked roof (2 or 4 sides).

10.3.5 Utilization factors per building type

10.3.5.1 Architectural suitability factor

The architectural suitability depends basically on three parameters: surface reductions due to construction restrictions, protected buildings and shadow effects.

Construction restrictions

These are construction restrictions due to elements located on the roof that make this surface unavailable for PV purposes, like HVAC installations, elevators shafts, extraction fans, chimneys, antennas, etc.

Several authors have described this type of restrictions. Table 35 summarizes two author's contributions that have been considered relevant for the purpose of this research. Other authors have utilized one single value for all type of buildings (e.g. (Gutschner et al., 2002)).

Tab. 35. Construction restrictions: literature review

Building type	Construction restrictions	
	{{;171 Kjellsson, E. 2000 }}	{{;163 Bergamasco,Luca 2011 }}
Industrial	0.8	0.9
Apartment houses	0.8	0.7
Townhouse or row	0.9	0.7
Detached house	0.9	0.7

Taking into account different author's contributions and their territorial scope (e.g. it is not equally representative for our purpose a study developed in Vancouver than in Andalusia) as well as a visual inspection of a representative part of buildings through Earth Google™ and Google Map™, the construction restrictions' values for this study have been determined. Table 36 shows these values.

Tab. 36. Construction restrictions

Building type		Construction restrictions
Industrial		0.95
Services		0.9
High apartment houses	Flat roof	0.9
	Garret roof	0.9
Townhouse or row	Flat roof	0.8
	Peaked roof	0.8
Detached house	Flat roof	0.8
	Peaked roof	0.8

Protected buildings

Protected buildings are those where, for any circumstance, no facility of any type can be built on. Usually most of the protected buildings are historical ones. This parameter depends also on where the study takes place; in this sense it is not the same a study of the city of Vienna (which has numerous historical buildings) as one in the Canary Islands. This may explain the variety of values found in the literature review for this parameter while, on the other hand, some authors do not even take it into consideration.

For this study it has been considered, like other authors do, that industrial buildings have no historical protection (Kjellsson, 2000); the same consideration has been done for services buildings, therefore no reduction is foreseen for this type of building, neither. High-rise apartment buildings are seldom protected in the Canary Islands, anyhow, as a conservative

approach, a reduction coefficient of 95% is considered. For townhouses and detached houses a reduction coefficient of 90% is implemented (other authors, like (Kjellsson, 2000), used slightly higher coefficients for Sweden, of 90% and 85% respectively).

Shadow effects

The shading effect takes into account the effect of shadows generated by neighboring buildings, objects or by the roof configuration itself. Very different values for this coefficient have been calculated by different authors (ranging e.g. from 50%, (Izquierdo et al., 2008), to 10% shaded area, (Kjellsson, 2000), depending on building type and country where the study was implemented). For this purpose, the different authors' coefficients as well as observations of projected shadows on Google Earth™ have been taking into account and the following criteria have been considered.

Industrial buildings. Industrial buildings are different from residential buildings: industrial buildings are usually isolated, equally high and have fewer elements on their roofs than urban buildings. Therefore the shaded area is considered to be 5%, taking also into account the shadows projected by the elements located on the roof itself.

Services buildings. Services buildings are usually integrated in the cities. If services buildings are surrounded by residential buildings, since services buildings are usually not very high, the higher buildings around them will project large shadows on them. On the other hand, big services areas are generally isolated from residential buildings and neighboring buildings do not project much shadow on them. Therefore the shading coefficient of services buildings is considered higher than the one for industrial buildings but lower than the one for residential buildings. The shaded area is considered to be 15%.

Apartment buildings. Within the residential areas, the shading coefficient will depend on the type of building. In the case of apartment buildings, the shadows will be mainly generated by higher buildings. Since the territorial planning establishes the maximal number of stocks (and therefore, the building height) per town area, usually the apartments buildings are equally high in the same areas and the shadows projected by neighboring buildings is not large. Therefore, the shaded area is considered to be 30%.

Townhouses or row houses. In this case, the projected shadow over their roofs is larger since all higher buildings around them will project shadow over them. The shaded area is considered to be 55%.

Detached houses. In detached houses the shadow projected is smaller since they are partially isolated, anyhow the shaded area is considered to be 35%.

Table 37 shows the summary of the utilization factors for the architectural suitability.

Tab. 37.Architectural suitability: utilization factors

Building type		Construction restrictions	Shadow effects	Protected building	Total
Industrial		0.95	0.95	1	0.9
Services		0.9	0.85	1	0.77
Apartment houses	Flat roof	0.9	0.7	0.95	0.6
	Garret roof	0.9	0.7	0.95	0.6
Townhouse or row	Flat roof	0.8	0.45	0.9	0.32
	Peaked roof	0.8	0.45	0.9	0.32
Detached house	Flat roof	0.8	0.65	0.9	0.47
	Peaked roof	0.8	0.65	0.9	0.47

10.3.5.2 Solar suitability factor

The solar suitability factor depends basically on three parameters: orientation and inclination of the roof and separation among PV panels.

Inclination and orientation

The inclination of the roof is a parameter that typically depends on the building type. Considering that the optimal inclination of a PV system connected to the grid on the Canary Islands is 15º - 20º, the utilization factors per building type have to be determined.

Industrial. Industrial roofs are typically a two-sided sloped roof, usually with low inclination and, sometimes, even flat. Therefore, usually, the whole roof surface could be usable for PV purposes. No reduction of the utilization factor will be considered for this type of building due to inclination limitations (i.a. (Wiginton et al., 2010)). In the case of flat roofs, one could consider the possibility to install the panels over a tilted structure, covering all the available roof area. The inclination of the structure should be 20º. In this case, the available surface will be bigger than the roof surface by a factor of 1.063 (if "L" is the longitude of the roof, the longitude of the structure "d" will be: $d = L \cdot \cos 20º = L \cdot 1.063$). Anyhow, this increase in the available surface will not be taken into account. The orientation should neither be considered a handicap, since it will play no role if the roof is flat; in low tilted roofs (as the industrial ones) it should not constitute either a barrier to install PV panels. Therefore, a utilization factor of one is considered for this parameter.

Services buildings. The roofs of the services buildings are usually flat roofs. This case of flat roofs has already been analyzed in the previous paragraph and the same utilization factor will be used.

Residential. The residential roofs that one may encounter in the Canary Islands are flat roofs, garret roofs or peaked roofs (2 or 4 sides). For flat roofs, the case has already been analyzed in the previous paragraph and the same utilization factor will be used. In the case of garret roofs, there is a part of the roof that is tilted and the central part is flat. The tilted part is not usable for PV purposes; on the one hand due to its high inclination, which is usually around 45º, and, on the other hand, because this surface usually incorporates windows. The flat part is exploitable from the PV point of view. Therefore the percentage of flat versus tilted surface has to be determined. In the Canary Islands

this proportion in an apartment house is considered to have a mean value of 70 to 30 (70% flat roof, 30% tilted). Therefore, a utilization factor of 0.7 will be considered for the inclination in this case. Regarding the peaked roofs (could be 2 or 4 sides roofs), these roofs usually have an inclination of 45º, which is too tilted for the 15º - 20º optimal inclination in this latitude. Therefore, this type of roof will not be considered suitable for PV purposes but they could be used for solar thermal facilities. Regarding the orientation, as it has been already stated, in the case of flat buildings it will play no major role. In the case of garret roofs, since the tilted part has already been disregarded, the remaining part, the flat one, will take the same values as the previous defined flat roof. Peaked roof will be considered to have 50% south-facing area on average (Bergamasco & Asinari, 2011; Wiginton et al., 2010). This consideration leads to decrease the available roof surface per building by the half. In any case, this last will play no role, since all peaked roofs have already been disregarded due to excessive inclination.

Distances among PV panels

Due to shading effects, the panels usually have to be separated from each other. The optimal inclination of the PV panels on the Canary Islands is 15º - 20º; the panels could even be positioned flat (0º) being the energy losses around 3%[99]. In buildings, the panels are usually mounted directly on the roof with the same inclination as the roof and, therefore, no distance between panels is foreseen. Only in the case of flat roofs, one could consider the possibility to install the panels over one single tilted structure that will cover all the available roof area. The panels will be mounted on this structure in a similar manner as in a tilted roof and the panels will project no shadow on each other. In any case, since the energy losses will be around 3% if the panels are installed flat, this configuration could also be an option. In both cases, no distance among panels is required.

Table 38 shows a summary of the utilization factors for the solar suitability.

Tab. 38. Solar suitability: utilization factors

Building type		Orientation	Inclination	Total
Industrial		1	1	1
Services		1	1	1
Apartment houses	Flat roof	1	1	1
	Garret roof	0.5	0.7	0.35
Townhouse or row houses	Flat roof	1	1	1
	Peaked roof	0.5	0	0
Detached house	Flat roof	1	1	1
	Peaked roof	0.5	0	0

[99] The energy losses due to the deviation from the optimal angle are estimated in 0.2% per deviated angle. If the optimum angle is considered to be 15º, this will result in 3% energy losses (Abella, Chenlo, & Avda,).

The global utilization factor takes into account both, the architectural and solar suitability, resulting in the values shown in table 39.

Tab. 39. Utilization factors per building type

Building type		Architectural suitability	Solar suitability	Utilization factor
Industrial		0.90	1	0.90
Services		0.77	1	0.77
Apartment houses	Flat roof	0.6	1	0.6
	Garret roof	0.6	0.35	0.21
Townhouse or row	Flat roof	0.32	1	0.32
	Peaked roof	0.32	0	0
Detached house	Flat roof	0.47	1	0.47
	Peaked roof	0.47	0	0

10.3.6 Determination of the municipality types and their utilization factor

The type of construction classification within this study has been: industrial, services and residential. Industrial and service constructions have mainly flat roofs or low tilted two-side sloped roofs (this last one only in some industrial cases). The industrial and services areas can be determined accurately, since both data can be calculated from the data from the Spanish Cadastre. The industrial area is the result of the addition of the industrial and agro-buildings. The service area is the result of the addition of the commercial, sanitary, educational, religious, spectacle, sports and office buildings.

The residential areas have been classified, depending on the nature of the municipality, as: city, urban, rural or tourist. The criteria to classify a municipality as tourist has been the total tourist area in comparison to the urban one: if the tourist area is bigger than 50% of the urban area, the municipality has been considered tourist.

A municipality was considered rural depending, on the one hand, on its architectonical configuration, disperse architectural distribution and predominance of one-family houses instead of apartment buildings, and, on the other hand, the population density. Rural municipalities have less population density than urban ones; a population density of 200 persons/km^2 has been considered one of the parameters to distinguish between rural and urban municipalities. Therefore, a combination of both, architectonical configuration (the distribution of the type of buildings has been determined using the data from the Spanish Cadastre) and population density, have been considered to classify a municipality as rural or urban.

A fourth category has been included, referred to as city, for towns that have a higher compactness (higher percentage of high-rise apartment buildings) and population density than the so-called urban areas, which are also towns. In this case the criteria considered for the city

category have been a population density higher than 1000 inhabitants per km^2 and a population density per roof area higher than 40,000 inhabitants per km^2 roof area (which is the same as establishing that the roof area per capita should be 25 m^2 or lower).

The challenge now is to determine the percentage of each building type within each municipality type. The lack of literature references (since this part of the study represents a novelty in comparison to other authors' proposals, that have not considered a classification of the municipalities and, therefore, neither a building distribution within each municipality type) and the lack of information on the building typologies, was solved utilizing the data from the Spanish Cadastre, which associated one construction typology to each property. The different construction typologies have then been classified according to the building types considered within this study: industrial, services buildings, apartment buildings, townhouses or row houses and detached houses. Annex 1 shows the correlation between the construction typology as per the Cadastre database and the building typology used within this study.

A sample of municipalities, within each municipality type, has been selected in order to find representative values of building types distribution for each municipality type. After processing the data, the results were the following.

The urban municipalities have a relatively high percentage of apartment houses, followed by townhouses and a smaller percentage of detached houses. The distribution of the buildings type is: 45% apartment buildings, 40% townhouses or row houses and 15% detached houses.

In the tourist municipalities the distribution is: 40% apartment buildings, 45% row houses and 15% detached houses.

In the rural municipalities the distribution is: 20% apartment houses, 30% row houses and 50% detached houses.

In the municipalities classified as city, the distribution is: 60% high-rise apartment houses, 30% row houses and 10% detached houses.

Table 40 shows the distribution of the different building types within each municipality type.

Tab. 40. Distribution of building types within each municipality type

Municipality type	Apartment buildings	Townhouses or row houses	Detached houses
Urban	45%	40%	15%
Tourist	40%	45%	15%
Rural	20%	30%	50%
City	60%	30%	10%

The next step is to determine the distribution of the type of roof within each type of building, since each of the building types could adopt two different roof configurations. The type of roofs found in the residential areas have been: flat, garret and peaked roofs. The lack of literature references (since this part represents also a novelty) and the lack of information on roofing distribution imposed a review of regional articles (Domínguez Mujica, Parreño Castellano, &

Pérez García, ; Sobral García, 2008), related thesis (Ordóñez et al., 2010), statistical information (Instituto Canario de Estadística (ISTAC),) and an empirical analysis based on visual inspection of Google Earth™ and Google Map™ images. Table 41 shows the estimation of the distribution of each type of roof within each building type.

Tab. 41. Distribution of roofs' types per building type

Building type	Roof type	Distribution
High apartment houses	Flat roof	0.9
	Garret roof	0.1
Townhouse or row	Flat roof	0.7
	Peaked roof	0.3
Detached house	Flat roof	0.7
	Peaked roof	0.3

Finally, combining the buildings' utilization factors (table 39), the building distribution (table 40) and roofs' distributions (table 41) within each type of municipality, the utilization factor per municipality type can be obtained. The utilization factors for industrial and services areas do not depend on the type of municipality, but the utilization factor for the residential area has to be calculated as a function of the municipality type. The results are shown in table 42.

Tab. 42. Utilization factors per municipality type

Type of municipality	Type of building	Roof type	Utilization factors per building & roof type	Building distribution	Roof distri-bution	Utilization factor
Urban	Industrial		0.90	100%	100%	0,90
	Services		0.77	100%	100%	0,77
	High apartment	Flat	0.6	45%	90%	0,39[a]
		Garret	0.21		10%	
	Townhouse or row	Flat	0.32	40%	70%	
		Peaked	0		30%	
	Detached house	Flat	0.47	15%	70%	
		Peaked	0		30%	
Rural	High apartment	Flat	0.6	20%	90%	0,34
		Garret	0.21		10%	
	Townhouse or row	Flat	0.32	30%	70%	
		Peaked	0		30%	
	Detached house	Flat	0.47	50%	70%	
		Peaked	0		30%	
Tourist	High apartment	Flat	0.6	40%	90%	0,38
		Garret	0.21		10%	
	Townhouse or row	Flat	0.32	45%	70%	
		Peaked	0		30%	
	Detached house	Flat	0.47	15%	70%	
		Peaked	0		30%	
City	High apartment	Flat	0.6	60%	90%	0,44
		Garret	0.21		10%	
	Townhouse or row	Flat	0.32	30%	70%	
		Peaked	0		30%	
	Detached house	Flat	0.47	10%	70%	
		Peaked	0		30%	

[a] **0.39 = 0.45·(0.9·0.6+0.1·0.21)+0.4·(0.7·0.32)+0.15·(0.7·0.47)**

0.39 = % apartment·(%flat roof·UF+%garret·UF) +%townhouse·%·flat·UF +%detached·%·flat·UF

10.3.7 Calculation of available roof area for pv purposes per municipality and island

The available roof area A_a is the roof area that can be used for solar applications. This available roof area is computed from the total roof surface after applying the utilization factors shown in table 42.

The available roof surface has been calculated for the 88 municipalities that constitute the Canarian Archipelago (34 municipalities in the province of Las Palmas and 54 municipalities in the province of Santa Cruz de Tenerife). The Canary Islands is a region with two provinces, the calculation has been done for both provinces. Table 43 shows the results for some municipalities.

Tab. 43. Available roof area in a sample of municipalities

Municipality	Type of municipality	Surface type	Roof surface (m^2)	Utilization factor	Available roof surface (m^2)
Arrecife	Urban	Industrial	728,723	0.9	657,673
		Services	476,215	0.77	364,304
		Tourist	34,779	0.39	13,622
		Residential	1,118,947	0.39	438,268
		Total	2,358,664		1,473,867
San Bartolomé de Tirajana	Tourist	Industrial	310,736	0.9	280,439
		Services	914,747	0.77	69,9781
		Tourist	1,651,542	0.38	619,393
		Residential	913,006	0.38	342,413
		Total	3,790,031		1,942,026
Betancuria	Rural	Industrial	1773	0.9	1600
		Services	6994	0.77	5350
		Tourist	6078	0.34	2089
		Residential	54,064	0.34	18,585
		Total	68,909		27,625
Las Palmas de Gran Canaria	City	Industrial	2,281,607	0.9	2,059,150
		Services	1,724,442	0.77	1,319,198
		Tourist	75,314	0.44	32,879
		Residential	5,193,652	0.44	2,267,333
		Total	9,275,015		5,678,560
El Pinar de El Hierro	Rural	Industrial	12,016	0.9	10,844
		Services	9330	0.77	7137
		Tourist	267	0.34	92
		Residential	67,128	0.34	23,076
		Total	88,741		41,150
San Cristobal de La Laguna	Urban	Industrial	1,518,932	0.9	1,370,836
		Services	805,529	0.77	616,230
		Tourist	16,607	0.39	6505
		Residential	3,329,550	0.39	1,304,114
		Total	5,670,618		3,297,685
S/C de Tenerife	City	Industrial	1,583,227	0.9	1,428,862
		Services	964,296	0.77	737,686
		Tourist	23,217	0.44	10,136
		Residential	2,206,496	0.44	963,265
		Total	4,777,236		3,139,949

Tabe 44 summarizes the available roof area per island and per surface type within each island.

Tab. 44. Available roof surface per island and surface type

Surface type	Available roof surface (km^2)							
	Gran Canaria	Lanzarote	Fuerte-ventura	Tenerife	La Palma	La Gomera	El Hierro	Total
Industrial	5.7	1.15	1	8.09	0.62	0.17	0.068	16.8
Services	3.7	1.01	0.77	5.69	0.26	0.12	0.058	11.68
Tourist	0.83	0.37	0.37	0.56	0.03	0.054	0.001	2.22
Residential	6.52	1.98	1.46	7.48	0.79	0.57	0.15	18.97
Total	16,79	4.52	3.6	21.84	1.7	0.92	0.28	49.67

Table 44 shows that the industrial area is very important in relation to the residential one, contributing to a relevant part of the PV potential production.

10.3.8 Case scenarios: available roof area and potential power installed

Within this study three different scenarios have been considered, which affect the available roof area for PV purposes.

Scenario 1. The total available roof area is dedicated to PV production.

Scenario 2. The total usable roof area is utilized for energy production purposes, including one part for low temperature solar thermal energy (for hot water production) and another part for PV production. The surface needed for solar thermal energy has been calculated supposing that a 4 m^2 solar thermal system is capable of providing hot water for one family house (average of 4 persons). In fact, the surface available for solar thermal systems is bigger since the whole surface of the peaked roofs is also at disposal for solar thermal systems (since it was not considered for PV purposes due to excessive inclination). In any case, this additional surface has not been computed.

Scenario 3. The roof area shares its surface between energy uses (for both solar thermal and PV) and other purposes not related to energy production. The foreseen uses not related to energy have been: to hang out clothes and, eventually, to have some space for free time purposes (sunbath, barbecue, etc.). The surface foreseen for this purpose has been 1 m^2 per capita.

Tab. 45. Available roof surface per scenario

Scenario	Available roof surface (km^2)							
	Gran Canaria	Lanza-rote	Fuerte-ventura	Tenerife	La Palma	La Gomera	El Hierro	Total
Scenario 1	16.8	4.52	3.6	21.83	1.7	0.49	0.28	49.22
Scenario 2	15.95	4.38	3.5	20.93	1.62	0.47	0.27	47.12
Scenario 3	15.1	4.24	3.4	20	1.53	0.45	0.26	44.98

Table 45 shows the available roof area for PV production in the selected case scenarios. The results show that between scenarios 1 and 2, the roof area diminish 4.27% and between scenarios 2 and 3, the reduction is 4.54%.

The potential installed power is directly proportional to the available roof area. Taking into account that the relation between surface and power used within this study is 7 m^2/kW, the potential power that could be installed on the Canary Islands is shown in table 46.

Tab. 46. Potential power per scenario

Scenario	Power (MW)							
	Gran Canaria	Lanza-rote	Fuerte-ventura	Tenerife	La Palma	La Gomera	El Hierro	Total
Scenario 1	2400	646	514	3119	243	70	40	7031
Scenario 2	2279	626	500	2990	231	67	39	6731
Scenario 3	2157	606	486	2857	219	64	37	6426

10.4 Comparison to other methodologies

There are a number of differences in the way of calculating the available roof surface between the methodology proposed within this study and the reviewed ones. The main differences can be found in the following items:

- The method to determine the roof area.
- The classification of the municipalities and the method to determine the utilization factors within each type of municipality.
- The introduction of different case scenarios (within the literature reviewed no case scenarios were introduced).

10.4.1 Differences in the methodology to determine the roof area

The main difference between the proposed methodology within this study and other methodologies found in the literature review (Bergamasco & Asinari, 2011; Gutschner et al., 2002; Izquierdo et al., 2008; Jeppesen, 2004; Jo & Otanicar, ; Kjellsson, 2000; Ordóñez et

al., 2010; Wiginton et al., 2010; Wittmann et al., 1997) is the method used to determine the roof area.

The major part of the literature consulted base their roof area calculation on the determination of an indicator of roof surface per capita. The total roof area is then calculated by multiplying this indicator by the total population of the considered area. The effort in these methodologies is done on how to determine this indicator, which is calculated by examining a sample of the considered area. These methodologies usually differ in the way to determine and/or analyze the sample; this sample is used later for the extrapolation to the total considered area.

A minor part of the literature review tries to establish a relationship between the population density and the roof area and only in a few cases the total roof area was studied.

10.4.1.1 Methodologies using samples to extrapolate

Table 47 shows the values of the indicator of roof surface per capita found in the literature review as well as the area covered by each study and the method utilized to determine the indicator

Tab. 47. Literature review: indicators of roof surface

Refe-rence	Indicator (m^2 roof/cap)	Indicator (m^2 available roof/cap)	Utilization Factor (UF)	Area covered by the study	Method to determine the indicator	Comments
tschne, 2)	45	18	0.4	Central Western Europe	Statistical data & "rules of thumb" for solar architecture.	This study is referenced very often because it was among the firsts of its kind.
		36		USA / Australia	Main assumption: typical building for a person living in Western Europe: 45 m^2 ground floor area	This indicator has been used in, e.g.: (A. Held, 2011; Hoogwijk, 2004)
		8		Japan		
(Kjellsson, 2000)	74.4	51	0.685	Sweden	Statistical data and estimations	This study estimates the total gross roof area in Sweden: 670 km^2. Own calculations: The value of the indicator has been established considering the population in 2000: 9 millions.
(Wigin to,	70±6.2	13.3	flat roof: 0.3	Ontario region	Geographic information	

2010)		peaked roof: 0.15	(Canada)	systems and object-specific image recognition applied to a sample	
(Ghisi, 2006)	17.6–21.2		Brazil		The indicator was determined for a study for rainwater catchment opportunities
(Pratt, 1999)	10.6–30.7		United Kingdom		The indicator was determined for a study of storm-water runoff
(Ordóñez et al., 2010)	32.3 (mean value, own calculations from final results)	Detached Flat: 0.74 Pitched: 0.97 Town house Flat: 0.79 Pitched: 0.98 High-rise apartment Flat: 0.65 Pitched: 0.79	Andalusia	Data e.g. census. Determination of the mean surface of building type. Estimation of total number of buildings per type.	

Comparison to these methodologies. The results of the present study have been compared to the results of the methodologies included in table 47. First at all, it has to be highlighted that in this study no accurate indicator of roof surface per capita has been found. The mean value for the Canary Islands is 44 m^2/hab but the mean deviation is 19; being the maximum value 128 m^2/hab and the minimum 18 m^2/hab. Therefore, no indicator can be established.

Methodology proposed by (Izquierdo et al., 2008)

Since (Izquierdo et al., 2008) implements a methodology that uses different indicators according to a municipality classification, a separate analysis has been carried out in this case in order to compare their methodology with the results obtained within this study. Their methodology uses data, e.g. land uses, population and building densities, and statistically representative stratified-sample of vectorial GIS maps of urban areas. Population density and building density are used to classify different categories of municipalities as follows: the population density is classified (from low to very high) as well as the building density (from low to very high), combining both densities to obtain the municipalities' categories. Samples of each category are studied and, then, the results are extrapolated for all Spain. For each municipality category an indicator of available roof area per capita and utilization factor is defined.

Comparison of the results between both methodologies. From the 17 municipalities categories proposed by (Izquierdo et al., 2008), all the municipalities within the Canary Islands fall into a small number of categories with population densities classified as low or medium.

Applying the indicators of roof area and utilization factors to different municipalities in the Canary Islands (from the different categories found in the classification made by (Izquierdo et al., 2008)) it is found that the difference in terms of roof surface is relatively high. The methodology proposed by (Izquierdo et al., 2008) resulted in roof surfaces nearly two times higher than the calculated ones for low densities municipalities; this difference was not so relevant for the municipalities with medium or high building density. Considering that the methodology proposed by (Izquierdo et al., 2008) does not take into account industrial buildings, this difference in roof area is even higher.

On the other hand, the utilization factors utilized by these authors are lower than the ones used within this study, in an order of 1 to 1.5 times smaller. Therefore, the calculated available roof areas are close values. According to (Izquierdo et al., 2008), the total available roof area for the Canary Islands is around 55 km^2 and according to the data processed within this study the available roof area for the Archipelago is nearly 50 km^2 (as per scenario 1).

The results in terms of PV productions are very different, even if the available roof surfaces are relatively close. According to (Izquierdo et al., 2008), the potential PV production in the Canary Islands is 2.7 TWh/a and according to the calculations within this study the estimated PV production for the Archipelago is 10.3 TWh/a. It has to be considered that (Izquierdo et al., 2008) do not take into account the industrial area within their calculations. In any case, the difference is too big to consider any relation between both results. Anyhow, since the calculations to estimate the PV production in the mentioned paper have not been detailed, the methodology implemented cannot be assessed.

10.4.1.2 Methodologies using population density to correlate

A number of researchers (Lehmann & Peter, 2003; Wiginton et al., 2010) have identified a relationship between population density and roof area. Thus, it is important to investigate trends in both sparsely and densely populated areas of a region.

(Lehmann & Peter, 2003) researched the area of Northrine-Wesfalia (Germany), they claimed that they have found a relationship between the roof surface and the population density for the EU. They found the following correlations:

1. The available roof area for non-residential buildings varies from 9 m^2/cap in low populated regions down to approx. 4 m^2/cap for densities of 3500 inhabitants per km^2. This correlation between the population density and the roof area is described by the following curve:

   $$\text{Roof area (non-residential)} = 9.625 - 0.0081687 \cdot x + 4.4283 \cdot 10^{-6} \cdot x^2 - 7.2904 \cdot 10^{-10} \cdot x^3 \quad \text{Eq. 37}$$

   where: x = population density

2. The roof area available for residential buildings ranges from 7 m^2/cap to about 4.5 m^2/cap in densely populated regions. This correlation is described by:

$$\text{Roof area (residential)} = 6.81584 - 0.0016288 \cdot x + 2.36943 \cdot 10^{-7} \cdot x^2 \quad \text{Eq. 38}$$

They came to the conclusion that, in Spain, the average roof surface per capita is 13.5 m^2/cap. These values are far away from the average values for the Canary Islands calculated within this study, with an average available roof surface per capita of 42 m^2/cap. This means that the available roof surface per capita is higher than the predicted one by (Lehmann & Peter, 2003). Furthermore, the equations proposed by (Lehmann & Peter, 2003) have been implemented in several municipalities, taking into account their population densities. Both, municipalities with high and low population densities, have been selected in order to get a broader range of results.

Tab. 48.Comparison between population density and roof surface in a sample of municipalities

Municipality	Population density (hab/km^2)	Roof surface per capita (m^2/cap)	
		As per (Lehmann & Peter, 2003): Eq 37 + Eq 38	This study
Agaete	126	15.3	43
Firgas	480	12.7	39
Arucas	1113	10.3	36
Las Palmas de Gran Canaria	3812	6.5	24
Betancuria	8	16.4	34
S/C de Tenerife	1479	10.8	21
San Miguel	397	13.8	128

Table 48 shows that the correlation proposed by (Lehmann & Peter, 2003) does not match the roof surface calculated using the data from the Spanish Cadastre. Therefore, this method is indeed inexpensive but inaccurate for the proposed region.

However table 48 shows that there is a relation between both parameters, population density and roof surface per capita, and, as other authors also stated, increasing population density leads to a decline in the roof area per capita (Izquierdo et al., 2008; Lehmann & Peter, 2003; Wiginton et al., 2010).

(Wiginton et al., 2010) proposed to group the municipalities according to population density into three categories: low (up to 100 persons/km^2), medium (100– 500 persons/km^2) and high (above 500 persons/km^2). They came to the conclusion that there is a constant linear relationship between population and roof area. This relationship is defined as: roof area (m^2) = 70·population + 237000. This linear relationship has a correlation (R^2) of 0.993.

The data corresponding to the Canary Islands do not fit in the linear correlation proposed by (Wiginton et al., 2010), which is, on the other hand, logical, since the territorial distribution in Canada is very different from the one in the Canary Islands. However, this methodology pose the open question if a linear relationship between population and the roof surface can also be established for the Canary Islands.

Figure 93 shows the relation between the roof surface (km^2) and the population of the Canary Islands. As it can be observed, there is a relationship between both parameters but the relation is not linear but an exponential one.

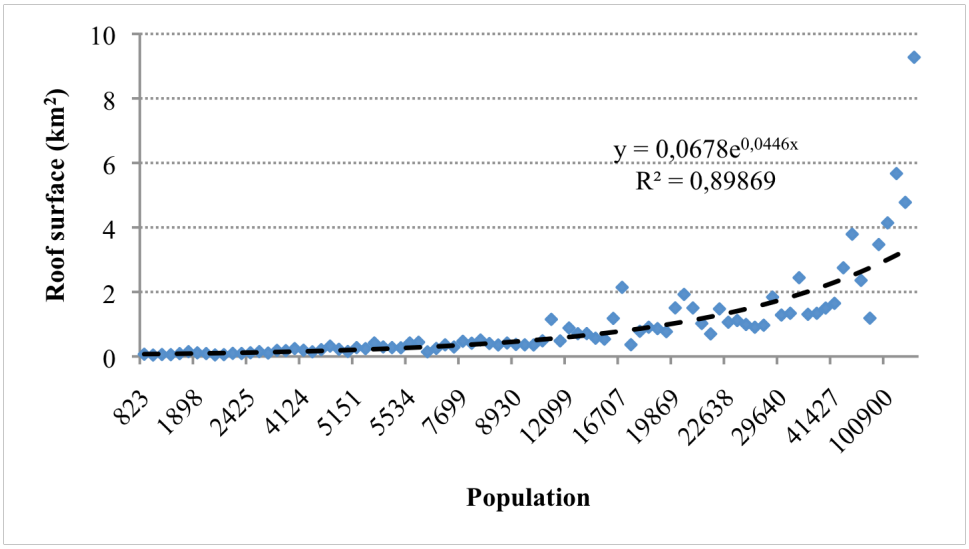


Fig. 93. Roof surface vs population

(Wiginton et al., 2010) represented also the population density against the roof surface, obtaining a relationship that could be plotted as a third grade polynomial. (Lehmann & Peter, 2003) also obtained a third grade polynomial relation but with different coefficients; so both equations cannot be compared. However, (Wiginton et al., 2010) stated that the data processed were not sufficient to obtain a precise function to describe this complex relationship; but the graph obtained does demonstrate the value in examining the relationship between population density and roof area per capita for small-scale analyses. Again, this methodology poses the open question if such a relationship between population density and the roof surface can also be established for the Canary Islands.

Figure 94 shows the relation between the roof surface (km^2) and the population density for the Canary Islands. As it can be observed, no accurate relationship can be established between both parameters. In any case, it can be confirmed that there is a tendency to decrease the roof surface per capita when the population density increases, in line also with other authors' opinions (Izquierdo et al., 2008; Lehmann & Peter, 2003; Pratt, 1999; Wiginton et al., 2010).

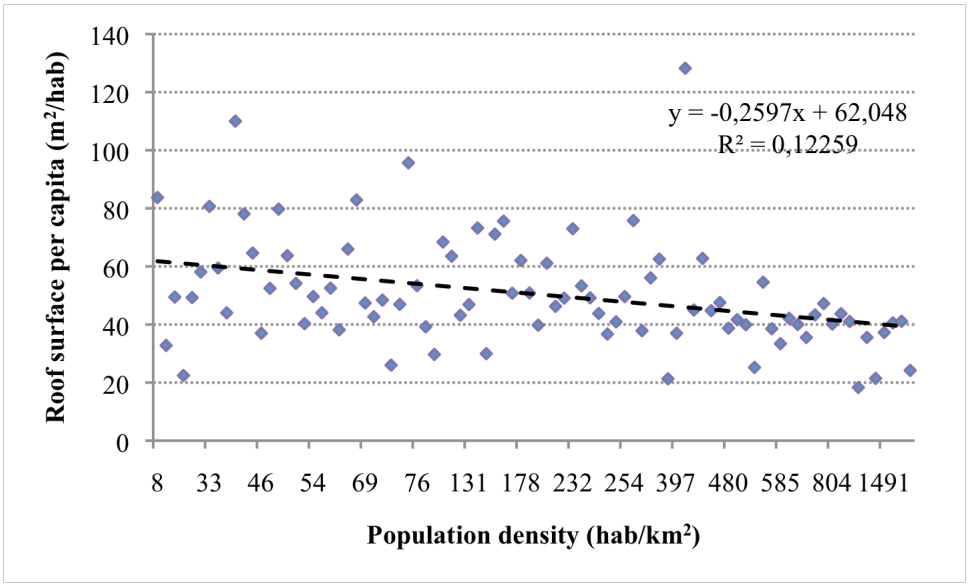


Fig. 94. Roof surface per capita vs population density

10.4.1.3 Methodologies using analysis of the total roof area

Up to date there are only few papers that have studied the whole targeted area. Two of them are described in the following lines. The one found most relevant is described firstly.

In the case of (Bergamasco & Asinari, 2011), the region targeted is the Piedmont Region (North-Western Italy) and the objective of this study was to assess the roof area available for PV installations per municipality, as in the present research. The roof surface computation was not based on samples, but on the whole cartographic database of the region. The methodology used computes firstly all the roof area using Geographical Information Systems –GIS– by means of association of polygons to the municipalities. The entities (each entity corresponds to an object, such as buildings, roads, rivers, etc. and each polygon stores a certain quantity of available information, as for example its area and perimeter) have been filtered to calculate the number of residential and industrial buildings per municipality and the total available roof area. The results have then been presented as histograms of number of buildings and their corresponding roof surfaces, differentiating by residential and industrial buildings. The authors of the paper estimate an error of the total roof area of 1.7%, which is, indeed, small.

(Kabir, 2010) used the Quickbird Satellite Image 2006 of Dhaka city (Bangladesh) for bright roof-top identification and calculation. The accuracy of this method was estimated to be 0.769.

Both methods studied the whole targeted area obtaining high accuracy, specially the methodology proposed by (Bergamasco & Asinari, 2011); however some error has always to be taken into account. In any case and, considering only the paper of (Bergamasco & Asinari, 2011) since it leads to much better results, and despite of the excellent results obtained through this methodology, it has to be highlighted that the computing effort to obtain these results is also considerable. This method is therefore considered to be accurate but expensive in terms of invested time and effort.

Methodology used within this study

The methodology proposed in this study is classified within this last group of methodologies, the ones computing all the targeted area. In this case, the methodology proposed, in principle, is errorless since it computes the roof area of all the buildings within each municipality. The data have been obtained from the Spanish Land Registry –Spanish Cadastre– (data available at: http://www.sedecatastro.gob.es/). The data are firstly classified by municipality and, within each municipality, the data from each property are registered, including a wide range of information which is not useful for the purpose of this study. A data mining process is undertaken in order to extract the data needed per property, which were:

- The class of the property (urban, rural or special facilities): only the urban ones are of interest in this case.
- The roof surface of each property.
- The type of property: industrial, agro buildings, commercial, sanitary, educational, religious, spectacle, sports, offices, touristic and residential buildings.
- The type of construction.

The roof surface per category within each municipality is then calculated.

The method should be errorless, however the possibility of some errors have always to be taken into account, which could come from errors in the Spanish Cadastre database itself or computing errors.

In relation to the magnitude of time and computing effort, it is considerable but clearly smaller than in the case of implementing a GIS to calculate the total roof area. Plus, this method is considered completely reliable.

Comparison to the methodologies using analysis of the total roof area

This method is considered accurate, the only one that could be comparable in terms of accuracy is the one proposed by (Bergamasco & Asinari, 2011). But the method proposed within this study is considered to imply less human and computing effort than the one proposed by (Bergamasco & Asinari, 2011). Additionally, in the present study, not only the roof surface per building type is computed but also the roof surface per construction type. From the reviewed methodologies, this is the only one that has computed this parameter.

10.4.2 Differences in the methodology: municipality type and their utilization factors

The classification used for the type of residential buildings within this study: detached houses, row or town houses and high-rise apartment buildings, is the same as the classification utilized by other authors as (Bergamasco & Asinari, 2011; Kjellsson, 2000; Ordóñez et al., 2010).

However within this study the municipalities have been classified as: urban, rural, city or tourist since the different nature of its main activity configures a different territorial distribution.

In the papers reviewed, the municipalities are not classified into different categories, except for the paper of (Izquierdo et al., 2008), who implements a methodology that uses different indicators according to the municipality type. Population density (from low to very high) and building density (from low to very high) are used to classify the different categories of municipalities; their combination results in 17 different categories. But no accurate correlation has been found between these 17 categories and the 4 categories proposed within this study.

In this sense, this part of the study constitutes a novelty, not only due to the classification of the municipalities itself but mainly due to the utilization factors calculated for each municipality type. The motivation to do this classification was that the territorial distribution is different depending on the type of municipality and, therefore, the utilization factors are different, as it has already been established in section 10.3.6.

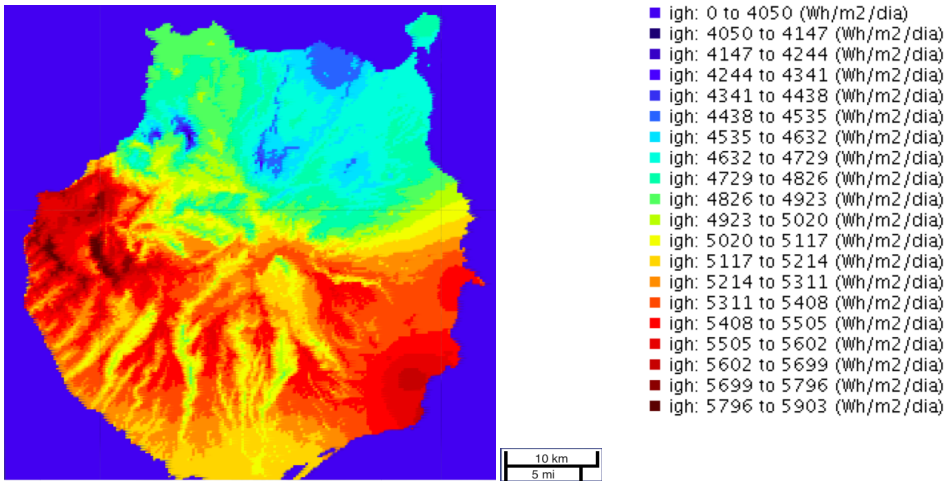
10.5 Global solar radiation

The objective in this section is to determine the mean annual global solar irradiation on an inclined plane, per municipality, within each island.

The mean global solar irradiation on the horizontal plane, calculated as an annual average, per municipality is obtained from the radiation map of the Canary Islands developed by the ITC (map available at: http://meteodata.itccanarias.org/).

The mean daily global radiation on the horizontal plane calculated as an annual average is the starting data but, since the optimum inclination of the PV systems on roofs is 15º to 20º, it has been decided to calculate the mean daily global radiation on a 15º inclined plane. These data are the ones utilized for the calculation of the PV production.

One mean solar irradiation value per municipality is selected, which corresponds to the site with the highest population within each municipality.



Source: http://meteodata.itccanarias.org/

Fig. 95: Annual average: mean daily global radiation on the horizontal plane in Gran Canaria ($Wh/m^2 \cdot d$)

The losses in the solar energy capture for each degree deviated from the optimal angle are estimated in 0.2% (Abella et al.,). Since the data provided are the mean daily global radiation on the horizontal plane and the optimal angle is 15º, the solar radiation has to be increased in 3%.

The global solar irradiation on a 15º inclined plane has been calculated for all the municipalities. As an example, table 49 shows the mean annual global solar irradiation on the horizontal plane (IGH) and the mean annual global solar irradiation on a 15º inclined plane (IG 15º) in the municipalities of La Palma island.

Tab. 49. Solar irradiation in the municipalities of La Palma

Municipalities	IGH	IG 15º
	$Wh/m^2 \cdot d$	
Barlovento	4338	4468
Breña Baja	4538	4674
Breña Alta	4591	4729
Fuencaliente	4886	5033
Garafía	4731	4873
Llanos de Aridane	5229	5386
Paso (El)	5125	5279
Puntagorda	4944	5092
Puntallana	4608	4746
San Andrés y Sauces	4339	4469
S/C de la Palma	4497	4632
Tazacorte	5164	5319
Tijarafe	5188	5344
Villa de Mazo	4927	5075

10.6 Yearly PV production

The total annual energy PV production is calculated as follows:

$$E = I_{md} \cdot 365 \cdot e \cdot PR \cdot A_{PV} \quad \text{Eq. 39}$$

where:

I_{md}: mean daily global radiation on an inclined plane, calculated as an annual average

e: module efficiency

PR: Performance Ratio

A_{PV}: area available for PV production (after applying the utilization factors)

The yearly PV production per municipality calculated using the equation 39 shows the PV potential production if all the available roof area were used for PV purposes.

Module efficiency

The energy output relies heavily on the type of photovoltaic modules used since variations in efficiency of more than a factor of two exist across materials and manufacturers (Wiginton et al., 2010).

For the purpose of the present study, it has been decided to use commercial PV modules based on silicon. The efficiency of the modules are considered to be (Green, Emery, Hishikawa, & Warta, 2010): mono-crystalline η_{MC} = 21.4%, poly-crystalline η_{PC} = 17% and thin film η_{TF} = 8.2%.

Performance Ratio

Different authors use different PV system efficiencies depending on the methodology utilized for its determination; e.g. some authors use a system efficiency of 80% –referred only to the system efficiency, not including the cell efficiency– (Wittmann et al., 1997); other claim efficiencies of the PV systems between 10-20% (Kjellsson, 2000) including, in this case, the cell efficiency.

The performance ratio or global system performance is defined as the relation between the annual energy effectively delivered to the grid and the one that would be delivered by an ideal system (system without losses of any kind) under the same solar radiation conditions (E. Lorenzo, 2006b).

In order to determine the performance ratio, the system losses taken into account in this study will be analyzed.

Losses due to cell temperature increase

Nominal PV power is calculated under the so-called standard test conditions –STC– (a.o. cell temperature of 25º C). When the cell temperature increases over the reference one, the power output tends to decrease.

The losses due to cell temperature variations from the standard temperature are assumed to be 0,4%/ºC (E. Lorenzo, 2006b). The cell operation temperature varies as a function of the ambient temperature and the solar irradiation as follows (E. Lorenzo, 2006b):

$$T_C = T_A + C_t \cdot G_{ef} \qquad \text{Eq. 40}$$

where:

T_C: Cell temperature

T_A: Ambient temperature

G_{ef}: solar irradiation (W/m^2)

C_t is a constant, calculated as:

$$C_t = (NOCT\ (ºC) - 20) / (800\ W/m^2) \qquad \text{Eq. 41}$$

where:

NOCT: Nominal Operation Cell Temperature

800 W/m^2: is the nominal operation solar irradiation

The NOCT usually varies between 42 and 47 ºC (E. Lorenzo, 2006b). But some experiments suggest that this value increases in roof-mounted cells, this temperature increase is around 17 ºC if some back ventilation is allowed and could go up to 35 ºC if the panels are directly installed on a well isolated roof (Fuentes & Fernandez, 1984).

For the purpose of this study, the NOCT will take a value of 64 ºC (44+20)

Therefore:

$C_t = 0{,}055\ ºC/(W \cdot m^2)$

And, substituting in equation 40:

$T_C = T_A + 0{,}055 \cdot 800^{100} = T_A + 44$

In the Canary Islands the daily average temperatures ranges from 20 ºC in winter to 25 ºC in summer. Substituting in equation 40, the cell operation temperature oscillates between the ambient temperature and a maximum of 69 ºC in summer and 64 ºC in winter. In winter the average cell temperature is estimated in 42 ºC and in summer 47 ºC. The average cell temperature deviation over 25 ºC is, therefore, estimated to be 20 ºC.

The equation to calculate the efficiency losses due to temperature variation is (E. Lorenzo, 2006b):

$$\eta(T_{c,2}) = \eta(T_{c,1}) \cdot [1-(0{,}4/100)\cdot(T_{c,2}-T_{c,1})] \qquad \text{Eq. 42}$$

where:

$T_{c,1}$ = reference temperature: 25 ºC.

$T_{c,2}$ = maximum cell temperature (average maximum deviation from $T_{c,1}$): in this case, 45 ºC.

$\eta(T_{c,1})$ = efficiency of the module under standard conditions: in this case the module considered is a polycrystalline one with a efficiency of 17%.

Substituting in equation 42:

$$\eta(T_{c,2}) = 0{,}17 \cdot [1-(0{,}4/100)\cdot 20] = 0{,}156 \Rightarrow 15{,}6\%$$

This can also be expressed as: the lost due to temperature variation is 8% (0,4%·20), therefore $\eta_{TH} = 92\%$.

Azimuth angle

Another key factor to obtain the highest energy production from a photovoltaic panel is to maximize the exposure to the sunlight. It is important to avoid shadows and expose the modules towards the sun, mounting the PV modules in the direction of the best azimuth angle (angle of the panel with respect to the south, 0° = South). Considering fixed mounted integrated PV

[100] 800 W/m^2 is the estimated yearly average of the maximum solar irradiation.

systems, the azimuth angle of the installation is usually the one of the longitudinal roof axis, which randomly differs from the best one (towards the south). In order to evaluate the losses due to the deviation of the azimuth angle of the installation, the roof axes should be known. The territorial/cadastral data available do not provide the orientation of the buildings. In order to overcome this problem, a corrective coefficient has been introduced, estimating a value of 5% for the azimuthal losses; this estimation is based on the data provided by (E. Lorenzo, 2006a), who considered a PV roof-mounted system deviated 35º to the East (which is higher than the expected mean deviation). Therefore, a value of 0.95 (η_{AZ} = 0.95) is assumed for this coefficient.

Other losses

Besides the above-mentioned losses, other secondary losses must be taken into account for grid-connected PV systems. Hereby the following losses have been considered.

Losses of 0,2% due to floor reflection (E. Lorenzo, 2006a); within this study this loss will be disregarded.

Losses due to possible dirt and/or dust and incidence angle on the PV array: estimated between 7% and 10% (E. Lorenzo, 2006b); a mean value of 8% is considered for this study as in (E. Lorenzo, 2006a), therefore $\eta_{D\&D} = 0.92$.

(E. Lorenzo, 2006b) estimates average inverters losses of 15%, these losses can be reduce up to 5% in the best cases. For this study, the inverter loss is estimated in 10%, therefore $\eta_{inv} = 0.9$.

In this study the loss of efficiency due to degradation along the module lifetime is not considered.

Another type of loss is related to the fact that PV generators do not usually match their nominal power. Therefore, it is more realistic to consider a PV generator power of 90% of its nominal power ($\eta_{nom} = 0.9$) (E. Lorenzo, 2006a).

Taking into account the above-mentioned efficiencies, their product leads to the performance ratio (PR).

The total PV system efficiency (η_{PV}) is defined as:

$$\eta_{PV} = \eta_{mod} \cdot PR \qquad \text{Eq. 37}$$

$$PR = \eta_{TH} \cdot \eta_{AZ} \cdot \eta_{D\&D} \cdot \eta_{nom} \cdot \eta_{inv} \qquad \text{Eq. 43}$$

Substituting:

$$PR = 0.92 \cdot 0.95 \cdot 0.92 \cdot 0.9 \cdot 0.9 = 0.651$$

This value of the performance ratio (PR) is in line with the experimental results reported by (E. Lorenzo, 2006b), who concluded that experimental PR's lie in the range of: $0.65 \leq PR \leq 0.72$.

For the purpose of this study, the modules considered will be the poly-crystalline ones, therefore substituting in equation 37:

$$\eta_{PV} = \eta_{mod} \cdot 0.651 = 0.17 \cdot 0.651 = 0.11$$

Table 50 shows the annual PV production (as per equation 39) for a sample of municipalities.

Tab. 50. Annual PV production in a sample of municipalities

Municipality	Usable roof surface (m^2)	Global Irradiation 15º inclined plane ($Wh/m^2 \cdot d$)	Yearly PV production (GWh/a)
Agaete	146319	5018	30
San Nicolas de Tolentino	250583	5769	58
Pájara	500846	5868	119
S/C de Tenerife	3139949	4979	632
Valverde	154497	4553	28
San Sebastián de La Gomera	198803	5703	46

Table 51 shows the potential PV production in the three considered case scenarios, compared to the electricity demand per island in the year 2010 and the percentage that this PV production could cover compared to the islands' electricity demand.

Tab. 51. Annual islands' PV production in the three case scenarios

Island	PV production (GWh/a) / %			Electricity demand 2010 (GWh)
	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	
Gran Canaria	3695 / 104%	3523 / 99%	3350 / 94%	3560
Lanzarote	1118 / 132%	1087 / 129%	1056 / 125%	844
Fuerteventura	918 / 150%	895 / 146%	871 / 142%	614
Tenerife	4555 / 129%	4369 / 124%	4182 / 119%	3529
La Palma	344 / 136%	326 / 129%	308 / 122%	252
La Gomera	104 / 146%	100 / 139%	95 / 133%	71
El Hierro	56 / 137%	54 / 132%	51 / 126%	41
TOTAL	10,790	10,354	9913	8911

As it is shown in table 51, the PV potential is very high, in some of the islands it could cover all the electricity demand and in other islands percentages of 94% of the demand, in the worst case scenario. Even if the roof surface were shared with other uses, the percentage of the demand that PV could cover is practically the whole demand. Therefore it is clearly worthwhile to try to foster the PV roofs on buildings in the Canary Islands.

10.7 Does GIS improve the results?

In this study the yearly PV production has been calculated assuming a mean solar radiation value per municipality, as it is the case in other studies, e.g. (Bergamasco & Asinari, 2011). In the consulted literature, the PV production has always been calculated using average solar radiation values. Even if GIS was used, it was utilized to calculate roof areas but not to compute the solar radiation.

One way to improve the data obtained is to use a GIS to cross the roof surface data with the solar map data (which includes solar radiation values in each cell). In this case the roof area could be calculated in a similar way as it has been done by (Bergamasco & Asinari, 2011). Another layer with the solar map data has to be included and then both data, roof surface and solar radiation, has to be crossed for each grid cell.

In any case, the methodology used will depend on the available data. The following cases can be found.

5. Accurate roof surfaces data (not geo-referenced) and solar radiation values: in this case no GIS system is needed in order to obtain the roof surfaces since they are already available. If the roof surfaces are not geo-referenced, a GIS cannot be applied. This is the case in this study.
6. No roof surface data and solar radiation values: in this case a GIS can be used in order to compute the roof surfaces. Since a solar map at grid cell level is not available, the solar radiation cannot be a layer of the GIS and the GIS cannot be used to obtain the PV production. This is the case of some studies (e.g. (Bergamasco & Asinari, 2011))
7. Geo-referenced surfaces data and solar radiation values: a GIS can be used to compute the roof surfaces; but, since the solar map at grid cell level is not available, the GIS cannot be used to calculate the PV production.
8. Geo-referenced surfaces data and solar radiation map at grid cell level: a GIS can be used to obtain the roof surfaces and the solar map can be a layer of the GIS. Crossing both data, the PV production can be obtained. No paper of this kind has been found in the literature review.

This last method will not improve the roof surface data but it will improve the PV production results since the values of solar radiation in each cell will be used instead one single average value for the whole municipality. This method is therefore, in principle, more accurate.

In the case of this study, after observing the solar map of the Canary Islands, it can be concluded that the solar radiation within one municipality tends not to vary much in average terms, being normally in a range of ±5% from the mean value and usually the deviation is smaller. The implementation of the GIS method, as explained in the previous paragraph, will lead to better results but also to a considerable bigger personnel, time and computing effort. And, if the error in computing the roof surface using GIS is higher than 5%, the results will be equal or even less accurate than the ones using the methodology proposed within this study.

10.8 Solar PV cost-resource curves

Cost-resource curves describe the amount of energy that can be provided by means of a particular technology option at a certain cost level (A. Held, 2011). The cost-resource curves derived in this study are presented in terms of static cost-resource curves assuming current techno-economic parameters (data updated to January 2012).

The PV electricity generation costs are calculated for each municipality combining the potential capacity and the corresponding electricity generation costs. Electricity generation costs are calculated based on the economic parameters shown in table 52.

Tab. 52: Solar PV techno-economic parameters for cost-resource curve assessment

Technology	Investment (I_0) (€/kW$_p$)	O&M costs (€/(kW$_p$*a))	Life-time (a)
Roof-integrated PV plant Polycrystalline silicon	2300[a]	1% I_0[b]	25[c]

[a] This price has been obtained as an average value from different commercial budgets of installed roof integrated PV plants based on polycrystalline silicon and from the Canarian Renewable Association. Also some literature references have been consulted (A. Held, 2011; Hoogwijk, 2004).

[b] (Mir, 2009; Nofuentes et al., 2002). This calculated value is close to 40, which is an average value used in other literature references consulted (A. Held, 2011; Resch, 2005).

[c] (Caamaño & Lorenzo, 1996; Hoogwijk, 2004; Nofuentes et al., 2002) Other authors use 30 years lifetime, e.g. (Kaltschmitt, Streicher, & Wiese, 2007; Mir, 2009) while other prefer to use 20 years (A. Held, 2011; Resch, 2005).The value of 25 years is in between of those figures and, even more important, is the minimum considered production lifetime of such an installation, which is usually considered to be 30 or 35 years.

The production cost of PV electricity (€/kWh) is calculated as:

$$C_i = \frac{a \cdot I + C_{O\&M}}{h_{eq}} \qquad \text{Eq. 44}$$

where:

C_i: production cost of PV electricity (€/kWh)

a: annuity factor, given by

$$a = \frac{r}{1-(1+r)^{-LT}}$$

I: investment cost (€/kW$_p$)

r: interest rate. In this case 6%. For this type of projects (Mir, 2009) suggested a value between 4 and 6% for the nominal discount rate and (Nofuentes et al., 2002) a 5% for the Euro area and the USA (equivalent to an interest rate of 5.2%). The value of 6% has been set to be on the conservative side (note that this interest rate will lead to higher productions' cost). Other authors use higher rates of interest e.g. (Hoogwijk, 2004)

LT: lifetime (a)

$C_{O\&M}$: operation and maintenance cost (€/kW_p·a)

h_{eq}: annually equivalent hours (h/a)

Where the annually equivalent hours are calculated as follows:

$$h_{eq} = \frac{I_{m\,d} \cdot 365 \cdot e \cdot PR \cdot r_{s-p}}{1000} \qquad \text{Eq. 45}$$

where:

I_{md}: mean daily global radiation on a horizontal plane, annual average (Wh/m^2·d)

e: module efficiency. In this case, polycrystalline silicon modules: e = 0.17

PR: performance ratio; calculated in section 10.5.

r_{s-p}: relation surface/power. In this case, r_{s-p} = 7 m^2/kW_p

The value for the relation surface/power has been obtained as an average value from the literature review (A. Held, 2011; Johansson, Kelly, Reddy, & Williams, 1993; Ordóñez et al., 2010; Resch, 2005).

The results of the static cost-resource curves are represented as a stepped function (see figure 96 and figure 97). Therefore, sites with similar economic characteristics (in case of solar PV, sites with same range of solar radiation) are represented by one band and, hence, a stepped curve emerges (Resch, 2005).

Figure 96 shows the electricity generation costs of the PV systems that could be installed on the buildings' roofs in the Canary Islands. Figure 97 shows also the same type of information but referred to the installed power instead of the electricity production.

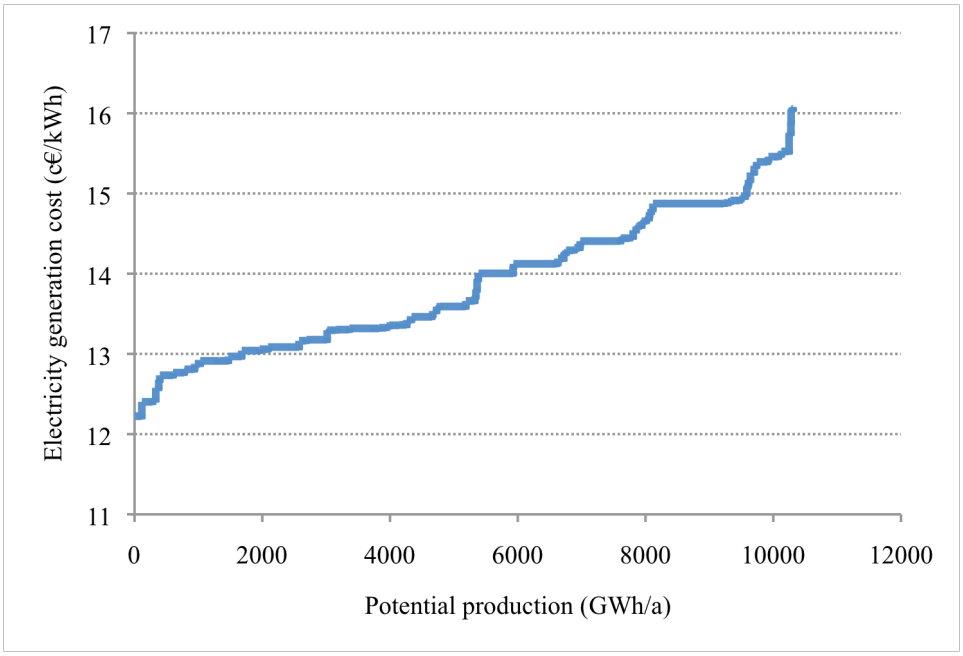


Fig. 96. PV electricity production stepped cost-resouce curve

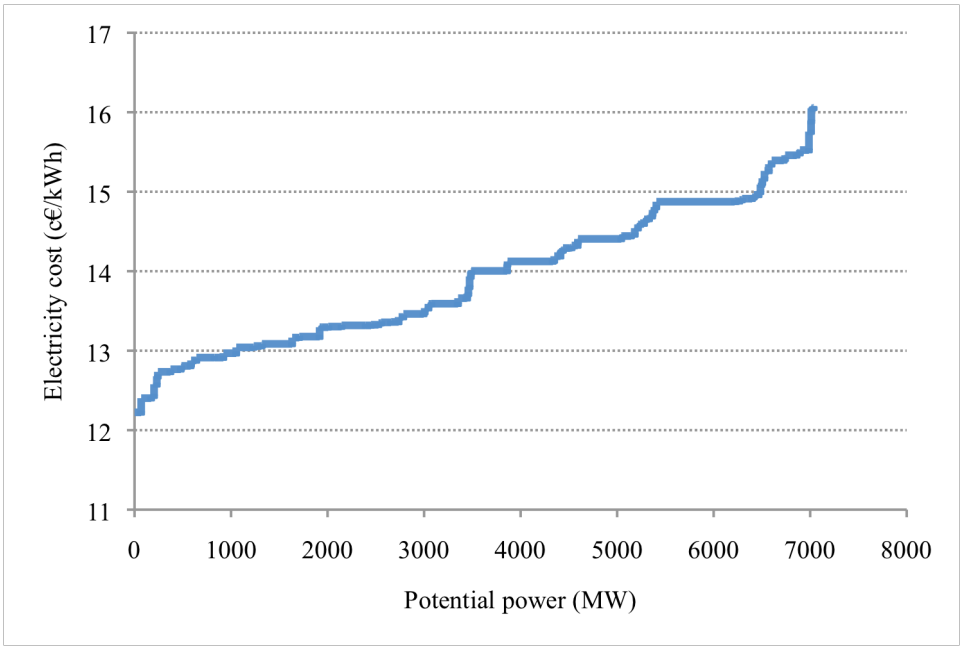


Fig. 97. PV power stepped cost-resouce curve

10.9 Does the PV production match the electricity demand?

10.9.1 Monthly approach

Section 10.6 shows that, on an annual average, PV production could provide enough electricity to cover all the demand in all islands in scenario 1 and in all islands except one in the remaining case scenarios. But this does not mean that PV alone could cover all the electricity demand since solar photovoltaic is an intermittent source of energy which is not available by demand 24 hours a day, 365 days a year. Therefore, PV energy has to be combined with other sources of energy and storage systems in order to maximize its contribution.

A first approach to establish the correlation between the PV production and the electricity demand has been done on a monthly basis. For this purpose the monthly PV production in each island has to be compared with the monthly electricity demand.

As a first case, the island with the highest potential PV production in comparison to its demand is analyzed, which is the island of Fuerteventura. The island of Fuerteventura has a potential PV production of 150% to 142% of its electricity demand in the year 2010, depending of the scenario taken into account. For this case, the scenario 1 is the one considered. Table 53 shows the monthly PV production on a 15º-inclined surface in this island in comparison to its electrical demand. The methodology utilized to calculate the PV production is the same as the one described in section 10.6.

Tab. 53: Monthly PV production and electricity demand (2010) in Fuerteventura

GWh	Jan	Feb	Mar	April	May	Jun	Jul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual
PV product.	44	56	72	83	94	97	94	89	76	61	47	44	857
Demand	49	44	50	45	47	50	59	61	54	53	50	51	614
Diffe-rence	-4,3	12	22	38	46	47	34	28	21	7,1	-3	-6,4	242

Figure 98 shows that, even if the annual PV production is 150% times higher than the electricity demand, there are some months where the PV production is smaller than the electricity demand (reference year: 2010). These months are November, December and January.

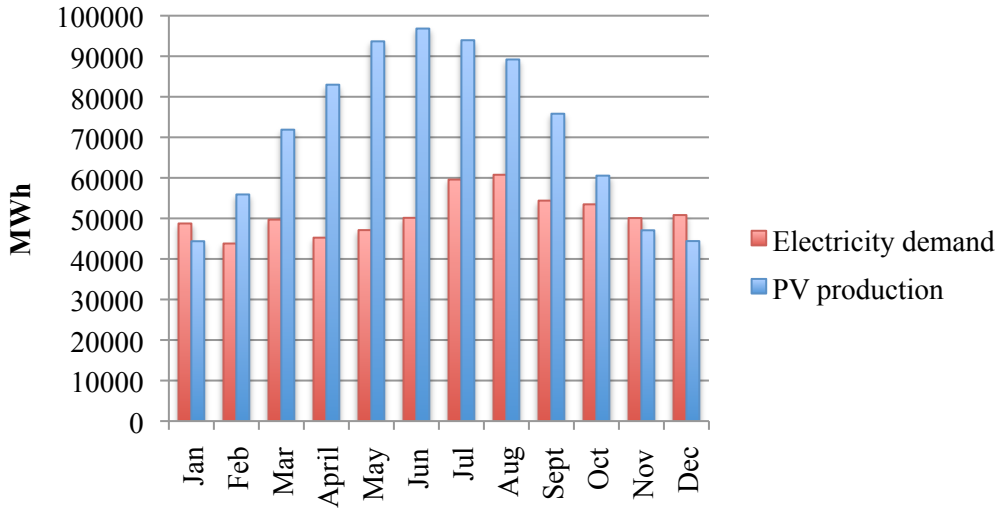


Fig. 98. Monthly PV production in Fuerteventura compared to its electricity demand (2010)

This behavior can also be observed in the remaining islands where the PV production is not as high, in percentage terms, as in Fuerteventura. Table 54 shows the case for the island of El Hierro.

Tab. 54: Monthly PV production and electricity demand (2010) in El Hierro

GWh	Jan	Feb	Mar	April	May	Jun	Jul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual
PV product.	3.06	3.7	4.9	5.4.	6.1	6.4	6.3	5.9	5.2	4.2	3.1	2.7	57.1
Demand	3.11	2.8	3.2	3.2	3.3	3.4	3.7	3.9	3.6	3.5	3.4	3.4	40.5
Diffe-rence	-0.06	0.97	1.7	2.3	2.8	3.04	2.6	1.9	1.6	0.72	-0.3	-0.7	16.6

In the case of El Hierro, the PV production on annual average is 137% higher than the annual electricity consumption (reference year: 2010). However, also in the months of November, December and January the PV production was smaller than the demand. Figure 99 illustrates this situation.

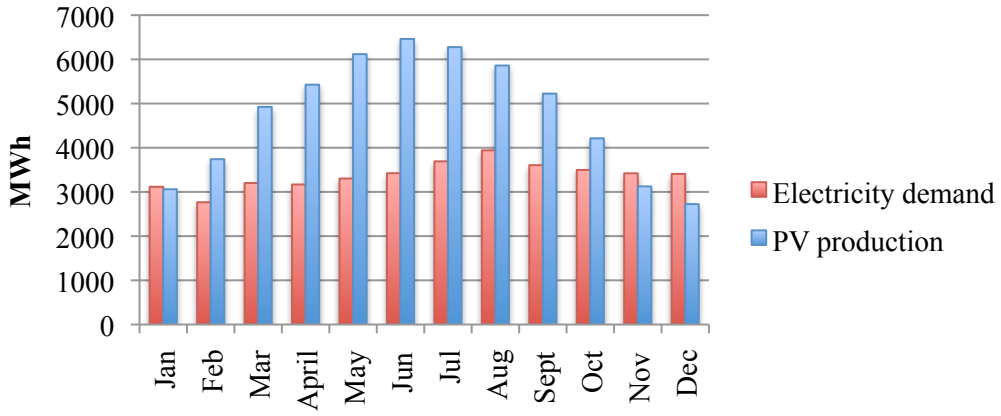


Fig. 99. Monthly PV production in El Hierro compared to its electricity demand (2010)

From these examples, El Hierro and Fuerteventura, it can be concluded that, even if the annual PV production is higher than the electricity demand, there are some months during the wintertime when the PV production does not cover the demand. Therefore, some seasonal storage may be considered or the combination with other sources of energy that may complement the PV during the winter months.

10.9.2 Daily approach

Aside from the uneven distribution of the monthly PV production and its seasonal behavior, the daily PV production (which is directly proportional to the solar radiation) has also a characteristic profile: zero electricity production during the hours when there is no solar radiation (e.g. during the night-time), a progressive increase of the PV production till the mid-day (solar time) followed by a decrease of the electricity production afterwards.

Figure 100 shows this typical daily profile in a completely clear day, corresponding to the 28th of June 2010 in Pozo Izquierdo (Gran Canaria). In order to get this well defined (no small peaks along the curve) solar radiation curve the sky has to be very clear, not a cloud in the sky. Figure 100 also shows the electricity demand in Gran Canaria this same day. Comparing both graphics, it is clear than the electricity demand and the PV production do not match. Both graphics show the time (horizontal axis) in local time (GMT + 1, for the summer time). Fortunately the mid-day peak coincides for both, demand and production, but during the rest of the day the disparity is obvious (no production during the night-time or during the second peak, around 22.00 hours). Therefore, daily storage, capable of storing electricity for many hours (e.g. from the day to the night) and/or combination with other sources of energy is needed.

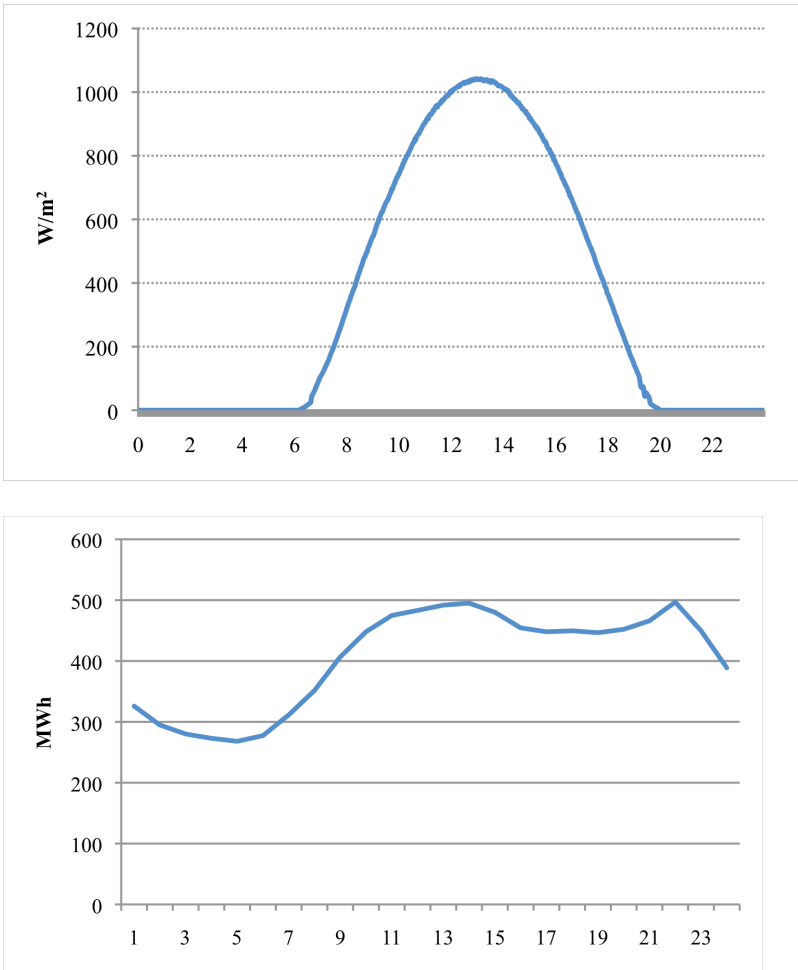


Fig. 100. Solar irradiation and electricity demand the 28th of June 2010 (clear sky). Source: Solar irradiation data: ITC & electricity demand: REE

Another case that will be analyzed is the case of one cloudy with some bright spells day during autumn. There are some differences, like less solar hours, which means less compatibility between PV production and electricity demand. Figure 101 shows the solar radiation and the electricity demand the 24th of October 2010 in Pozo Izquierdo (Gran Canaria). In this particular day, what is even more important than the number of solar hours, is the type of day: cloudy with some bright spells. In days like this one, not only demand and production do not match, more importantly, there are a lot of very quick (in terms of seconds) fluctuations in the PV production because of the changes that suffers the amount of solar radiation that reaches the earth surface when the sky is clear at one moment and the next moment a cloud is passing through. In this case also a storage system could be useful, particularly in a building integrated system, but in this case the storage system needed is not a daily one, but one that should be capable of absorbing the instant fluctuations of the production, providing a stable generation according to the demand (in this case, the system may not be able to storage enough electricity to satisfy the night-time demand, but it is dimensioned to absorb the fluctuations during the day-time). Also the combination with other sources of energy could be an option.

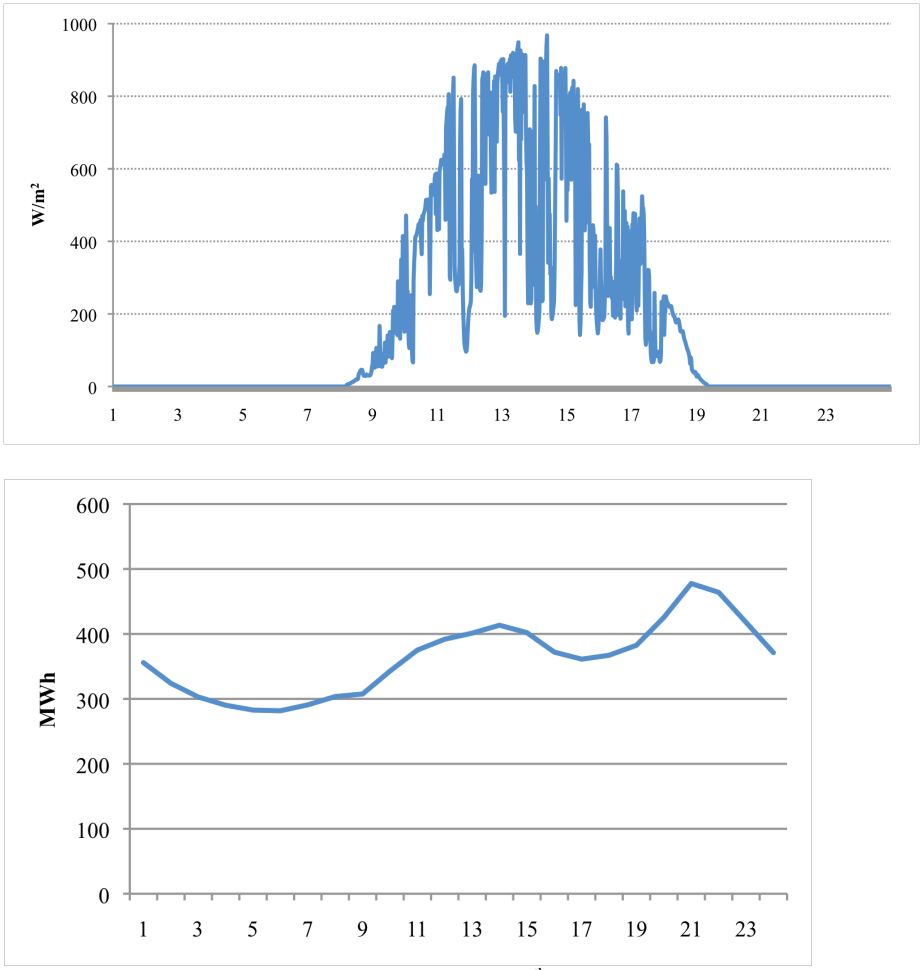


Fig. 101. Solar irradiation and electricity demand the 24th of October 2010 (cloudy with some bright spells). Source: Solar irradiation data: ITC & electricity demand: REE

10.10 Conclusions

Land scarcity and difficulties to obtain permits for PV farms on fields are some of the reasons to foster PV roofs. On the other hand, building integrated PV systems enable electricity production and demand at the same site, avoiding losses in the electricity distribution. The methodology detailed within this research allows an accurate and reliable estimation of the PV potential on roofs, in cases when no geo-referenced data are available, but surface data and solar radiation per municipality are available. The methodology to be used to compute the PV potential on roofs should be selected according to the available data; if geo-referenced data are available the utilization of GIS is also a reliable option.

The main novelties within this study are related to the methodology used to calculate the available roof surface. Firstly, due to the determination of the roof area itself: no extrapolation or correlation methods were used, but the whole area was computed, using the Cadastre data; according to the literature review, no other similar study has been found. Secondly, each municipality has been classified as urban, rural, city or tourist, since the

different nature of its main activity configures a different territorial distribution. This classification has led to the determination of different utilization factors according to the type of municipality. This municipality classification constitutes also a novelty of this study. And last, but not least, three different case scenarios have been introduced according to the utilization of the available roof, taking into account a shared use of the surface for solar thermal and PV systems and also a combined utilization with other purposes (not related to energy production).

An economic assessment based on cost-resources curves has also been carried out; the stepped functions show how the PV prices change when the best spots, from the solar resource point of view, become occupied. The cost of solar PV varies from 12.2 c€/kWh to 16 c€/kWh. If the limit for installing PV energy were set at a production cost of 15 c€/kWh, the production would be 9586 GWh (higher than the electricity demand in 2010) and the installed power slightly over 6485 MW.

The results using this methodology show the roof PV potential, which seems to be enough in quantity to cover all the electricity demand (2010) of the Canary Islands, even if part of the available roofs are used for solar thermal systems and some space is kept free for other purposes. Therefore, the first conclusion that can be drawn is that, if the available roof area is used for PV purposes, it will not be necessary to build PV fields on land. However, even if the PV potential is enough to cover all the annual electricity demand, the PV generation is irregular, on a seasonal and on a daily basis. Depending on the season, there will be some months in winter when the PV production will not be enough to cover the electricity demand while, during other months, there will be a PV overproduction. A similar pattern can be observed on a daily basis, even if the PV production for one day is enough to cover all the demand during that day, there will be some hours (e.g. during the night-time) when there is not enough (or not at all) PV production and other hours, during the same day, when there will be a PV overproduction. Therefore, the PV production has to be combined with storage systems and/or other sources of energy, renewable or not, in order to maximize its contribution.

Capítulo 11

El sistema eléctrico en Canarias y la integración de renovables

11.1 La red eléctrica

En las Islas Canarias, por tratarse de un archipiélago de origen volcánico, la profundidad entre el continente y el Archipiélago es muy grande, como también lo es entre las islas, esto dificulta enormemente y encarece el transporte de la electricidad a través de cables submarinos; excepción hecha entre las islas de Lanzarote y Fuerteventura, que están interconectadas por un cable de 30 kV de potencia limitada de 20 MVA, con una longitud de 15 km y que llega a una profundidad máxima de 100 metros, y Lanzarote y La Graciosa, que también están unidas por medio de cable submarino.

El resto de las islas constituyen cada una un solo sistema eléctrico no interconectado, conformando auténticas "islas eléctricas". En estas islas, la electricidad que se produce en cada una de ellas tiene que ser igual a la que se consume y viceversa, resultando un sistema de control más complicado y de producción más caro.

En Canarias las líneas de transporte[101] son generalmente de 66 kV (con alguna línea a 132 kV), excepto las líneas que unen las dos centrales de Gran Canaria (Jimánar y Barranco Tirajana) y las dos centrales de Tenerife (Candelaria y Granadilla), que son de 220 kV. La red de transporte está cerrada en anillo en las islas de Tenerife y Gran Canaria. Todas las islas menos El Hierro y La Gomera tienen red de transporte, estas dos islas, debido a su

[101] La red de transporte es la encargada de enlazar las centrales con las redes de distribución, uniendo las centrales con las subestaciones de transformación, que es donde se reduce la tensión de la electricidad desde la tensión de transporte a la de distribución.

menor demanda eléctrica, no tienen redes de alta tensión sino redes de distribución[102], que unen directamente las centrales con los centros de transformación. En Canarias las líneas de distribución son de 22 kV. Debido a su voltaje, las redes de distribución se denominan también de media tensión.

En conjunto, el sistema de transporte de energía eléctrica en Canarias, en el año 2010, se componía de 163 km de líneas de alta tensión (a 220 kV) y 1136 km de líneas de 132 KV (REE). La figura 102 muestra la distribución de estas redes así como los principales centros de generación eléctrica ubicados en Canarias en enero de 2009.

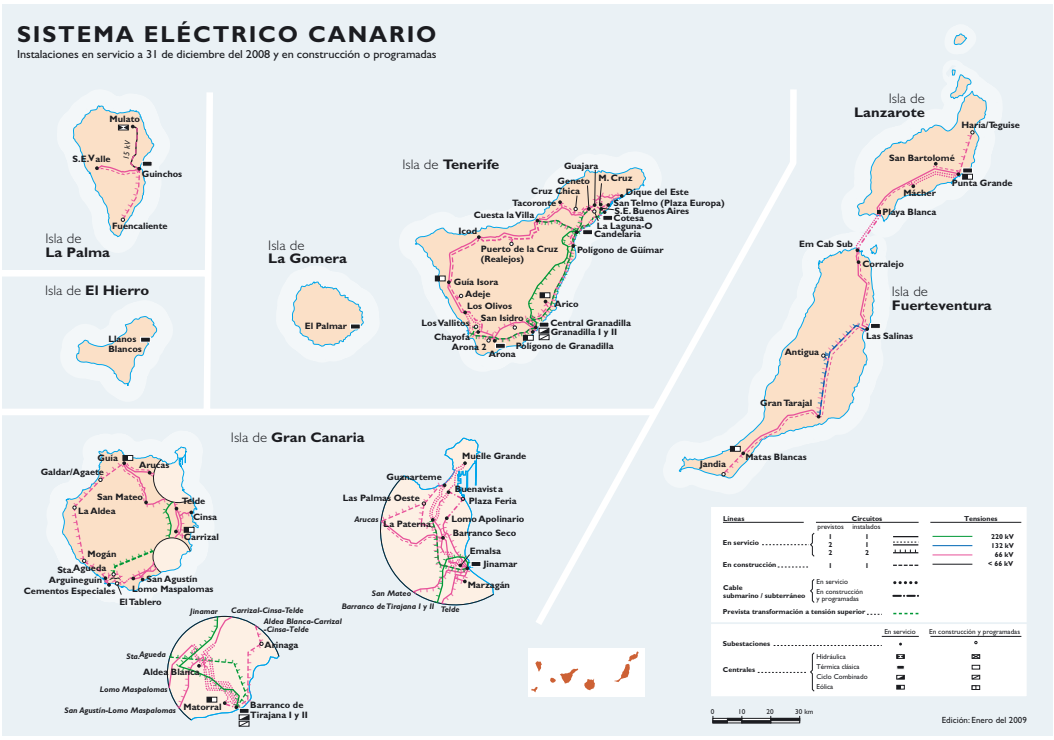


Fig. 102. Sistema eléctrico canario, enero 2009. Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

[102] La red de distribución está constituida por las líneas que van desde las subestaciones hasta los centros de transformación, que es donde se realiza la última transformación, reduciendo del voltaje de distribución al voltaje de utilización (denominado también de baja tensión). El voltaje de utilización es de 380 V (en tres fases), en el caso de uso doméstico, y de entre 3 y 6 kV, en el caso de uso industrial.

11.2 Mix de generación y la producción eléctrica

11.2.1 El mix de generación

En el conjunto del Archipiélago el fuel oil ha sido históricamente el combustible más demandado, si bien en la actualidad es el gasoil se consume casi al igual que el fueoil, contribuyendo al 33% de la demanda eléctrica en el 2010. La situación puede variar considerablemente de una isla a otra en función del parque de generación que tenga instalado y las horas de servicio de cada grupo al año. La Gomera y El Hierro son casos particulares, ya que consumen únicamente diésel-oil. La figura 103 muestra el mix de generación en cada una de las islas en el año 2010.

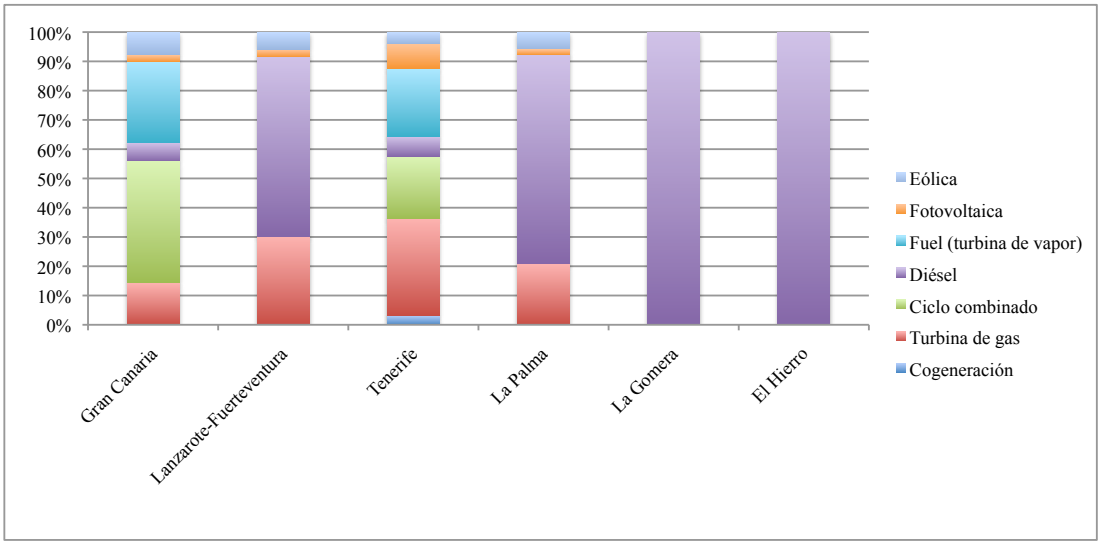


Fig. 103. Mix de generación en Canarias en 2010. Fuente: Estadísticas Energéticas de Canarias 2006. DGIE

En cuanto a la producción de electricidad renovable conectada a la red eléctrica en el 2010, se detalla en la tabla 55.

Tab. 55. Electricidad de origen renovable conectada a la red en 2010

Tecnología renovable	Producción (GWh)
Fotovoltaica	195
Eólica	331
Otras renovables	161
TOTAL	687

Fuente: REE

11.2.2 Órdenes de despacho

El sistema eléctrico canario cuenta con distintas tecnologías para la producción de electricidad. Existe una prioridad de despacho, por la cual unas tecnologías entran antes a

producir electricidad para el sistema que otras tecnologías, aún cuando todas estén disponibles (Marín, 2008).

Las primeras tecnologías que se despachan son las renovables; en cuanto el sistema eléctrico admita esta inyección hay que despacharla.

La segunda tecnología en orden de prioridad son los grupos diesel, dado que representan una tecnología eficiente y queman un combustible relativamente barato.

La tercera tecnología en entrar en la red eléctrica son los grupos de vapor, que queman fueloil. Las turbinas de vapor representan la tecnología más antigua y más consolidada. Es una tecnología menos eficiente que anterior pero queman un combustible también relativamente barato.

En cuarto lugar entrarían los ciclos combinados, que, en Canarias, queman gasoil. Los ciclos combinados son una tecnología eficiente según el punto de funcionamiento, pero queman un combustible que no es barato.

Por último, entrarían las turbinas de gas, que sólo se utilizan para las puntas de demanda. Tiene una respuesta muy rápida de arranque, pero representan una tecnología que no es eficiente y que quema un combustible caro.

11.2.3 Planificación diaria

La empresa Red Eléctrica de España, S. A. es la encargada de dar las órdenes de generación. Para ello elabora un programa diario, en el que indica cómo han de funcionar los grupos generadores para cubrir la demanda de cada día. Este programa se publica y comunica antes de las 14.00 del día anterior al titular de los grupos generadores. Esta programación es horaria (Marín, 2008).

Desde ese momento hasta el momento de la generación, estos planes se modifican para adaptarlos a una realidad cambiante; a veces los grupos fallan o se averían o la producción eólica sufre desvíos frente a la planificación.

11.3 Comportamiento de la demanda eléctrica

El consumo de electricidad tiene una variación diaria muy marcada y bastante predecible. A continuación se va a dar un paseo por las 24 horas de un día típico cualquiera (se ha seleccionado el día 6 de mayo de 2009, isla de Gran Canaria, que se muestra en la figura 104) para ver qué es lo que pasa con ese equilibrio generación y demanda qué retos se plantean.

En general, en las Islas Canarias, la demanda suele seguir las pautas siguientes: a partir de las doce de la noche, el consumo de electricidad cae rápidamente y llega al mínimo en la madrugada (horas valle). Hacia las 6 de la mañana comienza a crecer otra vez, llega a una primera punta a media mañana (horas punta), se reduce ligeramente hacia el mediodía y tiene un segundo pico a primera hora de la noche. Este último pico es mayor que el del mediodía en invierno; mientras que en verano prácticamente se igualan.

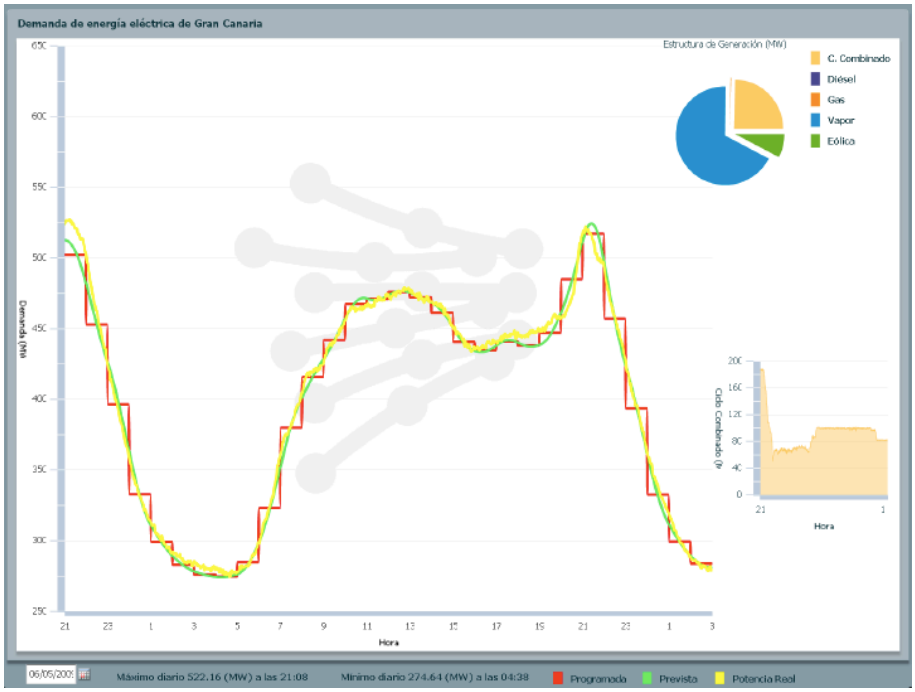


Fig. 104. Curva de carga del 06/05/2009 para la isla de Gran Canaria. REE

En esta curva de carga se observan que hay dos puntas de demanda. Una primera punta de demanda se produce, aproximadamente, sobre 12.00 de la mañana, y una segunda punta de la demanda que tiene lugar alrededor de las 21.00.

Lo que sucede a lo largo de este día seleccionado es que hacia las 4.00 de la mañana la demanda es mínima, esto es debido a que tanto el consumo industrial, como el doméstico, como el del sector servicios son mínimos. Hacia las 6.00 de la mañana comienza el ascenso de la demanda eléctrica provocada por un aumento de la demanda en todos los sectores: el sector servicios comienza su actividad así como el sector doméstico, que comienza su actividad diaria.

Sobre las 12.00 se produce el máximo de la mañana, que coincide con el máximo el sector servicios, que no con el máximo el sector residencial, que se produce un poco más tarde y que está condicionado por el uso más intensivo de cocinas, alrededor de las 14:00. Hacia las 15.30 se produce una nueva bajada de la demanda en el sistema porque hay un receso en la actividad del sector servicios. Muchas empresas cierran al mediodía y, también ha pasado la hora del mediodía en los hogares eléctrico.

Esto, unido que la demanda industrial sigue presentando un perfil continuo, hace que la demanda disminuya en estas horas. Hacia las 21.00 se produce la segunda punta de demanda del día, coincidiendo con que el sector residencial aumenta su demanda por la mayor ocupación de los hogares y aumento de su actividad y con la máxima demanda en el sector servicios (Bañares, 2008).

Comportamiento temporal

En el corto plazo, el comportamiento de la demanda está influido por dos factores fundamentales, que son la laboralidad –si el día es laborable o no–, y la temperatura, siendo ésta la que provoca las puntas de demanda porque los sectores residencial y servicios son

sensibles a los cambios de temperatura, debido principalmente al uso del aire acondicionado (Bañares, 2008).

La demanda suele seguir prácticamente el mismo patrón durante toda la semana pero, mientras que en los días laborales el consumo es similar, los fines de semana y festivos este consumo disminuye, siendo más acuciante este descenso los domingos y festivos que los sábados. Este comportamiento queda reflejado en la figura 105, donde se compara el lunes, día 28 de junio de 2010, con el domingo anterior. Ambas curvas se refieren a la isla de Gran Canaria y, comparando las curvas de carga de ambos días, se observa como el comportamiento a lo largo del día es similar en ambas curvas, pero estando la curva del lunes desplazada con respecto a la del domingo, siendo su consumo mayor en promedio diario.

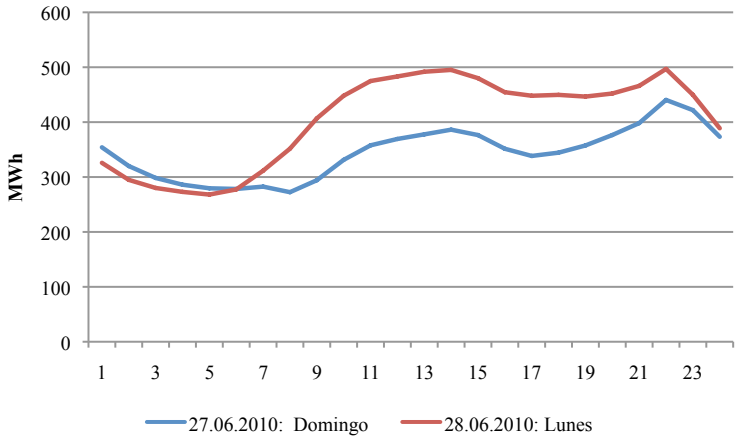


Fig. 105. Curva de carga de Gran Canaria, lunes versus domingo. Fuente. Elaboración propia. Datos de REE

También es conocido que el comportamiento de la demanda presenta un carácter estacional, aunque éste es menos acusado en las Islas Canarias que en la península. En el caso de las islas se produce un consumo más uniforme a lo largo del año. En algunas islas el consumo es algo mayor en verano que en invierno, debido fundamentalmente a que no suele ser necesaria la calefacción en invierno y al aumento de la población en verano; éste es el caso de las islas pequeñas como El Hierro. Este comportamiento queda reflejado en la figura 106, donde se compara el jueves, día 25 de agosto de 2011, con el jueves, día 24 de noviembre de 2011; se compara el mismo día de la semana para que el día de la semana no juegue ningún papel y las diferencias sean según comportamiento estacional exclusivamente. Ambas curvas se refieren a la isla de El Hierro y, comparando las curvas de carga de ambos días, se observa como el comportamiento a lo largo del día es similar en ambas curvas, pero estando la curva del verano (agosto) desplazada con respecto a la de invierno (noviembre), dándose el mayor consumo durante el verano.

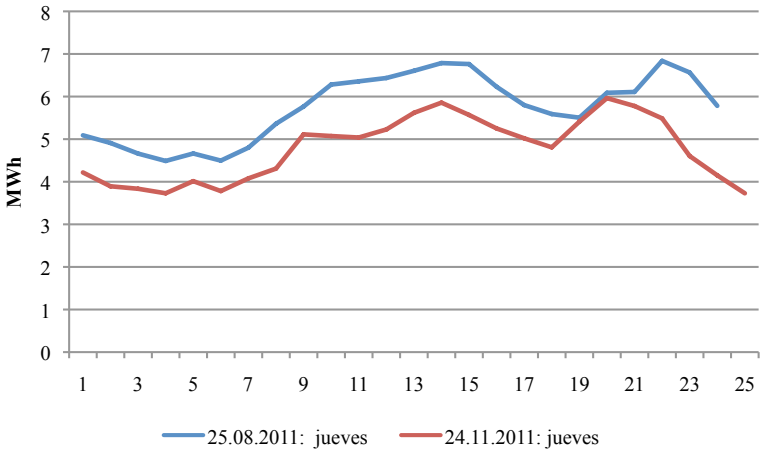


Fig. 106. Curva de carga de El Hierro, verano versus invierno. Fuente. Elaboración propia. Datos de REE

En otras islas, con una gran afluencia de turismo durante la época invernal, como es el caso de Gran Canaria y Tenerife, el consumo es prácticamente el mismo en invierno que en verano. Este comportamiento queda reflejado en la figura 107, donde se compara el jueves, día 25 de agosto de 2011, con el jueves, día 24 de noviembre de 2011, en la isla de Tenerife.

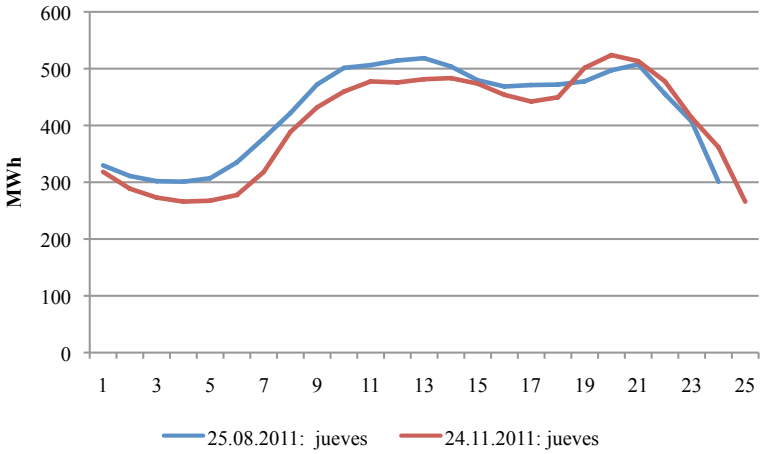


Fig. 107. Curva de carga de Tenerife, verano versus invierno. Fuente. Elaboración propia. Datos de REE

11.4 Regulación del sistema

Las curvas de demanda o de carga están compuestas por muchos consumos: domésticos, industriales, etc. Depende de muchos factores: temperatura (en los días calurosos los equipos de aire acondicionado funcionan a pleno rendimiento), horas de luz, festividades, etc.

Como la electricidad a escala industrial no se puede almacenar, es necesario mantener una base de carga (de generación eléctrica) funcionando continuamente, con una estrategia que permita tanto cubrir la demanda base, como los picos de demanda que puedan surgir.

Un frigorífico es un ejemplo de demanda base: su consumo de electricidad es regular y previsible. Por el contrario, una ola de calor puede disparar la demanda de electricidad, debido a la utilización del aire acondicionado de manera imprevisible.

En la Península Ibérica las centrales nucleares y térmicas, con un funcionamiento regular, satisfacen la demanda base, mientras que los picos de demanda se solventan poniendo en marcha grupos térmicos de fuel o diésel y las centrales hidroeléctricas, más ágiles a la hora de alcanzar el estado operativo, de parar y de reaccionar ante las eventualidades de la demanda. En las Islas Canarias, por contra, sólo se dispone de grupos térmicos de medio–pequeño tamaño (en comparación con los de la Península Ibérica), que funcionan con fueloil, gasoil o diésel, solventando los picos de demanda con pequeños grupos de gas de arranque rápido para regular el sistema eléctrico (Marin, 2008).

El sistema se regula prácticamente segundo a segundo, intentando reducir al mínimo tanto la sobreproducción de electricidad como el no poder satisfacer la demanda. Esta regulación primaria se consigue gracias a reguladores de velocidad que miden la frecuencia de la red eléctrica (que ha de ser de 50 Hz) y decide cuánto combustible inyectar en función de si la demanda está creciendo o bajando (que se corresponde con una frecuencia ligeramente por debajo de 50 Hz o por encima, respectivamente).

11.5 Características del sistema eléctrico

11.5.1 El equilibrio instantáneo generación-demanda

La electricidad no es almacenable; ésta es una característica que diferencia la electricidad del resto de fuentes energéticas que están presentes en el balance energético, como puede ser el gas natural, el fueloil, etc., que sí son almacenables. Esto quiere decir que es necesario que exista en cada momento, ante la imposibilidad de almacenamiento, un equilibrio entre la demanda y la generación. Es decir, cualquier acto de consumo en un determinado momento, como puede ser el simple encendido de las luces, implica que se produzca un aumento de la generación para satisfacer esa demanda. Éste es el necesario equilibrio instantáneo generación–demanda (Bañares, 2008).

De la demanda eléctrica se podría pensar que tiene un comportamiento errático pero, tal y como se ha mostrado en las secciones anteriores, tanto la industria, como el sector servicios, como los consumidores domésticos, tienen unas pautas de consumo muy predecibles, y eso permite que se pueda hacer una buena previsión de la demanda de manera agregada (Bañares, 2008).

11.5.2 Cobertura de la demanda e integración de renovables

El sistema energético nacional y regional es un sistema altamente dependiente; con una dependencia cercana al 80% en España (frente a algo más del 50% de media de la Unión Europea) y de casi el 98% en Canarias. Esta alta dependencia queda agravada por la posición

geográfica que, en el caso de España, se sitúa casi en la esquina Europa, con pocas interconexiones eléctricas que, necesariamente, se han de redoblar dada la alta dependencia, y en el caso de Canarias se complica aún más dada la ausencia de interconexiones eléctricas entre las islas (excepción hecha a Fuerteventura y Lanzarote). También hay que mencionar la existencia de un mix de generación que emite cantidades importantes de CO_2, contribuyendo al efecto invernadero (Carbajo, 2008).

Todo ello ha hecho que Europa y España asuman determinados compromisos para tratar de, por una parte, reducir nuestra dependencia energética y, por otra, integrar un contingente importante de energías renovables que, además de ser autóctonas, no emiten emisiones. Pero este hecho tiene un límite y este límite viene impuesto, entre otros, por la forma de consumir. Además de consumir una gran cantidad energía, hecho que ocurre en general en todos los países desarrollados, la distribución del consumo no es la adecuada desde el punto de vista de la generación, dado que concentra el uso de la energía en unas pocas horas (Carbajo, 2008).

Este hecho tiene dos consecuencias importantes. La primera, que se necesitan más infraestructuras energéticas de generación y de transporte; porque hay que tener suficientes infraestructuras para satisfacer la punta de la demanda, aunque ésta se dé sólo unas pocas horas al año y, por lo tanto, hay que disponer de mucha inversión aunque esté ociosa la mayor parte de las horas anuales. Además, se consume poca electricidad por la noche cuando funcionan bastantes energías renovables que no son gestionables y, por ello, es difícil su integración en el sistema; que sólo es posible si tenemos un hueco en el valle suficientemente alto (Carbajo, 2008).

Un valle suficientemente alto significa **gestión de la demanda**. Se tiene que conseguir aplanar la curva de carga para permitir que los valles sean más altos, de manera que se pueda integrar más energía renovable y, a la vez, reducir las puntas al desplazar esos consumos. Es necesario integrar las renovables teniendo en cuenta la limitación que nos ofrece la curva de carga. Asimismo, se ha de modular esa curva de carga, con lo que se ahorrará inversión y CO_2 (Carbajo, 2008).

Integración de energías renovables no gestionables en la red eléctrica

Se define como generación no gestionable aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programa. En principio, se consideran como no gestionables los generadores de régimen especial que se encuentren incluidos en los grupos de energía solar, eólica, geotérmica y energías marinas, así como los generadores hidráulicos fluyentes de menos de 50 MW, salvo valoración específica de gestionable de una planta generadora a realizar por el operador del sistema, con la consecuente aplicación de los requisitos o condicionantes asociados a dicha condición (anexo 11–Real Decreto 664/2007). En el caso de Canarias, en la actualidad, las energías no gestionables relevantes son la eólica y la solar fotovoltaica.

La potencia renovable no gestionable que se puede conectar a la red eléctrica de cada isla en Canarias (recuérdese que cada isla tiene su propia red eléctrica, excepto Lanzarote y Fuerteventura que están unidas por cable submarino) es más reducida que la que se podría conectar en el continente. Esta limitación está condicionada por factores como los que se exponen a continuación.

Las horas valle. La demanda mínima de electricidad se produce en las horas valle (normalmente por la noche). Este factor tiene una gran influencia en la potencia eólica instalable dado que los parques eólicos producen en función del viento reinante. Es por esto por lo que éste es un factor limitante en cuanto a la potencia eólica a instalar. Esta limitación está relacionada con la gestión de la demanda; si se consigue aplanar la curva de carga para permitir que los valles sean más altos, se podría aumentar la contribución de la energía eólica.

Este factor no resulta tan limitante en relación a la energía solar fotovoltaica, dado que esta energía produce durante el día, cuando la demanda eléctrica es mayor.

Mínimo técnico de los grupos de generación térmicos. Los grupos de generación de las centrales eléctricas convencionales han de seguir funcionando, aunque sea a su mínimo técnico por si, de repente, se deja de producir energía renovable no gestionable (por ejemplo porque baja el viento) poder suplir rápidamente la electricidad que estaban produciendo los parques eólicos o fotovoltaicos. Esa limitación afecta, de manera especial, a la energía eólica.

Los mínimos técnicos de los grupos térmicos condicionan, por tanto, la eólica inyectable en tanto en cuanto la generación convencional debe ser capaz de suplir la demanda en una supuesta falta de generación eólica en todo momento. Para cumplir esta condición es necesario que se encuentren en funcionamiento equipos de generación convencional suficientes para que la potencia suministrada por los grupos sea algo mayor que la demanda esperada en cada instante.

Esta condición limita de forma especial la inyección de energía eólica en los momentos en que la demanda del sistema es mínima, en las horas valle, relacionándose, de esta forma, con la limitación anterior. Por tanto, la penetración eólica admitida según este criterio sería la diferencia entre los mínimos técnicos de los grupos y la demanda mínima del sistema eléctrico por islas.

La capacidad de las redes. Las líneas eléctricas han de ser capaces de transportar la electricidad de origen renovable desde los parques eólicos y/o fotovoltaicos hasta los puntos de consumo. Las islas Canarias tienen redes eléctricas de pequeña dimensión (redes débiles). Podría suceder que las líneas eléctricas situadas en las ubicaciones donde se quiere instalar un parque no tengan la suficiente capacidad para transportar la electricidad. Por tanto, las redes eléctricas se han de adecuar a la capacidad de evacuación necesaria para instalar sistemas renovables.

La estabilidad del sistema. Las variaciones bruscas de la producción de electricidad por parte de los parques eólicos, fotovoltaicos o de las centrales térmicas convencionales provoca estados de inestabilidad en las redes eléctricas. Este factor ha de tenerse en cuenta, considerando que los parques pueden bajar repentinamente su producción.

Estos factores, entre otros, limitan la potencia renovable no gestionable a instalar en las Islas.

11.6 Sobredimensionamiento del sistema eléctrico

Además del comportamiento horario descrito en secciones anteriores, que condiciona las estrategias de ahorro y los beneficios de la gestión de la demanda, hay otros factores que hay

que resaltar. El primero es que, a pesar del comportamiento horario generalizado, éste no es el más eficiente porque las infraestructuras del sector eléctrico, al no ser la electricidad almacenable, tienen que dimensionarse para las previsiones de esas demandas máximas que se pueden producir a lo largo del día (Bañares, 2008).

Otra característica es que la demanda eléctrica en España crece de manera desordenada, porque las puntas de demanda aumentan en un porcentaje superior al de la media de la energía y también es superior al aumento en los valles. Esto agrava aún más esta necesidad de sobredimensionamiento del sistema (Bañares, 2008). Este sobredimensionamiento queda aún más agravado en las islas Canarias, debido a la naturaleza de sus redes no interconectadas, por lo que, por motivos de seguridad, se han de sobredimensionar los sistemas para paliar los efectos de un eventual fallo en cualquiera de las partes del sistema.

Los desafíos que plantea este comportamiento de la demanda eléctrica son varios. En primer lugar la necesidad creciente de infraestructuras, tanto de red como de generación. Por otra parte, el sobredimensionamiento de la capacidad de infraestructura para soportar la demanda punta. Éste último es un dato bastante relevante dado que, además, el valor de la demanda punta se ha incrementado mucho en los últimos años y, previsiblemente, ésta seguirá siendo la tendencia (Bañares, 2008). Aunque en los últimos años se observa que los valores de la demanda se han estabilizado debido a la crisis energética. De hecho, en los últimos años la demanda punta apenas ha variado en Canarias, tal y como muestra la tabla 56.

La tabla 56 también muestra los valores de la capacidad de generación instalada en cada una de las islas en el año 2010; datos que son necesarios para calcular el sobredimensionamiento en capacidad en cada una de las islas ese mismo año. Tal y como se observa, el sobredimensionamiento toma valores bastante distintos de isla a isla, siendo el caso más crítico el del sistema Fuerteventura-Lanzarote, con una capacidad instalada que supera sólo el 45% de la demanda punta del año 2010.

Tab. 56. Demanda valle y previsiones de energía eólica en Canarias

MW	Gran Canaria	Tenerife	Fuerteventura -Lanzarote	La Palma	La Gomera	El Hierro	Total
Punta historica (hasta 2008)	604	601	272	46.5	13	7.7	1544
Punta historica (hasta 2010)	604	601	272	50	13	7.8	1548
Punta (2010)	577	579	262	50	12.5	7.6	1488
Capacidad instalada (2010)	1046	971	381	105	20	12	2535
Sobredimension amiento (2010)	81%	68%	45%	110%	60%	58%	70%

Fuente: Red Eléctrica de España (Marin 2008; www.ree.es)

En el caso de España, si se observan las 300 horas en la que la demanda fue más elevada en el año 2007, y se escoge la hora de demanda máxima y la hora número 300 de máxima demanda, el valor de demanda que media entre esos dos valores fue de 6300 MW; lo que equivale al valor de tres centrales nucleares sólo para suministrar las 300 horas de máxima demanda (Bañares, 2008).

Esto quiere decir que el sistema se va haciendo cada vez más exigente; se tiene que disponer de más instalaciones, tanto de generación como de transporte como de distribución, para

cada vez menos tiempo, con lo cual, estas instalaciones tienen menos horas de utilización. Ello conlleva que, aparte de ser ineficiente, se produce un encarecimiento porque se tienen que pagar más activos para usarlos sólo unas horas.

Por último, hay que mencionar la dificultad de integrar la generación eléctrica no gestionable. Las previsiones para España en instalación de energía eólica son de 30 000 MW en el horizonte de 2016; este valor es el mayor al valor de demanda eléctrica en el valle en el año 2010, que rondaba los 24 000 MW (sobre las 5.00 de la mañana).

En Canarias el objetivo de energía eólica es de 1025 MW en el 2015 (PECAN 2006). La tabla 57 muestra la distribución por islas de la energía eólica prevista para el 2015 así como la demanda valle por islas en el 2008. La tabla muestra que la potencia de energía eólica que se pretende instalar es mayor que la demanda valle en cada una de las islas, aunque los horizontes temporales son diferentes y la potencia eólica a instalar se tendría que comparar con la demanda valle en el 2015. Las incertidumbres sobre la evolución de la demanda hacen que dicha comparativa no se pueda llevar a cabo con rigor; en todo caso, los datos ponen de relieve que hay que tener en cuenta el desafío que supone la integración de esta cuantía de energía eólica en redes débiles con las de Canarias.

Tab. 57. Demanda valle y previsiones de energía eólica en Canarias

MW	Gran Canaria	Tenerife	Fuerteventura-Lanzarote	La Palma	La Gomera	El Hierro	Total
Valle (2008)	267	268	114	15	5.6	2.4	672
Eolica (2015)	411	402	162	28	8	14	1025

Fuente: Datos demanda valle, REE; PECAN 2006

Además, la generación eólica presenta unas características que hacen que no sea posible estar generando única y exclusivamente con esta tecnología; es necesario que haya una combinación con otras tipos de generación. El sistema eléctrico se enfrenta, por tanto, a la dificultad de integrar este tipo de energía que se generan en el valle si no se consigue aplanar la demanda y no se dispone de sistemas de almacenamiento.

11.7 Incremento de la contribución de las energías renovables en las redes eléctricas

Aunque existe una limitación en el porcentaje de energía renovable no gestionable que se puede inyectar en las redes eléctricas, en la actualidad el porcentaje de energía eólica y fotovoltaica es muy pequeño en comparación con las posibilidades de explotación de estas energías. Algunas de las estrategias que se podrían seguir para aumentar la contribución de la energía renovable en las redes eléctricas son las siguientes.

Planificación territorial. Las restricciones territoriales, debido a zonas protegidas, cercanía de población o de cualquier otro tipo, han de tenerse en cuenta a la hora de instalar parques eólicos o solares. Una vez establecidas las restricciones territoriales, se pueden evaluar las zonas donde se pueden instalar parques eólicos o solares. Una de las estrategias importantes para optimizar la energía eólica es ubicar los parques eólicos en las mejores zonas de viento. Dado que, si las condiciones son buenas, en un espacio

menor se puede conseguir una mayor producción de electricidad. Llevar a cabo la planificación territorial es, por tanto, crucial. Una vez eliminadas todas las áreas con algún tipo de restricción para la energía eólica, la potencia instalable en las islas es superior a 5000 MW, según los resultados del capítulo 9. A su vez, esta información se puede cruzar con la información de las redes eléctricas en las ubicaciones propuestas, para comprobar los niveles máximos de electricidad susceptible de ser inyectada en las redes eléctricas en las localizaciones en cuestión. Si la capacidad de las redes resultase insuficiente, un análisis de viabilidad económica podría determinar las redes que se han reforzar para permitir la evacuación de la producción renovable.

En cuanto a la energía solar fotovoltaica, los gobiernos insulares han de decidir si permiten la instalación de parques fotovoltaicos y, en tal caso, en qué tipo de zonas se van a conceder los permisos pertinentes; o si, por el contrario, sólo van a permitir instalaciones fotovoltaicas en edificaciones ya existentes (cubiertas, marquesinas, aparcamientos, etc.). Las instalaciones fotovoltaicas en estructuras ya construidas tienen la ventaja de que no hacen uso de terreno adicional. Además tienen un gran potencial en Canarias, donde se podrían llegar a instalar unos 7000 MW en cubiertas, según los resultados del capítulo 10.

Repotenciación de parques eólicos. Muchos de los parques eólicos actualmente instalados en las islas tienen más de 10 o 20 años. En Canarias se instaló el primer aerogenerador con conexión a la red eléctrica en 1984 y tenía una potencia unitaria de 55 kW. Las potencias unitarias de los aerogeneradores instalados a principios de los años 90 oscilaban entre los 100 y los 300 kW. Ya a finales de los 90 y principios del 2000 se instalaron máquinas con potencias unitarias entre los 500 y 660 kW.

En la actualidad se instalan en Europa aerogeneradores de hasta 5 MW, por lo que se podría aumentar la contribución eólica simplemente utilizando el espacio ocupado por los parques eólicos antiguos, sustituyendo los aerogeneradores instalados por otros de potencia unitaria superior. En Canarias varios parques eólicos han solicitado repotenciar sus instalaciones.

Utilización de sistemas eólicos más estables. Se ha de llevar a cabo una elección de los aerogeneradores tal que se minimicen las perturbaciones en la red eléctrica. Siguiendo este criterio en Canarias se recomendaría instalar aerogeneradores de velocidad y paso de pala variables y con generadores síncronos o asíncronos doblemente alimentados.

Desarrollo de sistemas con almacenamiento. El almacenamiento representa una estrategia fundamental para que las energías renovables puedan participar en mejorar la gestión de la demanda.

Entre estas aplicaciones destacan los bombeos para almacenar agua en forma de energía potencial para su posterior turbinado (centrales hidráulicas de bombeo). Si se aumentan los bombeos, se podría introducir en la red eléctrica más energía renovable a lo largo del día. En este sentido cabe destacar el proyecto de El Hierro, que pretende cubrir un 85% de su consumo eléctrico a través de una central hidro-eólica. Esquemas parecidos, basados en un almacenamiento hidráulico, con salto de agua entre dos presas o depósitos (pero para una cobertura menor en porcentaje) serían replicables en el resto de las islas; de hecho ya existen proyectos propuestos en este sentido para todas las islas, excepto Fuerteventura.

Se están haciendo avances importantes en el tema de las baterías; se están desarrollando baterías de gran tamaño, en torno a los 20 MW, que pueden resultar de gran interés en

un entorno insular. De hecho, en las Islas se ha propuesto 3 proyectos piloto de almacenamiento en baterías de 1 MW, uno ubicado en La Aldea (Gran Canaria), otro en La Gomera y otro en La Palma (Rodriguez, 2011).

Y, por ende, transformación en otros vectores energéticos con posibilidad de almacenamiento como el hidrógeno.

Por último, otra de las estrategias fundamentales para incrementar la contribución de las energías renovables en la redes eléctricas es la **gestión de la demanda**. Por ejemplo, en un futuro, se podría modular la electricidad almacenándola en coches eléctricos que cargasen durante las horas valle. La gestión de la demanda se analiza en la sección siguiente.

11.8 Gestión de la demanda

Por gestión de la demanda en el ámbito eléctrico se entiende la planificación e implementación de aquellas medidas destinadas a influir en el modo de consumir energía, de manera que se produzcan los cambios deseados en la curva en demanda. El objetivo es, por tanto, el aplanamiento de la curva de demanda.

Existen varias medidas de gestión de la demanda que ya se vienen implementando desde hace tiempo en el sistema español. Las más conocidas para todos los sectores son las medidas de eficiencia y ahorro energético, que persiguen reducir el consumo y, por tanto, reducir el área que hay debajo de la curva. Esta medida es crucial pero puede no lograr ese efecto de aplanamiento de curva de demanda que se desea (Bañares, 2008).

Una segunda medida de gestión de la demanda es el desplazamiento de consumo de la punta al valle; esta medida tiene como objeto principal el aplanamiento de la curva demanda. Esto se logra aplicando medidas como la discriminación horaria. La discriminación horaria consiste en tarifas especiales mediante las cuales, ante unas ciertas señales económicas de precios que incentivan el consumo en los periodos valle, se desincentiva el consumo en los periodos punta. A estas tarifas especiales se encuentra acogida aproximadamente el 20% de la demanda total del sistema en España, más de la mitad de la demanda industrial (Bañares, 2008).

Otra medida que permite el desplazamiento del consumo es la denominada *interrumpibilidad eléctrica*. En este caso se trata de un servicio que consiste en que las empresas, en una situación de emergencia, y previa retribución económica, reducen sus demandas eléctricas cuando el operador lo solicita a unos valores previamente preacordados y que están formalizados con un contrato firmado con el operador del sistema. Este sistema lo tenían contratado en el 2007 algo más de 200 empresas en España (Bañares, 2008). En Canarias, en el 2009, 10 empresas tenían contratados servicios de interrumpibilidad (Marin, REE, 2008).

Fuera del sector industrial, también se pueden encontrar medidas de gestión de la demanda, como es la gestión automática de cargas en los centros comerciales (Bañares, 2008).

En el sector residencial las oportunidades se centran en desplazar aquellas cargas que son diferibles, como son los casos de lavadora, lavavajillas, agua caliente y sanitaria a los periodos en que la demanda es menor (Bañares, 2008). Cabe destacar también la implantación en curso de contadores eléctricos, dotados de sistemas de regulación que tienen unas ciertas funcionalidades de gestión de la demanda.

Otras actuaciones de gestión de la demanda pueden venir de la mano de la introducción de los coches eléctricos, si se generaliza su implantación. De hecho, los coches eléctricos se plantean como una oportunidad en España para modular la electricidad almacenándola en baterías que cargasen durante las horas valle, aplanando la curva de carga y absorbiendo una eventual sobreproducción nocturna de energías renovables no gestionables.

11.9 La gestión de la electricidad desde una perspectiva empresarial

El sector industrial y empresarial tiene un peso relativamente importante en el conjunto del consumo energético del Archipiélago. Pero más allá de una visión macroeconómica, sobre medidas sectoriales, también es relevante el análisis a nivel microeconómico. La empresa entendida como una unidad de producción y para llevar a cabo esa producción necesita de materias primas que transforma para obtener un producto con valor añadido. Una de las materias primas común a todas las empresas es la energía, dado que todo proceso productivo lleva asociado un consumo energético. En este sentido las industrias/empresas se podrían observar desde fuera como "unidades energéticas", donde uno de los inputs es la energía y entre sus outputs está la producción (lo que las empresas consideran "su negocio"). Aunque también podría figurar entre sus outputs la energía, hecho que se materializa sólo en pocas empresas. La importancia relativa del input energía es muy diferente entre las distintas empresas, si bien para algunas empresas representa uno de sus principales costes variables, para otras su peso relativo es menos importante.

Las actuaciones que pueden llevar a cabo las empresas para lograr una gestión energética sostenible, se pueden clasificar en la tipología siguiente.

- Actuaciones tecnológicas.
- Actuaciones de gestión de la demanda.
- Actuaciones en tarificación.
- Actuaciones de consumo responsable.
- Actuaciones de generación de energía.

Actuaciones tecnológicas. Este tipo de actuaciones requiere un análisis pormenorizado de los consumos energéticos dentro de la empresa y es, dentro de las actuaciones citadas, la que más particularización exige. Una auditoría energética, en el amplio sentido del término, es una forma de empezar. No se trata sólo de identificar consumos en iluminación y reemplazo de luminarias, sino de identificar los equipos de consumo más importantes y evaluar su rendimiento y analizar, asimismo, una posible sustitución por equipos más eficientes y amortización de los mismos. Más allá de estas medidas, también habría que evaluar los procesos energéticos globales de la empresa y determinar si son los más eficientes o si existen alternativas que no se han tenido en cuenta y que mejorarían la eficiencia energética de la empresa.

Actuaciones de gestión de la demanda. Estas actuaciones están encaminadas directamente a aplanar la curva de carga, para lo cual se incentiva desde el punto de vista a las empresas para que colaboren a desplazar la demanda de la punta al valle. Las medidas más importantes a nivel empresarial en este sentido son la modulación y la interrumpibilidad. Ambas tratadas en la sección anterior.

Actuaciones en tarificación. Esta actuación no implica ningún cambio en la gestión energética de la empresa, al contrario que las dos anteriormente mencionadas, y consiste en la comprobación de que los contratos establecidos con la empresa suministradora de energía son los adecuados para la actividad (y por tanto consumo) de la empresa. Esta tarea consiste en analizar el tipo de tarifa contratada, las potencias contratadas, energía reactiva, etc. y comprobar si son las más económicas para los niveles de consumo de la empresa o si, cambiando alguno/s de estos parámetros, la empresa puede resultar beneficiada económicamente. De ahí la importancia de disponer de tarifas que incentiven el desplazamiento del consumo a las horas valle.

Actuaciones de consumo responsable. Todas las actuaciones anteriores han de ir acompañadas por una campaña de información y sensibilización en el seno de la empresa. Todos los empleados han de estar concienciados de que están inmersos en un proceso encaminado, no sólo a mejorar el balance económico de la empresa sino el medioambiente empresarial y local.

La colaboración de los empleados es esencial y clave para el éxito. De nada serviría contratar una discriminación horario en base al uso en determinadas horas de unos equipos concretos si, al final, los operarios no respetan esos horarios.

Actuaciones de generación de energía. Algunas empresas han optado también por entrar de lleno en el negocio energético y convertirse en generadores de electricidad. De esta forma, en el balance de la empresa la energía no es sólo un input, sino que forma parte también del output empresarial.

Las energías renovables ofrecen grandes posibilidades a las empresas para convertirse en generadores eléctricos, convirtiendo a las empresas en pequeñas centrales de generación.

Las energías renovables que más ampliamente se utilizan para estos fines son, por orden de importancia:

- la energía eólica, en régimen de autoconsumo
- la energía solar fotovoltaica
- la energía minihidráulica (en menor medida)

El régimen de autoconsumo con energía eólica es una de las formas más recurridas por las empresas para autogenerar su propia electricidad consiguiendo, además, unos beneficios económicos extras a través de la venta de sus excedentes de generación eléctrica a la empresa distribuidora.

Algunas empresas, ante la imposibilidad de instalar un autoconsumo, debido por ejemplo a la escasez de suelo o a que la ubicación de sus instalaciones están situadas en lugares con poco viento o donde no es factible instalar un aerogenerador, optan por participar en parques eólicos e intentar compensar, por esa vía, sus consumos energéticos.

Pero, si se dan las condiciones adecuadas, la fórmula empresarial es el autoconsumo. A finales de 2006 en Canarias los parques eólicos en régimen de autoconsumo ascendían a un total de 7 (6 en Gran Canaria y 1 en La Palma) con un total de 11 MW instalados. Lo que representa un 7,85% de la potencia total instalada en Canarias. Posteriormente se

llevó a cabo concurso público para la asignación de consumos asociados, ascendiendo los parques en tramitación a más de 38 MW.

De los parques eólicos con consumos asociados en trámite a finales de 2006, el 45% se correspondían con instalaciones de desalación. Si añadimos las instalaciones de bombeo, el 50% se corresponden con instalaciones de desalación y bombeo. Este dato es relevante dado que, en los procesos de desalación, uno de los costes más importantes es el coste energético. La materia prima, agua de mar, se puede considerar un recurso gratuito pero que hay que bombear y desalar para conseguir agua potable y, en ambos procesos, el consumo energético es considerable. Esta proporción del 45%, no es más que un exponente claro de la estrecha relación que el binomio energía-agua tiene en Canarias.

En resumen, todas las medidas expuestas en esta sección, salvo esta última, están encaminadas a mejorar la gestión de la demanda, a aplanar la curva de demanda. Esta mejora de la gestión de la demanda permitirá una mayor participación de las energías renovables en el mix de generación. La última medida contribuye también a este incremento, pero de forma directa.

11.10 Conclusiones

En los dos capítulos anteriores se ha podido constatar que el potencial, tanto de energía eólica como de energía solar fotovoltaica en cubiertas en Canarias, es mayor que la demanda de electricidad en términos anuales, considerando todo el territorio, incluso si se tiene en cuenta cada potencial por separado. Sin embargo, la naturaleza del sistema eléctrico canario, islas no interconectadas y redes débiles, limitan la integración de renovables en las redes insulares. Para poder incrementar la contribución de renovables en las redes eléctricas insulares es necesario llevar a cabo determinadas actuaciones, de las cuales se han discutido varias en esta sección. En concreto, se van a destacar dos de estas medidas por su contribución potencial: gestión de la demanda y sistemas de almacenamiento. Algunas medidas de gestión de la demanda ya se están llevando a cabo en las Islas, como la interrumpilidad eléctrica en algunas empresas, pero son necesarias muchas más medidas de gestión de la demanda tanto en el sector industrial, como en el residencial como en el de servicios para poder aplanar la curva de carga. Algunos sistemas de almacenamiento también se están impulsando en las islas, el ejemplo de la isla de El Hierro con una central hidro-eólica capaz de proveer el 85% de su demanda eléctrica, es un claro exponente. El almacenamiento en forma de agua, con centrales de bombeo, es uno de los sistema de almacenamiento que más se está impulsando en Canarias, con proyectos propuestos en casi todas las islas. Estos proyectos permitirán aumentar la contribución de energías renovables no gestionables. Pero también se están impulsando otros sistemas novedosos de almacenamiento, como es el almacenamiento en baterías de 1 MW.

Todas estas medidas, tanto del lado de la gestión de la demanda como de sistemas de almacenamiento, contribuirán a aumentar la contribución de energía eólica y solar fotovoltaica en las redes eléctricas insulares que, como ya ha quedado patente, muestran un gran potencial en las islas, que no es plenamente explotable teniendo en cuenta los condicionantes del sistema eléctrico actual.

Parte III

Incentivos a la electricidad de origen renovable

Renewable electricity support systems

Capítulo 12

Mecanismos de incentivo

12.1 Tipos de mecanismos de apoyo a la electricidad renovable

En la Unión Europea (UE) existe una gran variedad de sistemas de incentivos gubernamentales a las energías renovables que, básicamente, se pueden encuadrar en alguno de los cuatro grupos siguientes[103]:

- Sistemas de tarifas / primas
- Certificados verdes
- Incentivos fiscales
- Sistemas basados en concursos o subastas públicas

Sistemas de tarifas (Feed-in Tariff) / primas. El sistema de tarifas (o tarifas feed-in) es el sistema más extendido en la UE. Este sistema se caracteriza porque se fija un precio, por lo general durante varios años, que se ha de pagar por el kWh de electricidad renovable producida y vertida a la red eléctrica y que deben abonar las empresas

[103] Comisión Europea. Comunicación de la Comisión: "El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energías renovables". SEC (2005) 1571

eléctricas (en concreto las distribuidoras eléctricas) a los productores de electricidad renovable. El sistema de tarifas puede adoptar dos formas:

- Tarifa fija: sistema por el cual se paga una tarifa fija por kWh de electricidad renovable producida y vertida a la red eléctrica. Este precio varía según el tipo de renovable utilizado (eólica, fotovoltaica, etc.)
- Precio de mercado más prima: mediante esta opción el kWh se vende en el mercado de electricidad y además se percibe una prima por kWh de electricidad vertida a la red eléctrica. La prima varía según la tecnología renovable de la que se trate.

Los costes adicionales de este sistema se repercuten generalmente a los consumidores finales; aunque en algunas ocasiones (como es el caso en Dinamarca) este sobrecoste es asumido por el Estado (Lauber, 2004).

Certificados verdes. Este sistema es el segundo más utilizado en la UE, después del sistema de tarifas (CE, 2005). En los países en los que se aplica, todos los consumidores (o en algunos casos los productores de electricidad) están obligados a adquirir un determinado número de certificados verdes a los productores de electricidad renovable según un porcentaje, o cuota, de su consumo (caso de consumidores) o producción (caso de productores de electricidad) total de electricidad.

Incentivos fiscales. El sistema de incentivos fiscales se utiliza como único incentivo sólo en dos países de la UE. En la mayoría de los casos se usa como una herramienta política adicional, esto es, combinada con otros mecanismos de incentivos.

Sistemas basados en concursos públicos. Este sistema no se utiliza mucho en la UE. En un sistema basado en concurso público, el Estado convoca una serie de concursos para el suministro de electricidad renovable y, una vez resuelto, la electricidad se suministra mediante contrato al precio resultante del concurso. Los costes adicionales se repercuten normalmente al consumidor final de electricidad mediante un gravamen específico.

En las secciones siguientes se analizará en detalle los dos mecanismos más extendidos en la UE.

12.2 Mecanismos basados en precios versus cantidad

12.2.1 Categorización de los mecanismos de incentivos

La categorización más consensuada dentro de la comunidad científica es la que distingue entre mecanismos basados en precios y los basados en cantidad. Esta categorización no es nueva en la economía ambiental y, aplicada a los mecanismos de incentivos a la electricidad de origen renovable, da lugar a la siguiente clasificación.

Instrumentos basados en precio

- Sistema de tarifas /primas
- Subvenciones a la inversión

- Incentivos fiscales

Instrumentos basados en cantidad

- Sistema de cuotas (certificados verdes)
- Sistemas de subasta

La característica que distingue estos dos tipos de instrumentos es el modo en que estimulan la demanda: fijando el precio de la electricidad de origen renovable o fijando una cantidad de electricidad de origen renovable respecto al consumo total.

Los mecanismos basados en precios fijan el precio por unidad de electricidad de origen renovable producida, y, por lo tanto, dejan que el mercado determine la cantidad de electricidad renovable que se genera. Los mecanismos basados en cantidad fijan una cuantía obligatoria de electricidad renovable que ha de ser consumida o generada, siendo el mercado el encargado de fijar el precio.

La figura 108 compara el comportamiento general de un sistema de tarifas (parte izquierda de la figura) con un sistema basado en certificados verdes (parte derecha de la figura). En el caso de los sistemas de tarifas el regulador (normalmente el gobierno) fija el precio "p*" y el mercado decide la cantidad de electricidad renovable "q" a generar, resultante de la intersección entre p* y la curva de costes marginales (CM) de la electricidad de origen renovable. En el caso de un sistema basado en certificados verdes (parte derecha de la figura), el regulador fija una cantidad q* de obligado cumplimiento y el mercado fija el precio como resultado de la intersección entre q* y el coste marginal.

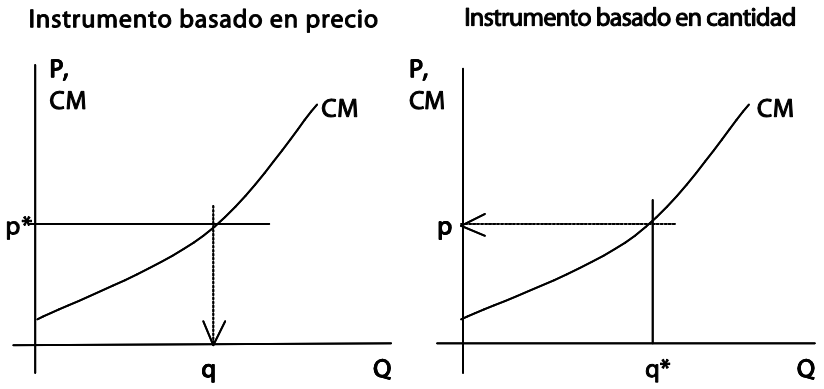


Fig. 108. Instrumentos basados en precios versus cantidad para promover la electricidad de origen renovable. Fuente: EC, 2005

12.2.2 Sistema basado en tarifas

Los sistemas basados en tarifas, como instrumento basado en precios, fija el precio del kWh de electricidad de origen renovable, pero presenta incertidumbre con respecto a la cantidad de energía renovable que se producirá con dicha tarifa. Esta incertidumbre es debida a la falta de información respecto a las curvas de costes marginales de las distintas tecnologías renovables. La figura 109 ilustra esta situación.

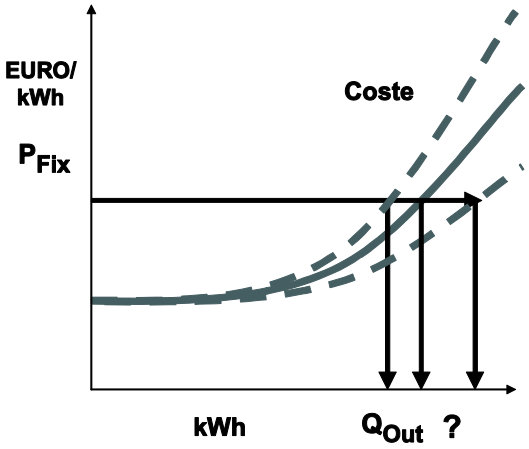


Fig. 109. Funcionamiento del sistema de tarifas. Fuente: Haas, 2004

La figura 110 muestra el efecto de la tarifa en la cantidad de electricidad producida por una tecnología renovable. En el caso en que no existan incentivos, los inversores explotarán todas las ubicaciones posibles hasta que el coste marginal de producir con dicha tecnología iguale el precio del mercado eléctrico P_{el}. La cantidad generada en este caso será Q. Si la tarifa para esta tecnología renovable se sitúa en P_{in} (siendo $P_{in} > P_{el}$), la cantidad de electricidad producida con esta tecnología se desplazará desde Q hasta Q_{out}.

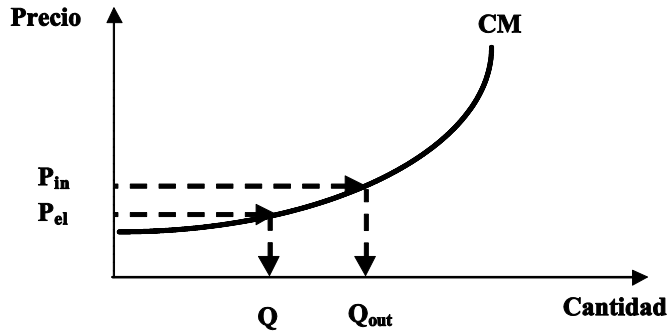


Fig. 110. Efectos del sistema de tarifas en la cantidad producida. Elaboración propia

La curva de costes marginales de la figura 110 representa la curva para una tecnología renovable dada. En el caso de algunas tecnologías renovables más caras, se puede dar el caso que la curva de costes marginales no llegue a cruzarse con el precio de mercado, por lo que la producción con este tipo de tecnologías, en un mercado sin incentivos y que no internaliza los costes externos, sería de cero unidades. Esta situación se ilustra en la figura 111. En esta situación, los incentivos serían condición indispensable para que los productores invirtieran en esta tecnología. Si la tarifa se situase en P_{in}, la cantidad de electricidad producida con esta tecnología aumentaría hasta Q_{out}.

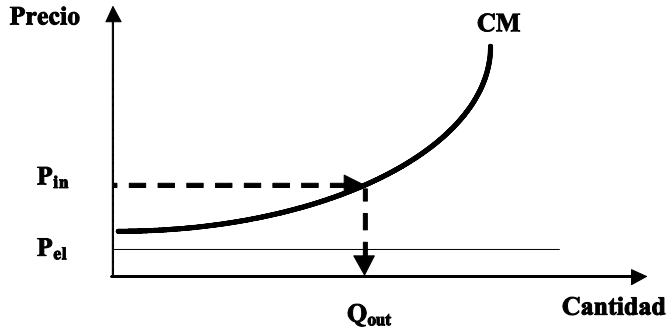


Fig. 111. Efectos del sistema de tarifas en la cantidad de electricidad producida por una tecnología renovable con costes marginales mayores que el precio del mercado eléctrico. Elaboración propia

En la figura 112 se puede observar el comportamiento de los inversores en una tecnología renovable dada para la cual se establece la tarifa P_{in}. Los inversores explotarán todas las ubicaciones posibles hasta que el coste marginal de producir con dicha tecnología iguale la tarifa propuesta P_{in}. La cantidad generada en este caso será $Q_{out.}$. Esta cantidad no será conocida a priori, dado que las curvas de los costes marginales de la gran mayoría de las tecnologías renovables no son conocidas a priori.

En el sistema de tarifas se podrían fijar las tarifas para producir una determinada cantidad de energía por tecnología renovable, si se pudiesen estimar las curvas de costes marginales.

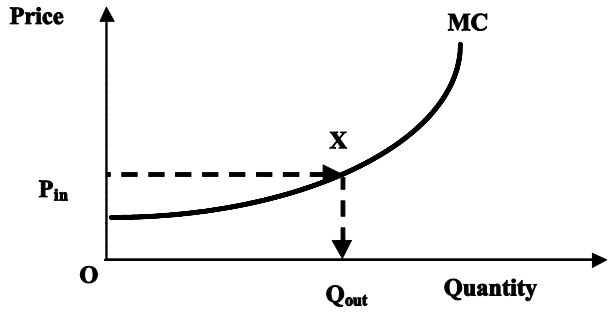


Fig. 112. Determinación de la cantidad en los sistemas de tarifas. Fuente: Menanteau, 2003

Todos los proyectos que se llevasen a cabo con esta tecnología se beneficiarían de la tarifa P_{in}, incluyendo aquellos cuyo coste marginal es considerablemente menor que la tarifa propuesta (Menanteau, 2003). Esto se podría evitar con las tarifas escalonadas (e.g. en eólica con tarifas según nº horas equivalentes). El coste total del sistema de tarifas será de P_{in} x Q_{out}.

La figura 113 muestra el comportamiento de un sistema basado en tarifas en el que se han fijado dos precios distintos para dos tecnologías diferentes (éste es un diseño habitual en los sistemas de tarifas).

En este caso las tecnologías A y B tienen curvas de costes marginales diferentes (las curvas en este caso son rectas con una determinada pendiente, cambiando la pendiente de la recta en función de la tecnología elegida). Se han fijado precios distintos, P_A y P_B para cada tecnología, resultando que se produce las cantidades Q_A con la tecnología A y Q_B con la

tecnología B. Si el precio de la tarifa hubiese sido homogéneo (un único precio) y, por tanto, no se hubieran tenido en cuenta los distintos costes marginales de las diferentes tecnologías a la hora de fijar el precio, el precio P* hubiese dado lugar a las cantidades Q_A* y Q_B*, produciéndose menos cantidad con la tecnología A (cuyo coste es mayor) y más cantidad con la tecnología B.

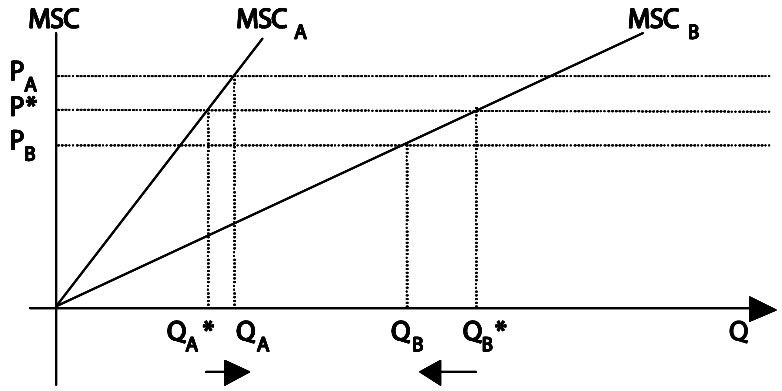


Fig. 113. Efectos de tarifas diferenciadas por tecnologías. Fuente: EC, 2005

12.2.3 Sistema basado en concurso o subasta pública

Los procesos basados en concursos permiten conocer el coste marginal de producción de todos las ofertas presentadas al concurso, una vez éste se ha llevado a cabo (ex post). La figura 114 ilustra el proceso.

El coste marginal P_{out} es el precio ofertado por el último proyecto seleccionado, que es el que permite alcanzar la cantidad preestablecida (Q_{in}). El incentivo que se le atribuye a cada productor seleccionado es la diferencia entre el precio resultante del concurso y el precio de mercado.

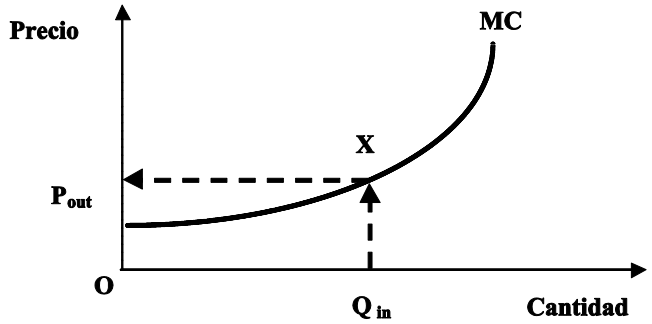


Fig. 114. Funcionamiento del sistema de subastas. Fuente: Menanteau, 2003

Este sistema permite conocer ex–post, en teoría, el margen de beneficio extraordinario que percibe el productor. Esto se debe a que permite comparar el precio al que se estaba

dispuesto a llevar a cabo la inversión con el precio que finalmente es seleccionado, dado que todas las inversiones se pagan al precio más alto que ha quedado incluido en el concurso. Por lo tanto, las inversiones que se realicen en ubicaciones con mejores condiciones (en el caso de energía eólica, aquellas que tengan más horas equivalentes) o que se lleven a cabo con tecnologías renovables más económicas (en el caso en que el concurso no esté limitado a una sola tecnología renovable), recibirán mayores beneficios frente al resto de las inversiones llevadas a cabo (Menanteau, 2003).

Como en el resto de los sistemas basados en cantidad, este sistema permite conocer a priori la cantidad de electricidad de origen renovable que se producirá (si todos los proyectos seleccionados se llevan a cabo, lo cual no ha sucedido es varias de las subastas llevadas a cabo en el Reino Unido (Butler and Neuhoff, 2004; Mitchell and Connor, 2004; Lipp, 2007), dado que el precio ofertado no era competitivo), pero no permite conocer el coste de alcanzar el objetivo fijado.

12.2.4 Sistema de certificados verdes

Los sistemas basados en certificados verdes, como instrumento basado en cantidad, fija la cantidad de kWh de electricidad de origen renovable a producir, pero presenta incertidumbre con respecto al precio al cual se producirá dicha cantidad de energía renovable. Esta incertidumbre es debida a la falta de información respecto a las curvas de costes marginales de las distintas tecnologías renovables. La figura 115 ilustra esta situación.

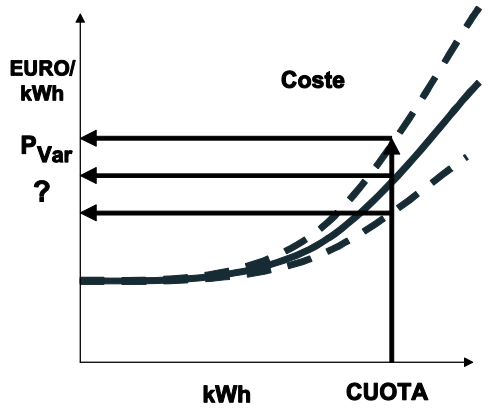


Fig. 115. Funcionamiento del sistema de certificados verdes. Fuente: Haas, 2004

Los efectos del comercio de los certificados verdes en la eficiencia en los costes, cuando se permite el comercio de certificados verdes entre generadores (diseño habitual de este tipo de mercados), se puede observar en la figura 116.

Si no se permitiese el comercio de certificados verdes, las entidades A y B tendrían que producir cada una de ellas la cantidad q de electricidad de origen renovable a costes marginales MC_A y MC_B, respectivamente.

En el supuesto de que se permita el comercio de certificados (caso habitual) y, dado que los costes marginales de A y B son distintos (en este caso los costes marginales de A son mayores que los de B), la entidad A produciría menor cantidad de electricidad de origen

renovable, sólo hasta Q_A, y le compraría a la entidad B certificados verdes por la diferencia entre Q_A y q. La entidad B produciría más electricidad renovable de la que está obligado por cuota, hasta Q_B, vendiendo el excedente a la entidad A. En su conjunto se produce la misma cantidad de electricidad de origen renovable ($2q = Q_A + Q_B$) que en el caso anterior (en el que no se permitía el comercio), pero a un menor coste global. Los ahorros generados como resultado del comercio de certificados se muestran en las áreas pintadas en gris.

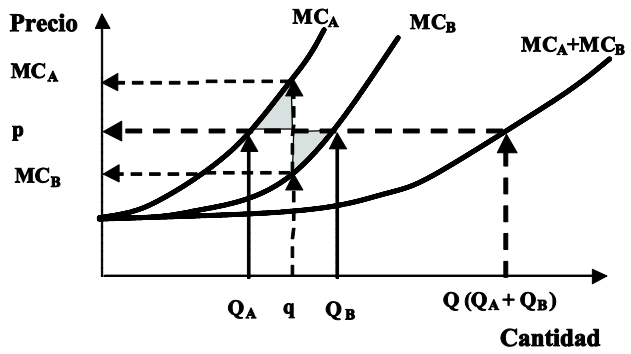


Fig. 116. Efectos del comercio de certificados verdes en la eficiencia en costes. Fuente : Menanteau, 2003

12.3 El origen de los mecanismos de apoyo

Los mecanismos de apoyo gubernamental no son algo nuevo en Europa ni en EE.UU. Dejando de lado el amplio campo de las subvenciones estatales en inversiones renovables (mayormente en eólica y solar), los primeros mecanismos de apoyo nacionales tienen también una larga tradición. Tras los primeros esquemas en Portugal (1988), Holanda (1989) y Alemania (1990), todos los países miembros de la UE implementaron mecanismos de apoyo a las energías renovables[104].

12.3.1 El origen del sistema de tarifas

El primer sistema de tarifas de la UE fue desarrollado en Portugal en 1988. Sin embargo según (Lauber, 2004) el primer sistema de tarifas considerado como un éxito fue el desarrollado en Alemania en 1990, tal y como se detalla a continuación.

Las energías renovables ya habían sido un asunto de importancia en la década de 1970 (destinándose importantes cantidades de fondos federales – de la extinta Alemania Federal–), pero el fracaso de los prototipos de aerogeneradores de gran potencia y el descenso de los precios del petróleo en la década de los 80, hizo que cayeran en el olvido (Heymann, 2002). Poco después, a raíz del accidente de Chernobyl, volvieron a ser el centro de atención de un

104 Ringel, M; 2006. Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates. Renewable Energy 31 (2006), 1-17.

gobierno y unos parlamentarios que buscaban crear un mercado innovador aprovechando los resultados de investigaciones anteriores, que creyeron que estaban a la vanguardia mundial.

El Bundestag (Parlamento Alemán) adoptó objetivos para una importante reducción de las emisiones de CO_2 – del 30% para el año 2005– y realizó una serie de recomendaciones al Gobierno de iniciativas legislativas en el área de la energía. Una de éstas fue la ley eléctrica que establecía el sistema de tarifas. Finalmente la propuesta sobre el sistema de tarifas se convirtió en Ley; los partidos políticos argumentaron que la ley fue diseñada para compensar la falta de internalización de los costes externos de las centrales convencionales que funcionan con combustibles fósiles y, por lo tanto, no se introducía ninguna subvención. Estos costes externos se estimaron de 0,06 a 0,10 DM (marcos alemanes) por kWh, sin incluir los costes climáticos (esta cantidad equivale aproximadamente de 0,03 a 0,05 c€). Las primas fueron fijadas como un porcentaje fijo sobre el precio final de la electricidad que pagaban los consumidores (un 90% para el caso de la eólica y la fotovoltaica). Esta ley (Stromeinspeisegesetz –*StrEG*–) fue aprobada por el Bundestag en Octubre de 1990 (Lauber, 2004) .

Esta ley fue reemplazada en el año 2000 por la *Erneuerbare Energien Gesetz* −EEG− (Ley de Energías Renovables). Una vez más el compromiso se basaba en compensar por la falta de internalización de los costes externos del carbón y de la nuclear. Esta ley establecía las primas en cantidades monetarias y no en porcentajes, y diferenciaba la tarifa eólica según la velocidad del viento del lugar de ubicación de los aerogeneradores, además se fijaba una reducción de la tarifa año a año. Estos parámetros de diseño del sistema de tarifas fueron adoptados por Francia y Portugal a la hora de diseñar sus propios instrumentos de apoyo a la electricidad renovable, en Junio y Diciembre de 2001, respectivamente.

Paradójicamente, y a pesar de que el sistema basado en tarifas ha sido impulsado desde distintos países de la UE, contribuyendo a su extensión por todo el planeta, algunos autores consideran que el primer sistema basado en tarifas fue el desarrollado en EE.UU. en 1978 al amparo de la ley conocida como PURPA –*Public Utility Regulatory Policies Act*–.

12.3.2 El origen de los certificados verdes

El origen del concepto que se ha venido a denominar "certificados verdes" proviene de EE.UU., concretamente del *Renewable Portfolio Standard* −RPS−, que es el mecanismo vigente en la actualidad en la mayoría de los estados de EE.UU., y que se basa en una cuota mínima obligatoria de electricidad de origen renovable. El contexto en el que surgió el *RPS* es muy diferente del que guió la *StrEG* alemana (la primera ley que fijó el sistema de tarifas en Alemania).

Los EE.UU., y en particular California, han sido cruciales a la hora de convertir la energía eólica en una industria. El instrumento que se utilizó para lograr este objetivo fue el *Public Utilities Regulatory Policies Act* −PURPA−, de la Administración de Carter en 1978. Esta ley desarrolló un sistema de tarifas cuya cuantía era igual a los costes evitados; en 1979 incluyó también deducciones fiscales para la inversión y un costoso programa para el desarrollo de aerogeneradores de gran potencia que costó 0,5 billones de $ (Asmus, 2001).

La fortuna política cambió con la Administración de Reagan; también en el Estado de California se produjeron cambios similares. La regulación para promover productores eléctricos independientes y la electricidad de origen renovable dio paso a la desregularización del sector. La filosofía que movía esta desregularización fue resumida en

1995 por Carl Weinberg como el *market machismo* en los siguientes términos (se cita literalmente):

> *What we really want is cheap electricity. We care less about the environment. All this global climate change is just a bunch of scientist s' pipe dream that want research money. What we really want, and what really is good for everybody is to have cheap electricity. Therefore we ought to move to a very market-driven, price-driven, short-term price-outlook market, which is the spot market* (van Est, 1999, p. 292).

En conclusión, si alguien quería comprar energías renovables, debería ser posible, por supuesto, era la elección del consumidor; pero eso era todo.

Ante esta nueva situación, las instituciones que promovían las energías renovables en California, incluyendo la Asociación de Energía Eólica Americana (*American Wind Energy Association* −AWEA−) tuvieron que idear una nueva y modesta estrategia a favor de las renovables (Rader, 2001). Lo que llevó a la formulación del *Renewable Portfolio Standard* −RPS−. Según este concepto un cierto porcentaje del consumo energético tendría que provenir de renovables. Un sistema de certificados canjeables aseguraba que la competencia del mercado hiciera prevalecer sólo las opciones más económicas − una clara concesión al espíritu de los tiempos que corrían−. En cualquier caso, en 1995 en California, esta propuesta fue considerada demasiado ambiciosa y el primer RPS fue rechazado (van Est, 1999).

El RPS estaba inspirado en otro instrumento de mercado, el "concepto burbuja" (*bubble concept*) que se utilizaba en economía ambiental y que había sido previamente desarrollado en EE.UU. para su uso en la política de control de emisiones de dióxido de azufre. Este mecanismo se basaba en fijar una cantidad límite de emisiones durante un periodo de tiempo determinado. Se emitían certificados para las industrias contaminantes (derechos de emisión) cuyo volumen se reducía a lo largo del tiempo. Las industrias tenían que ir reduciendo sus emisiones o bien llevar a cabo operaciones de compra/venta de certificados. Este instrumento pretendía asegurar que se utilizarían primero las formas más económicas de reducir las emisiones.

Los autores del RPS esgrimieron por supuesto las ventajas de este concepto comparándolo con otras medidas políticas adoptadas previamente en EE.UU. Resaltaron, en particular, que era un instrumento simple desde el punto de vista burocrático y económicamente eficiente (en el sentido que garantizaba la producción de electricidad renovable a su coste marginal). Los productores de electricidad renovable, que se esperaba que fueran en su mayoría compañías eléctricas y grandes inversores, quedaban compensados por la doble vía de ingresos: por un lado por la venta y distribución física de la electricidad y, por el otro, por la venta de los certificados. La competencia entre los productores debería crear de forma automática presión sobre los precios, sin necesidad de intervención pública (Lauber, 2004) .

Desde los EE.UU. el concepto de RPS dio el salto a Europa, donde encontró sus mayores aliados en la Asociación de Energía Eólica Británica (*British Wind Energy Association*) y en la Comisión Europea; particularmente en la Dirección General de Competitividad (*DG Competition*), que en esos momentos se vanagloriaba de sus recientes esfuerzos en desregularizar y liberalizar los monopolios públicos en varias áreas (Cini y McGowan,

1998). También contó con el apoyo del Comisario de Energía de aquel entonces (el griego Christos Papoutsis), quien ensalzó sus virtuosidades en un *Documento de Trabajo de la Comisión Europea* (European Commission, 1999) alegando que su mayor rentabilidad combinada con su considerable independencia de la política gubernamental harían que las inversiones en renovables se tornasen interesantes para la comunidad financiera (bancos, fondos de pensión, grandes inversores, etc.), constituyéndose en un paso esencial dado que el dinero estatal no sería suficiente para cubrir las necesidades financieras del sector (estimadas en 100 billones de € durante la primera década de este siglo). La minimización del riesgo político parece tirar más de la comunidad financiera que una combinación de primas, privilegios fiscales y préstamos de bajo interés sujetos a los cambios de la fortuna política (Massy, 2000; Harrison, 2000; Probyn, 2000; Harrison and Milborrow, 2000). También se asumía que este esquema facilitaría el comercio internacional de electricidad de origen renovable dada la separación del mercado de la electricidad física del mercado de los certificados.

En todo este tiempo seguía sin lograrse un consenso en EE.UU. para aprobar un RPS nacional. En cualquier caso, en el 2002 una docena de Estados habían adoptado un RPS estatal; lo que debería suponer un aumento de la capacidad de renovables instalada que, en su conjunto, supondría un salto de 7500 MW en el 2002 a 20 000 MW en el 2012. A nivel de Estado el RPS de Texas es considerado el modelo a seguir.

En Europa, el primer país que planificó introducir un esquema basado en RPS/TGC (*Renewable Portfolio Standard/Tradable Green Certicates*) fue Dinamarca en la reforma del sector eléctrico de 1999. Los principales motivos fueron el fuerte gravamen que suponía el sistema de tarifas, que se financiaba a partir de los impuestos, y la presión de la Comisión Europea (Morthorst, 2000). Finalmente el cambio fue pospuesto y no se implantó el sistema de certificados verdes.

El primer país europeo en implantar este sistema fue Gran Bretaña, bajo el mandato del laborista Tony Blair. En el 2002 se puso en práctica el denominado *Renewables Obligation* −RO− (Obligaciones Renovables), que era un esquema de RPS con certificados canjeables.

12.4 Evaluación y comparativa de los mecanismos de incentivo a la electricidad renovable

12.4.1 Extensión geográfica de los mecanismos de incentivo

El sistema de tarifas es el mecanismo de apoyo a la electricidad de origen renovable más extendido en la UE, de hecho 10 países de la *Europa de los 15* utilizan este sistema; y se está generalizando también su uso en los 10 países de la ampliación. El primer país en introducir un modelo basado en el sistema de tarifas fue Portugal en 1988, donde continúa este sistema hasta la actualidad, aunque se ha modificado el modelo original. Los países de referencia de este sistema son Alemania, España y Dinamarca.

Los Estados Miembros de la *Europa de los 15* en los que actualmente se utiliza el sistema de tarifas se detallan en la tabla 58, incluyéndose también las tecnologías renovables que abarca este sistema de primas en cada uno de estos países.

Tab. 58. Sistemas de tarifas en la Europa de los 15

País	Sistema de tarifa
Austria	FV, B, G, E(on)
Dinamarca	B, M, mH, FV, G, E(on)
Francia	B, mH, FV, G, E(on)
Alemania	Todas las renovables
Grecia	Todas las renovables
Luxemburgo	B, FV, E(on)
Holanda	Todas las renovables
Portugal	B, mH, FV, G, E
España	B, M, mH, FV, G, E(on), ST
Suecia	E(on)

Fuente: del Río y Gual (2007)

Abreviaciones: B (biomasa), M (mareas), mH (minihidráulica), FV (fotovoltaica), G (geotérmica), E(on) (eólica en tierra), E (eólica), ST (solar térmica)

En la figura 117 se muestra la extensión geográfica de los mecanismos de incentivos a la electricidad de origen renovable en los distintos países de la Unión Europea. Tal y como se puede observar en la figura los mecanismos utilizados, salvo alguna excepción, son básicamente dos: el sistema de tarifas y el sistema de cuotas basado en certificados verdes canjeables.

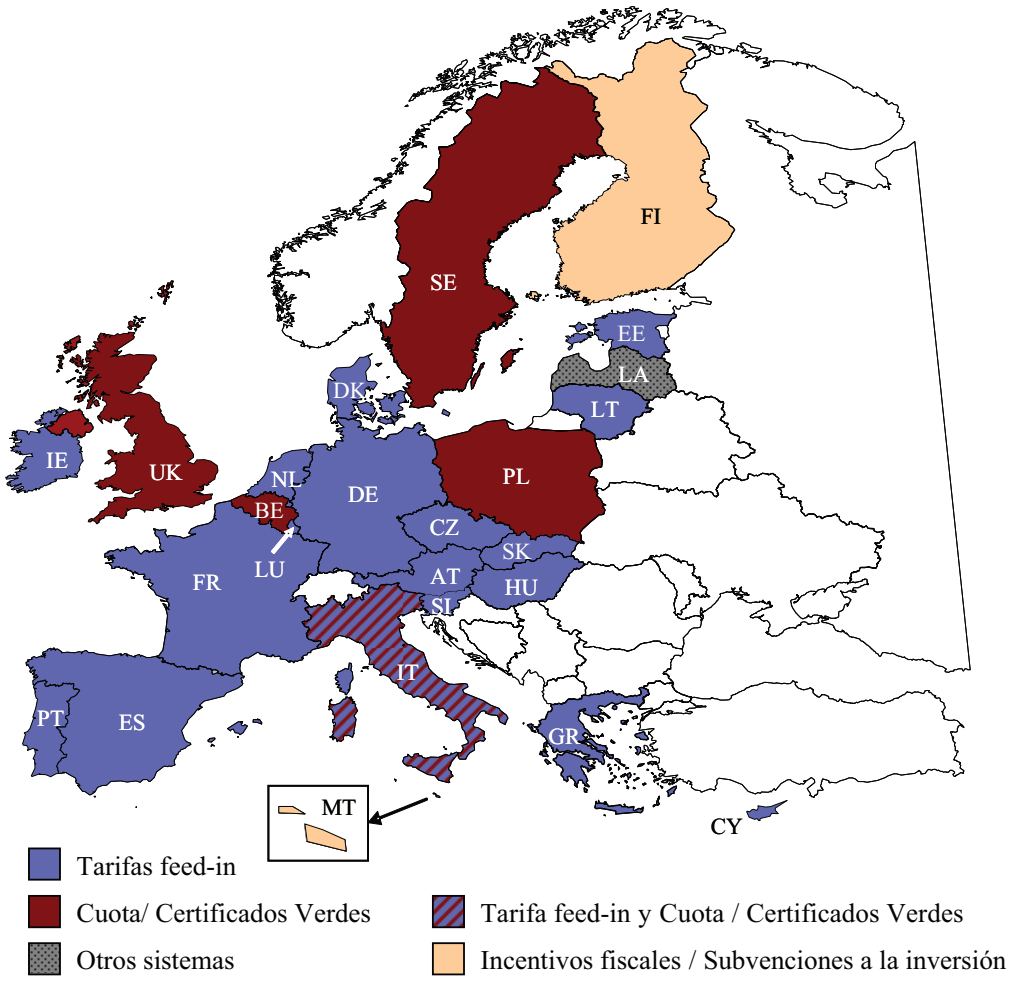


Fig. 117. Mecanismos de incentivos a la electricidad renovable aplicados en la UE. A. Klein et al. (2007)

Más allá de las fronteras de la UE, los mecanismos de incentivos más extendidos son los sistemas basados en tarifas y los basados en cuotas. En EE.UU. cada estado tiene libertad para elegir el mecanismo a implantar, predominando la utilización de sistemas basados en cuotas (RPS), aunque algún estado ha cambiado recientemente a un sistema basado en tarifas (e.g. estado de Washington en el 2005). Japón ha optado por un sistema basado en cuotas (RPS); mientras que países como China, Indonesia, Brasil y varios estados de La India han adoptado un sistema basado en tarifas (M. Mendoca, 2007).

Los mecanismos de apoyo a la electricidad de origen renovable que se van a comparar son los dos más representativos: el sistema de tarifas (*feed-in tariff* –FITs-) y el de los certificados verdes. Los criterios comparativos analizados se detallan en las secciones siguientes.

12.4.2 Eficacia a la hora de promover una mayor contribución de las renovables

Los mecanismos se pueden evaluar en función de en qué medida logran desarrollar las tecnologías renovables. En todo caso, esto depende de múltiples factores, algunos de los cuales están relacionados con el mecanismo elegido, así como con su diseño y su nivel de apoyo concreto. Pero también hay otra serie de factores que influyen en el desarrollo de las energías renovables, como las garantías de acceso a la red eléctrica, los procedimientos administrativos, etc., en definitiva lo que se podría denominar de forma genérica como las barreras tecnológicas y no tecnológicas.

Según Gan la eficacia se relaciona con la capacidad de la política energética para alcanzar los objetivos fijados. Algunos autores, como del (Río y Gual, 2007, se basan en un enfoque que asume una relación directa entre el mecanismo seleccionado y el nivel de desarrollo alcanzado por las tecnologías renovables y afirman, por tanto, que el mecanismo elegido es el factor determinante del grado de desarrollo de renovables alcanzado.

Los sistemas de tarifas, al proporcionar distintos niveles de apoyo según tecnología, son más efectivos a la hora de promover diferentes tecnologías renovables que otros instrumentos (del Río y Gual, 2007), como los certificados verdes, que promocionan fundamentalmente la tecnología más económica. Por otro lado, es difícil conseguir fijar el "nivel adecuado" de apoyo (para conseguir los objetivos por tecnologías) en los sistemas de tarifas. Por un lado, si las tarifas son demasiado bajas, no serán efectivas, y si son demasiado altas representarán un coste extra para los consumidores (del Río y Gual, 2007).

Los tarifas *feed-in* (FIT) han sido consideradas, por lo general, muy efectivas. Especialmente en el caso de la energía eólica en algunos países, como Alemania, España o Dinamarca (del Río y Gual, 2007).

Según (Lauber, 2004), los FIT's con una buena tarifa han sobrepasado normalmente las expectativas de sus autores. Éste ha sido el caso de Dinamarca y Alemania, donde los objetivos para la electricidad renovable se han sobrepasado con creces en el caso concreto de la energía eólica. En España también se espera que la energía eólica logre los objetivos fijados.

A finales de 2007, dos países europeos que utilizaban el sistema de tarifas, Alemania y España, contaban con el 66,4% de la energía eólica instalada en la UE.

En contraste, el anuncio de Dinamarca sobre su intención de cambiar a un sistema de certificados verdes, prácticamente paralizó la construcción de parques eólicos; ésta fue la razón principal por la que la decisión se pospuso y fue finalmente rechazada en el 2001. En Italia un cambio a un sistema basado en certificados verdes ha ralentizado el mercado (Jackson, 2002; Knight and Harrinson, 2003). Aunque este efecto también podría ser temporal.

Los sistemas basados en cuotas (e.g. RPS)/certificados verdes no tienen un historial similar en cuanto a crecimientos tan rápidos de la capacidad instalada, por lo menos hasta el momento actual. En algunos casos, como en Gran Bretaña o Bélgica, países que utilizan sistemas de certificados verdes, los objetivos son muy ambiciosos; aunque de momento los resultados no son satisfactorios (V. Lauber, 2004).

Los sistemas basados en cuotas (e.g. RPS)/certificados verdes, si están bien diseñados y no están sujetos a cambios políticos ni de funcionamiento, aportan una ventaja frente a los Sistemas de tarifas: "un crecimiento constante del mercado de las renovables según una planificación prefijada" (Rader and Hempling, 2001); y esto es algo que los sistemas de tarifas no pueden ofrecer.

12.4.3 Eficiencia, coste-eficiencia y costes de transacción

Un criterio general para evaluar instrumentos de apoyo es su costo, en este caso el costo de la ayuda para la electricidad de origen renovable.

Según Gan la eficiencia en costes de un instrumento político se puede calcular como el incremento de electricidad de origen renovable dividido por el coste que ha supuesto dicho instrumento. Pero en la práctica resulta difícil evaluar la eficiencia en costes, debido a la incertidumbre tanto a la hora de calcular el aumento del coste del instrumento político elegido como el incremento de electricidad de origen renovable fruto de dicho instrumento político.

Usualmente se ha afirmado que los instrumentos basados en la cantidad (i.e. certificados verdes) son más eficientes desde el punto de vista del coste que los mecanismos basados en precios (i.e. el sistema de tarifas). Esta aparente ineficiencia de los sistemas basados en tarifas ha sido contestada recientemente por varios autores. Por ejemplo, Menanteau et al. (2003) argumentan que los FITs han demostrado su eficiencia. Sawin (2004) afirma que el sistema de certificados verdes no tiene que ser inherentemente más económico que los sistemas de tarifas y que esto depende de varios factores. Jacobsson and Lamber (2006) demuestran que el sistema de promoción de la electricidad renovable en Alemania supone un coste modesto si se tiene en cuenta el costo total para la sociedad (i.e. incluyendo los subsidios al carbón y las externalidades negativas del carbón).

Los costes de transacción de la administración y de las empresas son también una componente importante del coste total del instrumento utilizado. Los costes de transacción de las empresas incluyen el coste de información sobre el funcionamiento del mecanismo en cuestión. Los costes de transacción de la administración abarcan los costes de implementación y de operación (incluyendo los costes de control). Los costes de implementación son mayores cuando la puesta en marcha del mecanismo requiere cambios en el marco legal e institucional existente. Uno de los factores que más influencian los costes de transacción es la simplicidad y la transparencia del mecanismo (del Río y Gual, 2007).

Tanto los requerimientos administrativos como la necesidad de información pueden aumentar rápidamente a medida que las tarifas FITs se "afinan" y complican para poder aumentar la eficiencia del mecanismo (Sjim, 2002).

Según (Huber, 2004) la planificación gubernamental, el esfuerzo de control y las actividades de lobbying aumentan la complejidad de las tarifas *feed-in*. Por lo general, mientras más simple sea el mecanismo menores serán los costes de transacción pero mayores serán los costes para los consumidores.

Según (Menanteau, 2003) los costes de transacción en el caso de los sistemas basados en tarifas son menores que en el resto de sistemas. Esto es debido fundamentalmente a que los costes de preparación del proyecto y los costes asociados al procedimiento de selección son más laboriosos y costosos de implementar en el resto de sistemas y, además, los sistemas

basados en tarifas son extremadamente sencillos de implantar desde el punto de vista administrativo.

Según Gan la experiencia sueca muestra que el sistema de certificados verdes ha generado altos costes administrativos.

12.4.4 Eficiencia dinámica y diversidad tecnológica

La eficiencia dinámica se refiere al incentivo para llevar a cabo mejoras tecnológicas continuas en las distintas tecnologías renovables, lo que resulta muy importante de cara a alcanzar los objetivos fijados de contribución de electricidad renovable.

Existe una controversia teórica sobre si las tarifas feed-in son eficientes desde el punto de vista dinámico. Para algunos autores (i.e. Sjim, 2002), dado que las tarifas feed-in no se basan en la competencia directa entre productores de electricidad renovable y convencional, el incentivo para la innovación es menor que en otros sistemas en los que sí se da esa competencia directa (i.e. certificados verdes). Otros autores alegan que las tarifas feed-in permiten mayores inversiones en I+D+i que otros instrumentos y que, dado que las FITs son más efectivas a la hora de aumentar el desarrollo de renovables, ofrecen un mayor potencial de aprendizaje.

Huber et al. (2004) argumentan que los fabricantes de tecnologías renovables menos maduras ganan con un sistema que promocione las tecnologías menos eficientes desde el punto de vista del coste. Este tipo de sistemas se puede implementar de forma más eficiente con tarifas feed-in específicas por tecnología.

En un sistema de certificados verdes los fabricantes se ven avocados a producir componentes más eficientes desde el punto de vista del coste. Lo que podría aumentar los costes de generación a largo plazo, dado que las tecnologías renovables más caras a corto plazo no se desarrollarían. Las tarifas feed-in facilitan el desarrollo de componentes de alta calidad, porque el objetivo del inversor es minimizar los costes de generación, pero también maximizar los ingresos vía FITs a lo largo de todo el periodo (del Río y Gual, 2007).

Wagner (1999) constata que la industria de fabricación de aerogeneradores en Alemania y Dinamarca (dos países con tarifas feed-in) ha sido muy innovadora hacia mediados de 1990, lo que se materializó en menores costes de producción. Este hecho no se traducido en bajadas en el nivel de las tarifas feed-in, confirmando el argumento de Sjim: *sería impopular y, por lo tanto, difícil desde el punto de vista político, reducir las tarifas feed-in, dado que los fabricantes tienen fuertes intereses económicos y quieren asegurar altas tarifas feed-in continuas.*

Según V. Lauber (2004) el propósito principal del sistema de tarifas, tanto en Alemania como en Dinamarca, fue el de promover la industria eólica nacional. A finales de la década de 1980, la tecnología eólica estaba desarrollándose en varios países europeos, se estaban llevando a cabo esfuerzos significativos no sólo en Alemania, Dinamarca y España, sino también en Gran Bretaña, Holanda y Suecia. Hoy en día el mercado está claramente dominado por Alemania, Dinamarca y España; países que han implantado un sistema de tarifas que ha conllevado un rápido crecimiento de las renovables. Según este autor los sistemas de tarifas pueden crear más fácilmente un mercado para los fabricantes de equipamiento renovable, fomentando un amplio abanico de tecnologías desde sus inicios hasta su etapa competitiva; mientras que los sistemas basados en certificados verdes son más

apropiados para la fase cercana a la competitividad, no siendo de mucha utilidad en las fases iniciales del desarrollo de la tecnología, debido a su objetivo de mantener los precios lo más bajos posible (lo que es relevante hoy en día para la solar fotovoltaica y las energías marinas).

Según argumentan Menanteau et al., 2003, en el caso de tarifas garantizadas "los productores mantienen el superávit creando cambios técnicos", i.e. incrementando sus beneficios invirtiendo en I+D (Menanteau, Finon and Lamy, 2003).

En todo caso, la implantación de un sistemas de tarifas no garantiza el desarrollo de la industria renovable local; éste ha sido el caso en Italia, donde una tarifa más generosa que la alemana (que fue implementada en 1992) tuvo poco impacto en la industria renovable italiana (Piacentino, 2002).

Los esquemas basados en RPS están diseñados para promover la electricidad de origen renovable a la vez que se minimizan los costes (Nielsen and Jepensen, 2003), por esta razón tienden a limitar la diversidad tecnológica. La gran presión para reducir costes disuade a los fabricantes de realizar grandes inversiones en I+D. Como los inversores (generadores eléctricos) están obligados a ser competitivos, tratan de beneficiarse del progreso tecnológico. *En una economía abierta, esta situación hace que los inversores recurran a tecnología extranjera* (Menanteau et al., 2003).

Hasta principios de la década de 2010, los países que habían implantado sistemas basados en RPS habían mostrado poco atractivo para que se desarrollara una industria renovable en sus ámbitos territoriales. En todo caso, hacia mediados de esa década, tanto en EE.UU. como en Gran Bretaña, se habían instalado divisiones de importantes empresas eólicas como Vestas.

Según Menanteau et al., 2003, el sistema de tarifas se diferencia de otros sistemas en cómo se distribuye el beneficio que resulta de las mejoras tecnológicas. En el caso de las tarifas, los inversores y fabricantes son los beneficiarios de un menor coste. En otros sistemas, el beneficio recae en los consumidores.

La distribución del beneficio tiene consecuencias importantes. Por un lado, los efectos de la curva de aprendizaje han sido mucho mayores para los fabricantes ubicados en países que han optado por un sistema de tarifas, dado el mayor aumento de la capacidad instalada. Por otro lado, los reducidos márgenes en otros sistemas han limitado la capacidad de los fabricantes para invertir en I+D. Consecuentemente, la reducción de precios en energía eólica que se observa en países con sistemas basados en concursos o certificados verdes, se debe a las mejoras tecnológicas de fabricantes ubicados en países en los que se ha impuesto un sistema basado en tarifas (Menanteau et al., 2003).

Según Hemmelskamp, J., 1998, en 1998, en Alemania, Dinamarca y España residían ocho de los diez mayores fabricantes eólicos del mundo. Por otro lado, en Gran Bretaña, el gobierno no logró su objetivo de desarrollar una industria renovable competitiva. La apertura prematura del mercado a la competencia ha tenido efectos adversos para la inexperimentadas empresas británicas, dándole una ventaja competitiva a las empresas danesas, mucho mejor preparadas por la gran capacidad instalada a nivel nacional, quienes han suministrado la mayoría de los equipos de generación eólica que se han instalado en Gran Bretaña.

Según Menanteau et al., 2003 el sistema de tarifas permite a los fabricantes invertir más en I+D y consolidar la industria. No en vano, los líderes mundiales en producción de aerogeneradores son Dinamarca, Alemania y España. Los sistemas de certificados verdes posibilitan, efectivamente, la implantación de las tecnologías renovables más económicas.

Pero esta ventaja se puede convertir en una desventaja desde un punto de vista dinámico, ya que se desincentiva la inversión en tecnologías prometedoras pero que no están lo suficientemente desarrolladas.

En definitiva, el sistema de certificados verdes no favorece la innovación ni, por lo tanto, el aprendizaje tecnológico.

12.4.5 Reducción de costes y de precios

Según V. Lauber (2004) los sistemas de tarifas contribuyen a la reducción de costes debido a que inducen a mayores ratios de crecimiento de forma más rápida y a que fomentan mejor la innovación tecnológica a largo plazo (véase la sección anterior). Se suele asumir que el hecho de doblar el volumen de mercado conlleva una reducción de costes de un 15-20%.

En todo caso, incluso considerando que hay una gran competencia entre los fabricantes de aerogeneradores, existe poco incentivo para que los promotores de parques eólicos reflejen esta reducción de costes en los consumidores, a no ser que la tarifa se ajuste adecuadamente. Y es de esperar que los fabricantes y los promotores hagan muy difícil políticamente el ajuste de las tarifas, tal y como ya sucedió en Alemania en 1997 (V. Lauber, 2004). Y como ha venido sucediendo cuando se quiere realizar cualquier cambio en el sistema de primas y los promotores prevén una reducción de sus ingresos. Uno de los casos más recientes ha sido en España en el 2007; donde se generó una gran polémica a raíz de la inminente introducción del Real Decreto 661/2007 que venía a sustituir el Real Decreto 436/2004; las voces de distintos sectores relacionados con la electricidad renovable (particularmente La Asociación de Productores de Energías Renovables –APPA- y la Asociación Empresarial Eólica –AEE-) se alzaron contra una presumible reducción de las primas y los medios de comunicación se hicieron eco de la controversia generada[105]. Finalmente el mencionado Real Decreto se hizo eco de las voces del sector, alcanzando un relativo consenso. Este enfrenamiento ha vuelto a quedar patente con las modificaciones legislativas del año 2010 al marco normativo fijado en el Real Decreto 661/2007.

Uno de los objetivos principales de los RPS/TGC es conseguir electricidad renovable al menor precio posible (Rader and Hempling, 2001; Connor, 2002; Elliott, 2002; Langniss and Wiser, 2003; Nielsen and Jeppesen, 2003). Con el énfasis en la competencia inmediata entre proyectos, los esquemas basados en RPS/TGC se suelen considerar más eficientes a la hora de reducir los precios. Dado que no hay un precio garantizado, como en los sistemas de tarifas, los inversores presionan a los fabricantes para que bajen sus precios a la vez que se lanzan a buscar las mejores ubicaciones disponibles.

La figura 118 muestra grandes diferencias en la disminución de los costes de parques eólicos en distintos países.

[105] Véase APPA www.appa.es (Notas de Prensa), AEE http://www.aeeolica.org/saladeprensa/marco-regulatorio/html/documentos.html y prensa especializada

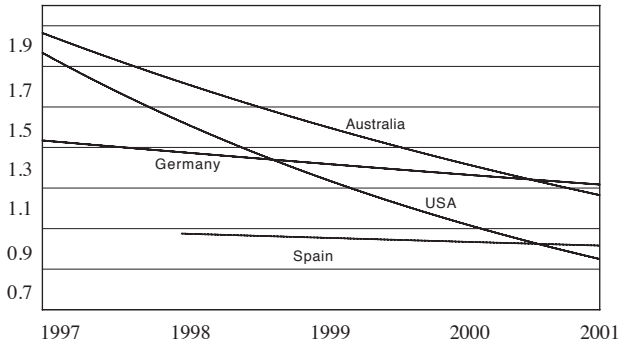


Fig. 118. Reducción de costes de los parques eólicos (en millones de $/MW instalado). Meier, (2002)

La figura 118 muestra que la reducción de costes ha sido considerablemente más rápida en Australia y en EE.UU. que en Alemania o España. Este hecho conduce a la hipótesis de que los regimenes competitivos tipo RPS/TGC (certificados verdes basados en cuotas) son capaces de reducir costes de forma más rápida que los Sistema de tarifas (Meier et al., 2002). También podría haber otra explicación, tanto en EE.UU. (particularmente en Texas, donde se instalaron más de la mitad de los aerogeneradores de EE.UU. en 2001) como en Australia, se dispone de mucho más espacio y terrenos sin habitar que en Europa. Por otro lado, al extenderse el uso de la energía eólica se comienzan a utilizar ubicaciones menos atractivas a priori (con menor velocidad de viento, peores conexiones a la red, etc.) y terrenos más caros. Como consecuencia el coste de los parques eólicos comienza a subir tras el bajón inicial (Energy Information Administration).

En el caso de Gran Bretaña los precios de las sucesivas subastas, en el marco del sistema vigente en este país (*non-fossil fuel obligation* – NFFO-), mostraron una decremento regular. El precio medio de los proyectos propuestos, independientemente de la tecnología propuesta, pasó de 6,7 c€/kWh en el NFFO-3 (1994) a 4,2 c€/kWh en el NFFO-5 (1998). Este último precio se situaba sólo 0,15 c€/kWh sobre el precio de mercado en el pool eléctrico durante el periodo correspondiente (Kuhn, I., et al., 1999)

Con tarifas regresivas, que anticipan las mejoras tecnológicas, las beneficios derivados del proceso de aprendizaje se pueden compartir de forma más equitativa, reduciendo el gravamen al consumidor a la vez que se garantiza un cierto beneficio para el productor (Elgreen, 2001). En definitiva, las tarifas regresivas consiguen reducir los costes, aprovechando las mejoras tecnológicas.

12.4.6 Seguridad para el inversor

Un mecanismo de apoyo a las renovables con un bajo riesgo para los inversores fomenta el desarrollo de las renovables y les permite obtener préstamos a un menor interés, reduciendo asimismo los costes del propio desarrollo. Las tarifas *feed-in* proporcionan un alto nivel de seguridad para los inversores adversos al riesgo, garantizando un ingreso estable frente a las altas inversiones que se han de llevar a cabo (del Río y Gual (2007).

Según V. Lauber (2004) los sistemas de tarifa ayudan a crear mercado combinando cierta seguridad para los emprendedores con perspectivas a largo plazo.

Según Menanteau et al., 2003, uno de los factores que hace que los sistemas basados en concursos/ subastas sean menos atractivos es la inseguridad que generan en los inversores en relación al beneficio de los proyectos presentados, situación que se ve agravada por unos altos costes de preparación de los proyectos (y, por tanto, altos costes de transacción, véase sección 12.4.3). Estos sistemas, en los que el precio del kWh sólo se conoce una vez se resuelve el concurso, introducen un elemento de riesgo para el inversor, situación agravada por el hecho de que los inversores cuyos proyectos no resultan seleccionados, tienen que correr con todos los gastos de preparación de los proyectos.

Otro análisis llevado a cabo por Dinica (2006) examina la difusión de las tecnologías renovables según el rol de los inversores; argumentando que un clima seguro y fiable, que proporcione suficiente rentabilidad, combinado con un bajo riesgo es vital para un desarrollo significativo de las renovables.

Lemming (2003) examinó el riesgo financiero del mercado de los certificados verdes, concluyendo que el mayor riesgo asociado al sistema de certificados, en comparación con el sistema de tarifas, resulta en mayores exigencias de beneficios para los inversores.

Mitchell et al. (2006) compararon el sistema de subasta de Gran Bretaña con el sistema de tarifas alemán; concluyendo que el bajo riesgo implica alta efectividad del sistema. Desde su punto de vista, el sistema de tarifas alemán es más capaz de proporcionar más seguridad que el sistema de subastas británico. Un análisis similar se llevó a cabo por Butler and Neuhoff (2004), quienes concluyeron que el coste para la sociedad de un sistema de tarifas es menor que el coste del sistema de certificados, en concreto del *Renewables Obligation Certificate* (ROC).

12.4.7 Conformidad con el mercado liberalizado de la electricidad

Las tarifas feed-in han sido criticadas por distorsionar la libre competencia y por no ser compatibles con la creación de un mercado eléctrico único y liberalizado en Europa (Sjim, 2002; Wiser et al., 2002; Van Dijk et al., 2003) afirman que las tarifas *feed-in* no preparan a los actores del mercado para competir en un mercado libre.

Esto no es cierto en un sistema de primas, que también compiten en el mercado; que funciona de forma análoga al sistema de certificados verdes en cuanto a su integración en el mercado eléctrico.

Según Menanteau et al., 2003, en el sistema de certificados verdes la producción renovable se convierte en parte del mercado eléctrico, en vez de estar separada, como es el caso de otros mecanismos de incentivos. Los inversores en renovales explotan los certificados verdes de dos formas: por un lado venden la electricidad en el mercado eléctrico y, por otro, venden los certificados a lo operadores que han de cumplir con la cuota asignada. Por lo que el mecanismo de apoyo ya no es ajeno a los cambios en el precio del mercado eléctrico, como es el caso en el sistema de subastas o de tarifas. El precio total del kWh renovable, que es igual al precio del mercado más el precio del certificado, se debería corresponder con el coste total de la unidad marginal a instalar durante el periodo de expansión de la electricidad verde. Consecuentemente, el precio de un certificado debería ser la diferencia entre ese coste marginal y el precio del mercado.

Cuando la contribución de energías renovables alcance mayores porcentajes que los actuales, los costes marginales de las tecnologías más caras (e.g. fotovoltaica) que se instalen

marcarán el precio de los certificados verdes, encareciéndolos notablemente y haciendo que el coste global sea mayor que en un mercado basado en tarifas y haciendo que los inversores en tecnologías más económicas (e.g. eólica, biomasa o hidráulica) obtengan ingentes ingresos a costa de gravamen para la sociedad (a no ser que se establezcan certificados verdes por tecnologías). Este sistema persuadirá a los inversores de apostar por tecnologías novedosas y más caras y, en todo caso, quienes se podrían aventurar en este tipo de inversiones serían grandes compañías eléctricas, que compensarían gastos con otras inversiones de mayor rentabilidad, fomentando una concentración aún mayor del mercado en unas pocas manos, filosofía contraria a la de un mercado liberalizado.

12.4.8 Dispersión de la generación renovable

Cuando la implantación de renovables se dispersa a lo largo del territorio, los beneficios se distribuyen entre distintos lugares de un país. Como consecuencia aumenta la aceptación de las renovables dado que se mitigan los problemas relacionados con la concentración (i.e. grandes concentraciones de aerogeneradores percibirse como un impacto visual). Al aumentar la aceptación social aumenta el atractivo para los inversores y, probablemente, su rentabilidad dado que el rechazo social puede causar retrasos en la obtención de los permisos administrativos necesarios para llevar a cabo la instalación (del Río y Gual (2007).

Las tarifas feed-in se pueden diseñar tal que se implementen tarifas diferenciadas según la localización (por ejemplo, según la disponibilidad del recurso), facilitándose la dispersión de las renovables.

Según V. Lauber (2004) la cultura tecnológica que produce la implantación de los esquemas basados en el RPS/TGC no se diferencia mayormente de la de las grandes compañías eléctricas, basada en grandes instalaciones y producción centralizada para lograr las mejores ventajas comerciales; y, de hecho, las compañías eléctricas son uno de los actores principales en este tipo de sistemas.

Una consecuencia problemática en el caso de un sistema de certificados verdes (basado en el RPS) pan-Europeo sería la concentración eólica. Los inversores en energía eólica buscarían primeramente las localizaciones con las mejores condiciones eólicas, en su mayoría ubicadas en Gran Bretaña e Irlanda, lo que conduciría a un atasco de los proyectos y un aumento de las protestas locales debido a las altas concentraciones de parques eólicos en pocos lugares. Esta búsqueda de ubicaciones ventajosas sería en todo caso temporal, dado que localizaciones menos favorables también son necesarias si se piensa que la energía eólica llegue a contribuir de forma significativa (Hvelplund, 2001; Menanteau et al., 2003).

12.4.9 Parámetros para su cálculo

Uno de los parámetros utilizados para fijar el valor de las tarifas suele ser el coste de las externalidades. Sin embargo, los sistemas basados en RPS/TGC no integran los cálculos de los costes externos, basándose en los costes marginales de una tecnología dada para sus cálculos.

12.4.10 Control del gasto público de las políticas de incentivos

Según Menanteau et al., 2003 una de las grandes ventajas de los sistemas basados en concursos/subastas, es que el nivel de gasto asociado se puede controlar. La organización del sistema, en forma de concursos sucesivos, permite que las autoridades puedan mantener un mayor control sobre el coste asociado. Además, este sistema permite descubrir progresivamente la curva de costes marginales de las tecnologías renovables que participan en este sistema.

Por tanto, en un sistema basado en tarifas, hay que realizar un gran esfuerzo para tratar de aproximar las curvas de costes marginales de cada tecnología renovable y ajustar las tarifas a la cantidad de energía renovable que se quiere generar por tecnología.

12.5 Armonización europea de los mecanismos de incentivos a la electricidad renovable

Para la mayoría de los países, la política energética verde está motivada por dos objetivos políticos subyacentes: seguridad en el suministro y reducción de los gases de efecto invernadero. Es por ello por lo que se ha convertido en una cuestión relevante que los objetivos energéticos en los diferentes países de Europa sean consistentes. Sin lugar a dudas, los esfuerzos que se lleven a cabo para reforzar la unificación de criterios en materia de política energética en Europa tendrán dos efectos positivos importantes. Por un lado, la coordinación de la política energética europea logrará que la política energética sea más predecible y, por tanto, tendrá un mayor efecto en el comportamiento del mercado debido a unas mejores perspectivas por parte de los inversores en términos de aumento de la confianza y de marco temporal para las inversiones. Por otro lado, los factores de escala proporcionan resultados positivos que actuarán como estimulo en todos los países europeos, como consecuencia los instrumentos políticos serán más eficaces (Gan).

En definitiva, un marco europeo de referencia en materia de política energética proporcionará más estabilidad al sistema de incentivos y, por tanto, mejores previsiones por parte de los inversores que, en un marco de certidumbre invierten más fácilmente exigiendo menores retornos. Por todo ello, la armonización de los mecanismos de incentivos ha sido un objetivo perseguido por la Comisión Europea (CE) desde la década de finales de los ‘90. La dificultad para instaurar un sistema único en todos los países de la Unión Europea, ha hecho que la Comisión haya desistido a corto plazo de conseguir este objetivo y, por tanto, de fijar una fecha para la armonización de los sistemas y esté fomentado, en primera instancia, una coordinación a nivel europeo de los distintos mecanismos de incentivos (CE, 2005). En cualquier caso, la CE es consciente de que, a largo plazo, será necesaria la armonización de los distintos mecanismos para poder completar el mercado eléctrico único, y afirma, por tanto, que deberá llegarse a un acuerdo sobre un mecanismo común, por lo menos, para cada tecnología renovable (CE, 2005 b).

Bajo un marco de liberalización completa es comprensible que la Comisión Europea haya pensado en un principio en limitar la armonización a un esquema basado en certificados

verdes[106]. Serviría para aumentar la competencia en el sector de la electricidad renovable y conduciría a una utilización óptima desde el punto de vista geográfico, que haría uso primeramente de las mejores ubicaciones. El principio de funcionamiento sería el mismo que el que rige la política climática, que está basada en instrumentos flexibles. Las actuales distorsiones e ineficiencias del mercado internacional de certificados, resultantes de los distintos sistemas de RPS/TGC que existen en la actualidad, se minimizarían (Nielsen & Jeppesen, 2003).

Pero también existen algunos problemas fácilmente predecibles. El mercado internacional de certificados verdes combinado con la separación de los certificados de la producción física, fomentará la concentración geográfica de la generación de la electricidad renovable en las áreas con mayores recursos naturales, siempre y cuando el resto de los aspectos relevantes mantengan condiciones similares (eficiencia del sistema de planificación, acceso a la red eléctrica, etc.). Aunque estas concentraciones sean eficientes económicamente, también tendrán consecuencias políticas. Una alta concentración de parques eólicos europeos en las Islas Británicas, reforzará una oposición local. Por otro lado, reducirá la voluntad política de aquellos países que persiguen objetivos ambiciosos en su apoyo a las energías renovables frente a aquellos países que priorizan bajos precios de la electricidad. Algunos países han otorgado un decisivo apoyo a las renovables, como por ejemplo Alemania, cuyo apoyo ha sido considerable. Este apoyo se podría evaporar si los parques eólicos se concentran en el Noroeste Europeo y los campos fotovoltaicos en el Sur de Europa, si el empleo y las oportunidades económicas de la industria renovable se trasladan al extranjero con las instalaciones renovables y si se ve peligrar algunos de los resultados visibles en términos de estructuras tangibles, aumento de la seguridad del suministro o reducción de la contaminación (Hvelplund, 2001).

La lógica económica de la liberalización puede estar resultando demasiado demandante para la política del mundo real. Una primera muestra de este desarrollo podría deducirse de la reciente historia holandesa. Holanda fue el primer país en introducir un sistema de certificados canjeables (aunque sin un sistema de cuotas), pero descartó este sistema cuando descubrió que alrededor de tres cuartas partes de los certificados (y las subvenciones asociadas) se trasladaban al extranjero ante el aumento de demanda de electricidad renovable y la falta de capacidad de producción a nivel nacional (Rooijen, 2004).

En la actualidad, los sistemas de tarifas son los más extendidos a nivel europeo y a nivel mundial. En la sección 12.4 se llevó a cabo una comparativa entre los sistemas de tarifas y los certificados verdes, resultando que los sistemas de tarifas son más efectivos a la hora de promover la electricidad renovable, producen menos costes de transacción, tienen una mayor eficiencia dinámica, fomentan en mayor medida la diversidad tecnológica y proporcionan una mayor seguridad para el inversor. Por contra, el sistema de tarifas ha sido criticado en numerosas ocasiones por una baja compatibilidad con la liberalización del mercado eléctrico y por distorsionar la libre competencia.

El sistema de tarifas basado en primas, sin embargo, parece aunar las ventajas de los dos sistemas, dado que, manteniendo una gran parte de las ventajas que se le atribuyen al tradicional sistema de tarifas fijas, se integra plenamente en el mercado eléctrico. Es por ello por lo que en los capítulos 15, 16 y 17 se analizará en detalle el sistema de español, dado que es el mercado con más experiencia en el sistema de primas.

---

[106] European Commission, 1999. Working Paper: Electricity from renewable energy sources and the internal electricity market, SEC (1999) 470, 13 April 1999

Capítulo 13

Los certificados verdes

13.1 Introducción a los certificados verdes

El sistema de los certificados verdes. El sistema de certificados verdes canjeables (traducción literal de *Tradable Green Certificates*- TGC-), que se denominará en adelante "certificados verdes", es un sistema por el cual la electricidad de origen renovable se vende en el mercado eléctrico y además se genera un certificado verde por unidad de electricidad renovable producida (usualmente 1 MWh). Este certificado se vende posteriormente en un mercado de certificados verdes paralelo al mercado eléctrico. De esta forma se independizan las ventas de electricidad de las ventas de los certificados. Este sistema de certificados verdes va acompañado de un sistema de cuotas (normalmente en forma de porcentaje) de electricidad de origen renovable que fija el Estado, de forma tal que se han de emitir los certificados necesarios para cubrir la cuota de electricidad renovable previamente fijada.

Diferencias en la terminología utilizada para designar a los sistemas basados en certificados verdes. Este sistema adopta la denominación de certificados verdes en la mayoría de los países que lo utilizan; asimismo se suelen referir a la "cuota" para designar el porcentaje o objetivo cuantitativo que se ha de cubrir con electricidad de origen renovable. Esta cuota la fija el Estado. No obstante, hay que señalar que, aunque esta denominación sea la más común, no todos los países que utilizan este sistema se refieren al mismo usando esta terminología. Es necesario, por tanto, analizar la terminología utilizada en los distintos países para referirse a este sistema.

La terminología de certificados verdes se utiliza en todos los países europeos que han adoptado este sistema excepto en Gran Bretaña, país en el que se denominan *Renewable Obligation* (RO).

En EE.UU. los certificados verdes se denominan "Créditos de Energías Renovables" (*Renewable Energy Credits* -RECs-) y la cuota viene determinada por el denominado

Renewable Portfolio Standard (RPS). En EE.UU. el RPS no es un programa nacional, sino que cada Estado tiene libertad para adoptar un RPS. Un total de 20 Estados además del distrito de Columbia han adoptado un RPS (Ford, 2007).

En Australia el programa que fija la cuota es el *Mandatory Renewable Energy Target* (MRET) y los certificados se denominan *Renewable Energy Certificate*

13.2 Criterios de diseño de los sistemas basados en certificados verdes

13.2.1 Actor sobre el que recae la obligación de adquirir los certificados verdes

En el sistema basado en certificados verdes existe la obligación de adquirir certificados verdes hasta cumplir con la cuota asignada. Esta obligación puede recaer sobre los distintos actores implicados en la cadena del suministro eléctrico. Según Schaeffer et al. (2000) esta obligación puede recaer sobre los siguientes agentes:

- Compañía de producción o generación
- Empresa de transmisión o distribución
- Empresa suministradora
- Consumidor

Empresa productora. En el caso en que la obligación recaiga sobre la empresa productora, y dado que los certificados verdes los obtienen también estas mismas empresas, la transferencia de certificados entre los distintos agentes implicados se minimiza, reduciéndose los costes de transacción. Pero por otro lado, este hecho puede tener connotaciones negativas debido a la falta de liquidez y de transparencia del mercado. Otra desventaja se puede dar en el caso en que en algunos países los productores tengan esta obligación y en los países vecinos no la tengan, lo que ocasionaría una desventaja competitiva para estas empresas.

Empresa de transmisión o distribución. En este caso, las compañías de transmisión o distribución tendrían que comprar los certificados; lo que podría ocasionar un aumento de las tarifas de transporte de la electricidad.

Empresa suministradora. Si la obligación se ejerce sobre las empresas que suministran a los consumidores, esto puede dar lugar a una desventaja competitiva frente a aquellos consumidores que no se abastecen a través de las empresas suministradoras, como por ejemplo en el caso de grandes empresas industriales que hacen contratos directamente con las empresas productoras, o cuando las empresas acuden directamente al mercado eléctrico o en el caso de algunos contratos bilaterales o en el supuesto de la autogeneración.

Consumidor. Cuando la obligación recae sobre el último eslabón de la cadena del suministro eléctrico, en definitiva sobre el consumidor final, esta es, al menos en teoría, la mejor opción Schaeffer et al. (2000). El consumidor final puede cumplir con las

obligaciones él mismo o puede acordar el traspaso de sus obligaciones a la compañía suministradora. Este tipo de obligación que recae sobre le consumidor final, encaja bien con el principio de *quién contamina paga*.

13.2.2 Cuantificación de la obligación

Según Schaeffer et al. (2000) se dan tres cuestiones importantes que hay que clarificar a la hora de cuantificar las obligaciones.

1. Cómo se definen las obligaciones: en qué términos.
2. Cómo evolucionan los objetivos a lo largo del tiempo.
3. ¿Se tendrá en cuenta la diversidad tecnológica a la hora de definir las obligaciones?

Definición de las obligaciones. Con respecto a esta primera cuestión, hay que señalar que, al final, todas las obligaciones expresadas en porcentaje se traducen en cantidades absolutas. En cualquier caso se pueden encontrar distintas formas de expresar estas obligaciones:

- Como un porcentaje en kWh de la electricidad consumida/generada (según el actor sobre el que recaiga la obligación). En este caso un cierto porcentaje de la electricidad total se ha de cubrir con certificados verdes. Esta es la opción más generalizada.
- Como un porcentaje en MW de la capacidad total instalada. En este caso los certificados verdes no representarán unidades de producción de electricidad (kWh o MWh) sino unidades de potencia (en este caso MW). Esta es la opción que se utiliza en Texas (EE.UU.).
- Como una cantidad absoluta expresada en kWh. Esta cantidad absoluta se puede calcular a partir del porcentaje que se quiere lograr y de una estimación de la demanda esperada. Este es el sistema elegido por Australia. La gran ventaja es que el mercado se conoce con bastante antelación y la desventaja es que no se puede asegurar que se alcance el porcentaje deseado.
- Como una cantidad absoluta expresada en MW. Este sistema aúna las características de los dos anteriores, con sus ventajas y desventajas.

Evolución de los objetivos. Un aspecto muy importante para los inversores potenciales es conocer cómo van a evolucionar las obligaciones a lo largo del tiempo; cuanto mayor sea el periodo en el que las obligaciones están vigentes, mayor será la seguridad del inversor (Schaeffer et al. (2000). Este hecho es casi más importante para el desarrollo de las energías renovables que el patrón elegido para la evolución de las obligaciones. Esta evolución puede seguir los criterios siguientes:

- Ratio fijo. Este es, por ejemplo, el diseño utilizado en el sistema flamenco (Bélgica). Este ratio se puede adaptar para conseguir los objetivos fijados a nivel político (e.g. alcanzar un 3% anual hasta el 2010). Este ratio también puede variar para periodos distintos (e.g. 16% anual hasta el año 2010 y un 5% en los años consecutivos).
- Ratio incremental. En este caso se definen las obligaciones para varios momentos futuros. Por ejemplo, un 20% para el 2003 y un 80% para el 2030.

Este método obliga al político a tomar decisiones con bastante tiempo de antelación; lo cual se puede considerar una ventaja o una desventaja.

Homogeneidad de las obligaciones. En el caso en que se quiera fomentar la diversidad tecnológica, y no sólo la tecnología más económica, hay que introducir un sistema de certificados verdes no homogéneo. La desventaja de esta opción es que el mercado de los certificados que se crea es menos homogéneo y transparente. Según (Schaeffer et al. (2000) las posibles opciones para fomentar un mercado no homogéneo son las siguientes.

- Separación de las obligaciones por tecnología renovable. Bajo este diseño se crean tantos mercados como precios diferenciados coexistan, por lo que el mercado de los certificados será heterogéneo y poco transparente. Además los costes de transacción aumentarán considerablemente así como los costes globales para alcanzar el objetivo fijado. La producción de energías renovables se llevará a cabo en las ubicaciones más rentables, pero no globalmente sino por tecnología. El mercado internacional podrá ayudar a que los mercados sean mayores, con más liquidez y transparencia. Por otro lado, la diversidad tecnológica queda asegurada.

  Una variación de esta opción es crear *clases energéticas*; de tal forma que, en lugar de crear tantas obligaciones como tecnologías se quieran fomentar, se pueden agrupar varias tecnologías en una sola clase. Esta opción es la elegida en varios de los estados de EE.UU. Por ejemplo, la clase 1 = fotovoltaica, clase 2 = energías oceánicas, geotérmica y solar térmica de alta temperatura y clase 3 = resto de renovables. Esta opción minora las desventajas antes mencionadas; asimismo introduce competencia entre distintas tecnologías renovables, pero sólo dentro de su misma clase.

  Con esta opción el número de certificados que se emiten no es equivalente a la producción de electricidad renovable pero el mercado mantiene su transparencia dado que sólo se comercia con un tipo de certificado. En todo caso, hay que resaltar, que el mercado internacional será complicado si los ratios de intercambio por tecnología renovable no se armonizan entre los distintos estados miembros que participen en dicho mercado.

- Valores distintos para los certificados verdes. Otro sistema es proporcionar valores distintos a los certificados verdes según la tecnología renovable que lo origina. Esto se puede llevar a cabo desde el lado de la demanda o desde el lado de la generación. Desde el lado de la generación esto significa que, por ejemplo, por producir 1 kWh de energía solar fotovoltaica se obtienen 5 certificados verdes, mientras que por 1 kWh de eólica se obtienen 2,5 certificados y por 1 kWh de hidráulica se obtiene 1 certificado. Desde el lado de la demanda, con este mismo ejemplo, para obtener 5 certificados estos se podrían cubrir con 5 certificados hidráulicos, 2 eólicos o uno fotovoltaico.

En ambos casos la contribución de las renovables dependerá de la tecnología elegida; por ejemplo, una cantidad determinada de certificados puede equivaler a una contribución de un 10% de las renovables si la tecnología elegida es la hidráulica o sólo a un 2% si se elige la energía solar fotovoltaica. Por otro lado, no se garantiza que la generación se lleve a cabo donde resulte más económica pero la diversificación tecnológica es bastante más probable.

La determinación de los distintos valores en los dos casos expuestos puede fundamentarse en distintos criterios:

1. Basado en costes. En este caso el valor de los certificados es inversamente proporcional al coste. Por ejemplo, si el coste de la energía solar fotovoltaica es 10 veces más caro que el de la energía eólica en el periodo de referencia, entonces un certificado de fotovoltaica valdrá lo mismo que 10 certificados de eólica.
2. Basado en beneficios ambientales. Esta opción permite tener en cuenta las emisiones evitadas. La determinación del valor de los certificados se puede llevar a cabo teniendo en cuenta varios tipos de emisiones o en relación a una sola, como el CO_2.

13.2.3 Duración y revisión del proceso

En un sistema en el que hay que cumplir con unas obligaciones, los agentes implicados tienen que saber cómo y cuándo han de cumplir con los requisitos impuestos; para lo cual hay que definir la duración del periodo de cumplimiento y el modelo elegido para revisar el cumplimiento de las obligaciones.

Duración del periodo de cumplimiento. Según Schaeffer et al. (2000) el periodo de cumplimiento se puede definir atendiendo a las siguientes opciones.

- Anual. La opción más simple y habitual es que el periodo de cumplimiento sea de un año. La desventaja de este sistema es que, en un año anormalmente malo (malas condiciones climáticas –e.g. poco viento, radiación por debajo de la media–, roturas del equipamiento, etc.), se producirán menos certificados verdes de lo esperado. Esta desventaja se puede solventar introduciendo mecanismo de flexibilidad, como depósitos (*banking*) y préstamos (*borrowing*) (véase sección 13.2.5.3).
- Varios años. Otra opción sería que el periodo de cumplimiento se extendiera durante varios años; en este caso se define un periodo de *n* años en los que hay que cumplir con la obligación establecida (igual a *n* veces la obligación anual). Este sistema proporciona flexibilidad pero tiene la desventaja de que se puede tender a posponer las inversiones para el final del periodo, por lo que el precio de los certificados puede quedar infravalorado al principio del periodo y sobrevalorado al final. Una medida correctora podría ser establecer revisiones anuales.
- Fracción anual. En este caso el periodo de cumplimiento puede ser mensual o trimestral (el cálculo de las obligaciones se llevará a cabo dividiendo la obligación anual por 12 o por 4, respectivamente). Este sistema produce un mercado continuo, con mayor liquidez y transparencia; aunque los costes de transacción son mayores que en la primera opción. Por otro lado, y debido a que las condiciones climatológicas suelen presentar un componente estacional (lo que afecta directamente a la generación de electricidad renovable), para que esta opción sea viable hay que introducir mecanismos de flexibilidad, e.g. depósitos (*banking*) y préstamos (*borrowing*) (véase sección 13.2.5.3).

Revisión de las obligaciones. La opción más común es que se compruebe si se ha cumplido con las obligaciones al final del periodo establecido a tales efectos. Una desventaja de

este sistema es que, si el periodo de cumplimiento es muy extenso, las transacciones del mercado se posponen para el final del periodo, afectando a la transparencia del mercado. Como medida correctora se pueden establecer intervalos de revisión durante el periodo de cumplimiento (por ejemplo trimestrales). La desventaja de este sistema es que los costes de control aumentan significativamente Schaeffer et al. (2000).

13.2.4 Emisión de los certificados verdes

Los certificados verdes se proporcionan a los productores de electricidad de origen renovable, quienes posteriormente pueden venderlos a cualquier agente del mercado.

Tecnologías incluidas. Para obtener certificados verdes hay que generar electricidad de origen renovable, pero no existe un consenso a nivel mundial sobre qué tecnologías se consideran como renovables y, por tanto, son aptas para generar certificados. Usualmente las tecnologías incluidas como renovables son las siguientes:

- Biomasa (incluidos residuos y gas de vertederos)
- Hidráulica
- Eólica
- Fotovoltaica
- Geotérmica
- Bombas de calor
- Otras (solar térmica, olas, mareas, corrientes marinas, gradiente térmico oceánico)

En algunos países se excluyen ciertas tecnologías renovables, bien por problemas medioambientales o bien porque no necesitan apoyo financiero. Las tecnologías que más comúnmente resultan excluidas son:

- Residuos
- Hidráulica (grandes instalaciones)

Referencia utilizada para cuantificar la producción de electricidad. La emisión de un certificado verde puede basarse en la electricidad de origen renovable generada o en la cantidad que se inyecta en la red eléctrica. Si no se quiere discriminar a los auto-generadores, la base de emisión del certificado debería ser la electricidad generada (Schaeffer et al. (2000).

Organismo que emite los certificados verdes. Según (Schaeffer et al. (2000) el organismo encargado de emitir los certificados verdes puede elegirse entre las opciones siguientes.

- Organismo público
- Productor eléctrico
- Operador del sistema eléctrico
- Asociaciones privadas (controladas por compañías eléctricas o por agentes independientes como ONGs ambientales, etc.)

Algunos países prefieren que la emisión de los certificados verdes esté bajo el control público, mientras que otros países se inclinan por un organismo privado con credibilidad en el sector. A título ilustrativo sirva el caso de Italia, donde el emisor de los certificados es el operador eléctrico (Lorenzoni, 2003).

Valor de un certificado. El valor de los certificados no es universal y cada sistema elige a cuánto equivale un certificado verde; si bien la opción más común es que un certificado verde equivalga a 1 MWh. Esta equivalencia es la utilizada, por ejemplo, en EE.UU. {Ford2007}. En otros países, sin embargo, se utilizan otras equivalencias; en Italia un certificado verde equivale a 100 MWh (Lorenzoni, 2003). El caso más significativo se encuentra probablemente en Bélgica donde, en un país relativamente pequeño, conviven 3 sistemas distintos de equivalencias. En la región de Flandes y a nivel federal la equivalencia es de un certificado verde por 1 MWh; pero en la región de Valonia y en la región de Bruselas, la equivalencia es de un certificado por 456 y 217 kg de CO_2 evitados, respectivamente; dependiendo, por tanto, el número de certificados obtenidos de la tecnología renovable utilizada {Verhaegen2007}.

Esta diversidad en los valores de los certificados dificulta el mercado internacional y, por ende, una eventual armonización.

Periodo durante el cual se emiten los certificados. En la mayoría de los países los certificados verdes se emiten mientras las instalaciones renovables generen electricidad, esto es, durante la vida útil de la misma. Pero éste no es tampoco un criterio generalizado y, en algunos sistemas, sólo se emiten certificados durante un periodo determinado de tiempo. En Italia, por ejemplo, los certificados se emiten sólo durante los primeros 8 años de explotación de la instalación; durante el resto de la vida útil de la instalación se vende la electricidad en el mercado eléctrico pero ya no se obtienen certificados por la generación renovable (Lorenzoni, 2003).

Forma física de los certificados. En principio existen dos posibles formas (no excluyentes) de emitir los certificados físicamente.

- Registro electrónico
- Papel

Las operaciones de compra-venta de certificados mediante hojas de papel no parece ser una opción práctica; por lo que el estándar de los certificados debe ser en formato electrónico (Schaeffer et al. (2000). Adicionalmente, se podrían generar certificados en formato papel basados en los registros electrónicos.

Información incluida en los certificados. La información que se incluye en los certificados debe estar estandarizada para facilitar su comercio. Además, si los certificados se registran electrónicamente, esta estandarización es también importante a la hora de definir las bases de datos que van a tener los registros de los certificados.

Los certificados han de contener la siguiente información.

- Número de identificación único
- Productor
- Fecha de emisión y el periodo de producción que cubre el certificado

- Equivalencia con la producción de electricidad (si los certificados no están estandarizados)
- Ubicación de la planta (país y región)
- Fuente renovable (solar, eólica, hidráulica, etc.)
- Tecnología utilizada (tipo de planta, tamaño, año de puesta en marcha, etc.)
- Capacidad de la planta
- Fecha en que expira el certificado (puede ser infinita)
- Ayudas recibidas

El certificado también puede contener información adicional relativa a los beneficios medioambientales, tales como las emisiones evitadas de CO_2, SO_2 o NO_x ,entre otros.

13.2.5 Utilización de los certificados verdes

13.2.5.1 Contabilización y expiración de los certificados

El sistema para contabilizar y para la comercialización de los certificados verdes debe ser lo más sencillo posible. Si los certificados se almacenan en registros electrónicos en bases de datos, entonces el sistema para contabilizarlos es muy similar a las cuentas bancarias. Cada participante en el sistema de certificados verdes tendrá su propia cuenta y recibirá extractos de esa cuenta (Schaeffer et al. (2000).

Los certificados pueden tener una validez ilimitada o una fecha de caducidad. Si los certificados tienen una validez limitada, la generación de electricidad renovable queda vinculada al periodo en el que se demandan los certificados, por lo que se limita la posibilidad de generar gran cantidad de certificados para demandas futuras.

13.2.5.2 Reembolso de los certificados

Se ha de establecer claramente el procedimiento mediante el cual los certificados son retirados del mercado una vez han sido utilizados. También hay que definir un mecanismo que permita anular los certificados (por ejemplo, por si algún organismo quisiera comprar certificados para estimular la generación de energías renovables). Si el certificado tiene fecha de caducidad, solamente habría que esperar a que caduquen; pero si no es así, hay que definir un sistema para convertirlos en certificados nulos (no válidos).

Se ha de establecer una agencia u organismo que registre la propiedad de los certificados y a la que haya que informar de cualquier transacción realizada con los mismos (Schaeffer et al. (2000). En el caso en que los certificados se utilicen para cumplir con la obligación establecida, no solamente se ha de informar al organismo pertinente sino que también se han de traspasar los certificados al gobierno o al organismo encargado de los reembolsos. Este organismo podría ser el mismo que se encarga del registro de los certificados, pero ha de separar las dos funciones (registro y reembolso).

13.2.5.3 Depósitos (*banking*) y préstamos (*borrowing*)

Depósitos (*banking*). Implica que, si un certificado no se ha consumido/usado durante el periodo de cumplimiento, se puede almacenar en la cuenta de los certificados para ser utilizado en un periodo posterior.

Una opción a decidir es si estos certificados van a estar sujetos a algún tipo de interés; por ejemplo, un certificado de 1000 kWh producido en el año *x* podría valer 1050 kWh en el año *x+1*. En este caso, los productores de energías renovables tendrían un incentivo para generar más electricidad de origen renovable que la exigida para ese año.

Por otro lado, no es conveniente que exista muchos depósitos (*banking*), ya que si muchos certificados se "almacenan" al principio del periodo, esto puede tener un efecto negativo en el ulterior desarrollo de las renovables.

Las opciones que se pueden dar con respecto al depósito (*banking*) según (Schaeffer et al. (2000) son:

- No se permite el depósito
- Depósito con un tipo de interés
- Depósito sin intereses
- Depósito con un "impuesto" con el fin de evitar que se acaparen demasiados certificados

Préstamos (*borrowing*). Implica que una parte de la demanda actual se puede cubrir en periodos futuros.

Las opciones que se pueden dar con respecto a los préstamos (*borrowing*) según (Schaeffer et al. (2000) son:

- No se permite el préstamo
- Préstamo con un tipo de interés
- Préstamo sin intereses
- Préstamo con un depósito

En el caso en que se permitan los préstamos sin intereses, se produce un incentivo para comprar los certificados tan tarde como sea posible, dado que el dinero que cuestan los certificados en la actualidad ganaría intereses hasta el momento de su uso. Por lo tanto, la combinación de certificados que no expiran con un sistema de préstamos sin intereses ha de ser evitada (Schaeffer et al. (2000).

La opción de los préstamos sometidos a un tipo de interés, quiere decir que, si se ha de cubrir una demanda de, por ejemplo, 10 000 kWh este año y ésta se pospone para el siguiente ejercicio, entonces la demanda a cubrir ha de ser de 10 500 kWh (si el tipo de interés es del 5%). Este sistema incentiva que se produzcan certificados dentro del ejercicio. Para que el sistema funcione el tipo de interés ha de ser mayor que el tipo de interés del mercado financiero; si es menor, el incentivo será a posponer la inversión.

Para evitar que las inversiones se dilaten en el tiempo, además de la opción de los intereses, también se puede limitar el porcentaje de certificados que se pueden posponer

(por ejemplo, a un 25%). Para limitar el volumen total de los certificados se puede establecer un periodo de tiempo límite en el que hay que entregar la totalidad de los certificados; en este caso el préstamo usado en un año se ha de reintegrar, por ejemplo, en un máximo de 3 años (tiene sentido correlacionar este periodo máximo con el tiempo necesario para planificar y construir una instalación renovable).

La opción de préstamos con un depósito a cuenta se refiere a que se obliga a depositar una cantidad equivalente de dinero a la penalización. A medida que se entregan los certificados, esta cantidad de dinero se devuelve; pero si, por cualquier causa, no se cumpliese con la obligación impuesta, se recaudaría la penalización.

13.2.6 El proceso de control

Según (Schaeffer et al. (2000) los aspectos que hay definir a la hora de diseñar el proceso de control son:

- Organismo encargado del control
- Mecanismo de control
- Penalización (penalty)
- Destino del dinero recaudado por penalizaciones

Organismo encargado del control

- Organismo especializado. Es una institución específicamente creada para llevar a cabo las labores propias del proceso de control. Por motivos de eficacia este organismo integrará otras funciones propias de un sistema de certificados verdes, como es la verificación de los certificados, el registro y la emisión de los certificados.
- Operador del sistema eléctrico. El operador del sistema puede llevar a cabo las funciones de control así como las tareas de emisión de los certificados y su registro.
- Departamento asociado al organismo que lleve a cabo la inspección de impuestos. Esta puede representar otra opción, dado que, en el caso de no cumplir con las obligaciones, hay que pagar una penalización (penalty), a la que se le puede dar el mismo tratamiento que a un impuesto.

Mecanismo de control. Los pasos que se han de dar para verificar el cumplimiento de las obligaciones que impone el sistema de certificados verdes son los siguientes.

9. El organismo de control calcula el número de certificados que le serán requeridos a los agentes que han de cumplir con la obligación y, asimismo, les informa sobre esta cantidad.
10. Cada uno de estos agentes ha de entregar al organismo de control el número de certificados que tenía asignado antes que finalice el periodo de cumplimiento.
11. El organismo de control compara el número de certificados transferidos con el que le había asignado.

Llegados a este punto se puede dar 3 opciones:

- El número de certificados transferidos es igual al requerido; con lo cual se informa al agente que ha cumplido con sus obligaciones.
- El número de certificados transferidos es mayor que el requerido. En este caso se puede actuar de 3 maneras: se devuelven al agente los certificados no requeridos o el organismo de control retira los certificados no requeridos del mercado o se contabilizan estos certificados en la cuenta del agente para utilizarlos en una futura certificación.
- El número de certificados transferidos es menor al requerido. En este caso el agente ha de pagar la penalización por los certificados que no ha cubierto. Si el sistema permite préstamos (*borrowing*), los certificados que faltan se pueden añadir a la siguiente certificación.

Penalización (penalty). En un sistema de certificados verdes, en el que la demanda se genera por la necesidad de cumplir con la cuota establecida de certificados, la penalización es el elemento clave (Schaeffer et al. (2000). El nivel en el que se fija la penalización tiene varias consecuencias y, en la práctica, puede actuar como precio máximo que se está dispuesto a pagar por un certificado verde (Ford 2007, Morthorst 2000, Nielsen 2003, Schaeffer 2001, Schaeffer et al. 2000).

Schaeffer et al. 2000 definen dos opciones a la hora de fijar el valor de la penalización.

1. El valor de la penalización es un valor fijo por certificado (o por kWh). En este caso la penalización actúa como precio máximo. Si se elige una penalización muy cercana al precio de mercado esperado, se corre el riesgo de que el sistema no produzca realmente el precio de mercado y los objetivos no se cumplan. Una penalización muy alta (e.g. 1 €/kWh) no tendrá efectos de distorsión del mercado, dado que la penalización se sitúa muy encima del precio de mercado (que previsiblemente no alcanzará el valor de la penalización). Si se elige un precio de penalización alto, se deben establecer mecanismos para que un periodo corto de déficit de certificados en el mercado (e.g. debido a malas condiciones climatológicas) no dispare los precios de los mismos. En este caso, los mecanismos como los depósitos (banking) y préstamos (borrowing) o largos periodos para cumplir con las obligaciones son necesarios.
2. El valor de la penalización se fija como un factor del precio de mercado. El efecto de que la penalización sea igual a (1 + x) × precio del mercado, es que la penalización siempre será mayor que el precio del mercado y, por lo tanto, no distorsiona el precio máximo que alcanza el certificado en el mercado.

   Este es el sistema utilizado en Suecia.

Destino del dinero recaudado por penalizaciones.

12. Arcas del Estado. Esta opción es la más sencilla, pero, en la práctica, supone un aumento de los impuestos; por lo que en la mayoría de los sistemas se elige reciclar el dinero recaudado de alguna forma.
13. Fondo de energías renovables. Este fondo se podría destinar, por ejemplo, a financiar nuevas instalaciones renovables. Otra opción es usarlo para financiar, en parte, los costes de transacción del sistema. Este fondo también se podría

utilizar a modo de "estabilizador del sistema", comprando certificados cuando el precio sea muy bajo y vendiéndolos cuando el precio se dispara.

14. Ingresos para el Organismo de Control. Esta regulación actuaría como incentivo para que el organismo de control fuese lo más estricto posible.

13.2.7 El comercio de los certificados

Participantes. Con respecto a los participantes que pueden participar en el mercado de los certificados existen varias posibilidades. Según Schaeffer et al. (2000) existen las posibilidades siguientes:

- Sin restricciones: cualquiera puede participar en el mercado, comprando y vendiendo certificados
- Empresas productoras
- Empresas comercializadoras
- Intermediarios
- ONGs
- Entidades con obligaciones relacionadas con los certificados
- Sin restricciones, pero con la obligación de registrarse/acreditarse o de abrirse una cuenta de transacciones.

Existe una correlación entre el número de entidades involucradas en el comercio y la habilidad para controlar y cumplir con las obligaciones.

Mecanismo. Los certificados verdes se pueden comercializar mediante contratos bilaterales o en un mercado de intercambio (*spot market*); sin ser posibilidades excluyentes. Las transacciones en el mercado quedarán automáticamente registradas en la base de datos, mientras que los contratos bilaterales tendrán que ser informados para incluir su información en la base de datos. Los contratos bilaterales se podrían utilizar a modo de contratos a largo plazo, mientras que el mercado de intercambio podría ser adecuado para compensar variaciones en la generación de certificados a más corto plazo (Schaeffer et al. (2000).

Todas las transacciones realizadas han de ser informadas a la oficina central de control o a los organismos de registro regionales creados a tales efectos, que finalmente deberían informar a la oficina central **(**Schaeffer et al. (2000). Esta oficina ha de registrar, asimismo, la retirada de circulación de los certificados.

Continuidad del sistema de certificados. Para los inversores es muy importante saber si el sistema de certificados verdes va a estar vigente durante todo el tiempo en que sus instalaciones estarán en explotación. No sólo es importante que el periodo de obligatoriedad esté vigente durante un periodo suficiente de tiempo, sino también que no haya interrupciones en el periodo de vigencia del sistema.

La fecha de finalización del sistema se puede elegir fundamentalmente entre dos opciones **(**Schaeffer et al., 2000).

15. Una fecha fija. En los sistemas vigentes en varios de los estados de EE.UU. y en Gran Bretaña se establece una fecha indicativa como el final del periodo de cumplimiento. En el caso de Gran Bretaña, esta fecha es el año 2025. El resultado de fijar una fecha es que crece la inseguridad entre los inversores, que se preguntan qué pasará una vez finalizado el plazo. Algunos potenciales inversores que necesiten un mayor periodo de amortización se pueden retraer y no llevar a cabo sus inversiones. Esta desventaja se mitiga a medida que aumenta el periodo de obligatoriedad; pero, por otro lado, los políticos no suelen ser partidarios de fijar obligaciones con mucho tiempo de antelación para disponer de cierta flexibilidad en la toma de decisiones.
16. Sistema de auto-expiración. En este tipo de sistema, la obligatoriedad, en principio, no está limitada en el tiempo; por lo que se evitan las desventajas de la opción anterior. En todo caso, la probabilidad de que los políticos cambien el nivel de las obligaciones es mayor, dado que, en periodos muy largos de tiempo, los gobiernos pueden cambiar varias veces. A medida que la electricidad de origen renovable disminuya sus costes, debido a las economías de escala y al aprendizaje tecnológico, llegará un punto en que las renovables serán competitivas con las energías convencionales, momento en el que el sistema se cancelará de forma automática (auto-expiración) (Schaeffer et al. (2000).

13.2.8 Diferencias en las cuotas y duración de los programas

Tal y como ya se ha mencionado, en EE.UU. el RPS no es un programa nacional, sino que cada Estado tiene libertad para adoptar un RPS. Esta libertad también abarca el porcentaje de electricidad de origen renovable que fija el RPS. Un total de 20 Estados además del distrito de Columbia han adoptado un RPS. Según Moseidjord (2005), el RPS más importante en términos de "volumen esperado de potencia renovable" es el del Estado de California, que fija un objetivo del 20% de generación renovable para el año 2017. El RPS de Nuevo México fija este porcentaje en un 10% para el 2011. Uno de los primeros RPS de EE.UU. fue el de Texas; se aprobó en 1999 y su objetivo era instalar 2000 MW de energías renovables para el año 2009. El RPS más ambicioso es el del Estado de Nueva York (véase figura 119), dado que su objetivo es alcanzar el 24% de electricidad de origen renovable en sólo 9 años.

La variedad de diseños de RPS que se puede encontrar en EE.UU. es muy amplia, abarcando tanto diferencias en cuotas como en el periodo que abarca el programa. Según Moseidjord (2005) los objetivos que se fijan en los distintos RPS van desde el 1,1% al 24% de generación renovable (exceptuando la hidráulica) con respecto a la generación total; y los periodos para cumplir estos objetivos van desde 6 a 16 años.

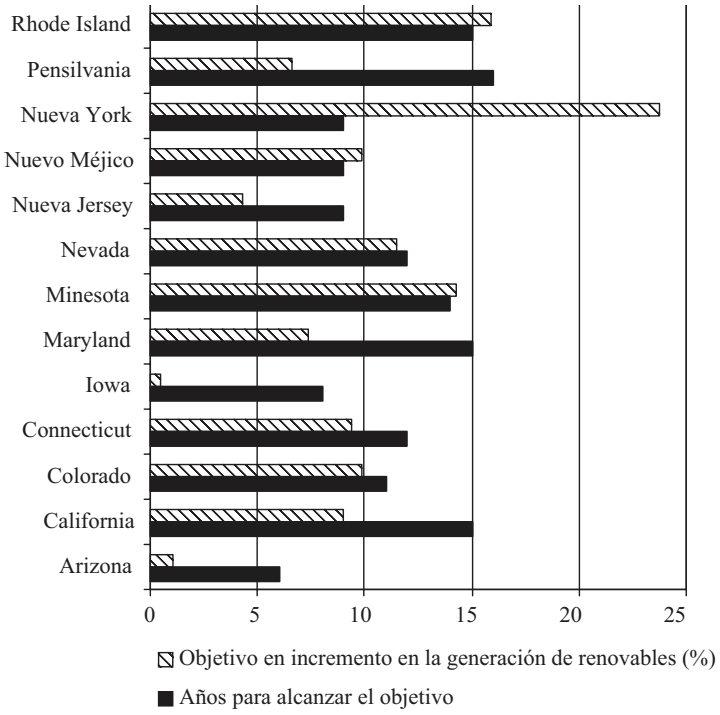


Fig. 119. Comparación de RPS según cuotas y periodos (EE.UU.). Moseidjord (2005)

13.3 Funcionamiento del mercado de los certificados verdes

En el mercado de certificados verdes hay que fijar varios parámetros, que condicionarán el funcionamiento del mismo. Entre los parámetros a fijar se encuentran el precio de penalización y el valor del certificado.

El precio por penalización (*penalty price*). Es el precio que hay que pagar cuando no se cumple con la cuota impuesta. Una vez fijado el precio por penalización, éste se constituye a su vez como el precio máximo (*price cap*) que se estaría dispuesto a pagar por un certificado (no se va a pagar más por un certificado, ya que sería preferible pagar la penalización).

Valor de un certificado verde. El caso más común es que un certificado verde sea equivalente a 1 MWh; aunque el valor de los certificados no está estandarizado y se encuentran valores diferentes en distintos países, e incluso diferencias dentro de un mismo país (como es el caso de Bélgica).

13.3.1 Experiencias con el mercado de los certificados verdes

El mercado de certificados verdes que más tiempo ha estado en funcionamiento es el de Suecia, que entró en vigor en Mayo de 2003. Las expectativas eran que el precio del certificado (1 certificado equivale a 1 MWh en Suecia) alcanzara las 100 coronas suecas (≈ 13 $ o 11 €)[107]. Pero la realidad fue que durante el primer año, el precio del certificado dobló el precio previsto, alcanzando las 230 coronas suecas; precio cercano al precio de penalización. Durante los años sucesivos el precio del certificado se ha mantenido cercano a las 230 coronas suecas. El precio de penalización se ha establecido en el 150% del precio medio del año anterior.

En cualquier caso, las experiencias en mercados reales no son lo suficientemente extensas como para poder analizar pautas de comportamiento del mercado de los certificados. Dada la corta experiencia del mercado de los certificados verdes, distintos autores han recurrido a la simulación con objeto de predecir el comportamiento del mercado de los certificados. Los experimentos llevados a cabo en laboratorios de la *Universidad de Ciencia y Tecnología de Noruega* (NTNU) por Vogstad (2005), quien adoptó el diseño del mercado sueco, mostraron que, en una primera etapa, los precios de los certificados se situaban muy por encima del precio esperado para, posteriormente, caer drásticamente, sufriendo el denominado *price crash*. En un experimento similar realizado en la *Universidad de Ámsterdam* (Schaeffer et al., 2000), en el que se estableció un mercado ficticio cuyo objetivo era aumentar la cuota de electricidad renovable de un 3% a un 10% y para el que se fijó un precio de penalización lo suficientemente alto como para poder cumplir con el objetivo fijado, los resultados mostraron que durante el primer año el precio del certificado dobló el precio esperado; durante el 4º año el precio casi triplicaba el precio esperado. Los altos precios hicieron el mercado muy atractivo, por lo que se llevaron a cabo inversiones masivas en energías renovables, lo que a su vez conllevó una enorme sobreproducción de electricidad de origen renovable, con el consecuente colapso de los precios en los últimos periodos del experimento.

La corta experiencia del mercado sueco y las simulaciones con mercados experimentales alertan sobre la posibilidad de que el precio de los certificados verdes pueda ser muy fluctuante, especialmente en los primeros años. Es por ello por lo que Ford et al. (2007) han llevado a cabo investigaciones experimentales con el fin de analizar la evolución del mercado de certificados verdes en un entorno de laboratorio.

13.3.2 Diseño y funcionamiento de un mercado ficticio de certificados verdes

13.3.2.1 Parámetros de diseño del mercado ficticio

Los experimentos llevados a cabo por Ford et al. (2007) presuponen que la cuota de electricidad de origen renovable ha de llegar al 20% (un objetivo planteado por muchos países en la actualidad). El marco temporal fijado para conseguir este objetivo es de 10 años (de 2008 a 2018). Consideran también que la energía eólica contribuirá en un 75% a ese objetivo de generación de electricidad renovable (un alto porcentaje de eólica, pero que

[107] Según conversión de moneda en 2007.

también se corresponde con la previsión de muchos países, especialmente en aquellos cuyo potencial de biomasa y/o hidráulica no es muy grande). Tomando en cuenta estos porcentajes, la energía eólica se corresponderá con un 15% de la generación eléctrica en el año 2018. Se parte de la base de que la contribución en el año de partida del estudio es del 1%; por lo que el objetivo en eólica será aumentar un 14% en 10 años (el estudio se lleva a cabo analizando sólo el comportamiento de la energía eólica); asimismo se asume que el plazo de construcción de parques eólicos es de 12 meses. Esta simulación ha establecido como mercado de estudio el de la zona del noroeste de EE.UU., por lo que este incremento en energía eólica equivale a una potencia instalada de 26 GW para el año 2018. Esta potencia, considerando un factor de capacidad del 33%, producirá 8,58 GWh/a; que sería suficiente para cubrir el 15% de la demanda eléctrica del mercado en cuestión (se estima que el potencial eólico en la zona es de 142 GW, por lo que este aumento de capacidad eólica no llega a representar el 20% del potencial). Otras consideraciones del mercado son que la demanda eléctrica crece un 3% anual (un valor que utilizan varias compañías eléctricas a efectos de planificación) y que la retirada de la capacidad generadora por antigüedad es del 0,5% al año (un valor pequeño pero que refleja lo sucedido en la última década). Se asume que la construcción de nuevas capacidades viene a compensar exactamente ese aumento de demanda y las retiradas de equipamiento por antigüedad.

13.3.2.2 Método de cálculo para fijar el valor de los certificados verdes

La tecnología convencional dominante en las nuevas instalaciones son los ciclos combinados Ford et al. (2007). A efectos de establecer el atractivo de invertir en ciclos combinados frente a la energía eólica se muestran a continuación una serie de cálculos económicos comparativos.

Los datos de la tabla 59 se han obtenido de un amplio compendio de estudios realizados en EE.UU. a nivel nacional, regional y estatal, utilizando diversas fuentes (California Energy Commission, 2000; Northwest Power Planning Council 2005; Energy Information Administration, 2003). En término promedio los costes de transmisión se estiman en 15 $/kW·a, pero debido a que algunos parques eólicos están ubicados a cierta distancia de la red eléctrica se ha considerado que el coste de transmisión es de 20 $/kW·a para el caso de la energía eólica. Los costes de penalización por intermitencia reflejan el problema de conectar fuentes energéticas no gestionables a la red eléctrica (estos costes pueden variar entre 3 y 11 $/MWh, según las fuentes consultadas).

Hay que resaltar, no obstante, que cualquier comparación entre ciclos combinados y energía eólica variará de forma importante al cambiar cualquiera de los parámetros de entrada de la tabla 59 (muchos de los cuales pueden variar de forma importante en términos relativos). Dado el elevado coste fijo de la energía eólica, el parámetro que más influencia los resultados de esta tabla es el factor de capacidad.

De los resultados de la tabla 59 se deduce que el precio de los certificados verdes ha de alcanzar los 15 $/MWh; precio necesario para que los parques eólicos puedan competir con las plantas de ciclo combinado.

Tab. 59. Comparativa costes de inversión: planta de ciclo combinado vs parque eólico

	Ciclo combinado	Eólica
Costes fijos		
Coste de construcción ($/kW)	600	1000
Tipo de interés fijo (1/a)	0,145	0,145
Coste de construcción anual ($/kW·a)	87	145
Costes fijos de operación y mantenimiento ($/kW·a)	10	20
Costes fijos de transmisión ($/kW·a)	15	20
Total costes fijos ($/kW·a)	112	185
Factor de capacidad	0,9	0,33
Total costes fijos ($/MWh)	14,2	64
Costes variables		
Costes variables de operación y mantenimiento ($/MWh)	2,8	1
Costes del gas natural ($/millones btu)	5,5	
Ratio conversión en calor (btu requeridos por kWh)	6900	
Coste gas natural ($/MWh)	38	
Coste penalización por intermitencia ($/MWh)		5
Total costes variables ($/MWh)	40,8	6
Costes totales ($/MWh)	55	70
Descuento fiscal por producción ($/MWh)		13
Coste total del inversor ($/MWh)	55	57

Fuente. Ford, 2007

13.3.2.3 Simulación del mercado de los certificados verdes

En la simulación llevada a cabo los autores han tenido en cuenta los resultados obtenidos de la tabla 59, por lo que presume que el precio de los certificados verdes ha de alcanzar los 15 $/MWh; precio necesario para que los parques eólicos puedan competir con las plantas de ciclo combinado.

El método de análisis utilizado es el de sistemas dinámicos (*system dynamics approach*) que fue desarrollado por Forrester (1961) y explicado recientemente en textos de Ford (1999) y de Sterman (2000). Los sistemas dinámicos han sido utilizados en el estudio del mercado eléctrico del oeste de EE.UU. (Ford, 2002) y en Noruega (Vogstad, 2004). Este método es apropiado para estudiar industrias eléctricas que cambian rápidamente y de alto riesgo (Dyner and Larsen, 2001) y como complemento a los métodos de optimización tradicionales (Bunn et al., 1993).

La figura 120 muestra el flujo de los certificados verdes entre las compañías de generación eléctrica y las de distribución. Las compañías de generación producen energía eólica, por cada MWh generado reciben un certificado verde. Las compañías productoras de energía eólica venden a posteriori los certificados verdes a las compañías distribuidoras, quienes tienen que cumplir con la cuota obligatoria.

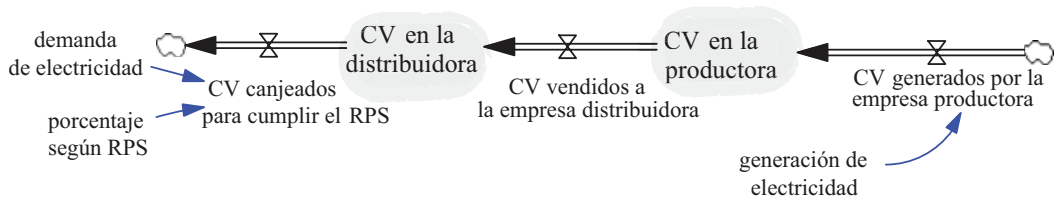


Fig. 120. Flujo de certificados verdes (CV) entre compañías de generación y de distribución. Ford et al. (2007)

La figura 121 muestra las principales variables de un mercado de certificados verdes. La capacidad eólica instalada influencia la cantidad de electricidad generada y, por tanto, la cantidad de certificados verdes que recibe la empresa productora (1 MWh equivale a 1 certificado). La compañía productora puede quedarse los certificados o vendérselos a la compañía distribuidora. La compañía distribuidora está obligada a cumplir con los objetivos establecidos en forma de cuota (un porcentaje de renovables sobre la demanda total). Para demostrar que han cumplido con sus obligaciones, la empresa distribuidora ha de entregar la cantidad equivalente de certificados a la agencia de control o, en su defecto, pagar el precio de penalización por certificado no conseguido.

El juego entre las necesidades de compra de las compañías distribuidoras y las de venta de la empresa productora controla el precio de mercado de los certificados verdes. Este precio influirá, a su vez, en el atractivo de invertir en energía eólica, lo que conducirá a un aumento proporcional en la construcción de parques eólicos. Los 5 recuadros de la figura 121 representan las principales variables del modelo.

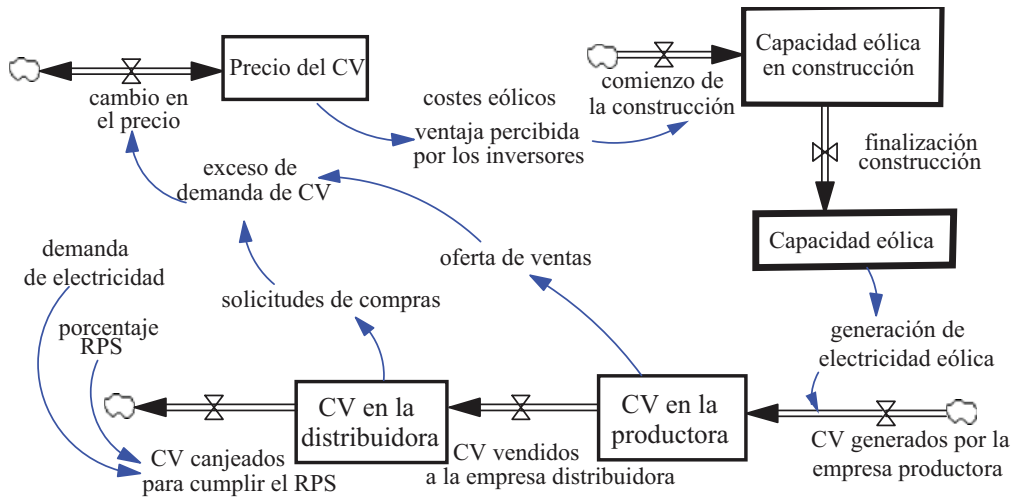


Fig. 121. Elementos principales del mercado de los certificados verdes (CV). Ford et al. (2007)

La figura 122 muestra la influencia del precio de los certificados verdes en la demanda de certificados por parte de las compañías distribuidoras y la oferta por parte de las productoras. El modelo utilizado en este experimento compara la demanda para comprar certificados y la oferta para venderlos con el fin de determinar si existe "exceso de demanda" de certificados verdes.

Las interconexiones adicionales conforman bucles de retroalimentación (*feedback loops*) que indican su papel en el mercado. En el caso del bucle de la oferta, si se da un incremento en el precio de los certificados (y el resto de parámetros permanecen iguales), conllevaría una mayor oferta de certificados, una reducción en el exceso de demanda y un retroceso en el precio de los certificados. El bucle de la oferta actúa como una retroalimentación negativa del sistema. En el caso del bucle de la demanda, si se da un descenso en el precio de los certificados (y el resto de parámetros permanecen iguales), conllevaría una mayor demanda de certificados, un aumento en el exceso de demanda y a un incremento en el precio de los certificados. El bucle de la demanda también actúa como una retroalimentación negativa del sistema, lo que podría equilibrar el mercado.

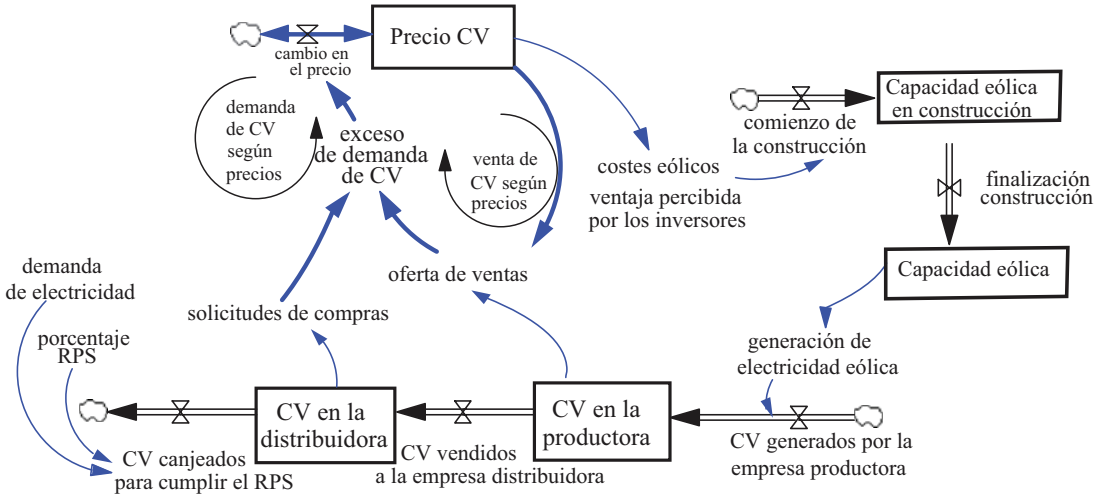


Fig. 122. Influencia del precio de los certificados verdes en la oferta y demanda. Ford et al. (2007)

13.3.2.4 El papel de las empresas distribuidoras y de las productoras

La producción de electricidad de las compañías productoras depende de la capacidad eólica instalada. El modelo asume un factor de capacidad del 33% para cada mes y año simulado. Los certificados se emiten al final de cada mes. Las compañías productoras podrían conservar los certificados para ventas futuras o vendérselos a las empresas distribuidoras. Las empresas distribuidoras quieren hacer acopio de certificados para almacenarlos (actuando como *buffer*) en previsión de la variabilidad de la generación eólica; intentando garantizarse una cobertura de 12 meses. Aunque su objetivo es garantizarse esa cobertura de 12 meses, no hay garantía de que esto suceda. De hecho las simulaciones muestran que el acopio de certificados por parte de las empresas distribuidoras no es suficiente para garantizar esta cobertura.

Las empresas productoras preferirán vender los certificados cuando su precio sea elevado. El valor relativo de los certificados se estima comparando el precio de los certificados con el precio de referencia (en este caso este precio es de 15 $/MWh). Si el precio del certificado se sitúa por encima del precio de referencia, las compañías productoras mostrarán su tendencia a vender. Esta tendencia se parametriza, en esta simulación, con una elasticidad de 1. Esto quiere decir que si, por ejemplo, el precio del certificado se sitúa un 20% por encima del precio de referencia, las compañías productoras mostrarán una tendencia a vender un 20% más de certificados de lo habitual.

Las empresas distribuidoras, por su parte, intentarán hacer acopio de certificados para poder hacer frente a la variabilidad del sistema; no obstante, y según muestran las simulaciones, esta cobertura suele ser tan pequeña que a menudo no son capaces de cumplir con su cuota y han de pagar el precio de la penalización. Las empresas distribuidoras intentan comprar los certificados cuando su precio es bajo. Si el precio del certificado se sitúa por debajo del precio de referencia, las compañías distribuidoras mostrarán su tendencia a comprar. Esta tendencia se parametriza, en esta simulación, con una elasticidad de -1. Esto quiere decir que si, por ejemplo, el precio del certificado se sitúa un 20% por debajo del precio de referencia, las compañías distribuidoras mostrarán una tendencia a comprar un 20% más de certificados de lo habitual.

13.4 Consideraciones finales

El mayor riesgo en este tipo de sistemas es la volatibilidad del precio de los certificados y su efecto negativo en los inversores, lo que sucede si el mercado es limitado y hay falta de liquidez debido al reducido número de participantes (Morthorst, 2000).

Del lado de la oferta, un productor deseoso de entrar en el mercado tiene que anticipar precios futuros y hacer su proyecto viable de cara a los bancos para poder conseguir un préstamo que le posibilite invertir en nueva capacidad productiva. La creación de mercados futuros con contratos a largo plazo podrían limitar la volatibilidad de los precios de los certificados. Del lado de la demanda, los mecanismos de depósitos (*banking*) y préstamos (*borrowing*) representan otra vía para tratar de limitar las fluctuaciones de los precios que podrían resultar de establecer unos límites muy estrictos en la validez de los certificados (Morthorst, 2000).

La imposición en los certificados de un suelo y de un techo (precios límites por arriba y por debajo) es también una forma de asegurar que los precios de los certificados se mantendrán en unos límites aceptables tanto para los inversores como para los compradores (Fristrup, 2000). El mecanismo del suelo se basa en la compra de certificados por parte de un regulador a un precio acordado si la demanda es muy grande. El techo se necesita dado el eventual riesgo de una escasez relativa de certificados. El mismo regulador será el responsable de vender los certificados a los compradores a un precio garantizado si el precio del mercado sube por encima del techo.

Capítulo 14

Diseño de los sistemas de tarifa (feed-in tariff)

14.1 Determinación del valor de las tarifas

Determinar el nivel de las tarifas es uno de los aspectos más importantes en el diseño de un sistema basado en tarifas. Las tarifas se pueden calcular según el "coste evitado" de la energía convencional más una cantidad adicional para cubrir los beneficios asociados a la electricidad de origen renovable Sijim2002. También se pueden calcular en base a los costes externos (externalidades). En otros casos el nivel de las tarifas tratará de asegurar que la electricidad de origen renovable pueda competir con la electricidad de fuentes convencionales; las tarifas también se podrán correlacionar con los precios medios de la electricidad delRio2007.

Klein2007 resumen la situación afirmando que las tarifas se pueden determinar en función de los costes de generación de la electricidad de origen renovable o en función de los costes externos evitados.

Esta situación, en la que el nivel de las tarifas se pueda determinar mediante varios métodos, y el hecho de que en cada país los costes de generación de electricidad de origen renovable también varíen, ha dado lugar a que el valor de las tarifas se distribuya en un amplio rango. La figura 123 muestra cómo varían las tarifas en la UE según país y tecnología.

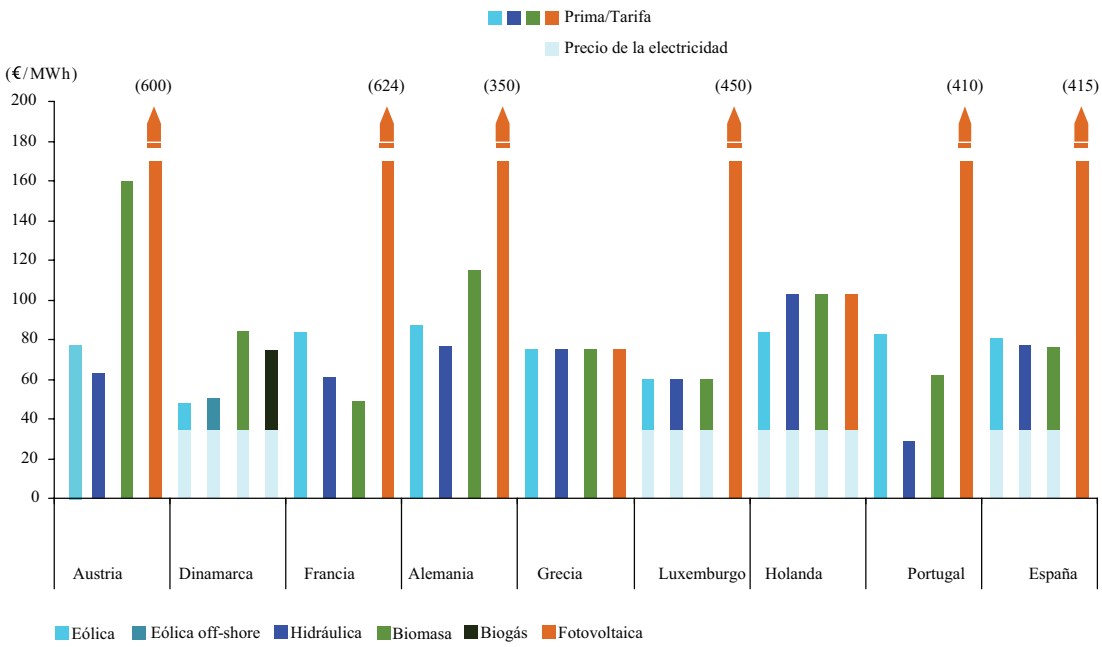


Fig. 123. Nivel de las tarifas en países de la UE. delRio2007

14.1.1 Tarifas basadas en los costes de generación de la electricidad renovable

Dado que los costes de la producción eléctrica varían según la tecnología renovable, el diseño de un sistema de tarifas tendrá que determinar tarifas específicas para cada energía renovable. Los factores que se citan a continuación influencian el coste de generación de la electricidad y, por tanto, se han de tener en cuenta a la hora de determinar el nivel de las tarifas.

- Inversión de la planta
- Costes de operación y mantenimiento (O&M)
- Costes del combustible (en el caso de la biomasa y del biogás)
- Otros costes del proyecto, como los costes de licencias
- Inflación
- Pagos de intereses por el capital invertido
- Márgenes de beneficio de los inversores

El nivel de remuneración se puede fijar de acuerdo con la cantidad de electricidad que se espera generar y la vida útil de la planta. A título ilustrativo, sirva el mismo ejemplo utilizado en la sección 13.3.2.2, en el que se calculaban los costes de la generación eólica; aunque en ese caso los resultados se utilizasen para calcular el valor de los certificados verdes, el cálculo del coste de generación eólica es el mismo en ambos casos.

La mayoría de los países europeos que utilizan un sistema basado en tarifas determinan el nivel de la tarifa en función de los costes de generación eléctrica renovable.

14.1.2 Tarifas basadas en los costes evitados

El método de los costes evitados implica el cálculo de los costes de producción de electricidad en centrales convencionales suponiendo que las centrales renovables no existen. En Portugal se utiliza este concepto para determinar el nivel de las tarifas. A continuación se describen los detalles de este método para el caso de Portugal.

Determinación de las tarifas en Portugal

En Portugal los productores de electricidad de origen renovable reciben un pago mensual según una fórmula desarrollada a tales efectos. Las variables de la fórmula representan los distintos factores que influencian los costes evitados debidos a la producción de electricidad de origen renovable. Los siguientes factores se incluyen en la fórmula.

- Una contribución fija función de la capacidad de la planta que refleja el coste de inversión que se tendría que haber acometido en centrales convencionales si las plantas renovables no existieran.
- Una contribución variable por kWh generado que se correspondería con los costes de generación de las hipotéticas centrales convencionales mencionadas en el apartado anterior.
- Un factor ambiental que se corresponde con los costes de las emisiones de CO_2 evitadas debido a la generación renovable, multiplicada por un coeficiente específico según tecnología.
- Niveles de tarifas diferentes para la electricidad generada de día y de noche.
- Ajustes según la inflación.
- Un factor que representa las pérdidas de electricidad evitadas en la red por la generación en plantas renovables.

La fórmula para calcular el pago mensual es la siguiente.

$$VRD_m = KMHO_m \times \left[PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m \times Z\right] \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{(1-LEV)} \qquad \text{Eq. 46}$$

Donde:

VRD_m Es el pago mensual

$KMHO_m$ El operador de la planta puede elegir entre recibir la misma remuneración las 24 horas del día o una remuneración distinta durante el día (más alta) y durante la noche (que será menor que la del día). En el primer caso (tarifa homogénea las 24 horas) este coeficiente es 1. En el segundo caso, la generación producida entre las 8:00 y 22:00 en invierno y entre las 9:00 y

23:00 en verano, se multiplica por 1,25; y resto de la electricidad producida se multiplica por 0,6. Los operadores de centrales minihidraúlicas no tienen la opción de elegir entre las dos posibilidades, para este tipo de plantas la electricidad generada durante el día se multiplica por 1,15 y la generada por la noche por 0,8.

$PF(VRD)_m$ Este elemento representa una contribución fija y está en función del coste de inversión que se tendría que haber acometido en centrales convencionales si las plantas renovables no existieran. Esta contribución fija es función de la capacidad instalada y de la eficiencia de la central renovable. Se calcula multiplicando la eficiencia mensual de la planta (medida por la electricidad generada dividida por la generación teórica a plena capacidad) por 5,44 € por kW de capacidad instalada. Esto implica que si la planta opera de forma más eficiente, los costes evitados serán mayores.

$PV(VRD)_m$ La contribución variable es la que correspondería a la generación de electricidad de las hipotéticas centrales convencionales que no se han tenido que construir debido a la existencia de las centrales renovables. Se calcula multiplicando la generación de electricidad por 3,6 c€/kWh

$PA(VRD)_m$ El factor ambiental representa los costes evitados debido a las emisiones de CO_2 que se han dejado de generar. Según el Decreto Ley 33-A/2005, se evitan 370 gr de CO_2 por cada kWh generado con energías renovables. Los costes evitados se fijan en 0,002 c€ por gramo de CO_2 emitido; por lo que el factor ambiental se corresponde con 0,74 c€/kWh.

Z El factor ambiental se multiplica por el coeficiente Z, que varía según la tecnología renovable elegida, según se muestra en la tabla 60. Debido a la introducción de este coeficiente en 2001 (Decreto Ley 339-C/2001) el sistema portugués cambió y pasó de estar basado sólo en los costes evitados a tener en cuenta también las diferentes tecnologías renovables.

$\frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}}$: Este es el factor que hace que las tarifas se ajusten a la inflación. El numerador es el IPC del mes anterior al presente y el denominador es el IPC del mes en el que la planta de energía renovable fue conectada a la red eléctrica.

$\frac{1}{(1-LEV)}$: Este elemento se corresponde con las pérdidas eléctricas en las redes de transmisión y distribución que fueron evitadas debido a la instalación de las centrales renovables. El valor de *LEV* varía según el tamaño de la central renovable, acorde con la tabla 61.

Tab. 60. Coeficiente Z en Portugal según tipo de energía renovable

Tipo de energía renovable	Coeficiente Z
Eólica	4,6
Minihidráulica (≤ 10 MW)	4,5
Hidráulica (entre 10 y 30 MW)	3 – 4,5 (interpolación lineal)
Fotovoltaica (≤ 5 kW)	52
Fotovoltaica (entre 5 y 35 kW)	35
Biomasa (residuos forestales)	8,2
Biomasa (residuos animales)	7,5
Biogás	7,5
Residuos sólidos urbanos	3,8

Fuente. Ministerio das Actividades Economicas e do Trabalho (2005)

Tab. 61. Factor correspondiente a las pérdidas eléctricas en redes según tamaño de la planta

Capacidad de la planta	LEV	$\frac{1}{(1-LEV)}$:
< 5 MW	0,035	1,363
≥ 5 MW	0,015	1,015

Fuente. Ministerio das Actividades Economicas e do Trabalho (2005)

14.2 Revisión de las tarifas

Las tarifas se han de revisar periódicamente para comprobar que el nivel de las tarifas fijado es el apropiado para alcanzar los objetivos fijados a nivel gubernamental.

Según Klein et al. (2007), se pueden diferenciar dos métodos para revisar el nivel de la remuneración.

- Revisión y ajuste periódicos de la tarifa.
- Revisión de la tarifa según capacidad instalada.

Además se ha de decidir si la revisión de la tarifa afecta sólo a las nuevas instalaciones o también a las ya existentes.

14.2.1 Revisión y ajuste periódicos de la tarifa

La mayoría de los países optan por una revisión periódica de las tarifas. En cualquier caso, no existe un modelo armonizado para todos países, eligiendo cada uno un método distinto. A modo de ejemplo se detallan los métodos utilizados en algunos de los países de la Unión Europea.

República Checa. En la República Checa el nivel de remuneración para las nuevas instalaciones se fija anualmente. Estas tarifas no pueden reducirse en más de un 5% con

respecto al año anterior (Parliament of the Czech Republic, 2005). Esta norma conduce a estabilidad y seguridad en los inversores.

Holanda. En Holanda las tarifas se revisan anualmente, teniendo en cuenta la reducción de costes según las curvas de aprendizaje tecnológico (*technological learning*). Estas revisiones fijan las tarifas para las instalaciones nuevas por un periodo que normalmente oscila entre dos o tres años (EnerQ, 2006).

14.2.2 Revisión de la tarifa según capacidad instalada

Los países que siguen este método, que son una minoría en la Unión Europea, revisan las tarifas cuando se alcanzan un nivel prefijado de capacidad instalada. Este es el método elegido por Portugal; en este caso las tarifas se revisan cuando se alcanza una determinada capacidad instalada a nivel nacional (fotovoltaica: 150 MW, biomasa: 50 MW, biogás: 50 MW). Las tarifas de las plantas existentes se ajustan según la inflación (Ministerio das Actividades Economicas e do Trabalho (2005).

14.2.3 Consideraciones generales sobre la revisión de la tarifa

Según Klein et al. (2007), un marco político estable con las tarifas fijadas por periodos largos de tiempo puede conllevar una gran seguridad desde el punto de vista la inversión y a una alta explotación de la electricidad renovable, como ha sido el caso en Alemania, Dinamarca y España en los últimos años. En todo caso, se han de prever revisiones del sistema de tarifas con el fin de garantizar la suficiente flexibilidad del sistema para reaccionar ante cambios en el coste de la tecnología o en los precios de la electricidad. El diseño de un sistema flexible y que al mismo tiempo conlleve una alta seguridad en la inversión, representa un gran desafío.

14.3 Obligación de comprar la electricidad

El concepto de "compra obligada" implica que el operador de la red eléctrica, la compañía suministradora o los consumidores están obligados a comprar la electricidad generada a partir de fuentes de energías renovables. La mayoría de los países de la Unión Europea obliga a la compra de la electricidad renovable; sin embargo, en algunos países, se aplican alguna de las excepciones que se citan a continuación.

- Sin obligación de compra de la electricidad ofrecida en el mercado spot de electricidad.
- Obligación de compra sólo para una cantidad de electricidad equivalente a las pérdidas de la red eléctrica.

14.3.1 Venta en el mercado spot de electricidad

Algunos países ofrecen la posibilidad de vender la electricidad de origen renovable en el mercado spot de electricidad; este es el caso, por ejemplo, de España (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2007), República Checa (Parliament of Czech Republic,

2005) y Eslovenia (Republic of Slovenia - Ministry of Economy, 2007). En estos casos, además de los ingresos obtenidos por la venta de la electricidad en el mercado de electricidad, se obtiene una prima por kilovatio hora de electricidad vendida. Este sistema se utiliza como alternativa a las tarifas fijas y los productores de electricidad renovable pueden elegir entre las dos opciones. En los países mencionados existe la obligación de compra de la electricidad renovable cuando el sistema elegido es el de tarifas fijas, pero esta obligación no existe si el sistema elegido es el de venta en el mercado eléctrico más primas.

En Dinamarca los productores de electricidad de origen eólico (de parques eólicos situados en tierra) y conectados a la red eléctrica a partir de 2003, tienen que vender la electricidad producida bajo un modelo de primas, no existiendo la alternativa de un sistema basado en tarifas fijas (Danish Energy Authority, 2006).

14.3.2 Obligación de compra en función de las pérdidas de la red

En algunos países se aplica una norma por la que los operadores de la red eléctrica están obligados a comprar la electricidad de origen renovable pero sólo en una cantidad equivalente a las pérdidas ocasionadas en las redes de transmisión y distribución de electricidad. Una de las razones esgrimidas para aplicar esta regla es que todos los operadores del sistema eléctrico tienen licencia para vender electricidad, por lo que no pueden comprar electricidad más allá de las pérdidas de su sistema eléctrico.

Este sistema se aplica en muy pocos países, pero es el caso de Estonia y Eslovaquia. En Estonia se ha introducido recientemente también un sistema de primas por el cual el productor de electricidad de origen renovable puede acudir al mercado eléctrico para vender su electricidad, recibiendo una prima adicional.

14.3.3 Consideraciones generales sobre la obligación de compra de la electricidad renovable

Según Klein et al. (2007), la obligación de compra de la electricidad de origen renovable proporciona una alta seguridad en la inversión y, consecuentemente, atrae a los inversores. La complejidad administrativa de este instrumento es relativamente baja. Si la compra no está garantizada, el inversor exigirá mayores retornos de la inversión para cubrir un mayor riesgo. Una de las objeciones realizadas al sistema de compra obligada, reside en el hecho de que no es un sistema basado en la compatibilidad con el mercado, y que la electricidad ha de ser comprada independientemente de la demanda eléctrica existente.

Por el contrario, el sistema de primas sin garantías de compra representa un intento de aumentar la compatibilidad con el mercado. Normalmente este tipo de mecanismos que tratan de incrementar la compatibilidad con el mercado conllevan un aumento en el nivel de la retribución.

14.4 Tarifas escalonadas

La mayoría de los países de la Unión Europea aplican tarifas diferenciadas para cada tecnología renovable, con el fin de reflejar los costes de generación específicos según tecnología. Sin embargo, los costes de generación de electricidad también pueden variar

entre distintas plantas que utilizan una misma tecnología renovable. Estos cambios en el coste de generación pueden ser debidos a varios motivos, como puede ser el tamaño de la planta, el tipo de combustible usado o las condiciones climatológicas en las distintas ubicaciones, como la velocidad del viento o la radiación solar media. En particular, los costes de generación de la electricidad de origen eólico pueden variar de forma significativa dependiendo de las características del viento. La dificultad que se encuentra para fijar el nivel apropiado de la tarifa se explica con el siguiente ejemplo basado en energía eólica.

La figura 124 muestra los costes de generación de un parque eólico situado en tierra instalado en 2006 en Alemania. Los costes de generación se han calculado suponiendo una inversión de 1061 €/kWh, una vida útil de 20 años, un tipo de interés del 6% y costes de operación y mantenimiento del 3% de la inversión. El rendimiento energético del parque se mide en horas equivalentes. Los costes de generación específicos decrecen a medida que se incrementa el número de horas equivalentes al año; de forma tal que, mientras que el coste promedio en una ubicación con 1500 horas equivalente es de 8,6 c€/kWh, este coste disminuye hasta los 3,8 c€/kWh si las horas equivalentes son 3400. La razón principal por la que decrecen los costes es que una gran parte de los costes de generación es independiente de la cantidad electricidad generada. Los costes de inversión e instalación así como gran parte de los costes de operación y los gastos de servicio y mantenimiento no dependen de la cantidad electricidad generada. Si sólo se aplica una tarifa para todos los parques eólicos, la cuestión es dónde fijar el nivel de esta tarifa.

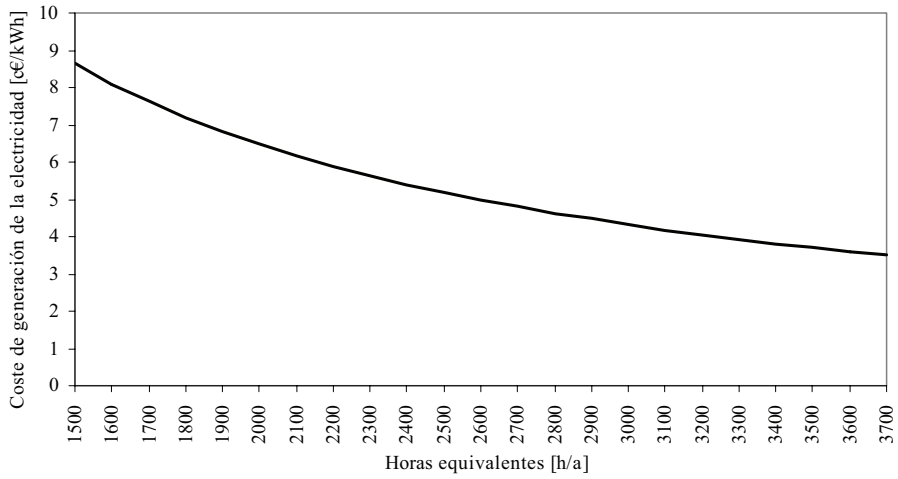


Fig. 124. Coste de generación de la electricidad origen eólico en Alemania. Klein at al., 2007

La figura 125 muestra la situación cuando nivel de la tarifa aplicada es alto; en este ejemplo la tarifa se ha fijado en 8,1 c€/kWh. En este caso resulta rentable la explotación de cualquier ubicación con 1600 horas equivalentes o más. La ventaja que se obtiene al fijar un nivel alto de remuneración en las tarifas es que muchas ubicaciones son susceptibles de ser explotadas desde el punto de vista eólico y, por lo tanto, se atrae a muchos inversores. Esto conlleva una alta explotación de la energía eólica. La desventaja de esta elección queda patente al constatar que los parques eólicos situados en lugares con buenas condiciones de viento quedan sobre-financiados. De esta forma, los promotores de un parque eólico ubicado en un lugar con 3000 horas equivalentes tendrán un beneficio de 3,8 c€/kWh. Este beneficio lo pagan normalmente los consumidores de electricidad.

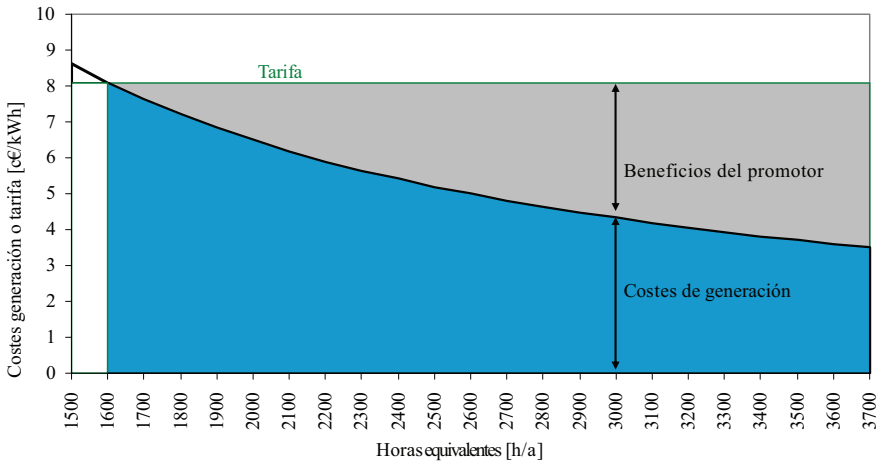


Fig. 125. Tarifas altas para la remuneración de la energía eólica. Klein at al., 2007

Con el fin de mantener los beneficios de los promotores de parques eólicos en niveles más bajos, se ha de fijar una tarifa menor. La figura 126 ilustra este caso; fijándose la tarifa en 4,6 c€/kWh. En este caso una ubicación 3000 horas equivalentes generará un beneficio de 0,3 c€/kWh. Comparando este caso con el anterior se comprueba que los beneficios serán mucho menores y, por lo tanto, también lo será el gravamen para los consumidores. En todo caso, y tal y como queda patente en la figura, sólo será rentable explotar ubicaciones con 2800 horas equivalentes o más. Este hecho restringe considerablemente la explotación de la energía eólica en el territorio.

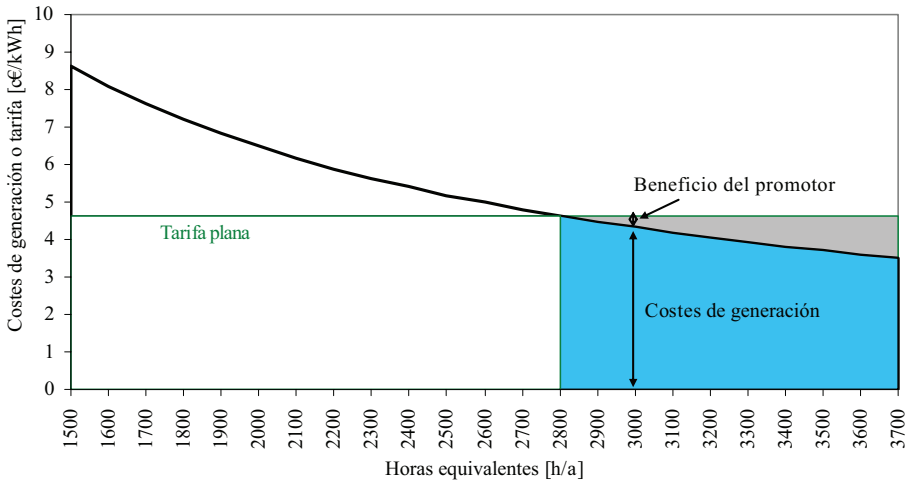


Fig. 126. Tarifas bajas para la remuneración de la energía eólica. Klein at al., 2007

Aunque el ejemplo expuesto se refiere exclusivamente a la energía eólica, el mismo principio se puede aplicar a otras tecnologías renovables en las que el coste de generación de electricidad varía según las condiciones climatológicas o el tipo de combustible utilizado.

Una posible solución, que tiene en cuenta estas diferencias del coste de generación de electricidad en una misma tecnología renovable, es la implementación de tarifas escalonadas. Este tipo de tarifas implica diferentes niveles de remuneración a la electricidad generada a partir de una misma fuente de energía renovable. En el caso en que no se apliquen las tarifas escalonadas, sino una tarifa plana, la remuneración por tipo de tecnología renovable es siempre la misma independientemente de los costes de generación de la electricidad.

Según Klein et al. (2007), las tarifas escalonadas se pueden dividir en tres grupos atendiendo a las siguientes características:

- Tarifa escalonada según ubicación.
- Tarifa escalonada según tamaño de la planta.
- Tarifa escalonada según el tipo de combustible.

14.4.1 Tarifa escalonada según ubicación

Los países de la Unión Europea que tienen implementado un sistema de tarifas escalonadas en función de la ubicación son Holanda, Portugal, Dinamarca, Francia, Chipre y Alemania. El diseño del sistema varía en cada uno de estos países; motivo por el cual se analiza a continuación el diseño del sistema de tarifas en algunos de los países en cuestión.

Holanda. En Holanda los productores de electricidad origen renovable firman un contrato de larga duración con el operador del sistema eléctrico, por el que se fija el precio que se obtiene por kilovatio hora de electricidad de origen renovable inyectado en la red eléctrica. Además de este precio, los productores de electricidad de origen renovable reciben una prima fijada por el gobierno. Para los parques eólicos situados en tierra e instalados la primera mitad de 2006, la prima ascendía a 7,7 c€/kWh[108]. La prima se paga durante diez años o hasta alcanzar las 18 000 horas equivalentes de generación de electricidad (lo que suceda primero); periodo después del cual los productores sólo recibirán el precio pactado mediante contrato (International Energy Agency, 2004).

En la figura 127 se muestran los costes de generación y remuneración de un parque eólico situado en tierra en Holanda instalado en la primera mitad de 2000. Para poder llevar a cabo el ejemplo que se muestra en la figura, se ha supuesto que el precio por contrato es de 5 c€/kWh. Los costes de generación se han calculado suponiendo una inversión de 1067 €/kWh, una vida útil de 20 años, un tipo de interés del 6,6%, costes de operación y mantenimiento del 3% de la inversión y una inflación del 2,4%. Los parques eólicos con 1800 horas equivalentes o menos recibirán la prima durante diez años; los parques eólicos que generen más cantidad de electricidad recibirán la prima durante menos tiempo.

[108] En agosto de 2006 el gobierno holandés fijó la prima para nuevas instalaciones renovables en 0,0 c€/kWh, dado que el Ministerio de Asuntos Económicos previó que se cubriría el objetivo fijado del 9% de electricidad de origen renovable para el 2010 y los costes del apoyo las energías renovables habían sido mayores de los previstos. Por lo tanto, las instalaciones que han solicitado apoyo después del 18 de agosto de 2006 no recibirá ninguna prima.

La tarifa escalonada se compara con una hipotética tarifa plana, lo que implica una remuneración de 12,7 c€/kWh durante diez años y durante los diez años restantes electricidad generada se vende en el mercado; lo que conduce a una tarifa media de 9,1 c€/kWh para la vida útil estimada de 20 años.

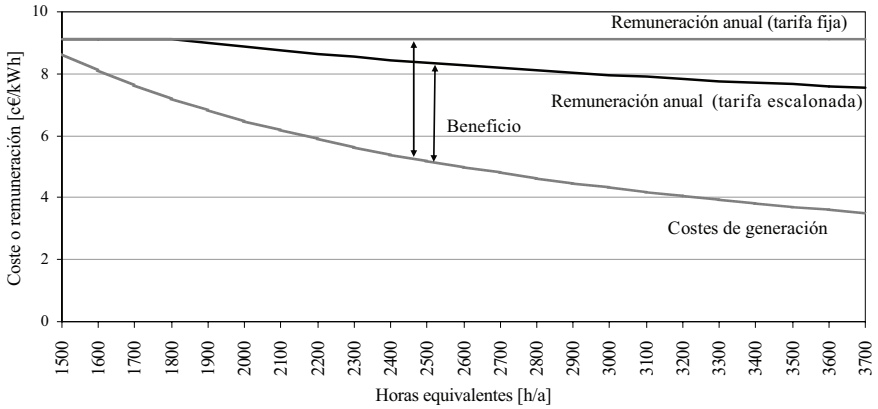


Fig. 127. Costes de generación y remuneración anual de un parque eólico en tierra: Holanda, 2006. Klein at al., 2007

Tal y como se puede observar en la figura 127, los parques eólicos con 1800 horas equivalentes anuales o menos, recibirán el mismo nivel de remuneración tanto con la tarifa escalonada como con la tarifa plana. Pero si el parque eólico tiene más de 1800 horas equivalentes al año, el nivel medio de remuneración por kilovatio hora con el sistema de tarifas escalonadas decrece a medida que aumenta la cantidad de electricidad producida. Este hecho implica una moderación en los ingresos que percibe el promotor eólico, tal y como se muestra en la figura 128. La disminución en los beneficios del promotor con el sistema de tarifas escalonadas conlleva una reducción en los costes para los consumidores.

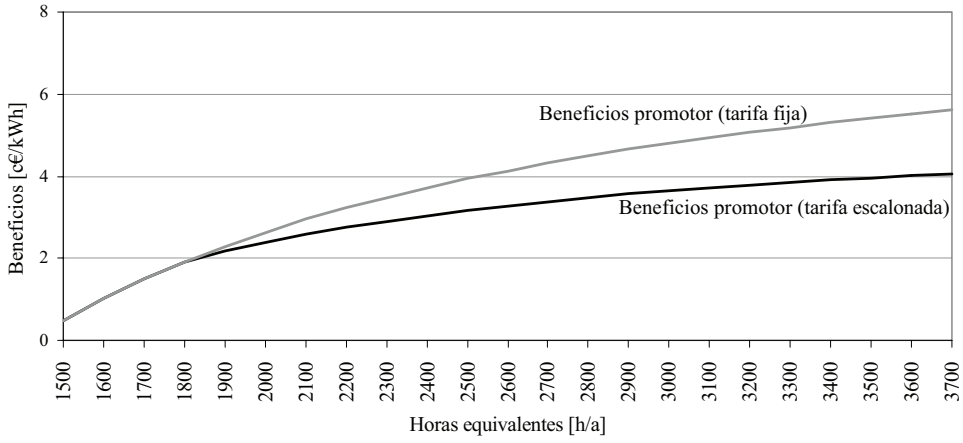


Fig. 128. Tarifas altas para la remuneración de la energía eólica. Klein at al., 2007

Portugal. En el caso de Portugal el promotor de parques eólicos, hidráulicos y fotovoltaicos, recibe una tarifa fija durante los primeros 15 años o por una cantidad determinada de electricidad generada por MW instalado, el requisito que se alcance primero (Ministerio das Actividades Economicas e do Trabalho (2005). Aunque aparentemente esta legislación es diferente al sistema utilizado en Holanda, las consecuencias son las mismas. Las centrales basadas en biomasa, biogás o valorización energética se remuneran durante los primeros 15 años de conexión a la red; excepcionalmente las centrales hidráulicas y de biomasa pueden ser remuneradas durante 10 años más. La tabla 62 muestra la cantidad de electricidad (medida en MWh/MW instalado) que se remunera mediante tarifa fija.

Tab. 62. Cantidad de electricidad remunerada con tarifa fija (Portugal)

Fuente de energía renovable	Cantidad electricidad remunerada (MWh/MW)
Eólica	33 000
Min hidraúlica	42 500
Fotovoltaica	21 000

Fuente: Klein et al. (2007)

Dinamarca. Hasta finales de 2002 Dinamarca aplicaba un sistema similar para los parques eólicos situados en tierra, remunerando una cierta cantidad de horas equivalentes con una tarifa más alta que el resto de la electricidad generada. Esta legislación cambió en el 2003, fecha a partir de la cual se paga una prima de 1,34 c€/kWh sobre el precio de mercado (Danish Energy Authority, 2006).

Francia. En Francia el promotor de parques eólicos situados en tierra recibe una tarifa por un periodo de quince años. Durante los primeros 10 años de operación la tarifa es de 8,2 c€/kWh. Durante los cinco años restantes el nivel de remuneración se determina en función de la cantidad de electricidad generada durante los diez primeros años (medida en horas equivalentes anuales), tal y como muestra la tabla 63. En función de esta cantidad la tarifa puede variar entre 2,8 y 8,2 c€/kWh (Ministere de l'Economie des Finances et de l'Industrie, 2006).

Tab. 63. Tarifas aplicadas para parques eólicos en tierra (Francia)

Promedio de horas equivalente anuales durante los 10 primeros años de operación	Tarifas del año 11 al 15 (interpolación lineal dentro del intervalo)
< 2400	8,2
de 2400 a 2800	6,8 – 8,2
de 2800 a 3600	2,8 – 6,8
> 3600	2,8

Fuente: Klein et al. (2007)

La figura 129 muestra una comparativa entre la remuneración anual de un parque eólico con la tarifa escalonada vigente en Francia y un hipotético diseño de tarifa plana; se incluye también el coste de generación de la electricidad. Esta figura muestra como la

curva de remuneración anual con tarifas escalonadas disminuye a medida que aumenta la generación anual de electricidad[109].

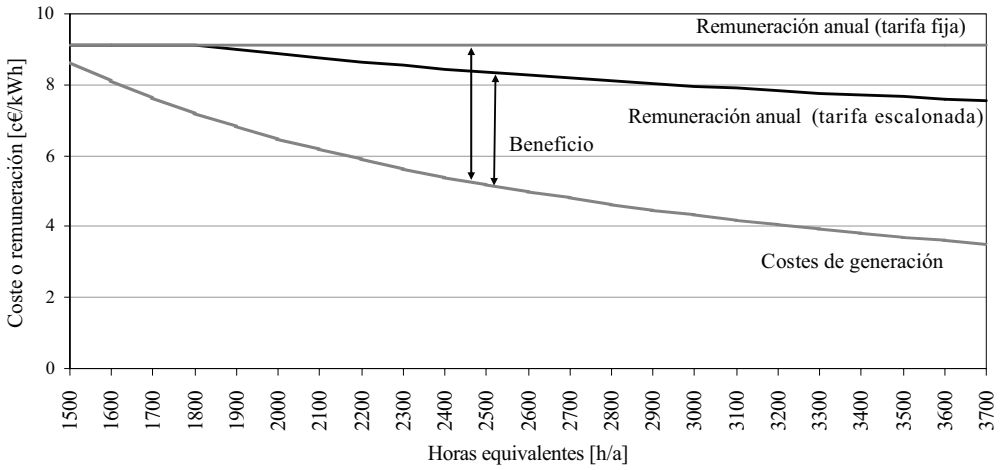


Fig. 129. Costes de generación eólica y remuneración anual en Francia, 2006. Klein at al., 2007

La figura 130 muestra una comparativa del beneficio para el promotor eólico según el diseño de tarifa utilizado: tarifa fija o escalonada. Se puede observar que, en el caso de tarifa fija, el beneficio del promotor eólico por kWh de electricidad generada aumenta con el número de horas equivalentes. Sin embargo, cuando la tarifa es escalonada los beneficios del promotor, cuando el parque eólico está situado en ubicaciones con buenas condiciones eólicas, se pueden minorar. Esta disminución en los beneficios del promotor con el sistema de tarifas escalonadas conlleva una reducción en los costes para los consumidores de electricidad.

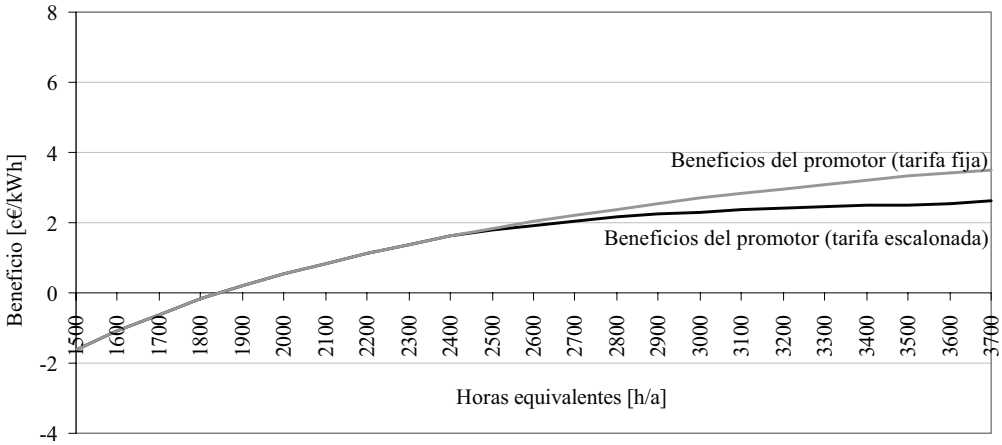


Fig. 130. Beneficio para el promotor eólico en Francia, 2006. Klein at al., 2007

[109] Premisas utilizadas: vida útil, 20 años; tipo de interés, 6,6%; inversión, 1,067 €/kWh; costes de O&M, 3% de la inversión inicial; inflación: 1,6%.

El sistema descrito entró en vigor en Francia en Julio de 2006. En cualquier caso, anteriormente a esa fecha la legislación era similar; la diferencia principal estribaba en que la tarifa de 8,38 c€/kWh se pagaba durante 5 años y la remuneración de los 10 años restantes se determinaba en función de la electricidad generada durante los 5 primeros años.

Con respecto a la energía eólica off-shore (en el mar), la legislación francesa sigue un diseño parecido al que utiliza para los parques eólicos en tierra. Las diferencias principales se encuentran en el periodo que se remunera, que es de 20 años; durante los 10 primeros años la tarifa es de 13 c€/kWh y y la remuneración de los 10 años restantes varía entre 3 y 13 c€/kWh en función de las condiciones eólicas.

Chipre. El sistema utilizado en Chipre es similar al francés, pero con primas superiores. En todo caso, y probablemente debido a las condiciones eólicas poco favorables en la isla, la energía eólica tiene escasa implantación.

Alemania. El sistema utilizado en Alemania difiere ligeramente de los descritos hasta ahora. Los promotores de los parques eólicos situados en tierra reciben una tarifa fija durante los 5 primeros años. La "Ley Alemana de Energías Renovables" (*Erneuerbare Energien Gesetz*, EEG) define un *aerogenerador de referencia*, que está ubicado en una zona con una velocidad de viento de 5,5 m/s y a una altitud de 30 metros. Este aerogenerador de referencia generará un *rendimiento de referencia* durante un periodo de 5 años. Si el parque eólico produce un 150% del rendimiento de referencia o más durante los primeros 5 años, la tarifa se reduce durante los siguientes 15 años. Por otro lado, por cada 0,75% de la electricidad generada que se sitúe por debajo del rendimiento de referencia, se pagará la tarifa inicial durante 2 meses más.

En la práctica este sistema implica que la explotación de la energía eólica no se limita a ubicaciones donde las condiciones eólicas son muy buenas, sino que localizaciones menos favorables también resultan rentables.

En lo referente a parques eólicos marinos, que entren en funcionamiento antes de 2010, recibirán una tarifa inicial mayor durante los 12 primeros años. Este periodo aumenta si el parque eólico está situado a más de 12 millas náuticas de la costa y si la profundidad del agua es mayor de 20 metros. Por cada milla de distancia de la costa más allá de las 12 millas, el periodo en el que se aplica la tarifa inicial aumenta 0,5 meses. Por cada metro de profundidad por debajo de los 20 metros, el periodo en el que se aplica la tarifa inicial aumenta 1,7 meses. Este sistema pretende cubrir los mayores gastos de construcción que se ocasionan cuando el parque eólico se ubica a grandes distancias de la costa o en aguas muy profundas y también los mayores gastos en los que se incurre por su conexión a la red eléctrica.

14.4.2 Tarifa escalonada según el tamaño de la planta

En el caso de la mayoría de las tecnologías renovables, el coste específico de generación eléctrica por kWh difiere según el tamaño de la planta. Las tarifas escalonas puede tener en cuenta este hecho en su diseño. Prácticamente todos los países de la UE, que aplican el sistema de tarifas, utilizan diferentes niveles de remuneración según la capacidad de las plantas. Prácticamente en todos los países se utilizan rangos de capacidad para determinar el nivel de la tarifa (e.g. parques fotovoltaicos con una capacidad de entre 5 y 100 kW). En los

casos de Portugal y de Luxemburgo, el sistema difiere del comúnmente aplicado, por lo que a continuación se explican los conceptos que se aplican en cada uno de estos países.

Portugal. En Portugal el nivel de las tarifas para plantas hidráulicas con una capacidad entre 10 y 30 MW varía entre 5,91 y 7,04 c€/kWh. Para una planta de 10 MW la remuneración es de 7,04 c€/kWh; esta tarifa se reduce de forma lineal hasta 5,91 c€/kWh para plantas con una capacidad de 30 MW (Ministerio das Actividades Economicas e do Trabalho (2005). La figura 131 muestra cómo la tarifa permanece constante hasta una capacidad de 10 MW y decrece de forma lineal para plantas mayores hasta los 30 MW[110].

Esta legislación tiene en cuenta la reducción de los costes de generación de la electricidad debido a las economías de escala.

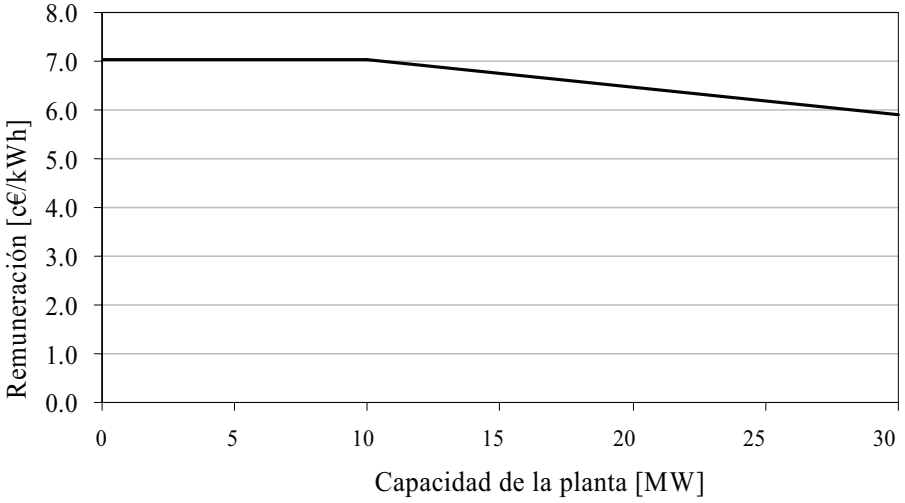


Fig. 131. Remuneración de la energía hidráulica en Portugal. Ministerio das Actividades Economicas e do Trabalho (2005)

Luxemburgo. En Luxemburgo se aplica un sistema similar, remunerando la energía eólica, hidráulica, la biomasa y el biogás con tarifas que varían según la capacidad de la planta. En el *Règlement grand-ducal* del 14 de octubre de 2005 se distinguen 2 tipos de plantas según su capacidad: plantas de hasta 500 kW y plantas con una capacidad de entre 501 kW y 10 MW. Para el primer grupo la tarifa se fija en 7,76 c€/kWh. La tarifa para el segundo grupo varía entre 5,41 y 7,76 c€/kWh según la ecuación 47. Las tarifas para las plantas de biomasa y biogás reciben una prima extra de 2,5 c€/kWh (Ministère de l'Economie et du Commerce extérieur. Règlement grand-ducal du 14 octobre 2005, artículo 5).

[110] Se asume que la cantidad de electricidad generada durante el día y la noche es la misma. En esta tarifa no se consideran los efectos de la inflación

$$M = \left(1{,}95 + \left(\frac{500}{P}\right)^{0{,}75}\right) \times 2{,}63 \qquad \text{Eq. 47}$$

Donde:

M: Remuneración por kWh generado (en c€/kWh)

P: Capacidad de la planta (en kW)

La figura 132 muestra las tarifas para la energía eólica, hidráulica, de biomasa y biogás según la capacidad de la planta. En la gráfica se puede apreciar que la remuneración permanece constante para plantas con una capacidad entre 1 y 500 kW; para plantas mayores la tarifa decrece a medida a aumenta la capacidad de la planta. Esta disminución de la tarifa es debida al exponente 0,75. En todo caso, las economías de escala de las tecnologías renovables suelen ser menores a las que sugiere este exponente Klein2007.

Aparte de la tarifa, los promotores de electricidad procedente de biomasa y biogás reciben una prima extra de 2,5 c€/kWh (Ministère de l'Economie et du Commerce extérieur, 2005).

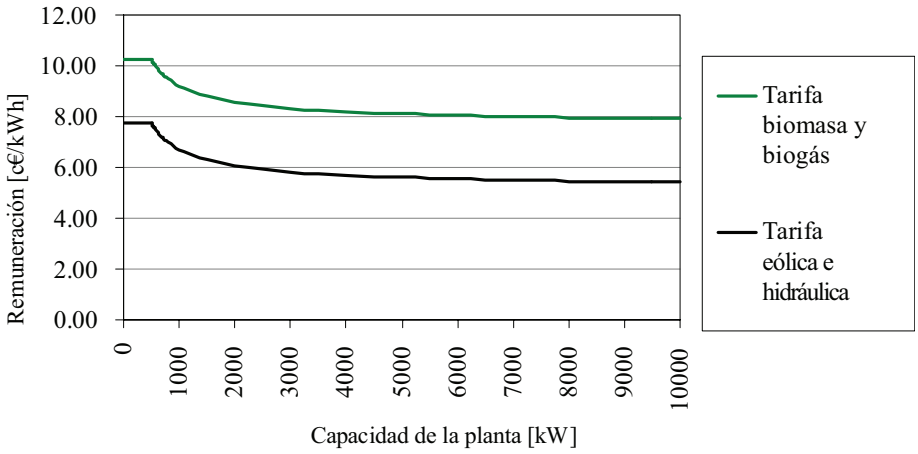


Fig. 132. Tarifas para la energía eólica, hidráulica, de biomasa y biogás en Luxemburgo. Ministère de l'Economie et du Commerce extérieur, 2005

14.4.3 Tarifa escalonada según el tipo de combustible

Los costes de generación de la electricidad pueden variar dependiendo del tipo de combustible utilizado, como es el caso en las plantas de biomasa y de biogás. Así la biomasa cultivada con fines energéticos tiene un coste mayor que la fracción orgánica de los residuos. Del mismo modo producir biogás con residuos animales es más caro que producirlo con gas de vertederos o aguas residuales. Estos factores, entre otros, se tienen en cuenta en el sistema de tarifas desarrollado en Austria, Alemania, España y Portugal.

Austria. En Austria el nivel de las tarifas para biomasa y residuos varía según el tipo de combustible utilizado. La electricidad procedente de biomasa sólida pura (como los residuos forestales) se remunera con una tarifa mayor que la procedente de residuos con una alta fracción orgánica. Además también se diferencian distintos tipos de residuos según tres categorías distintas. Las tarifas no sólo varían según el tipo de combustible utilizado sino también según el tamaño de la planta (Nationalrat, 2006; Austrian Energy Agency, 2006).

Alemania. El sistema de tarifas utilizado en Alemania para la biomasa y el biogás es similar al de Austria, introduciendo tarifas distintas en función del tamaño de la planta y del tipo de combustible. Además las tarifas aumentan en el caso en que la biomasa se utilice directamente como combustible, sin ser tratada previamente (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2004).

España. En España las tarifas para plantas de biomasa dependen del tipo de combustible utilizado y de la capacidad de la planta; además las tarifas se escalonan según el periodo de explotación de la planta, correspondiendo una tarifa a los primeros 15 años de operación, mientras que los restantes años de explotación no son remunerados. En total se distinguen 9 clases distintas según el origen de la biomasa además de otra categoría para los residuos sólidos urbanos (RSU). Según la capacidad de la planta se establecen dos tarifas distintas: si la planta es menor de 2 MW la tarifa es mayor (excepto para las plantas que empleen biogás procedente de digestión anaerobia, donde el límite se establece en 500 kW, y las plantas de RSU, que tienen una sola tarifa). En total, por tanto, se establecen 20 tarifas distintas para el conjunto de combustibles procedentes de la biomasa, biogás y residuos (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2007).

Portugal. Las plantas de biomasa en Portugal perciben tarifas diferentes según se trate de residuos forestales, residuos animales o biogás (Ministerio das Actividades Economicas e do Trabalho, 2005).

14.5 Parámetros de diseño de los sistemas de tarifas

A modo de resumen, se listan a continuación los parámetros a tener en cuenta a la hora de elegir un mecanismo de incentivo basado en el sistema de tarifas, dado que existen varias alternativas a tener en cuenta para diseñar el sistema.

- Sistema de tarifa fija versus prima fija. En el sistema de tarifa fija se paga un precio fijo por kWh de electricidad inyectado a la red eléctrica. En el sistema de primas la electricidad de origen renovable se vende a precio de mercado y a este ingreso habría que sumarle una cantidad de dinero fija (prima) que se paga aparte del precio de mercado.

- Base de cálculo para fijar el nivel de la tarifa feed-in (en adelante tarifa). Las tarifas se pueden calcular según el "coste evitado" de la energía convencional más una cantidad adicional para cubrir los beneficios asociados a la electricidad de origen renovable (Sijim, 2002). También se pueden calculan en base a los costes externos (externalidades). En otros casos el nivel de las tarifas tratarán de asegurar que la electricidad de origen renovable pueda competir con la electricidad de fuentes convencionales; las tarifas también se podrán correlacionar con los precios medios de la electricidad.

- Nivel de apoyo según tecnología. Es común que los niveles de apoyo sean diferentes según la tecnología renovable de que se trate, dado que las distintas tecnologías tienen distintos costes de generación. Las tecnologías menos maduras recibirán incentivos mayores y viceversa.

- Nivel de apoyo según localización. El nivel de apoyo de las tarifas también puede variar en función de la disponibilidad del recurso y de los costes de generación en distintas ubicaciones.

- Diferenciación según el periodo del día (demanda base o demanda pico), del año o de la temporada (verano o invierno). Este puede ser otro criterio para fijar diferentes niveles de apoyo a la electricidad renovable.

- Frecuencia con la que se fijan las tarifas. Las tarifas se pueden fijar anualmente o para periodos mayores.

- Periodo mínimo en el que se garantizan las tarifas. Las tarifas se pueden garantizar para periodos relativamente largos (i.e. 20 años en Alemania) o para periodos cortos (i.e. en el caso de España antes de 2004 el periodo era de 4 años como mínimo).

- Según quién soporte el coste de las tarifas. Las tarifas pueden estar financiadas por todos los consumidores finales a través de un gravamen en la factura eléctrica, sólo por parte de los consumidores quienes han contratado su servicio con compañías eléctricas que están obligadas a comprar electricidad renovable (caso de Alemania antes de 2000) o por pago combinado de impuestos y de los consumidores (caso de Dinamarca).

El diseño y cuantía de las tarifas varía de país a país, y también cambia en un mismo país a lo largo del tiempo.

Capítulo 15

Mecanismos de apoyo a la electricidad renovable en España

15.1 Descripción del marco regulador de apoyo a la electricidad de origen renovable en España

España lleva unos 30 años incentivando la promoción de las energías renovables; ya desde 1980 hay un marco regulador estable de promoción de la electricidad de origen renovable, aunque a lo largo de este tiempo se han llevado a cabo cambios legislativos significativos.

Las principales piezas de la legislación española relativa a electricidad de origen renovable en la actualidad son las siguientes.

Real Decreto 2366/1994. RD 2366/1994 de 9 de diciembre (BOE Núm. 23 de 27 de enero de 1995). Real decreto sobre producción de energía eléctrica de origen hidráulico, de cogeneración y de otras abastecidas por recursos y fuentes de energía renovables. Establece las condiciones básicas del contrato entre el productor de electricidad renovable y la compañía distribuidora.

Ley del Sector Eléctrico. Ley 54/1997 de 27 de noviembre (BOE Núm. 285 de 28 de noviembre de 1997). Esta ley pone en vigor las condiciones estipuladas en la Directiva Europea 96/92/EC sobre la liberalización del mercado eléctrico. Según la APPA (2003) su relevancia concierne a 3 aspectos fundamentales de la electricidad de origen renovable:

1. Establece un *Régimen Especial*, en el que se le da un tratamiento especial a la electricidad renovable. Su desarrollo normativo se lleva a cabo en el Real Decreto 2818 (RD 2818/1998)
2. Garantiza el acceso a la red eléctrica de la producción de electricidad renovable.
3. Proporciona apoyo en precios para la producción de electricidad renovable.

Real Decreto 2818/1998. RD 2818/1998 de 23 de diciembre (BOE núm. 313 de 31 de diciembre de 1998), sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Este Real Decreto desarrolla los procedimientos administrativos y las condiciones para el acceso al Régimen Especial, con el propósito de ayudar a España a cumplir con el objetivo del 12% de contribución de renovables para el 2010. Establece la venta garantizada para electricidad renovable y fija las primas para la electricidad de origen renovable para 1999.

El RD 2818/1998 representa un auténtico giro para la promoción de la electricidad renovable en España, dado que desarrolla la legislación relativa a la promoción de la electricidad de origen renovable y fija los niveles de las tarifas. Las tecnologías que contempla este real decreto no sólo incluían a las renovables sino también la cogeneración y la energía procedente de los residuos.

Los productores de electricidad de origen renovable podían elegir entre dos alternativas:

1. Prima fija: precio de mercado más una prima fija, que es actualizada todos los años desde 1999 por el Gobierno.
2. Tarifa fija (fixed feed-in) o precio total fijo: esta tarifa también se actualiza anualmente.

Con este último sistema los productores de electricidad renovable pueden saber cuáles van a ser sus ingresos independientemente de los cambios que se produzcan en el precio de la electricidad en el mercado (en todo caso, dado que los precios de mercado han sido más altos de lo esperado, la primera opción ha resultado más atractiva).

El RD 2818/1998, además de la actualización anual de las tarifas, también establecía una revisión cada 4 años de las tarifas, *atendiendo a la evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado, la participación de estas instalaciones en la cobertura de la demanda y su incidencia sobre la gestión técnica del sistema*.

Estas tarifas las paga finalmente el consumidor (usuario final). Los productores proporcionan la electricidad a las compañías distribuidoras, quienes pagan las tarifas, pero a su vez las cobran de la Comisión Nacional de la Energía (CNE) y estos se las terminan imputando a los consumidores finales (ver figura 133).

El Ministerio de Economía redujo el nivel de las tarifas entre el 2000 y el 2003 alegando una alta carga económica para los usuarios finales. Tanto las primas como las tarifas fijas bajaron para la mayor parte de las tecnologías renovables excepto para los cultivos energéticos, para los que subieron, y para la electricidad solar (fotovoltaica y solar térmica), para las que se mantuvo inalterable.

El Real Decreto también establecía las competencias administrativas correspondientes y regulaba la coordinación entre el gobierno central y los regionales, creó un registro de las instalaciones de renovables, estableció una venta garantizada (como mínimo de 5 años) y estableció medidas que facilitaban el acceso de los productores de energías renovables a las líneas de distribución eléctrica (acuerdo de conexión a red de un mínimo de 5 años).

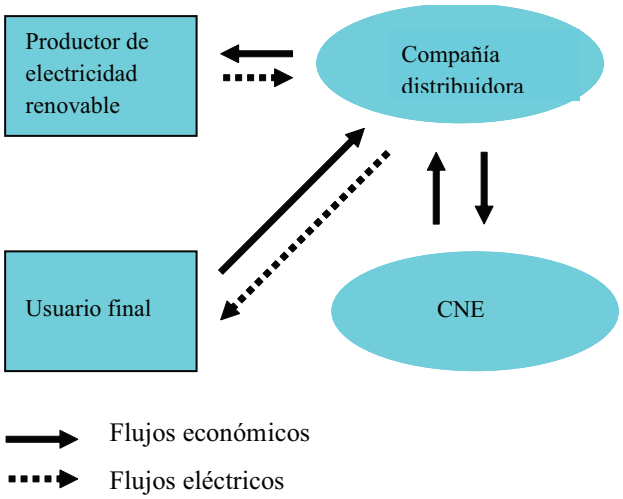


Fig. 133. Flujos eléctricos y monetarios en el sistema de tarifas en España. del Río y Gual (2007)

Plan de Fomento de las Energías Renovables. El PFER se aprobó en España en 1999 e incluía toda una serie de medidas para alcanzar el objetivo que establecía la Directiva Española del 29,4% de electricidad de origen renovable para el 2010. Comprometía al Gobierno a promocionar la electricidad de origen renovable y establecía objetivos nacionales por tecnología. Estos objetivos por tecnología han sido actualizados para el año 2011 por el *Plan de Infraestructuras Eléctricas y de Gas* (aprobado en el 2002). En términos de generación eléctrica los objetivos eran (MINECO, 2003):

- Hidroeléctrica: 31.129
- Minihidráulica: 7.377
- Biomasa: 22.784
- Residuos sólidos: 1.846
- Eólica: 28.600
- Solar FV: 218
- Biogás: 546
- Solar térmica: 459

Real Decreto 436/2004. RD 436/2004 de 12 de marzo (BOE núm. 75, 27 marzo 2004), por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Este nuevo RD implica cambios relevantes con respecto al RD 2818. Los niveles de las tarifas se vinculan a la *Tarifa Media de Referencia* (TMR), de esta forma las actualizaciones de las tarifas son automáticas y no dependen ya de la decisión anual del Gobierno. El RD 436/2004 reduce el nivel de riesgo de los inversores (ya que garantiza el nivel de ayuda a lo largo de la vida útil de la instalación) y fomenta la participación de los productores de renovables en el mercado libre. Además, también trata de reducir los tiempos de los procedimientos administrativos (fomentando la coordinación entre los diferentes niveles administrativos) y de facilitar el acceso de las renovables a la red eléctrica.

Real Decreto 661/2007. El RD 661/2007 de 26 de mayo (BOE núm. 126, 26 mayo 2007) sustituye al RD 436/2004 y establece una nueva metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Este nuevo real decreto implica cambios importantes con respecto al real decreto 636/2004. Entre estos cambios destacan el que la actualización de las tarifas se vinculan al IPC. Además se establece un sistema de techo y suelo (*cap and floor*) para la opción de mercado, de tal forma que los promotores no puedan cobrar por encima del valor fijado como techo, por mucho que suba el precio de la electricidad en el mercado. Igualmente, tienen garantizado un precio mínimo, el valor fijado como suelo, ante eventuales situaciones de precios de mercado mucho más bajos que la media.

Real Decreto 1578/2008. El RD 1578/2008 de 26 de septiembre (BOE núm. 234, 26 septiembre 2008), establece la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica, sustituyendo lo establecido en el Real Decreto 661/2007 para dicha tecnología.

Este nuevo real decreto establece la retribución, por tanto, de la producción fotovoltaica e introduce novedades a este respecto en el sistema español. La principal novedad de este real decreto se basa en que para tener derecho a la retribución recogida en este real decreto, será necesaria la inscripción, con carácter previo, de los proyectos de instalaciones fotovoltaicas en el Registro de Preasignación de Retribución. Para las inscripciones en el Registro de preasignación de retribución se llevan a cabo cuatro convocatorias anuales. Cada convocatoria lleva asociada una retribución y un cupo de potencia. Las tarifas se actualizarán en las sucesivas convocatorias, según ese cupo de potencia se haya sobrepasado o no en una 75%.

Real Decreto-ley 6/2009. El RD-ley 6/2009 de 30 de abril, (BOE núm. 111, 7 mayo 2009) establece determinadas medidas en el sector energético y aprueba el bono social. En lo que atañe a las energías renovables establece la creación de un *registro de pre-asignación*. La inscripción en este registro de retribución será condición necesaria para el otorgamiento del derecho al régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007. Este registro permitirá conocer en los plazos previstos en este Real Decreto-ley las instalaciones que, no sólo están proyectadas, sino que cumplen las condiciones para ejecutarse y acceder al sistema eléctrico con todos los requisitos legales y reglamentarios, el volumen de potencia asociado a las mismas y el impacto en los costes de la tarifa eléctrica y su calendario.

Real Decreto 1565/2010. El RD 1565/2010 de 19 de noviembre, (BOE núm. 283, 23 noviembre 2010) modifica determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. En referencia a la energía solar fotovoltaica

establece una reducción extraordinaria de la tarifa fotovoltaica, establecida en el RD 1578/2008, para la primera convocatoria de preasignación a partir de la entrada en vigor del presente real decreto. Las reducciones son del 5 y del 25% para las instalaciones tipo I (en cubierta) y del 45% para las instalaciones tipo II (en suelo).

Real Decreto 1614/2010. El RD 1614/2010 de 7 de diciembre, (BOE núm. 298, 8 diciembre 2010) modifica determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica. Este RD establece la limitación de las horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima equivalente o prima para las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica y eólica; estableciendo las horas equivalentes para la instalaciones eólicas en tierra en 2589 horas/año y para las instalaciones solares termoeléctricas varían entre 2350 y 6450, según tecnología. Asimismo se modifica el régimen retributivo para ambas tecnologías según distintos condicionantes.

Real Decreto-ley 14/2010. El RD-ley 14/2010 de 23 de diciembre, (BOE núm. 312, 24 diciembre 2010) establece medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Este RD-ley establece la limitación de las horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima para las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica según tecnología y zona solar climática, variando las horas equivalentes entre 1232 y 2376 horas/año; adicionalmente, se amplía el plazo con derecho a tarifa regulada de 25 a 28 años.

15.2 Organización básica del mercado eléctrico español. El régimen especial

Las instalaciones generadoras de energía presentes en el mercado eléctrico español se organizan en torno a dos regímenes claramente diferenciados: el Régimen Ordinario y el Régimen Especial.

El régimen ordinario tiene la obligación de ofertar su energía en el mercado spot de electricidad, posibilidad también abierta, de forma opcional, al régimen especial.

El mercado spot (a corto plazo, por horas y negociado día a día), de carácter marginalista, retribuye por igual a todas las instalaciones, independientemente de su tecnología, de acuerdo con el precio al que oferta el último generador casado. La figura 134 ilustra esta situación.

La diferencia entre la energía medida y la programada por cada productor (desvíos) es penalizada. En el caso del régimen especial se permite la agrupación de instalaciones para minimizar estos desvíos. Existe la opción de establecer contratos bilaterales físicos entre los agentes del sistema. En otros países europeos existe un mayor desarrollo de los contratos bilaterales y de otro tipo de mercados (mercados a plazo, que pueden derivar en mercados financieros), alternativas que podrían ser desarrolladas como complemento al mercado spot.

En el artículo 27 de la Ley 54/1997, del 27 de Noviembre del Sector Eléctrico, se enumeran las características de aquellas instalaciones que pueden acogerse al Régimen Especial, diferenciándose del Régimen Ordinario. La retribución del Régimen Especial se diferencia de la del Régimen Ordinario gracias a la aplicación de un mecanismo de primas.

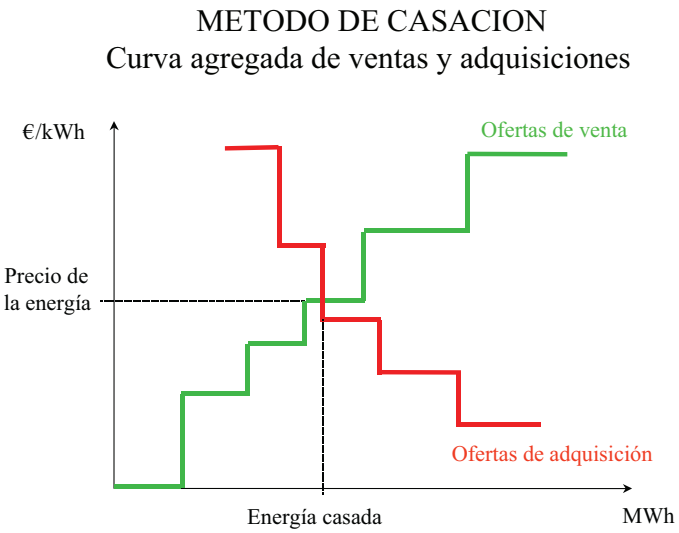


Fig. 134. Gráfica del método de casación. www.cne.es

15.3 Barreras y beneficios de la electricidad renovable en España

15.3.1 ¿Por qué un régimen retributivo especial para las renovables?

A través de este régimen retributivo especial, que intenta compensar externalidades no recogidas en el precio de la energía eléctrica producida por el régimen ordinario, se persigue fomentar la implantación de las energías renovables, cuyos beneficios sociales, medioambientales y para el sistema de generación son reconocidos (APPA, 2005).

Algunos de estos beneficios se analizan a continuación.

Creación de empleo. El mercado asociado a las energías renovables contribuye a la creación de empleo de forma eficiente, ya que estudios al respecto han demostrado que, a igual potencia instalada, estas energías generan hasta cinco veces más puestos de empleo que las tecnologías convencionales[111]. Asimismo, debido a las características propias de la producción de electricidad con fuentes renovables, los nuevos puestos de trabajo generados se localizan mayoritariamente en áreas rurales con altos niveles de desempleo, contribuyendo de forma efectiva al desarrollo regional.

Para la evaluación de la creación de puestos de trabajo, deben tenerse en cuenta tanto la generación de empleo directo (fabricación, construcción y operación de las instalaciones

[111] Dictamen del Comité de las Regiones sobre la "Comunicación de la Comisión – Energía para el futuro: fuentes de energías renovables- Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios"

renovables) como el indirecto. Este se origina principalmente por los gastos incurridos durante las etapas de fabricación, construcción y operación, que provoca un aumento de demanda de bienes procedentes de otras actividades económicas, afectando de forma positiva a la renta y el empleo en estos sectores.

En el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 realizado por el IDAE, se realiza una estimación de creación de empleo para cuatro instalaciones tipo en España:

Tab. 64. Creación de empleo estimado asociado a cuatro instalaciones tipo en España

Tecnología	Instalación tipo	Empleos C/I	Empleos O/M
Eólica	20 MW	260 EE/I (25% directos)	4 EE/I (directos)
Minihidráulica	1,7 MW	18,6 EE/MW (40% directos)	0,4 EE/MW (directos)
Solar térmica	100 m^2 (grandes instalaciones)	16,7 EE/Mill €	16,7 EE/Mill €
Fotovoltaica	1 kW_p	82,8 EE/MW (directos)	0,2 EE/MW (directos)

Fuente: Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 (IDAE)

Mercado de emisiones de CO_2. Se estima que las emisiones de CO_2 evitadas en 2004 por el parque renovable de generación actual ascienden aproximadamente a 17 millones Tn de CO_2. Considerando un precio medio del derecho de emisión de 10 €/Tn CO_2, las energías renovables ahorran al sistema unos 170 millones de €.

Se espera que la puesta en marcha del mercado europeo de emisiones sea el primer paso para que las tecnologías contaminantes comiencen a internalizar los costes ambientales en los que incurren. En este sentido, el Ministerio de Industria ha decidido excluir de forma progresiva la gestión de residuos radiactivos de la tarifa eléctrica, de forma que sean los propietarios de las unidades de producción las que tengan que soportar este coste, que en la actualidad asciende a 120 millones de €.

Adicionalmente, las emisiones de CO_2 en España se sitúan por encima de la cuota asignada por el protocolo de Kioto, por lo que ha de hacer un esfuerzo adicional para disminuir sus emisiones; siendo las energías renovables fundamentales a tales efectos.

Seguridad del suministro. Además de los beneficios sociales y medioambientales, las energías renovables contribuyen a aumentar la seguridad del suministro y a mejorar la balanza económica nacional al disminuir las importaciones de combustibles fósiles, con lo que esto significa en la balanza comercial para España, teniendo en cuenta que la dependencia energética de España ronda el 80%. España apenas dispone de combustibles fósiles, excepción hecha al carbón nacional, que recibe ayudas del Estado para su explotación, y, sin embargo, su consumo energético está basado en combustibles fósiles, fundamentalmente petróleo y gas natural, importados del exterior. Las energías renovables ofrecen a España una de las pocas posibilidades de disminuir su dependencia energética; y, además, hacerlo a la vez que fomenta el empleo en un sector innovador y mejora el medioambiente.

15.3.2 El régimen retributivo especial en España

Para poder fomentar la electricidad renovable hace falta, por tanto, un régimen retributivo especial. El sistema tarifas es el principal instrumento que se usa en España para promocionar las energías renovables (del Río y Gual (2007).

Según del Río y Gual (2007) los datos sobre la evolución de la electricidad de origen renovable muestran que la energía eólica ha experimentado un crecimiento enorme en España, y que ese crecimiento no se ha dado de forma paralela en el resto de las renovables.

Esta afirmación es cierta en términos globales, pero no en términos porcentuales; dicho de otra forma, efectivamente la energía eólica es la que más ha crecido en términos de aumento de la potencia instalada (medida en MW) pero no en porcentaje.

Las tarifas son uno de los factores que influyen en el desarrollo de la electricidad renovable, pero no el único. Otros factores (como los procedimientos administrativos, el acceso a la red, etc.) también juegan un papel muy importante. Estos factores, a los que nos referiremos de forma genérica como barreras, se analizan en el apartado siguiente.

15.3.3 Barreras a la producción de electricidad de origen renovable

Según del Río y Gual (2007), distintos agentes del sector señalan la dificultad para acceder a la red eléctrica como la barrera más importante para la expansión futura de la energía eólica, que ha sido la de mayor crecimiento dentro de las renovables. Con respecto al resto de las renovables, el sistema de tarifas no ha tenido una influencia comparable debido a las barreras, especialmente debido a las dificultades para acceder a la red eléctrica y a los procedimientos administrativos para obtener los permisos.

La APPA (Asociación de Productores de Energías Renovables) apunta a las débiles infraestructuras de la red eléctrica en algunas partes del país y a las dificultades para acceder a las líneas de distribución, como las principales barreras. *Los promotores independientes normalmente se encuentran con grandes dificultades para alcanzar un acuerdo con los operadores de la red eléctrica, usualmente grandes compañías eléctricas, que en muchos casos abusan de su posición dominante para tratar de impedir o retrasar el acceso a sus redes* (APPA, 2003).

Las barreras a las que se tienen que enfrentar las energías renovables se pueden agrupar en 4 categorías:

- Barreras administrativas
- Barreras técnicas
- Falta de información
- Barreras financieras

Barreras administrativas. Según la APPA (2005), uno de los principales problemas con los que se encuentra el promotor de instalaciones de energía renovable es el laberinto administrativo que ha de afrontar para materializar sus proyectos. Los procesos administrativos más importantes son los referidos a:

- La solicitud de la autorización
- La solicitud de acceso al punto de conexión

En la actualidad se encuentran en vigor hasta sesenta normas que el promotor tiene que consultar y conocer. Estas normas implican hasta cuarenta trámites que han de presentarse en las administraciones, a nivel local, regional y central. Esto crea un importante problema, ya que en muchas ocasiones no existen canales eficientes de información entre ellas: existe confusión en materia de competencias.

Este proceso es complejo y puede hacer que conseguir las autorizaciones de los proyectos se demore en el tiempo, poniendo en riesgo la consecución del mismo. Desde la presentación de un proyecto de producción de electricidad a partir de energía renovable hasta su puesta en marcha, pueden pasar cinco años de media en el caso de los proyectos de energía eólica, y hasta doce en el caso de la minihidráulica. En muchas ocasiones los proyectos se ven paralizados por el incumplimiento en plazos por parte de las administraciones, añadiendo un factor más de incertidumbre al proceso de petición de trámites administrativos.

Además, la diversidad de criterios no previsibles en la resolución de las solicitudes de promoción, la discrecionalidad y la falta de objetividad y transparencia en las resoluciones, fortalecen las barreras administrativas para las energías renovables.

Barreras técnicas. Otro de los factores que suponen una barrera a la promoción de las energías renovables en España es el tratamiento de acceso de conexión a la red. La creciente demanda de conexión de nueva generación, unida a la escasez de capacidad de la red en muchos puntos, y la ausencia de una normativa nacional que garantice la preferencia de acceso a las energías renovables a través de unos criterios claros y generales, está ocasionando conflictos entre las nuevas instalaciones y las existentes, a efectos de capacidad de la red. Además, existe un alto grado de descoordinación entre las planificaciones autonómicas y nacionales (APPA, 2005).

Falta de información. Otro de los problemas que se encuentra el promotor es la falta de información de la que dispone a la hora de realizar la petición de acceso a la red, que se ha de realizar en una fase madura del proyecto, corriendo el riesgo de ver alterada su necesidad de financiación. Esta información previa sobre el estado de capacidad de la red y de los puntos de conexión, puede ser crucial para determinar la rentabilidad asociada a un emplazamiento determinado. Atendiendo a experiencias internacionales en otros sistemas eléctricos que sí disponen de esa información *ex-ante*, la APPA (APPA, 2005) propone hacer pública la información acerca de la capacidad de la red eléctrica a través de un mapa de tensiones, y de las solicitudes de conexión soportadas por cada uno de los puntos de acceso, teniendo en cuenta las restricciones que por razones de seguridad sea necesario aplicar.

Barreras financieras. Un adecuado desarrollo de las energías renovables en España será imposible si no se asegura la financiación de los proyectos. Resulta de vital importancia reducir la percepción de riesgo asociado a las energías renovables por parte de las entidades financiadoras. Para conseguirlo, es necesario demostrar una rentabilidad atractiva, como ya ha ocurrido con los proyectos de energía eólica.

Uno de los factores clave para conseguir unas condiciones favorables de financiación es la existencia de un marco normativo estable, que garantice seguridad jurídica al promotor. Este punto es especialmente relevante ante un hipotético cambio en la

legislación, y su influencia en las condiciones de financiación negociadas. Es necesario asegurar, además de la permanencia de las normas, la irretroactividad de las mismas, ofreciendo siempre a las instalaciones existentes la opción de mantenerse en el marco regulatorio anterior.

Este marco retributivo en España, basado en un sistema de tarifas que incluye tarifas fijas y primas, es el que se va a analizar en detalle en el siguiente capítulo.