UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA
Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes
y Aplicaciones Numéricas en la Ingeniería

Estimación óptima de la evolución temporal a largo plazo de la demanda de energía eléctrica en sistemas eléctricos insulares

Tesis Doctoral

Programa de Doctorado: Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en la Ingeniería

Instituto Universitario de: Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en la Ingeniería

Autor: Antonio Pulido Alonso

Las Palmas de Gran Canaria, noviembre de 2015

UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS
DE GRAN CANARIA

Anexo II

Tesis doctoral

Título: Estimación óptima de la evolución temporal a largo plazo de la demanda de energía eléctrica en sistemas eléctricos insulares

Centro: Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

Programa de Doctorado: Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en la Ingeniería

Instituto Universitario de: Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en la Ingeniería

Presentada por:

D. Antonio Pulido Alonso

Dirigida por:

Dr. D. Gabriel Winter Althaus

Dr. Dª. Begoña González Landín

Lugar y fecha: Las Palmas de Gran Canaria, noviembre de 2015

Estimación óptima de la evolución temporal a largo plazo de la demanda de energía eléctrica en sistemas eléctricos insulares

Antonio Pulido Alonso

UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA
Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes
y Aplicaciones Numéricas en la Ingeniería

SIANI

Para citar:

Sería deseable que se utilizara para citar la fuente un esquema parecido a:

Pulido-Alonso, Antonio. (2015/11). *Estimación óptima de la evolución temporal a largo plazo de la demanda de energía eléctrica en sistemas eléctricos insulares.* [Tesis]. Directores: Gabriel Winter Althaus y Begoña González Landín. Las Palmas de Gran Canaria: Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería, 418 pp.

Agradecimientos

Quiero dedicar antes que nada mi Tesis a todas las personas de mi familia, mi hijo Néstor revulsivo para ser mejor persona cada día, compañero de aficiones, mi padre ejemplo de lealtad y sacrificio, quién estudió un segundo ciclo de carrera después de haber tenido 6 hijos, y un puesto de trabajo fijo. Mis cinco hermanos, los que me han acompañado en todo momento de este trabajo apoyándome en todos los aspectos, sobre todo mi hermana casi gemela Carmen Delia, a la que la vida ha puesto bien cerca a mi lado. A mi tío Juan Lorenzo, por su apoyo incondicional en todos los momentos de mi vida, con quien tuve la oportunidad de formarme en mi primer trabajo. A mi tía María del Carmen, madrina ejemplar por su entrega y mantener a la familia unida. A mi pareja Ana, por su capacidad de dedicación y renuncia, mi motor.

Luego vienen mis amigos, Mercedes, a quien cada vez que me encuentro en los últimos diez años, me pregunta por mi tesis, en vez de por mí, consciente de la importancia de mi aventura. Fernando y Marisa gracias por vuestra amistad incondicional.

A mis compañeros de departamento Miguel, Fabián, Jesús, Manuel, Norberto y todos los demás por su apoyo y entrega, acompañándome en mi labor, y descargándome de mis cometidos.

A mis compañeros del CEANI, Blas, Ricardo, Juan Ignacio, Silvia y todos los demás, gracias por cubrirme en tantos abandonos de mis obligaciones, con ustedes aprendí lo que era un equipo.

A mis directores de Tesis sin su dedicación y escuela me hubiese sido imposible el acometer esta labor.

A todas las restantes personas, que sin haber sido nombradas han estado ahí, todo el tiempo. Por eso gracias a todos ustedes este trabajo por fin ha podido ver la luz.

Título

Estimación Óptima de la Evolución Temporal a Largo Plazo de la Demanda de Energía Eléctrica en Sistemas Eléctricos Insulares.

Resumen

En esta Tesis se realiza el estudio de la demanda eléctrica en las islas Canarias, con el objetivo de obtener estimaciones a largo plazo y con especial interés en la isla de Gran Canaria. Se realiza una consulta bibliográfica referente al tema con especial atención a las variables explicativas empleadas, metodologías aplicadas y plazos de ejecución. Este análisis se contempla en el Capítulo 2. Dado que se estudia la estimación de la demanda de energía eléctrica en unas islas, se analiza el sistema eléctrico existente en las mismas, describiéndose y analizándose el mismo, esto constituye el Capítulo 3, donde isla por isla se describe el sistema eléctrico y su presumible evolución futura.

Posteriormente se realiza un búsqueda de datos que podrían ser empleados en la estimación de la demanda, así como predicciones futuras de las mismas, tanto económicas, como meteorológicas, poblacionales, etc. Percibimos que las variables económicas a nivel insular sólo se disponen desde 1999 al año 2008, lo que nos obliga a utilizar variables económicas a nivel de toda la Comunidad Autónoma de Canarias. Además este hecho nos obliga a renunciar a la posibilidad de realizar un análisis detallado por sectores económicos como sería lo deseable. Todos estos aspectos se tratan en el Capítulo 4.

Se ha seleccionado diversos de métodos de predicción y de distinta naturaleza, métodos de inteligencia artificial y paramétricos, y se aplica a la obtención de estimaciones de la demanda eléctrica anual en Canarias, la demanda eléctrica anual en la isla de Gran Canaria y la máxima potencia pico anual en Gran Canaria. Se acomete la resolución del problema en el Capítulo 5. Se propone en el mismo, cumpliendo un objetivo trazado de la presente tesis, una función no lineal, explicita, para modelar la demanda de energía eléctrica, ajustando la misma con métodos de computación evolutiva.

Se analiza la incorporación de una variable adicional atípica en este tipo de problemas, el IPC, dada la pérdida de linealidad entre el PIB y la demanda debida a la reciente crisis.

El análisis de los resultados comparativos obtenidos con la aplicación de diferentes métodos de estimación, redes neuronales, máquinas de vectores soporte y de regresión lineal múltiple y logarítmica y sus conclusiones constituye el Capítulo 6.

Posteriormente, observando que estamos en una época de transición por diversos aspectos:

- implantación de nuevas tecnologías: VHE y bombas de calor aerotérmicas
- mejora continuada de la eficiencia energética, con el fin de reducir el consumo energético, afectando tanto a los consumidores, como a las instalaciones de generación, transporte y distribución de energía eléctrica
- inmersos actualmente en un cambio climático, los datos meteorológicos históricos van a verse modificados, y así la implicación de la meteorología en el consumo energético irá en aumento

- implantación de contadores inteligentes, de forma que el precio que se paga por la luz varía según el momento de consumo. Afectando sobre todo a la potencia pico, pero podría verse afectada la demanda en menor medida
- el autoconsumo algo antes futurista, está ahora en puertas de constituirse en un hecho generalizado, pues por directiva comunitaria todo edificio de nueva construcción en Europa tendrá que suministrarse la energía por sí mismo, a partir del año 2019.

Estos y otros asuntos que van a afectar a la demanda de electricidad futura, se abordan en el Capítulo 7.

Por último conclusiones finales y posibles trabajos futuros, indicadas en el Capítulo 8, cierran la tesis.

Palabras clave: demanda de energía eléctrica, predicción a largo plazo, computación numérica, sistemas eléctricos insulares.

Title

Long Term forecast Electricity Demand on the Islands. Case Study Canary Islands.

Abstract

In this thesis the study of the electricity demand on the Canary Islands is made, with the goal of obtaining long-term forecasts, and focusing particularly on the island of Gran Canary. About the bibliography search, with special attention to the explanatory variables used, applied methodologies and deadlines. This analysis is done in the chapter 2. Before we carry the forecasting of the electricity demand on islands out, the existing electrical system is described it in the chapter 3, for every island, the electrical system and its presumed future evolution is explained.

Subsequently, a search of data that could be used in estimating demand and future predictions, both economic, as weather, population, etc. we realize that economic variables from each island are only available from 1999 to 2008, forcing us to use economic variables from all the Canary Islands. Besides this fact forces us to give up the possibility of a detailed analysis by economic sectors, as it would be desirable. All these aspects are discussed in chapter 4.

It has selected several methods of forecast, artificial intelligence methods and parametric methods, and it applied to obtain forecast of the annual electricity demand in the Canary Islands, the annual electricity demand on the island of Gran Canaria and annual peak load in Gran Canaria. The Problem resolution is incorporated in the chapter 5.

It is proposed in this thesis, a nonlinear function to model the electricity demand, adjusting it with evolutionary computation methods. The comparative analysis of results obtained with the use of different estimation methods: neural networks, support vector machines, multiple linear and logarithmic regression constitutes the chapter 6.

Subsequently, noting that we are inside a time of transition for various aspects:

- The introduction of new technologies: electric vehicles and aerothermal heat pumps
- Continuous improvement of energy efficiency, in order to reduce energy consumption, affecting both consumers as to the facilities of generation, transmission and distribution of electricity.
- The climate change is on, the historical weather considerations will be modified from the historic data, and thus the growing involvement of weather on energy consumption.
- The introduction of smart meters, so that the price paid by the electricity depending on the time of consumption. It mainly affecting peak load, but the demand could be affected to a lesser extent.
- The self-supply energy, it is very near, as per EU directive that all new building in Europe will be supplied energy by itself, from the year 2019. It could change the concept to electric demand.

These and another issues that will affect future electricity demand, are addressed in Chapter 7.

Finally, this thesis closes in the Chapter 8 with the conclusions and possible future works

Keywords: electricity demand, long-term prediction, numerical computation, insular electrical systems.

Índice de figuras

Figura 1-1. Demanda de Fuerteventura del 15 de mayo de 2014. Fuente:REE 6
Figura 1-2. Demanda de Fuerteventura del 11 de mayo de 2014. 7
Figura 1-3. Demanda de Gran Canaria del 15 de mayo de 2014 8
Figura 1-4. Ratio de interconexión en 2011. Fuente: ENTSO-E (la asociación de los operadores y propietarios de la red de transporte europea). Fuente: ENTSO-E 14
Figura 1-5. Ratio de interconexión en 2020. Fuente: ENTSO-E. 15
Figura 1-6. Mercados europeos de electricidad. Fuente: REE. 16
Figura 3-1. Exceso de Oferta o de Demanda. Fuente: (Mallo, 2002) 49
Figura 3-2. Porcentaje de inyección a la red de energía de origen renovable por isla y por mes en 2013. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 66
Figura 3-3. Demanda horaria. Máximo anual. Gran Canaria y Tenerife. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 69
Figura 3-4. Demanda horaria. Máximo anual. Lanzarote, Fuerteventura y La Palma. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 69
Figura 3-5. Demanda horaria. Máximo anual. La Gomera y El Hierro. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 70
Figura 3-6. Red de transporte eléctrico en Gran Canaria. Fuente: REE 71
Figura 3-7. Central Térmica de Jinámar. Gran Canaria 72
Figura 3-8. Central Térmica de Juan Grande. Gran Canaria 72
Figura 3-9. Parques eólicos en Gran Canaria en 2013. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 73
Figura 3-10. Primer Aerogenerador offshore en España. Puerto de Arinaga. Gran Canaria 74
Figura 3-11. Red de transporte eléctrico en Lanzarote. Fuente: REE 75
Figura 3-12. Central Térmica de Punta Grande. Lanzarote 76
Figura 3-13. Parques eólicos en Lanzarote en 2013. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 76
Figura 3-14. Central Térmica de Las Salinas. Fuerteventura 78
Figura 3-15. Red de transporte eléctrico en Fuerteventura. Fuente: REE 78
Figura 3-16. Parques eólicos en Fuerteventura en 2011. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 79
Figura 3-17. Red de transporte eléctrico en Tenerife. Fuente: REE 80
Figura 3-18. Central Térmica de Caletillas. Tenerife 81
Figura 3-19. Central Térmica de Granadilla. Tenerife 81
Figura 3-20. Subestación de Guía Isora. Tenerife 82
Figura 3-21. Subestación de Arona. Tenerife 82
Figura 3-22. Parques eólicos en Tenerife en 2011. Fuente: Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 83
Figura 3-23. Red de transporte eléctrico en La Palma. fuente: REE 85
Figura 3-24. Parques eólicos en La Palma en 2011. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 86
Figura 3-25. Central Térmica de Los Guinchos. La Palma 86
Figura 3-26. Red de transporte eléctrico en La Gomera. Fuente:REE 88
Figura 3-27. Central Térmica de El Palmar. La Gomera 88
Figura 3-28. Parques eólicos en La Gomera en 2011. 89
Figura 3-29. Central Térmica de Llanos Blancos. El Hierro 90

Figura 3-30.Parques eólicos en El Hierro en 2011. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 90
Figura 3-31. Esquema de principio del sistema El Hierro 100% renovable. Fuente: Gorona del viento 92
Figura 3-32. Curva de demanda en la isla de El Hierro el 21 de septiembre de 2015 92
Figura 3-33. Cables submarinos en Canarias 93
Figura 3-34. Proyecto de Salto Chira- Soria. Gran Canaria 96
Figura 3-35. Costes por tecnologías. Fuente: trabajo IUDR-FEDEA 99
Figura 3-36. Cruce de las curvas agregadas de compra y venta 106
Figura 3-37. Incremento acumulado en el periodo 2008-2011 del consumo eléctrico y otras variables socioeconómicas 111
Figura 3-38. Consumo de energía per cápita en la CEE. año 2011 113
Figura 3-39. Potencia requerida por unidad de tratamiento 117
Figura 4-1. PIB por habitante. Canarias y España. 2000-2010 120
Figura 4-2. PIB por habitante. Canarias y España. 2000-2010 121
Figura 4-3. Crecimiento del PIB en términos reales. Canarias y España 121
Figura 4-4. Variación del PIB en España y Canarias después de la crisis del 2008 122
Figura 4-5. Lluvia en los dos aeropuertos de Tenerife. Norte y Sur. 154
Figura 4-6. Precipitación acumulada en el período 1950-1980 en la Isla de Gran Canaria según vertientes. Fuente (Marzol Jaén 2009) 157
Figura 4-7. Efecto del Cambio climático sobre la temperatura máxima en Canarias. Fuente: Aemet 162
Figura 4-8. Efecto del Cambio climático sobre la temperatura mínima en Canarias. Fuente: Aemet 162
Figura 4-9. Efecto del Cambio climático sobre las precipitaciones en Canarias. Fuente: Aemet 163
Figura 4-10. Precio de la electricidad desde 2005 hasta 2011. Fuente: http://e3illumination.com 175
Figura 4-11. Precio de la electricidad desde 2008 hasta 2011 176
Figura 4-12. Evolución del Coste de la electricidad. Fuente: OCU 176
Figura 4-13. Evolución de la Tarifa eléctrica en los últimos años. Fuente: www.eleconomista.es 177
Figura 4-14. Tasa de variación acumulada de precios medios de consumidores domésticos (%) 177
Figura 4-15. Tasa de variación acumulada de precios medios de electricidad de consumidores industriales. Excluye impuestos (%). 178
Figura 4-16. Evolución del precio de la electricidad en España para usos domésticos en términos reales. 178
Figura 4-17. Precio electricidad uso Industrial 179
Figura 4-18. Precio electricidad uso doméstico 179
Figura 4-19. Coste anual de electricidad de un consumidor doméstico medio 188
Figura 4-20. Coste anual de un consumidor doméstico medio entre 2006-2012 189
Figura 4-21. Indicadores de ocupación en viviendas familiares, según isla. Canarias 1996. Fuente: Encuesta de Población de Canarias 1996.Las viviendas: características principales 192
Figura 4-22. Capacidad de desalación por isla. Fuente Ministerio de Agricultura, alimentación y Medio ambiente 193
Figura 5-1. Gráfico matricial de dispersión de las variables de estudios en el periodo 2006-2014. Región Canaria 197
Figura 5-2. DEE respeto al PIB (Región Canaria, 1991-2014) 198
Figura 5-3. Representación de la primera ecuación matemática 204
Figura 5-4. Representación de la segunda ecuación matemática 204
Figura 5-5. Representación de la tercera ecuación matemática 205

Figura 5-6. F(n) para Fini=0,7, Ffin=0,1, Nmax=2000. Las curvas en azul y verde son las que mejores resultados han proporcionado, como se puede ver en la tabla (5.24) 212
Figura 5-7. Estructura de la ANN 214
Figura 5-8. Gráfico matricial de dispersión de las variables de estudios de la DEE. En el periodo 2006-2014. Gran Canaria 217
Figura 5-9. DEE en Gran Canaria respeto al PIB (Comunidad Autónoma) 218
Figura 5-10. Gráfico matricial de dispersión de las variables de estudios de la potencia pico (2006-2014). Gran Canaria 219
Figura 5-11. Potencia pico en Gran Canaria respeto al PIB (Comunidad Autónoma) 219
Figura 6-1. Estimaciones de la DEE de Canarias obtenida con los diferentes métodos 240
Figura 6-2. Estimaciones de la DEE de Gran Canaria obtenida con los diferentes métodos 241
Figura 6-3. Estimaciones de la PL de Gran Canaria obtenida con los diferentes métodos 243
Figura 7-1. Previsión de implantación de los vehículos eléctricos en el mundo. Fuente: REE 251
Figura 7-2. Mapa de Potencia Interrumpible en España 267
Figura 7-3. Precios de técnicas para la producción de calor. Fuente: IDAE 276
Figura 7-4. Precios de sistemas de producción de calor. Fuente: Nergiza.com 277

Índice de tablas

Tabla 2-1. Información más relevante objeto de estudio. 41
Tabla 3-1. Configuración del parque de generación eléctrica en cada isla. Datos de 2013. Fuente: (Consejería de Industria, 2014). 59
Tabla 3-2. Composición del parque de generación por tecnología, de los grupos térmicos. Fuente: (Consejería de Industria, 2014). 60
Tabla 3-3. Composición del parque de generación por tecnología. De los grupos térmicos. Las Palmas. Fuente: (Consejería de Industria, 2014 61
Tabla 3-4. Composición del parque de generación por tecnología. De los grupos térmicos. Santa Cruz de TF Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 62
Tabla 3-5. Cobertura de la demanda eléctrica. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 63
Tabla 3-6. Evolución de la energía eléctrica anual puesta en red en Canarias. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 64
Tabla 3-7. Energía eléctrica puesta en red cada mes por isla. 2013. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 65
Tabla 3-8. Potencia neta máxima demandada en cada isla en 2013. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 67
Tabla 3-9. Evolución de la potencia máxima demandada en cada isla. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 68
Tabla 3-10. Potencia neta máxima demandada en cada isla por meses en 2013. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 68
Tabla 3-11. Porcentajes de pérdidas anuales en transporte y distribución con respecto a la energía puesta en red. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 70
Tabla 3-12. Sistema eléctrico insular de Gran Canaria. Cobertura de demanda b.c. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 74
Tabla 3-13. Sistema eléctrico insular de Lanzarote. Cobertura de demanda b.c. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 77
Tabla 3-14. Sistema eléctrico insular de Fuerteventura. Cobertura de demanda b.c. Fuente: (Consejería de Industria, 2014) 80
Tabla 3-15. Sistema eléctrico insular de Tenerife. Cobertura de demanda b.c. Fuente:(Ministerio de Industria, 2014) 83
Tabla 3-16. Sistema eléctrico insular de La Palma. Cobertura de demanda b.c. Fuente:(Ministerio de Industria, 2014) 87
Tabla 3-17. Sistema eléctrico insular de La Gomera. Cobertura de demanda b.c. Fuente:(Ministerio de Industria, 2014) 89
Tabla 3-18. Sistema eléctrico insular de El Hierro. Cobertura de demanda b.c. Fuente:(Ministerio de Industria, 2014) 92
Tabla 3-19. Costes de generación de electricidad en Gran Canaria 100
Tabla 3-20. Costes de generación de electricidad en Tenerife 100
Tabla 3-21. Costes de generación de electricidad en Lanzarote-Fuerteventura 100
Tabla 3-22. Costes de generación de electricidad en La Palma 101
Tabla 3-23. Costes de generación de electricidad en La Gomera 101
Tabla 3-24. Costes de generación en El Hierro 101
Tabla 3-25. Comparativa de costes de generación 102
Tabla 3-26. Consumo de energía eléctrica per cápita. Canarias y España 112
Tabla 3-27. Intensidad energética. Canarias y España 113

Tabla 3-28. Evolución de la energía anual puesta en la red en Canarias. Por isla (GWh) 114
Tabla 3-29. Número de desaladoras y capacidad existente por isla 115
Tabla 3-30. Estimación de producción de agua y demanda energética por isla 116
Tabla 3-31. Recogida y tratamiento de aguas residuales en Canarias. Fuente: Istac 117
Tabla 4-1. Evolución anual del PIB a precios del mercado y del PIB per cápita en Canarias 123
Tabla 4-2. Evolución anual del PIB a precios del mercado y del PIB per cápita en España 124
Tabla 4-3. Evolución anual del IPC en las provincias Canarias 125
Tabla 4-4. Valores del VAB por isla correspondiente a los años 2007 y 2008 127
Tabla 4-5. Valores del VAB por isla correspondiente a los años 2005 y 2006 128
Tabla 4-6. Valores del VAB por isla correspondiente a los años 2003 y 2004 129
Tabla 4-7. Valores del VAB por isla correspondiente a los años 2001 y 2002 130
Tabla 4-8. Valores del VAB por isla correspondiente a los años 1999 y 2000 131
Tabla 4-9. Previsiones del PIB real de Canarias. Fecha de la estimación: 04/08/2010. Fuente: Gobierno de Canarias. Consejería de economía y hacienda 132
Tabla 4-10. Previsiones de evolución del PIB nacional de España. Fuente: Gobierno de España 132
Tabla 4-11. Banda de Evolución del PIB estimado nacional 133
Tabla 4-12. Estimación del IPC nacional 133
Tabla 4-13. Estimaciones del PIB nacional 134
Tabla 4-14. Predicciones adoptadas de las variables económicas (Fuente: Propia) 134
Tabla 4-15. Población de las Islas Canarias. Fuente: ISTAC 135
Tabla 4-16. Estimación para la Población Canarias. Fuente: INE 136
Tabla 4-17. Estimación de la evolución de Población para España. Fuente: INE 137
Tabla 4-18. Estimación para Población de cada una de las Islas Canarias. Fuente: propia 137
Tabla 4-19. Energía disponible en la red en cada isla por años. Fuente: Endesa 138
Tabla 4-20. Energía bruta en la red en cada isla por años. Fuente: Endesa 139
Tabla 4-21. Energía consumida en la red en cada isla por años. Fuente: Endesa 140
Tabla 4-22. Energía consumida por cada sector económico en Gran Canaria el año 2008. Fuente: Endesa 140
Tabla 4-23. Código de colores para la agrupación de los sectores económicos en grupos. Fuente: propia 141
Tabla 4-24. Energía consumida en Gran Canaria por sectores económicos (MWh/año) 141
Tabla 4-25. Energía consumida en Tenerife por sectores económicos (MWh/año) 142
Tabla 4-26. Energía consumida en Lanzarote por sectores económicos (MWh/año). Fuente: propia 142
Tabla 4-27. Energía consumida en Fuerteventura por sectores económicos (MWh/año) . Fuente: propia 142
Tabla 4-28. Energía consumida en La Palma por sectores económicos (MWh/año). Fuente: propia 143
Tabla 4-29. Energía consumida en La Gomera por sectores económicos (MWh/año). Fuente: propia 143
Tabla 4-30. Energía consumida en El Hierro por sectores económicos (MWh/año). Fuente: propia 144
Tabla 4-31. Potencia pico en las islas por año (MW) .Fuente: (Ministerio de Industria, turismo y comercio 2014) 144
Tabla 4-32. Potencia pico en las islas por año (MW) .Fuente: Endesa Generación 145
Tabla 4-33. Potencia pico en las islas por año (MW) .Fuente: Endesa Generación 145
Tabla 4-34. Potencia pico en Gran Canaria por año (MW).Fuente: Endesa Generación 145
Tabla 4-35. Previsión de la demanda anual en b.c. en las islas Canarias (GWh). 146

Tabla 4-36. Previsión de la demanda anual en b.c. en las islas Canarias (GWh). 146
Tabla 4-37. Estimación de las Potencias pico en las Islas Canarias (MW)..... 146
Tabla 4-38. Estimación de las Potencias pico en las Islas Canarias (MW)..... 147
Tabla 4-39. Previsión de la demanda eléctrica potencias puntas en Canarias 2005-2015. Pecan 2006 (revisado en 2012) (GWh)..... 147
Tabla 4-40. Previsión de la demanda eléctrica en Canarias 2011-2015. Escenario superior (GWh)..... 148
Tabla 4-41. Previsión de la potencia punta en Canarias 2005-2015. Pecan 2006 (revisado en 2012) (MW) 148
Tabla 4-42. Previsión de la demanda eléctrica en Canarias 2011-2015. Escenario central (GWh)..... 148
Tabla 4-43. Previsión de la demanda Eléctrica en Canarias 2011-2015. Escenario inferior (GWh)..... 149
Tabla 4-44. Previsión de las potencias puntas en Canarias 2011-2015. Escenario superior. (MW) 149
Tabla 4-45. Previsión de las potencias puntas en Canarias 2011-2015. Escenario central. (MW). 149
Tabla 4-46. Previsión de las potencias puntas en Canarias 2011-2015. Escenario inferior. (MW). 150
Tabla 4-47. Datos meteorológicos del Aeropuerto de Gran Canaria 150
Tabla 4-48. Datos meteorológicos del Aeropuerto de Tenerife Norte 151
Tabla 4-49. Datos meteorológicos del Aeropuerto de Tenerife Sur 151
Tabla 4-50. Datos meteorológicos del Aeropuerto de Lanzarote 152
Tabla 4-51. Datos meteorológicos del Aeropuerto de Fuerteventura..... 152
Tabla 4-52. Datos meteorológicos del Aeropuerto de La Palma 153
Tabla 4-53. Datos meteorológicos del Aeropuerto de El Hierro 153
Tabla 4-54. Datos meteorológicos del Aeropuerto de La Gomera 154
Tabla 4-55. Datos de pluviometría de La Gomera. Fuente: Universidad Rey Juan Carlos de Madrid.ud (mm/año) 155
Tabla 4-56. Clasificación climática en función de la pluviometría..... 155
Tabla 4-57. Lluvia habitual en cada una de las islas. Agua precipitada en función de su superficie 156
Tabla 4-58. Precio neto de la electricidad para uso doméstico y uso industrial. Fuente: Eurostat..... 180
Tabla 4-59. Número de turistas extranjeros por islas. Fuente: del ISTAC facilitados por AENA..... 190
Tabla 4-60. Número de turistas nacionales por islas..... 190
Tabla 4-61. Tasa de paro media anual por islas..... 191
Tabla 4-62. Superficie cultivada de regadío (ha). Fuente:ISTAC) 193
Tabla 4-63. Total de Agua desalada. Fuente: Consejería de Agricultura, Ganadería, Pesca y Aguas. Gobierno de Canarias 193
Tabla 5-1. Valores en los años test y predicciones con RML empleando (PIB y POB)..... 199
Tabla 5-2. Valores en los años de entrenamiento con RML empleando (PIB y POB)..... 200
Tabla 5-3. Valores en los años test y predicciones con RML empleando (PIB ,POB e IPC)..... 200
Tabla 5-4. Valores en los años de entrenamiento con RML empleando (PIB, POB e IPC)..... 200
Tabla 5-5. Error cometido con el ajuste mediante RML 200
Tabla 5-6. Error cometido con el ajuste mediante RML 201
Tabla 5-7. Valores en los años test y estimados con RLog empleando (PIB y POB)..... 201
Tabla 5-8. Valores en los años de entrenamiento con RLog empleando (PIB y POB)..... 202
Tabla 5-9. Valores en los años test y estimaciones con RLog empleando (PIB, POB e IPC)..... 202

Tabla 5-10. Valores en los años de entrenamiento con RLog empleando (PIB, POB e IPC) 202
Tabla 5-11. Error cometido con el ajuste mediante RLog 202
Tabla 5-12. Valores en los años test y estimaciones con GA empleando (PIB y POB) 205
Tabla 5-13. Valores en los años de entrenamiento con GA empleando (PIB y POB) 205
Tabla 5-14. Valores en los años test y estimaciones con GA empleando (PIB, POB e IPC) 206
Tabla 5-15. Valores en los años de entrenamiento con GA empleando (PIB, POB e IPC) 206
Tabla 5-16. Error cometido con el ajuste mediante GA 206
Tabla 5-17. Parámetros utilizados en la función ksvm de la librería kernlab en R. 207
Tabla 5-18. Valor del Error Porcentual Absoluto Medio MAPE, con MSV, empleando el POB, PIB e IPC 208
Tabla 5-19. Valor del Error Porcentual Absoluto Medio MAPE, con MSV, empleando el POB y PIB 209
Tabla 5-20. Valores en los años test y estimaciones con SVM empleando (PIB, POB e IPC) 210
Tabla 5-21. Valores en los años de entrenamiento con SVM empleando (PIB, POB e IPC) 210
Tabla 5-22. Valores en los años test y estimaciones con SVM empleando (PIB y POB) 210
Tabla 5-23. Valores en los años de entrenamiento con SVM empleando (PIB y POB) 210
Tabla 5-24. Valores de los parámetros de la función de mutación 212
Tabla 5-25. Valores de los parámetros de la ecuación (5.8). Mediante ED 213
Tabla 5-26. Valores en los años test y estimaciones con ED empleando (PIB y POB) 213
Tabla 5-27. Valores en los años de entrenamiento con ED empleando (PIB y POB) 213
Tabla 5-28. Valores en los años test y estimaciones con ED empleando (PIB, POB e IPC) 213
Tabla 5-29. Valores en los años de entrenamiento con ED empleando (PIB, POB e IPC) 213
Tabla 5-30. Error cometido con el ajuste mediante ED 213
Tabla 5-31. Estructura de la ANN utilizada 216
Tabla 5-32. Valores en los años test y estimaciones con ANN empleando (PIB y POB) 216
Tabla 5-33. Valores en los años de entrenamiento con ANN empleando (PIB y POB) 216
Tabla 5-34. Valores en los años test y estimaciones con ANN empleando (PIB, POB e IPC) 216
Tabla 5-35. Valores en los años de entrenamiento con ANN empleando (PIB, POB e IPC) 217
Tabla 5-36. Error cometido con el ajuste mediante ANN 217
Tabla 5-37. Valores de DEE en los años test y predicciones con RML empleando (PIB y POB) 220
Tabla 5-38. Valores de DEE en los años entrenamiento con RML empleando (PIB y POB) 220
Tabla 5-39. Valores de DEE en los años test y estimaciones con RML empleando (PIB, POB e IPC) 221
Tabla 5-40. Valores de DEE en los años de entrenamiento con RML empleando (PIB, POB e IPC) 221
Tabla 5-41. Valores de PL en los años test y predicciones con RML empleando (PIB y POB) 221
Tabla 5-42. Valores de PL en los años de entrenamiento con RML empleando (PIB y POB) 221

Tabla 5-43. Valores de PL en los años test y predicciones con RML empleando (PIB, POB e IPC) ... 222
Tabla 5-44. Valores de PL en los años de entrenamiento con RML empleando (PIB, POB e IPC) ... 222
Tabla 5-45. Error cometido con el ajuste mediante RLM ... 222
Tabla 5-46. Error cometido con el ajuste mediante RLM ... 222
Tabla 5-47. Valores de DEE en los años test y predicciones con RLog empleando (PIB y POB) ... 223
Tabla 5-48. Valores de DEE en los años de entrenamiento con RLog empleando (PIB y POB) ... 223
Tabla 5-49. Valores de DEE en los años test y estimados con RLog empleando (PIB, POB e IPC) ... 224
Tabla 5-50. Valores de DEE en los años de entrenamiento con RLog empleando (PIB, POB e IPC) ... 224
Tabla 5-51. Valores de PL en los años test y estimados con RLog empleando (PIB y POB) ... 224
Tabla 5-52. Valores de PL en los años entrenamiento con RLog empleando (PIB y POB) ... 225
Tabla 5-53. Valores de PL en los años test y predicciones con RLog empleando (PIB, POB e IPC) ... 225
Tabla 5-54. Valores de PL en los años entrenamiento con RLog empleando (PIB, POB e IPC) ... 225
Tabla 5-55. Error cometido con el ajuste mediante RLog ... 225
Tabla 5-56. Valores en los años test y estimaciones con GA empleando (PIB y POB) ... 226
Tabla 5-57. Valores en los años de entrenamiento con GA empleando (PIB y POB) ... 226
Tabla 5-58. Valores en los años test y estimaciones con GA empleando (PIB, POB e IPC) ... 226
Tabla 5-59. Valores en los años de entrenamiento con GA empleando (PIB, POB e IPC) ... 226
Tabla 5-60. Valores en los años test y estimaciones con GA empleando (PIB y POB) ... 227
Tabla 5-61. Valores en los años entrenamiento con GA empleando (PIB y POB) ... 227
Tabla 5-62. Valores en los años test y estimaciones con GA empleando (PIB, POB e IPC) ... 227
Tabla 5-63. Valores en los años entrenamiento con GA empleando (PIB, POB e IPC) ... 227
Tabla 5-64. Error cometido con el ajuste mediante GA ... 228
Tabla 5-65. Valor del Error Porcentual Absoluto Medio MAPE, con MSV, empleando el POB, PIB e IPC ... 229
Tabla 5-66. Valor del Error Porcentual Absoluto Medio MAPE, con MSV, empleando el POB e PIB ... 229
Tabla 5-67. Valores en los años test y estimaciones con SVM empleando (PIB, POB e IPC) ... 230
Tabla 5-68. Valores en los años de entrenamiento con SVM empleando (PIB, POB e IPC) ... 230
Tabla 5-69. Valores en los años test y estimaciones con SVM empleando (PIB y POB) ... 230
Tabla 5-70. Valores en los años de entrenamiento con SVM empleando (PIB y POB) ... 230
Tabla 5-71. Valor del Error Porcentual Absoluto Medio MAPE, con MSV, empleando el POB, PIB e IPC ... 231
Tabla 5-72. Valor del Error Porcentual Absoluto Medio MAPE, con MSV, empleando el POB e PIB ... 232
Tabla 5-73. Valores en los años test y estimaciones con SVM empleando (PIB, POB e IPC) ... 232
Tabla 5-74. Valores en los años de entrenamiento con SVM empleando (PIB, POB e IPC) ... 232

Tabla 5-75. Valores en los años test y estimaciones con SVM empleando (PIB y POB) 233
Tabla 5-76. Valores en los años de entrenamiento con SVM empleando (PIB y POB) 233
Tabla 5-77. Error cometido con el ajuste mediante SVM 233
Tabla 5-78. Valores de los parámetros de la ecuación (5.8). Mediante ED 233
Tabla 5-79. Valores en los años test y estimaciones con ED empleando (PIB y POB)..... 234
Tabla 5-80. Valores en los años de entrenamiento con ED empleando (PIB y POB). 234
Tabla 5-81. Valores en los años test y estimaciones con ED empleando (PIB, POB e IPC) 234
Tabla 5-82. Valores en los años de entrenamiento con ED empleando (PIB, POB e IPC) 234
Tabla 5-83. Valores de los parámetros de la ecuación (5.8). Mediante ED 234
Tabla 5-84. Valores en los años test y estimaciones con ED empleando (PIB y POB)..... 235
Tabla 5-85. Valores en los años de entrenamiento con ED empleando (PIB y POB) 235
Tabla 5-86. Valores en los años test y estimaciones con ED empleando (PIB, POB e IPC) 235
Tabla 5-87. Valores en los años de entrenamiento con ED empleando (PIB, POB e IPC) 235
Tabla 5-88. Error cometido con el ajuste mediante ED 235
Tabla 5-89. Valores en los años test y estimaciones con ANN empleando (PIB y POB) 236
Tabla 5-90. Valores en los años de entrenamiento con ANN empleando (PIB y POB) 236
Tabla 5-91. Valores en los años test y estimaciones con ANN empleando (PIB, POB e IPC) 236
Tabla 5-92. Valores en los años de entrenamiento con ANN empleando (PIB, POB e IPC) 236
Tabla 5-93. Valores en los años test y estimaciones con ANN empleando (PIB y POB) 237
Tabla 5-94. Valores en los años de entrenamiento con ANN empleando (PIB y POB) 237
Tabla 5-95. Valores en los años test y estimaciones con ANN empleando (PIB, POB e IPC) 237
Tabla 5-96. Valores en los años de entrenamiento con ANN empleando (PIB, POB e IPC) 237
Tabla 5-97. Error cometido con el ajuste mediante ANN 237
Tabla 6-1. Valores del MAPE con los métodos empleados para la DEE de Canarias..... 239
Tabla 6-2. Crecimiento de la DEE de Canarias en el intervalo 2014-2025. Con los diversos métodos 240
Tabla 6-3. Valores del MAPE con los métodos empleados para la DEE de Gran Canaria 241
Tabla 6-4. Crecimiento de la DEE de Gran Canaria en el intervalo 2014-2025. Con los diversos métodos 242
Tabla 6-5. Valores del MAPE con los métodos empleados para la PL de Gran Canaria 242
Tabla 6-6. Crecimiento de la PL de Gran Canaria en el intervalo 2014-2025. Con los diversos métodos 243
Tabla 7-1. Tabla para realización de comparativa de coste de diferentes tecnologías de vehículos 246

ASPECTOS GENERALES

Capítulo 1. Introducción

1.1 Contextualización

1.1.1 Las técnicas de predicción

La estimación de hechos futuros ha seducido al ser humano durante toda su existencia y se puede decir que las técnicas de pronóstico existen desde el principio de los tiempos. Sin embargo, con la evolución del tiempo estas técnicas se han ido depurando y se han aplicado en distintas áreas, con fines científicos y económicos, como en la predicción de la meteorología, de variables económicas, sociológicas…

Actualmente, se puede decir que estamos en la era de la tecnología y la información, ya que en la mayoría de las actividades se generan gran cantidad de información que es almacenada en bases de datos. Gracias a la tecnología estos datos se pueden manejar y usar para sacar algún rendimiento de ellos; ya que debido al gran volumen de información es imposible de analizar e interpretar manualmente. La minería de datos es el proceso de detectar información asociada a los grandes conjuntos de datos. Utiliza el análisis matemático para deducir los patrones y tendencias que existen en los números. Normalmente, estos patrones no se pueden detectar mediante la exploración tradicional de los datos porque las relaciones son demasiado complejas o porque la información es demasiada.

El objetivo de las técnicas de predicción es obtener estimaciones de valores futuros de una serie temporal a partir de la información histórica contenida en la serie observada hasta una fecha determinada. Estas técnicas requieren la especificación de los factores que determinan el comportamiento de la variable de estudio, tras determinar el efecto que aporta cada parámetro exógeno, se estima que en fechas venideras su influencia permanecerá constante, si se cuenta con una estimación de la evolución futura de estas variables exógenas, podrá extrapolarse el comportamiento futuro de la variable de estudio analizada.

Las hipótesis en que se basan estas técnicas son dos:

- la estabilidad de la forma de afección de los parámetros exógenos sobre la variable de estudio
- no van a surgir nuevos parámetros que aporten afección relevante sobre nuestra variable de estudio dentro del periodo de estimación.

Primero, se determina en el pasado cuales son los parámetros independientes, que se hallan relacionados con las tres variables objetivos de esta tesis: la demanda eléctrica en Canarias y en Gran Canaria, y la potencia punta en Gran Canaria. Una vez obtenida dicha relación, se ha buscado estimaciones, más o menos fidedignas de dichas variables

explicativas en el futuro, después se considera que "la relación" entre las variables a determinar, la demanda eléctrica o potencia pico, y las variables exógenas, no variará en un futuro, y no se incorpora de forma apreciable nuevos parámetros que afecten a nuestras variables de estudio.

En esta línea se obtiene la estimación de la demanda eléctrica anual para el conjunto de las islas y para Gran Canaria. También se ha estimado el valor de la Potencia pico anual para el sistema eléctrico de Gran Canaria. Todo ello hasta el año objetivo de 2025.

1.1.2 Definiciones y aspectos eléctricos relevantes

Se procede a estudiar la estimación de la demanda eléctrica anual y las puntas de potencias, o potencias pico.

Demanda eléctrica. Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en un periodo de tiempo. La demanda de una instalación eléctrica en los terminales receptores, es tomada como un valor medio en un intervalo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda. La duración que se fije en este intervalo dependerá del valor de demanda que se desee conocer. Para establecer una demanda es indispensable indicar el intervalo de demanda ya que sin él no tendría sentido práctico. La demanda se puede expresar en kVA, kW, kVAR, A, etc. Pero en este trabajo se va a estimar la energía eléctrica consumida a lo largo de todo un año, y se referirá a ella como demanda. Por lo que las unidades serán de Energía GWh, múltiplos o submúltiplos.

La variación de la demanda en el tiempo para una carga dada origina el ciclo de carga que es una curva de carga (Figura 1-1, Figura 1-2 y Figura 1-3), el intervalo de tiempo en estos tres casos es el día, pero podría tratarse de una semana, un mes o un año. Observándose la variaciones horarias, semanales o estacionales.

Potencia pico o demanda o carga máxima. Corresponde a la carga mayor que se presenta en un sistema en un período de trabajo previamente establecido. Para establecer la demanda máxima se debe especificar el intervalo de demanda para medirla. Sus unidades son de potencia MW, múltiplos o submúltiplos. Es un valor puntual, o promediado.

Se acompaña una serie de citas que nos permite tener una visión inicial de ciertos aspectos, que podrán ayudar a enfocar el planteamiento:

Uno de los fenómenos observados es como con los años se incrementa la diferencia entre el valor pico que crece rápidamente frente al consumo mínimo que crece con menor pendiente(Camus, Silva et al.).

Dentro de lo que son las estimaciones resulta más difícil el valor punta de potencia, al ser un evento aislado y muy afectado por la que lo que son peculiaridades puntuales (eventos deportivos…), y episodios climatológicos concretos.(Ghods, 2010)

El uso de la media de las 50 mayores puntas de potencia permite librarnos del impacto por eventos inusuales. Para el cálculo de la puntas de potencia se excluyen aquellos años donde se producen una fuerte disrupción de la tendencia razonable.(Kirtlan 2008)

Más aún, en un contexto mundial de creciente competencia, no se concibe una economía en crecimiento y competitiva en el ámbito global sin un fluido eléctrico de calidad y a precios altamente competitivos. Esta elevada dependencia ha convertido a la energía eléctrica en un input estratégico que posee unos intensos efectos de arrastre, ya no solo de carácter económico sino también social. De modo que podemos afirmar que vivimos en un mundo que funciona con electricidad. (Mallo, 2002)

1. Con independencia de la fuente primaria utilizada, la energía eléctrica no puede ser almacenada
2. En la mayor parte de sus usos la electricidad juega el papel de un input específico, es decir, el de un factor productivo que no puede ser reemplazado en el corto plazo.

Las características especiales de la energía eléctrica han motivado la creación de un organismo denominado operador del mercado eléctrico que actúa como regulador, tratando de coordinar en todo momento la oferta y la demanda. Este organismo puede tener titularidad pública (Argentina, Chile, el Salvador, etc.) o privada (España, países de la UE, etc.). En el caso concreto de la UE, los mercados eléctricos de los países miembros se encuentran atravesando un proceso liberalizador con el que se pretende romper los viejos monopolios estatales y dotar así de una mayor competitividad a los mercados, siendo la última meta la creación de un mercado eléctrico europeo. Al margen de quien ostente la titularidad del operador del mercado, éste asume una serie de responsabilidades vitales:

- La sustitución de la energía que un grupo no pudo producir.
- El suministro instantáneo de la energía que los consumidores desean en cada momento.

De este modo, la operación del sistema hace posible que el mercado funcione y aporte una liquidez absoluta a generadores y consumidores. El esquema de funcionamiento seguido por el operador sería el siguiente: En primer lugar debería de averiguar el valor que toma la demanda eléctrica en cada momento, tratando de llegar a la denominada curva de carga. Una vez conocido este dato, el operador se dirigiría a los centros de producción, indicándoles la carga eléctrica que deben de introducir en la red en cada momento para garantizar la cobertura de la demanda y, al mismo tiempo, minimizar la sobreproducción y sus costes de eficiencia. Sin embargo la demanda eléctrica es muy variable a lo largo de los años, los meses, los días e incluso las horas. Estas características aportan una incertidumbre al sistema eléctrico que afecta de forma significativa al coste final del suministro. Para reducir este factor de coste, el gestor necesita conocer con precisión los mecanismos que hacen variar la demanda. Con la Información aportada por la curva de carga se logran dos objetivos.

1. Prever y adaptarse a la demanda en los distintos plazos. A corto, en la operación del sistema, y a largo en la creación de nuevas centrales y redes para el suministro.
2. Gestionar la demanda. Es decir, inducir a los consumidores a modificar sus pautas de consumo eléctrico para lograr una mayor eficiencia conjunta del proceso de suministro y uso (Mallo, 2002)

1.1.3 El mercado eléctrico

1.1.4 La demanda eléctrica en Canarias

En la página web de *REE* se puede consultar diariamente la demanda de España peninsular, cada una de las islas Baleares y cada una de las islas Canarias, al comienzo de cada día se refleja la curva de la demanda estimada de dicho día. Después se irá trazando hora a hora la demanda real, al mismo tiempo se refleja para cada hora un diagrama que representa la cobertura de la demanda entre las distintas tecnologías que participan. Para el caso de las islas Canarias se acude a la siguiente página(REE 2014).

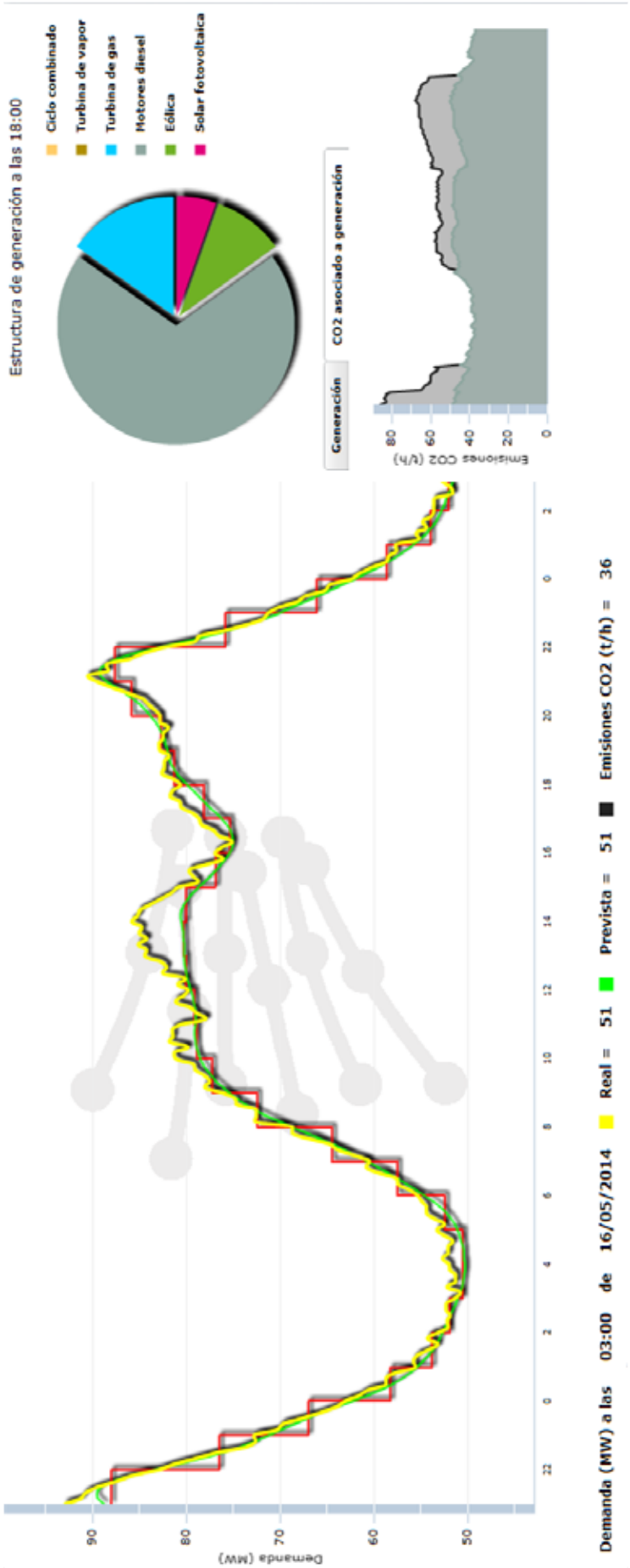


Figura 1-1. Demanda de Fuerteventura del 15 de mayo de 2014. Fuente:REE

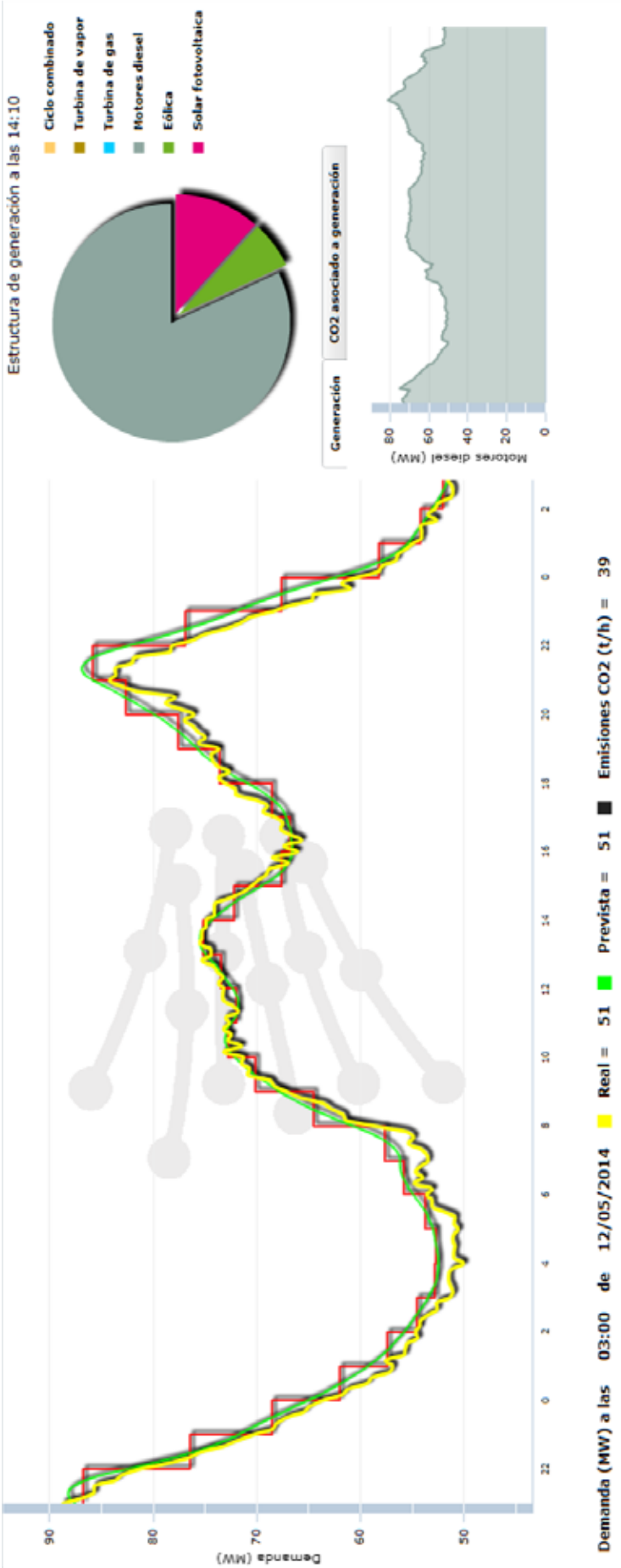


Figura 1-2. Demanda de Fuerteventura del 11 de mayo de 2014.

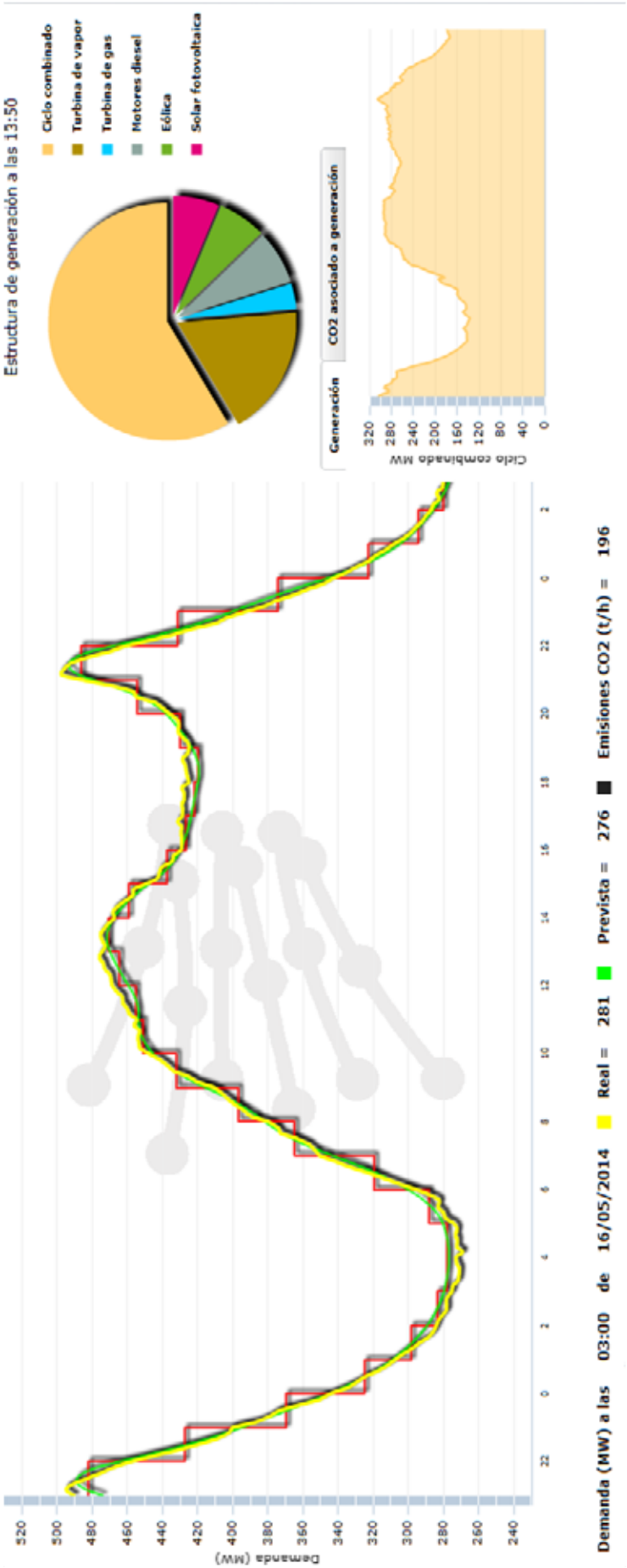


Figura 1-3. Demanda de Gran Canaria del 15 de mayo de 2014

En la Figura 1-1 se refleja la demanda de Fuerteventura para el día jueves 15 de mayo de 2014, en (MW). Donde se puede observar la demanda real en amarillo, la prevista en verde. A la derecha se observa la cobertura de la demanda por cada tecnología a las 18:00, la solar fotovoltaica en rojo, la eólica en verde, turbina de gas en celeste y motores diésel en gris. Sobre la curva de demanda diaria se aprecia que la potencia pico se dio a las 21:10 alcanzando los 91 MW y el valle a las 3:00 de la madrugada con 51MW. Debajo a la derecha se refleja la emisión de CO_2 asociada a la generación.

En la Figura 1-2 se muestra la demanda de Fuerteventura para el día domingo 11 de mayo de 2014, en (MW). Donde se puede observar que la potencia pico alcanzó los 84 MW a las 21:00, y el valle los 50 MW a las 4:00. Debajo a la derecha se refleja la potencia de los motores diésel a lo largo del día. Se observa como el pico de potencia es sólo un 7,7% inferior al de un día entre semana, lo que refleja el fuerte peso que representa la demanda residencial y turística sobre dicho pico.

Acaba de salir publicado el **Real Decreto 738/2015**, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

En el Anexo I. Se determina las expresiones para determinar el precio de adquisición de la demanda y el precio de venta de la energía en el despacho de producción. Por primera vez cada sistema aislado verá reflejado en el importe del recibo el coste de generación en su sistema. Siendo el precio de la luz diferente respecto al sistema que se refiera. En Canarias hay 6 sistemas eléctricos, pues Lanzarote y Fuerteventura están unidas. **Por lo que el precio para los consumidores será diferente en cada uno de los 6 sistemas eléctricos de las islas Canarias**.

En la Figura 1-3 se refleja la demanda de Gran Canaria el día 15 de mayo de 2014. En esta isla se observa a la derecha como el reparto de tecnologías que cubren la demanda es diferente respecto a Fuerteventura, siendo a las 13:50 un 58,6% Ciclo Combinado, un 6,2% solar fotovoltaica, 6,6% eólica, 7,3% motores diésel, 3,5% turbinas de gas y 17,8% turbinas de vapor. Siendo la potencia pico a las 21:10 de 498 MW, y el valle 269 MW a las 4:10.

Canarias no cuenta con un mercado independiente de la electricidad, el mercado eléctrico es *MIBEL* el mismo que para Portugal y el resto de España. Pero los precios por generación vendrán afectados por ciertas consideraciones reflejadas en: el ***Real Decreto 738/2015**, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, **Ley 17/2013**, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, **Real Decreto 680/2014**, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado*.

A fin de mantener las tarifas y precios equivalentes a las que se obtienen del sistema de ofertas en la península, y asumiendo el mayor coste de generación inevitable, debido a la configuración de los sistemas aislados, se establece un mecanismo de compatibilidad económica, que garantiza conseguir el objetivo, y eliminar la afectación sobre los consumidores cualificados, distribuidores y comercializadores, sin perjudicar la eficiencia energética y económica de cada uno de los sistemas.

Por lo anterior, en el real decreto se admite el derecho de la libre instalación de grupos de generación sin más limitaciones que las derivadas de la ordenación territorial.

1.1.5 El mercado eléctrico español

Una de las políticas europeas más sólida es, sin duda, la que trata de preservar las condiciones de libre competencia en el mercado interior y construir un mercado europeo único de bienes y servicios en el que todos los actores operen en igualdad de condiciones. El mercado eléctrico no podía ser ajeno a este objetivo, relevante en la UE. De modo que es un propósito bien definido de las instituciones europeas el promover la configuración de un mercado europeo de la energía eléctrica presidido por el principio de la libre competencia. Política fundada en la premisa de que en la medida que el mercado funcionase de forma perfecta se conseguiría un suministro eficiente y económico de electricidad, en beneficio del conjunto de los ciudadanos europeos. Con las **Directiva Comunitaria 2009/72/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que **se deroga la Directiva 2003/54/CE**.

Pero las características propias de la energía eléctrica, hacen de ella un bien, o servicio reticente a su comercialización en régimen de competencia perfecta. El mercado eléctrico presenta algunas particularidades respecto al resto de suministros energéticos, al no ser almacenable de forma competitiva, se debe producir en cada instante la misma cantidad que se consume más las pérdidas. El Operador del Sistema es responsable de asegurar el equilibrio generación consumo, y que la electricidad fluya desde los puntos de producción hasta los puntos de utilización teniendo en cuenta las restricciones físicas de la red. Afectando a su generación, comercialización, transporte y distribución.

Según las reglas establecidas en el mercado Español, se han fijado seis actividades. Las dos primeras, generación y comercialización de electricidad se abren a la competencia, así en Canarias operan varias comercializadoras, el listado de todas las comercializadoras de España, se actualizan periódicamente en el listado en la página web siguiente:

http://www.cnmc.es/es-es/energ%C3%ADa/operadoresenerg%C3%A9ticos/listadodecomercializadores.aspx

En 2015 sigue habiendo una única empresa que carga con el total de la generación en régimen ordinario de todo el archipiélago, *Endesa Generación*. Sin embargo son varias las empresas de generación en régimen especial distribuidas por el archipiélago, principalmente parques eólicos y huertas fotovoltaicas.

La tercera es el transporte, una actividad en régimen de monopolio dentro del territorio nacional, a cargo de *Red Eléctrica de España* (REE). La cuarta es la distribución, y se halla regulada por zonas del territorio nacional, habiendo en este momento 5 empresas que llevan a cabo esta labor en España, cada una dentro de su área de operación, en Canarias sólo opera *Endesa Distribución S.L.* En ambos casos, sin que esto suponga tener derechos exclusivos en el uso de las redes que quedan abiertas al resto de operadores y consumidores cualificados, mediante el principio de acceso de terceros a las redes eléctricas.

La quinta, gestión económica del mercado de electricidad está encomendada a la Compañía Operadora del *Mercado Ibérico de la Electricidad* (MIBEL), que es responsable de la gestión de los mercados diario e intradiario, de la solución de restricciones técnicas, en colaboración con el operador del sistema, de la obtención del precio final de la energía para cada agente y de las liquidaciones y facturación de los mercados y procesos, opera en España y Portugal que forman un mercado eléctrico único. La sexta es una actividad regulada, y ejercida en exclusiva a nivel nacional por *REE*, tienen encomendadas las

funciones del operador del sistema, y, en tal calidad, es responsable de la gestión de los procesos de operación técnica del sistema, debiendo utilizar mecanismos competitivos, siempre que sea compatible con la salvaguarda de la adecuada seguridad y calidad del suministro. También es la propietaria de la Red Española de Transporte de Electricidad, la tercera actividad ya citada. Es una empresa mixta que controla la *SEPI* (*Sociedad Estatal de Participaciones Industriales*).

Como consecuencia de todo ello, el precio que pagan los clientes de la electricidad se puede descomponer en dos partes: precio de la energía procedente de las actividades en competencia, y tarifas o peajes de acceso que retribuye las actividades reguladas. En algunos países, como en España, la tarifa de acceso también incluye los sobrecostes del régimen especial (renovable y cogeneración) y de los sistemas extrapeninsulares.

Al productor no se le paga en base a sus costes, sino en razón de los costes que se le reconocen, y no se le retribuye como referencia a su precio de generación, sino al precio más elevado que se le paga al ofertante en el mismo punto que se corta con la curva de demanda. Al consumidor, por otra parte, no se le cobra tanto en razón de la energía que consume, ni mucho menos de los costes que genera en el mix de producción del que la recibe, sino conforme a unas tarifas de acceso en las que se le van imputando conforme a muy distintos criterios. Si a eso le añadimos que el entrar al sistema está regulado y condicionado en exceso, el resultado es un *mercado liberalizado verdaderamente peculiar*.

Bruselas propone que, los países deben estudiar la adecuación o no de la producción de energía, retirando obstáculos a la inversión, como la existencia de precios regulados y subsidios altos a las renovables, y aun así no introducir cambios bruscos que siembren desconfianza al posible inversor. Exactamente lo contrario que ha ocurrido en España, sobre todo la última década.

La diferencia entre los precios y los costes del sistema es lo que ha ido generando el llamado déficit tarifario, que en los últimos ejercicios ha crecido a un ritmo aproximado de 1.500 millones de euros anuales, hasta situarse a comienzos de 2014, en torno a los 30.000 millones. Se continuará pagando por parte del pueblo como mínimo hasta el año 2030. El resultado, desde la perspectiva del consumidor, de toda esta ansiada liberalización no puede ser más desolador: en los últimos 10 años la factura eléctrica se ha encarecido en más de un 70%, siendo el concepto correspondiente al consumo eléctrico menos de la mitad de la factura, se puede observar en la siguiente página web:

http://www.controlastuenergia.gob.es/factura-electrica/factura/Paginas/entender-factura.aspx

En un mercado libre, la tarea del comercializador sería la de establecer un equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica, logrando un ajuste entre los precios del mercado mayorista y del minorista: una mayor demanda final de los usuarios, elevaría el precio del mercado minorista y a su vez el del mayorista, incentivando que más centrales entraran en funcionamiento; un incremento en los costes asociados a la generación, transporte o distribución, subiría los precios dentro del mercado mayorista y repercutiendo en el minorista, motivando a los consumidores a economizar su uso y volverse más eficientes, menos gastones de energía.

Hasta el año 2009, el Gobierno establecía la totalidad del precio de la luz (mediante las tarifas integrales); a partir de ese año, sólo sigue fijando la retribución del transporte, la distribución y las centrales de régimen especial a través de las tarifas de peaje de acceso (que representan entre el 60% y el 65% del total de costes del sistema eléctrico).

El precio de la electricidad en los mercados es muy volátil y está afectado por diversos factores: meteorológicos (las temperaturas extremas tanto en invierno, como en verano provocan un incremento de la demanda de electricidad), factores hidrológicos, economía, precio del carbón y gas en los mercados internacionales, capacidad de intercambio con los países vecinos, etcétera.

Casi el 75% de toda la potencia instalada actualmente, que en el año 2012 fue la responsable de más del 85% de los 283.071 GWh de generación neta, se corresponde con centrales planificadas directamente mediante los *Planes Energéticos Nacionales,* o de forma indirecta con *las primas a las energías de régimen especial* por el Estado. Por lo que se cuestiona seriamente la mención de mercado libre.

El mercado eléctrico se gobierna mediante subasta marginal. De forma que, el precio de referencia de compra-venta es el coste de la central más cara necesaria para suministrar la demanda en cada franja horaria. Así, al intercambiar el mismo producto en el mismo instante, la retribución debe ser la misma para todos los generadores, independientemente de que tecnología ha sido empleada, pudiendo ser la nuclear, o tecnologías con mayores costes variables como el carbón o el gas. Como el mercado es marginal, el precio que se pagará al aumentar la demanda, según vaya requiriéndose centrales con mayores costes, para completar el hueco térmico. El hecho de que el mercado sea marginal, ocasiona las señales de inversión dentro de cada tecnología.

Como se ha visto, las centrales térmicas competirán por ocupar en el hueco térmico. Sólo lo conseguirán aquellas cuyos costes sean más competitivos. El orden de mérito establece qué tecnología, en especial gas y carbón, es utilizada de forma predominante para cubrir el hueco térmico. Las decisiones de inversión se toman para plazos desde 20 a 60 años, por lo que suele resultar clave otro tipo de mecanismos como los pagos por capacidad, contratos de largo plazo.

A pesar de los cambios legales y regulatorios, no existe competencia efectiva en España. No sólo los antiguos monopolios integrados siguen controlando la demanda y la oferta de generación de energía eléctrica, sino que, además, los resquicios para introducir competencia vía la entrada de nuevos oferentes en los segmentos de comercialización y generación se han visto frustrados por trabas e incertidumbres regulatorias.

Por lo que se refiere a la generación eléctrica, España contaba a finales de 2012 con una potencia instalada de 108.148 MW, de los cuales 44.327 MW fueron instalados antes de 1998, empleando los documentos de planificación estatal directa de los Planes Energéticos Nacionales. Los otros 63.821 MW se instalaron, a partir de 1998, bajo la normativa que iba a garantizar la libertad de mercado. Ahora bien, más de la mitad de esa nueva potencia instalada a partir de 1998 (en concreto, 34.580 MW) se corresponde con centrales de régimen especial, esto es, centrales incentivadas y alentadas por el Estado mediante el establecimiento de primas exageradas que les garantizan rentabilidades extraordinarias y ajenas al mercado. En otras palabras, casi el 75% de toda la potencia instalada actual (que, para más inri, en el año 2012 fue la responsable de más del 85% de los 283.071 GWh de generación neta) se corresponde con centrales planificadas directa (Planes Energéticos Nacionales) o indirectamente (primas a las energías de régimen especial) por el Estado.

En realidad, el grado de intervención estatal en el campo de la generación eléctrica todavía va más allá de las primas al régimen especial, pues abarca toda una serie de instrumentos que sólo han servido para saquear a los grupos sociales desorganizados en beneficio de los grupos sociales organizados: primas al carbón, Costes de Transición a la Competencia, limitación legal de la indemnización máxima que deben pagar las nucleares en caso de

accidente, compensación extrapeninsular, etc. En conjunto, pues, no puede hablarse en absoluto de mercado libre y desregulado de la generación eléctrica.

Algo similar sucede con la labor del comercializador. En un mercado libre, su tarea sería la de coordinar la oferta y la demanda de energía eléctrica intermediando entre los precios del mercado mayorista y del minorista: una mayor demanda final de los usuarios, elevaría el precio del mercado minorista y a su vez el del mayorista, incentivando que más centrales entraran en funcionamiento; un encarecimiento de los costes de generación o de distribución, en cambio, elevaría los precios del mercado mayorista y a su vez del minorista, incentivando a los consumidores a economizar su uso y volverse más eficientes desde un punto de vista energético.

Sin embargo, en el muy intervenido sistema eléctrico español, los comercializadores no pueden desarrollar esa tarea de un modo adecuado. Hasta 2009, el Gobierno fijaba la totalidad del precio de la luz (con las tarifas integrales); a partir de 2009, sólo sigue fijando la retribución del transporte, la distribución y las centrales de régimen especial a través de las tarifas de peaje de acceso que representan entre el 60% y el 65% del total de costes del sistema eléctrico, antes de impuestos, (según UNESA los impuestos del recibo de la luz son el 58%) (El país 9/6/2015).

http://ccaa.elpais.com/ccaa/2015/06/09/catalunya/1433856076_098565.html

Estas tarifas gubernamentales resultan, sin embargo, insuficientes para cubrir la totalidad de costes del sistema, de modo que la demanda de energía eléctrica no se ha ajustado a su coste real, al tiempo que se ha seguido engrosando la deuda tarifaria que esos consumidores sí tendrán que soportar en el futuro: se endeudan hoy para pagar una luz mucho más cara de lo que son conscientes.

El mercado intradiario consta actualmente de seis sesiones que se celebran a lo largo del día, pudiendo acudir al mismo como oferentes y demandantes los titulares de unidades de producción, los distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados que tengan la condición de agentes del mercado.

Simplemente por incidir algo más en la pésima planificación estatal comentar: Desde 2002 hasta 2011 se han instalado 67 Ciclos Combinados, para albergar una potencia instalada de 25.353 megavatios, la tecnología con mayor capacidad en toda España. El coste de estas plantas ha sido de 13.161 millones de euros.

En el momento pre-crisis, año 2008, la generación de todas las Centrales de Ciclos Combinados ascendió a más de 91.000 GWh. Teniendo en cuenta que en 2013 dichas centrales produjeron algo más de 25.000 GWh, la generación de las mismas ha caído un 72% en los últimos cinco años.

Pero en 2014 la situación va a peor. Según datos de *REE*, de enero a julio, los ciclos combinados han generado 10.736 GWh, lo que representa una caída del 16% respecto al mismo periodo de 2013.

El grado de utilidad de los ciclos combinados es menor a un 10%. Esto es la Planificación en España. Se está hablando de una posible hibernación de algunas centrales que están prácticamente paradas. Se podrían cerrar en el entorno de unos 6.000 MW, según un informe de *REE*, por lo que 10 centrales aproximadamente podrían desmantelarse sin perjuicio alguno para cubrir la demanda.

"En España el autoconsumo y el almacenamiento de la energía solar es un acto más criminal que el de derramar residuos radiactivos", de esta noticia se ha hecho eco la prensa de USA

en julio de 2015. Manifestando su asombro ante el borrador del nuevo Real Decreto sobre autoconsumo, donde las multas por tener un autoconsumo ilícito 60 M€, es el doble de provocar una fuga radioactiva en una central nuclear 30 M€. (La Voz de Galicia 22/6/2015).

http://www.lavozdegalicia.es/noticia/economia/2015/06/19/eeuu-ridiculiza-espana-multar-autoconsumo-electrico-residuos-radioactivos/00031434734571521787801.htm

1.1.6 Mercado eléctrico europeo

Desde comienzo del año 2014, varios países europeos han acoplado sus mercados eléctricos, que desde ahora funcionan sincronizados con el objetivo de mejorar la eficiencia de las interconexiones internacionales para armonizar los precios como paso previo a la creación de un mercado único. Esta iniciativa queda a la espera de completar el acoplamiento de la frontera entre España y Francia.

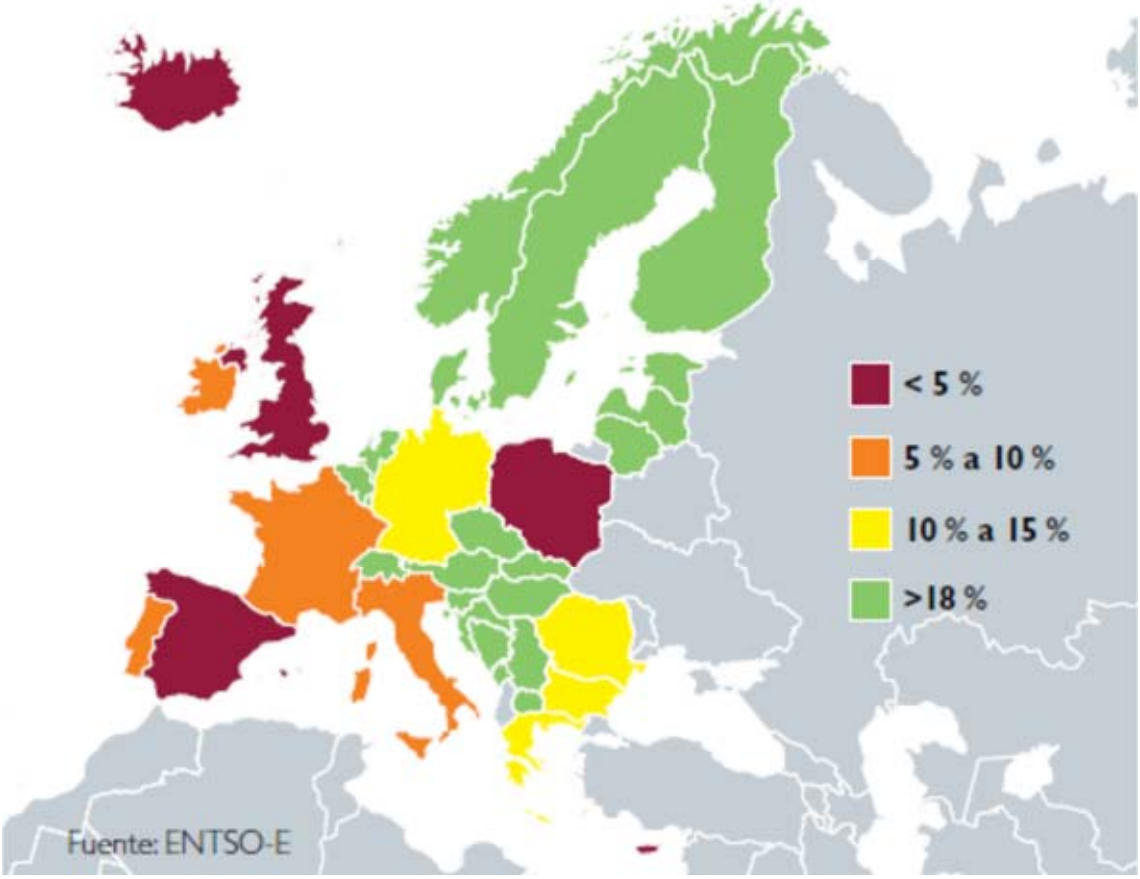


Figura 1-4. Ratio de interconexión en 2011. Fuente: ENTSO-E (la asociación de los operadores y propietarios de la red de transporte europea). Fuente: ENTSO-E

Sin embargo, las interconexiones entre España y Francia continuarán de momento funcionando a través de subastas explícitas, es decir, convocadas específicamente para asignar la capacidad de intercambio. Una vez que se cumplan todas las condiciones legales y regulatorias, este mecanismo se sustituirá por subastas implícitas, es decir, incorporadas en el propio sistema integrado de mercado, en lo que supondrá el último paso del proyecto PCR. Las interconexiones son el elemento clave para fomentar la integración de los mercados eléctricos. Para facilitar la integración, las iniciativas regionales de energía han

dado un impulso a la armonización regulatoria entre países y a los proyectos de acoplamiento de mercado (Newbery, Strbac et al. 2015). Así la UE recomienda que la capacidad de interconexión de cada país equivalga, como mínimo, al 10% de su capacidad de producción. La nueva interconexión entre España y Francia culminada en febrero de 2015, permitirá duplicar la capacidad de intercambio entre ambos países, de 1.400 a 2.800 MW o, lo que es lo mismo, del 3% actual de la demanda al 6%. En total, se han instalado 250 kilómetros de cables y la potencia instalada es de 2.000 MW. Se pretende ampliar a 4.000 MW en 2020.

En el documento de *Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020* (Ministerio de Industria, 2014). Incluye actuaciones para el desarrollo de la red de transporte eléctrica dentro de España, en los territorios extra-peninsulares, e interconexiones internacionales, habiendo previsión de nuevas actuaciones con todos los países interconectados, Francia, Portugal y Marruecos.

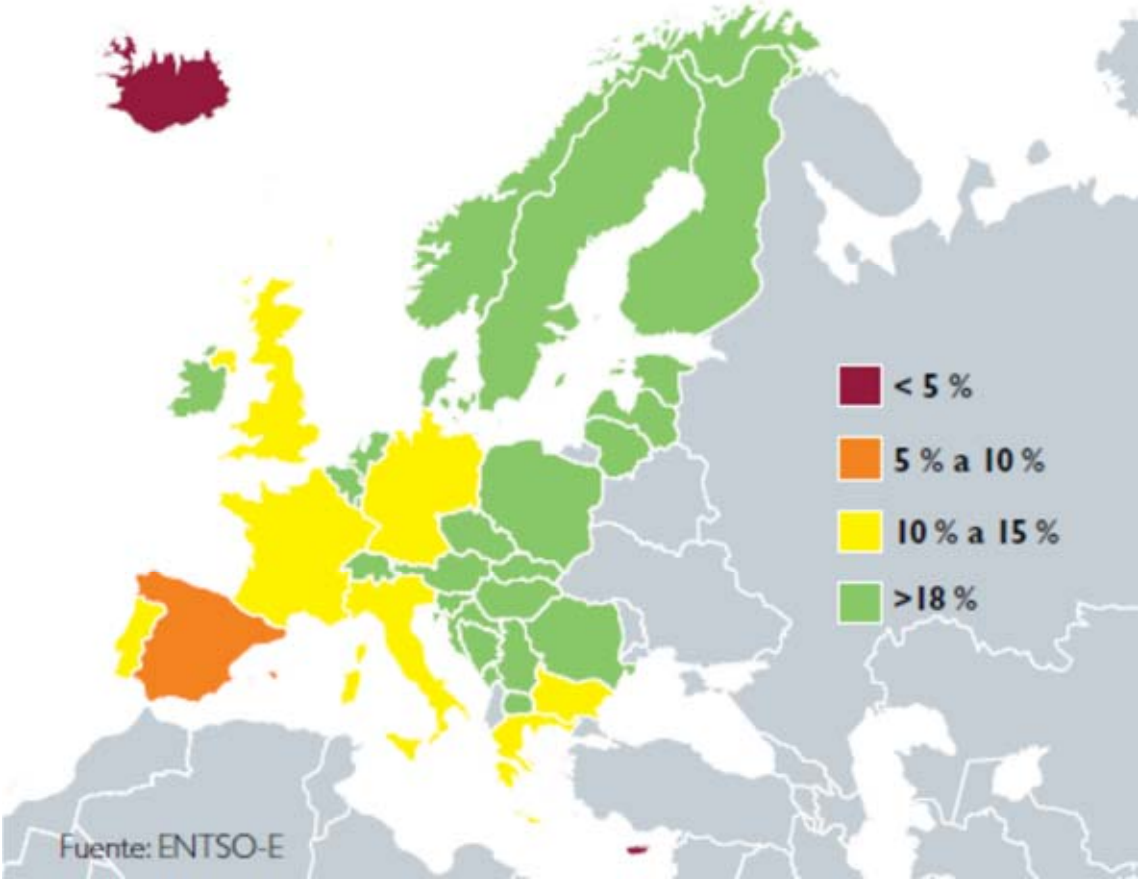


Figura 1-5. Ratio de interconexión en 2020. Fuente: ENTSO-E.

En las Figura 1-4 y Figura 1-5 se refleja el ratio de interconexión dentro de Europa, presente y futuro, donde se puede observar la tendencia a reforzar el nivel de interconexión eléctrica entre países miembros, a fin de implantar un único mercado a nivel europeo. En la Figura 1-6 se observa que actualmente España forma un mismo mercado eléctrico con Portugal, a través de MIBEL.

España e Italia son las dos naciones europeas más relevantes con pool eléctrico. Los agentes de estos países tienen la obligación de realizar una oferta de toda la energía producible

dentro del pool, pero separadamente por cada una de sus centrales. En los países centroeuropeos, como Alemania, Francia y Holanda, el diseño está basado en la figura del responsable de equilibrio o balance: cada agente tiene un "perímetro de equilibrio" compuesto por "inputs = producción de las centrales propias + importaciones", y "outputs =venta a clientes + exportaciones". Así los agentes envían al Operador del Mercado sus ofertas ya compensadas, sin necesidad de realizar ofertas individuales por cada una de sus centrales. De hecho en la mayoría de estos países los agentes no están obligados a participar en las subastas del Operador del Mercado. Para cada hora, el balance de entradas y salidas de cada responsable de equilibrio tiene que estar compensado y en caso contrario, el Operador del Sistema suministra la energía de desvío necesaria para equilibrar el perímetro. Además, la optimización del parque de generación hace que los agentes prefieran comprar energía en el mercado si el precio es menor que los costes de sus centrales o vender energía si el precio es superior al coste de producción, a pesar de que las salidas de su perímetro puedan estar cubiertas previamente. Como consecuencia de todo ello, surge de forma natural y sin necesidad de obligaciones un mercado en el que los agentes intercambian electricidad para equilibrar sus perímetros y optimizar su producción. El mercado eléctrico debe de contemplar las siguientes consideraciones.

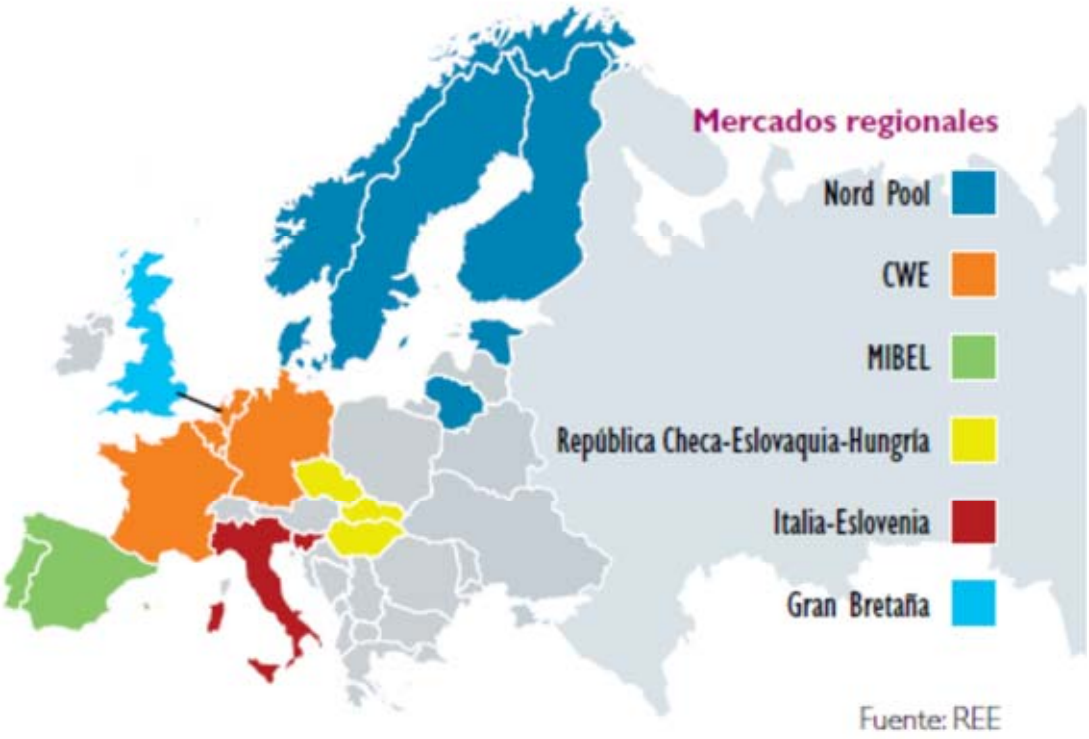


Figura 1-6. Mercados europeos de electricidad. Fuente: REE.

- Transparencia: Se logra cuando el conjunto de los agentes disponen de todos los datos que repercuten en la configuración del precio. La cantidad de información necesaria para obtener una previsión más o menos fiable del precio, hace del mercado de la electricidad uno de los más complicados de operar. La temperatura, pluviosidad, fluctuación del consumo, previsión de precios en los mercados adyacentes o disponibilidad de las centrales existentes, son datos necesarios para elaborar una previsión del precio. Más no es suficiente con toda esta información,

además se requiere datos de producción de cada central, disponibilidad de los diversos sistemas, y variación de la demanda en el tiempo.

- Estabilidad regulatoria: El mercado de electricidad requiere para su funcionamiento de un marco regulatorio equilibrado, que propicie el comercio de electricidad. Entre sus labores está: el optimizar el despacho de generación, la compra de electricidad a corto plazo, además ha de proveer de las indicaciones adecuadas a futuras inversiones, los plazos de recuperación de las mismas son varias décadas. Las fluctuaciones en la regulación producen en los agentes una gran desconfianza, la que se tarda mucho en recuperar.

Como primer paso para integrar los diferentes mercados energéticos nacionales en un mercado único europeo, se han empezado a desarrollar distintos mercados regionales en Europa, los cuales se muestran en la Figura 1-6.

En los próximos años los distintos mercados regionales europeos se van a ir acoplando en paralelo con los desarrollos regulatorios. A finales del 2012 lo hizo los mercados diarios de Centroeuropa, países nórdicos y el Reino Unido, y posteriormente, se unirá el *MIBEL* a este gran bloque.

Tradicionalmente la planificación del desarrollo de las interconexiones entre dos sistemas nacionales la realizaban de forma bilateral los dos países en cuestión. Sin embargo, esta situación está cambiando en los últimos años debido al objetivo marcado por la Unión Europea de la creación del *MIE* (*Mercado Interior de Electricidad de Europa*). La planificación de la red se está trasladando del ámbito nacional al europeo ya que todo desarrollo de la red de transporte, y en particular de las interconexiones, tiene influencia en el funcionamiento de otros sistemas y mercados eléctricos.

Ciertamente se estudia Canarias y podría parecer que todo esto se escapa, aunque es sólo cuestión de tiempo el que se encuentre dentro del Mercado Europeo de electricidad. Por otro lado como se comenta en esta tesis las interconexiones eléctricas submarinas avanzan rápidamente, así está planificada la interconexión entre Gran Canaria y Fuerteventura para el año 2016 (Ministerio de Industria, 2014), y hay estudios incluso sobre la posible interconexión eléctrica entre Canarias y Marruecos (Cooperación Empresarial de Marruecos-Canarias 2011). No hay que olvidar que actualmente España está unida eléctricamente a Marruecos a través del estrecho y se reforzará la interconexión actual con una nueva.

1.1.7 Necesidad de estimación y predicción de la demanda eléctrica a largo plazo

Son muchas las empresas y organismos que necesitan de una predicción a largo plazo de la demanda de electricidad. Una sobre-estimación conlleva un exceso de inmovilizado, y una sub-estimación la posibilidad de carencia. Por lo que ha de tratarse de estar sólo ligeramente por encima, para satisfacer a los consumidores, sin una inversión infrautilizada (Al-Hamadi, Soliman 2005).

1.1.8 Empresas eléctricas de los sectores de transporte, distribución o generación

Las empresas que de forma regulada, como la distribución y el transporte de electricidad, requieren conocer estas estimaciones a largo plazo, pues buscan realizar la cobertura de la demanda de electricidad, logrando un mínimo coste con una fiabilidad y calidad razonable mediante la explotación centralizada del sistema. Para ello van a tener que plantear nuevas inversiones que permitan absorber los incrementos futuros previstos. Así la red de

Transporte realiza una Planificación, siendo la vigente en la actualidad la *2015-2020*. Dentro de la cual hay una previsión de demanda y de potencia pico, a fin de determinar las necesidades de desarrollo.

Las empresas en libre competencia, como las de generación en régimen ordinario o especial, les interesa conocer cuál va ser el volumen de negocio al que optan con sus inversiones actuales y futuras, realizando una valoración de las mismas. Ya que son las responsables de aportar la cobertura de la demanda eléctrica al mínimo coste mediante la maximización del beneficio neto de las empresas. Además deberán gestionar el aprovisionamiento de combustible, negociando su adquisición al mejor postor. Relevante es el tomar decisiones respecto al mantenimiento de los grandes grupos.

En cualquier caso, para estos tres tipos de empresas la estimación de la demanda eléctrica a largo plazo es una necesidad.

1.1.9 Las Comercializadoras eléctricas

La liberalización del mercado eléctrico en España ha tenido un gran impacto en las comercializadoras, que han visto aumentar el número de clientes a los que suministrar electricidad, con el consiguiente crecimiento de la incertidumbre a la hora de gestionarles la energía. Para minimizar el riesgo de precio las comercializadoras pueden firmar contratos de compra/venta de energía a medio y largo plazo en distintos mercados. Antes de acudir a los mercados de medio y largo plazo (físicos o financieros) es necesario conocer, con la menor incertidumbre posible, el consumo de su cartera de clientes, y así poder ajustar las cantidades de energía para la que desea cubrir su riesgo de precio. En este punto es cuando surge la necesidad de disponer de un buen modelo de previsión de energía eléctrica a medio o largo plazo.

Obsérvese que obedeciendo a las reglas del libre mercado, las comercializadoras han de maximizar beneficio y ocupar la máxima cuota de mercado, tratando de desplazar a las otras comercializadoras. Su gestión se basa en la captación y mantenimiento de la cartera de clientes, y posteriormente tratar de estimar la demanda de los mismos para maximizar el beneficio logrando una mejor negociación en la compra/venta de energía eléctrica.

Este tipo de empresa necesita conocer la evolución de la demanda eléctrica a largo plazo de su actual y futura cartera de clientes.

1.1.10 Las administraciones públicas. La Planificación

A las administraciones públicas les corresponde el garantizar el fluido eléctrico a la población, para mantener su nivel de vida, y todas las actividades económicas, sean comercial o industrial.

Además debe realizase de manera compatible con el medio ambiente, realizar una ocupación compatible con otros usos del territorio. Todo ello conlleva una necesidad denominada planificación energética. Para realizar la planificación energética de un emplazamiento, la inversión y las grandes infraestructuras desde que se plantea su desarrollo hasta que se encuentran operativas pasan entre 5 y 10 años. La elaboración del proyecto, la obtención de autorizaciones de la obra, autorizaciones medio ambientales, con exposición pública del estudio y respuestas a las alegaciones. Más el suministro del material necesario, y realización de las obras, nos establecen estos largos plazos de ejecución.

Esto correspondería a las empresas de generación y transporte del fluido eléctrico. Además de las empresas suministradoras de combustible para ello. Por lo que la estimación de la demanda a largo plazo es realizada por varias empresas para proceder a invertir su capital, y prever su desarrollo futuro. Es fundamental, por tanto, actualizar los escenarios y las proyecciones correspondientes cada cierto tiempo, especialmente, en momentos de incertidumbre de los parámetros económicos y demográficos y de volatilidad de los precios.

"No es posible hacer política energética sin una estrategia a largo plazo" Fuente: Sr. Atienza, "*Luces largas para recuperar energía*" diario El País de 30/10/2012.

Como indica (Cooper 2015) La prosperidad de una nación depende de un adecuado y realista abastecimiento de energía.

La planificación energética estratégica ha de ser la base de una política energética racional, es una asignatura pendiente en España. Sabemos dónde estamos, pero no alcanzamos a precisar adónde queremos o podremos ir. Nuestros indicadores energéticos se pueden contrastar con el resto de países de la OCDE y concluir que nuestra situación no es envidiable. Entre unas pocas fortalezas del sistema energético español se deben citar un parque equilibrado, aunque sobredimensionado, de generación eléctrica y un supuesto liderazgo en la implantación de las energías renovables. España cuenta en la actualidad con un sistema de generación de electricidad que origina un 60 % menos de CO2 por cada kilovatio producido respecto a la media europea. La fuerte dependencia de la importación de energía primaria es, sin duda, nuestra debilidad más apremiante. Fabricantes, promotores, ingenierías y empresas de servicios, relacionados con tecnologías de conversión de algunas energías renovables, tienen la oportunidad de capitalizar internacionalmente la experiencia adquirida en España durante los últimos 15 años. La amenaza que gravita sobre el sector energético español es la persistencia de decisiones políticas equivocadas que impactan negativamente en nuestra competitividad, en los mercados y en la inversión privada. El actual sistema eléctrico español no es sostenible económicamente. Conjugar equilibradamente las sostenibilidades económicas, ambiental, social y técnica es el desafío que un verdadero plan energético global y a largo plazo debería encarar. El uso de herramientas rigurosas de decisión ayudaría a evitar la mayoría de los errores y horrores energéticos a los que asistimos en esta lenta transición hacia un sistema sostenible. Si el sistema español es no sostenible, el Canario lo es menos, porque a la altísima dependencia energética del exterior, superior al 99%. Hay que sumarle la nula diversidad, sólo empleamos para generar electricidad petróleo, no carbón, no gas natural, no nuclear y no hidráulica.

La presión sobre la demanda de energía y materias primas crece con el nivel de desarrollo y se atenúa en las crisis. La energía es un servicio esencial para los desarrollos económico y social. Una menor incidencia de la energía en los costes de productos industriales y servicios hace más competitiva la economía. Un suministro energético seguro, de calidad y a precios asequibles es una exigencia legítima de los ciudadanos.

A nivel nacional se cuenta con el *Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020*, donde se refleja una estimación a largo plazo de la demanda eléctrica de cada una de las islas.

Se ha de afirmar que el estimar a largo plazo la demanda de energía eléctrica en las islas Canarias, ha sido una necesidad para poder realizar la planificación energética de las islas.

En el archipiélago encontramos el plan sectorial de energía, denominado DOSE (*Directrices de Ordenación sectorial de Energía*), y además nos encontramos con distintos planes territoriales especiales de infraestructuras energéticas. Aunque existen de diversas islas, en la web siguiente podemos encontrar algunos de Gran canaria
http://planesterritoriales.idegrancanaria.es/

- *Ordenación de corredores de transporte de energía eléctrica.*
- *Ordenación de infraestructuras de producción, transporte y almacenamiento de energía eólica.*

1.2 Antecedentes

Gabriel Winter Althaus, Begoña González Landín y Antonio Pulido Alonso. Formaron parte del equipo redactor de los siguientes trabajos, nuestra labor en ellos era técnica, así que el análisis de todo el territorio a fin de servir de emplazamiento para alguna infraestructura energética, el análisis de los recursos energéticos a emplear, los condicionantes de las diferentes tecnologías a implantar, fue estudiado. Pero, antes de todo ello, se comenzó por realizar una estimación de la demanda de energía en las diversas islas, este es el motivo que ha ocasionado la presente tesis. En el estudio se realizó tres estudios de demanda de electricidad, puntas de potencia eléctrica y demanda de hidrocarburos, esta última no se realiza en esta tesis. Únicamente se ha fijado como objetivo el análisis de la demanda de energía eléctrica anual en Canarias y Gran Canaria y la potencia pico en Gran Canaria.

Dentro del apartado I.2.4.2. Oferta/ Demanda energética actual y futura zonificada de cada uno de estos documentos se encuentra el cálculo realizado en su momento sobre la estimación de la demanda eléctrica en cada una de las tres islas en septiembre de 2007, se detalla a continuación la relación:

http://www.gobiernodecanarias.org/energia/doc/pteoie/ELHIERRO/avance/Mem%20Inf%20I.pdf: Plan Territorial Especial de Ordenación de Infraestructuras Energéticas de la isla de El Hierro, página 297

http://www.gobiernodecanarias.org/energia/doc/pteoie/GOM1/DOCUMENTACION%20La%20Gomera/Mem%20Inf%20I.pdf: Plan Territorial Especial de Ordenación de Infraestructuras Energéticas de la isla de La Gomera, página 381

http://www.gobiernodecanarias.org/energia/doc/pteoie/LP1/DOCUMENTACION%20La%20Palma/Mem%20Inf%20I.pdf: Plan Territorial Especial de Ordenación de Infraestructuras Energéticas de la isla de La Palma, página 317.

Han pasado unos años, se ha encontrado con distintos datos y se ha modificado la metodología respecto a las condiciones reinantes hace una década.

Antiguamente se contaba con datos económicos individuales para cada una de las islas, que era el Valor Añadido Bruto (VAB), pero ha dejado de realizarse desde el año 2008. Por lo que a día de hoy la única variables económicas con las que contamos es común para todas las islas, pues son el PIB e IPC a nivel de comunidad autónoma.

La intención inicial era trabajar con el mismo modelo de regresión logarítmica, sobre valores absolutos, pues aporta la elasticidad de la demanda eléctrica con respecto a las variables explicativas, pero al estudiar en la tesis la colinealidad entre ellas, se observó su presencia y se tuvo que cambiar a un método que permitiese el obtener resultados

coherentes. Por ello se determinó añadir Algoritmos Genéticos (GA) y Máquinas de Soporte Vectorial (SVM).

Por lo pronto no se ha podido emplear una regresión lineal basada en logaritmos y trabajar con tasas de variación, ya que hoy aparecen decrementos en las variables explicativas, tanto económicas como demográficas, y no existe el logaritmo de números negativos. Esto no ocurría en las fechas anteriores a la crisis del 2008.

Tanto antes como ahora la evolución de la población de cara a un futuro, está realizada hasta el año 2222 a nivel comunidad autónoma, por lo que tampoco contamos con previsiones de poblaciones fiables por islas.

Luego todas las variables explicativas en cada una de las islas van a evolucionar siguiendo el mismo baremo, por lo que si la evolución de la demanda eléctrica en el pasado ha tenido una relación semejante respecto a las variables explicativas en las diversas islas. En todas las islas la demanda eléctrica evolucionará, siguiendo la metodología que permite los datos disponibles actualmente, de manera muy similar.

1.3 Objetivos

Los objetivos de esta tesis son los siguientes:

- Analizar el estado del arte de las técnicas de predicción de demanda energética empleados hasta hoy, observando las bondades de ciertos métodos frente a otros. Conocer el "Know how", de cara a aplicar la metodología más conveniente al problema de estudio, empleando las variables adecuadas al caso que nos ocupa.
- Recopilar información de los sistemas eléctricos insulares, como elementos determinantes en nuestro estudio, analizando la robustez de su constitución de cara a afrontar la cobertura de la demanda futura.
- Analizar los datos disponibles a fin de aplicar métodos de estimación de la demanda eléctrica en las islas, tratando de extraer la mayor información de los mismos. Este apartado va a condicionar los estudios posibles de realizar. Podría ser necesario el emplear alguna variable nueva no empleada habitualmente, y analizar su efecto.
- Identificar y analizar factores que podrían modificar el comportamiento de la demanda dentro nuestro periodo de estudio, por haber comenzado o apuntar cambios de cara a un futuro cercano.
- Desarrollar una comparativa entre métodos, proponiendo una función no lineal, para la realización de predicciones a largo plazo de la demanda de energía eléctrica para Canarias y para la isla de Gran Canaria, pronosticando tanto la demanda eléctrica anual como los valores punta anual.

1.4 Estructura de la memoria

La memoria de esta tesis se organiza como sigue:

En el **Capítulo 2**, en primer lugar se hace un recorrido por los métodos de estimación de la demanda energética a largo plazo más relevantes que han aparecido en la literatura. Los métodos de estimación se pueden clasificar en dos grandes grupos: Inteligencia artificial y métodos paramétricos. La inteligencia artificial se pueden citar entre otros: redes neuronales artificiales ANN, máquinas de soporte vectorial SVM, algoritmos genéticos

GA, lógica difusa FL, sistemas expertos ES, y redes neuronales wavelet WNN. Los métodos paramétricos se basan en modelos matemáticos, comprendidos en sistemas estadísticos, estos son: métodos de regresión, series temporales y métodos de predicción. Se analizan los diversos métodos y se busca referencias donde se empleen, a fin de contar con una amplia visión del estado del arte.

En el **Capítulo 3** se realiza un análisis de la realidad del sistema eléctrico en Canarias. Analizando la evolución del mercado eléctrico, las peculiaridades respecto al resto del sistema continental, su elevada dependencia del petróleo, su nula diversificación, el escaso empleo de las energías renovables, su elevada vulnerabilidad, el sobrecoste de generación, la evolución futura como las interconexiones eléctricas entre islas, una mayor integración de la generación renovable, y la aparición de elementos de almacenamiento energético. En este capítulo se incluye un apartado de la demanda eléctrica hablando del mercado eléctrico nacional, de la demanda nacional estableciendo pautas de comportamiento, las diferencias entre esta demanda y la de las islas, observando en última instancia el peso que tiene sobre el consumo eléctrico el ciclo del agua.

Dentro del **Capítulo 4** se ha realizado una amplia búsqueda de datos a emplear en los modelos propuestos, algunos no han sido hallados por lo que no se han empleado, de otros carecemos de predicciones, como es el caso del precio de la electricidad, por lo que tampoco puede ser utilizado. Se ha podido aplicar el PIB e IPC regional, relacionándolo con el nacional, pues este cuenta con más amplias predicciones. El VAB por isla se dispone muy pocos años, por lo que ha tenido que emplearse como variable económica la misma para todas las islas, el PIB e IPC autonómico.

Los datos demográficos, se cuenta con datos históricos en cada una de las islas, pero con respecto a las predicciones futuras sólo contamos con datos regionales o nacionales, teniendo que considerar que todas las islas a consecuencia de carecer de datos específicos, evolucionarán siguiendo la misma ley. Se ha analizado los datos climáticos y la posible afección que el Cambio Climático produciría en las islas sobre la demanda eléctrica. Y la evolución que ha tenido en el pasado la demanda de electricidad en las islas, así como predicciones de la evolución de la misma en un futuro.

En el **Capítulo 5** se establece una explicación del método empleado para realizar la estimación que ha sido la regresión lineal múltiple inicialmente, posteriormente la regresión lineal logarítmica, pero el problema de la multi-colinealidad aparecido en este modelo, ha llevado a aplicar también GA y SVM, a lo que posteriormente se le añadió ED y ANN. Además se analizó el emplear nuevas variables explicativas. Mostrándose los resultados anuales obtenidos para las tres variables estimadas: DEE de Canarias, DEE de Gran Canaria y PL de Gran Canaria. Los métodos empleados serán exactamente los mismos que en el apartado anterior. Todo ello hasta el año objetivo, que es el 2025.

En el **Capítulo 6** se comparan los resultados obtenidos con las distintas metodologías y variables empleadas, para las tres estimaciones propuestas, tratando de extraer unas primeras conclusiones del trabajo realizado.

Los factores influyentes sobre la futura demanda eléctrica, se analiza en el **Capítulo 7**, se acude a artículos donde analizan factores hasta ahora no tenidos en cuenta sobre la demanda, pero que habrá que considerar en el presente y un futuro cercano. Así se considera la implantación de vehículos eléctricos, pasando de consumir energía fósil a consumir energía eléctrica; el ahorro de energía, ya incluido en la elaboración de predicciones recientes en numerosos artículos; la generación distribuida o autoconsumo; la aparición de contadores inteligentes con discriminación horaria, que va a modificar el

empleo de la energía eléctrica en los hogares y fuera de ellos; y la evolución de la aerotermia, que absorberá requerimientos térmicos de baja temperatura frente a otros combustibles, o al efecto joule.

Por último se realiza el **Capítulo 8** donde se muestra las conclusiones de este trabajo, así como se establecen futuras líneas de investigación.

MARCO TEÓRICO

Capítulo 2. Estado del arte y contextualización de la tesis

El objetivo de la tesis, es la de obtener predicciones a largo plazo de la demanda de energía eléctrica para Canarias y la isla de Gran Canaria, pronosticando tanto la demanda eléctrica anual como los valores punta anuales, con métodos de regresión estadísticos y con utilización de algoritmos evolutivos, proponiendo alguna función no lineal, para la obtención de resultados precisos.

Hay una muy diversa literatura acerca de la estimación de la demanda de energía, aquí destacamos las cuestiones más relevantes relacionadas con la tesis sobre el alcance temporal del estudio, variables explicativas, sectorización de la demanda, métodos de estimación utilizados y medición del error. Al final de este capítulo se incorpora una completa recopilación de artículos que han realizado una estimación a medio o largo plazo de demanda energética, señalando de que estimación de demanda trata, país de aplicación, periodo temporal de datos, periodo del estudio, modelo utilizado y variables consideradas.

2.1 Alcance temporal de una estimación

Se ha consultado numerosos estudios, observando diferentes alcances en el tiempo de estimación. A corto plazo, medio plazo y largo plazo. La categorización de estos tres alcances es muy similar en los estudios consultados, obteniendo la clasificación siguiente de varios de estos estudios:

- *Extremadamente cortas*: desde unos minutos a unas pocas horas
- *Cortas*: desde un día a un mes
- *Medio*: Desde un mes hasta un año
- *Largo*: a partir del año hasta 10 o 20 años

La mayoría de los artículos consultados coinciden con esta clasificación (Al-hamadi, 2005), (Jia, 2001).

En relación con el largo plazo, de interés en esta tesis, no se aconsejan estimaciones con mayor alcance temporal de más de 20 años, por la baja fiabilidad que llevaría asociada. No obstante se encuentra varios artículos que sobrepasan estos límites temporales, en algunos casos mucho más allá. Llamando la atención los siguientes artículos, por lo atrevido del plazo alcanzado en la estimación realizada, abarcando hasta el doble de lo establecido. (Kirtland, 2008), (Chen, 2012). En este segundo artículo se elabora una banda envolvente que se va abriendo a medida que avanza el tiempo, creando una banda de fiabilidad.

En (Thomson, 2010) se establecen unas consideraciones básicas para realizar un estudio de este tipo, donde en una de ellas se comenta el plazo límite aconsejado contemplar:

- *La documentación técnica entregada debe ser más comprensiva, y el método sistemático.*
- *Se debe realizar una validación del procedimiento empleado y de toda su formulación. Estimar el error atribuido, Considerar la sensibilidad de las diversas variables.*
- *La relación entre variables socioeconómicas y la demanda energética suele darse mediante una relación logarítmica.*
- *De interés el impacto de las innovaciones tecnológicas, oscilaciones demográficas, vaivenes en la economía nacional e internacional, cambio en la física medioambiental, incluido el cambio climático (CC), averías imprevistas en infraestructuras.* ***Lo cierto es que los modelos de estimación pueden validarse razonablemente por un plazo máximo de 5 a 10 años. Es prudente limitar el horizonte efectivo a 20 años****.*

Además afirma que un modelo debe partir de:

- *Establecer unos objetivos bien definidos, tanto de lo que se quiere estimar y del horizonte temporal*
- *Contar con datos de calidad*
- *Emplear modelos de estimación transparente*
- ***Validación cuidadosa de la estimación. Dos o más décadas no pueden ser validadas***
- *Una recolección minuciosa de los datos y una cuidadosa construcción de los escenarios más relevantes es más importante que emplear complejos modelos*
- *No confiar en único modelo de estimación. La combinación de estimaciones o medias de estimaciones es una forma simple, pragmática e instructiva de generar más robustos métodos de predicciones a largo plazo.*
- *No hay garantía de que cualquier relación histórica a largo plazo debe necesariamente de mantenerse. (Thomson, 2010)*

En esta tesis, se opta por realizar las estimaciones considerando como año objetivo el 2025, desde el año 2.014, así un alcance de la predicción de 11 años.

2.2 Variables explicativas

Se ha consultado numerosos artículos, observando lo siguiente al respecto:

Es fundamental contar con buenos datos y abundantes, la insuficiencia o la redundancia en los datos genera modelos pobres (Bianco, 2009).

En (Cullen, 1999) *Los métodos de estimación suelen requerir un adecuado número de datos, sin los cuales pierden efectividad. Una gran proporción de la demanda de electricidad, en nuestro caso, se corresponde al sector residencial.*

En los últimos años se ha incrementado el uso de equipos de aire acondicionado en verano en West Virginia (USA), incrementando el pico de demanda estival. Este último es fundamental para evitar colapsos por no disponer las compañías de la suficiente potencia disponible.

El modelo típico para determinar el pico de demanda residencial eléctrica en verano, es la temperatura media, precio de la electricidad, precio de las energías que la sustituyen, número de clientes e indicadores económicos como los sueldos.

- *Cuando la temperatura se incrementa sube la demanda por el empleo de los acondicionadores*
- *Cuando los precios de la electricidad suben disminuye el consumo*
- *Cuando los sueldos son mayores la gente consume más electricidad*
- *Se empleará el porcentaje de población rural, pues estos requieren de menos electricidad*

- *La edad se contempla como un factor importante, pues la gente joven realiza un mayor consumo habitualmente.*
- *A mayor número de viviendas mayor consumo.*
- *La Población y el número de clientes incrementa la demanda.*
- *La presencia de los niños en las casas durante las vacaciones de verano incrementa la demanda esos meses* (Cullen, 1999).

En este caso se ha aplicado cinco modelos de RML, incluyendo diferentes variables explicativas y estudiando el nivel de ajuste de cada modelo (Egelioglu, 2001).

Las variables de los sistemas planteados pueden ser clasificadas en estáticas y dinámicas:

Las estáticas son planteadas y definidas antes de desarrollar el problema, y las dinámicas son definidas y establecidas durante el desarrollo del proceso (Ghods, 2011).

En el presenta caso se han empleado los sueldos, los precios de la electricidad y la temperatura media, para la estimación de la demanda mensual de electricidad. La población no se ha considerado explícitamente, pues se considera que su evolución permanecerá constante dentro del periodo considerado (Hondroyiannis, 2004).

El estudio se realizó con valores anuales, no se consideró la climatología pues los valores medios de las temperaturas máximas y mínimas en Sudáfrica no es excesivo, 25º y 12ºC. Se observa una relación que se mantiene en el tiempo entre la demanda eléctrica DE, con los precios, PIB, crecimiento de la población y salarios. Se han creado dos escenarios para diferentes crecimientos económicos 4% y 6%. Así se ha estimado los valores hasta el año 2030, el crecimiento poblacional del 1% al año (Inglesi, 2010).

Podemos extraer que la demanda se puede ver afectada por múltiples factores, pero para realizar estimaciones, se debe contar con estimaciones de las mismas, lo que no siempre es sencillo.

Se ha observado que el precio de la electricidad y el precio de las energías alternativas a ésta, se contemplan en varios estudios. Pero en países avanzados mayoritariamente se descarta su uso, como en Italia, al afirmar que la elasticidad es muy baja (Bianco, 2009) y España (Blázquez, 2013) no así en otros países, aunque obtenemos modelos con y sin él, en (Del Carpio, 2010) afirma que en los modelos de Argentina y Chile se incluía como variable el precio de la electricidad, no así los modelos de Perú, Bolivia y Brasil.

Por unanimidad en las estimaciones consultadas, para la demanda energética a largo plazo, se consideran casi siempre como variables explicativas el Producto Interior Bruto (PIB) y la población, a pesar que diversos autores en según qué países añaden otras variables adicionales. También se encuentra diversas formas de emplear el PIB: el PIB real (afectado por el IPC), el PIB per cápita, o incluso el PNB, el Producto Nacional Bruto.

Se ha contemplado el hallarse tras una gran crisis económica y financiera. Por lo que se analizará además de las variables explicativas empleadas de manera habitual el PIB y la población, el añadir un tercera variable que será el IPC. Uno de los ingredientes innovadores de la tesis es considerar el IPC como variable independiente, hecho que no hemos encontrado en la literatura. Tiene relevancia mayor en años de crisis la evolución de este índice. Una fuente reciente es la manifestación del gobernador del Banco de España, Luis Maria Linde, quién advirtió a finales del pasado mes de mayo que: *si la inflación sigue bajando, implicará muy probablemente una reducción del consumo y de la inversión*. Manifestación realizada en la jornada de clausura de la XXXI Reunión del Círculo de Economía de Sitges, en la que expuso que la cercanía a una dinámica de deflación puede llegar a estimular el

aplazamiento de decisiones de gasto por hogares y empresas. También es conocido que cuando se acentúa la crisis baja el precio del crudo. Por ello preferimos no modificar el título, pues como se indica en el resumen y así como en las conclusiones, una de las aportaciones de esta tesis entre otras cosas, en su objetivo de investigar-cuantificar la mejora de incluir el IPC, además del PIB y la población (que es lo más habitual en las estimaciones a largo plazo) como variable explicativa en las estimaciones de la demanda del consumo eléctrico.

En el Capítulo 4 se aborda los datos históricos disponibles en Canarias.

2.2.1 Relación entre el PIB y la demanda

Casi todos los estudios realizados a largo plazo de la demanda eléctrica denotan una vinculación muy grande entre el PIB y la demanda, (Ver Tabla 2-1).

Este trabajo trata de arrojar luz sobre la relación empírica entre el consumo de energía eléctrica y el crecimiento económico para Grecia (1960-1996), empleando la estimación del modelo vector de corrección de errores. El trabajo pionero en este campo fue por ***Kraft y Kraft (1978),*** *Que encontró una causalidad unidireccional corriendo sólo de GNP producto nacional bruto y la energía consumida para el período 1947-1974 para los Estados Unidos. Los resultados implicaron que las políticas de conservación de energía podrían implementarse sin afectar al crecimiento del GNP. Esto implica que la energía total del consumo, el ingreso real y el nivel de precios (para el consumo de energía industrial) tienen la tendencia a restablecer el equilibrio y tomar la carga del choque al sistema. Por lo que respecta al consumo de energía residencial es independiente de la evolución económica. Se determina principalmente por tendencias en la riqueza de largo plazo, por las tendencias y modas internacionales, por el consumo, gustos y hábitos, que no están directamente relacionados con las fluctuaciones de la actividad económica* (Hondroyiannis, 2002).

Se han creado varios escenarios, considerando que la elasticidad de la demanda con respecto al PIB se ha ido modificando (Kale, 2014).

La relación entre el PIB y la población, con respecto a la demanda eléctrica residencial ha ido evolucionando con el tiempo al alza, por lo que se corre el riesgo de si se extrae el factor de relación, de realizar una previsión a la baja. Por otro lado, desestimar los datos más antiguos, haría perder robustez al modelo de regresión. Con respecto a los sectores industrial y comercial es pronto para definir cómo ha ido variando su relación entre el PIB y la demanda, desconociendo si se estabilizará o seguirá yendo a la baja. La demanda residencial es modelada en función del PIB, población, nº de familias y precio de la electricidad. La demanda industrial y comercial es modelada en relación al PIB, con ajustes por año. La demanda de la industria pesada, de la que se espera que mantenga sus niveles de consumo sin grandes cambios. Las pérdidas de distribución y generación local, se estiman en un 5.75% por lo que su crecimiento será en el mismo ratio que la demanda total (Nzier, 2009).

Son numerosos los estudios que plantean la bidireccionalidad de la relación entre la economía y el gasto energético. Con lo que políticas de ahorro de energía podrían arrastrar a malas situaciones económicas. Al respecto se aporta lo siguiente:

Por lo que se encomienda a los países a aplicar políticas de ahorro energético, dado que reducirá el gasto y las emisiones, sin afectar al crecimiento económico. Se ha realizado un análisis sobre diversos países asiáticos en vías de desarrollo (Pao, 2009).

2.2.2 Incertidumbres en la evolución de las variables explicativas

La evolución de las variables explicativas introduce incertidumbre en el proceso de información, a pesar de que se cuenta o realiza una estimación de su desarrollo futuro. Esto hace que en muchos estudios se realicen varios escenarios donde se supone diferentes evoluciones de las mismas, o se aplique la metodología de diseño robusto, a fin de minimizar la afección de que la evolución de estas variables se aparten de la estimación inicial. En la Tabla 2-1 se ha indicado varios artículos donde se realizaron escenarios con diferentes supuestos de evolución de las mismas.

Existen varias incertidumbres: El crecimiento de la población y nº de hogares, consumo de cada uno y uso que harán de la electricidad, evolución de la eficiencia energética, precios de la electricidad, y la aparición de nuevas tecnologías (Blokhuis, 2011).

La planificación estocástica de producción de energía supera el inconveniente de los modelos determinísticos, al tener en cuenta las incertidumbres en los parámetros. Estas cuentas de planificación para la incertidumbre de demanda mediante el uso de conjuntos de escenarios y distribuciones de probabilidad. Sin embargo, en la literatura anterior, los diferentes escenarios fueron desarrollados por cualquiera. Asignando valores arbitrarios o asumir ciertos porcentajes por encima o por debajo de una demanda determinista. Usando las técnicas de predicción, los datos de demanda fiables, se pueden obtener e introducir en el conjunto de escenario. Con el fin de generar diferentes escenarios, diferentes rangos de las variables económicas, demográficas y climáticas fueron utilizados (Chui, 2009).

Se presenta una estimación de demanda en la isla de La Palma, hasta el año 2025, aplicando regresión lineal y logarítmica, así como algoritmos genéticos, introduciendo algo de diseño robusto. Lo que permite reducir la afección de que alguna de las estimaciones sobre las variables explicativas se aparten de su valor estimado. (González, 2013)

Los planificadores deben adoptar una visión probabilística de la potencia punta, más que un valor puntual, con ello se podría valorar mejor la función de riesgo. Con este método obtendríamos la función de probabilidad de la potencia punta. Para evaluar el riesgo financiero. (Hyndman, 2010)

En cualquier modelo estocástico existen parámetros con incertidumbre, muy usuales cuando existen decisiones de diseño cuyas implicaciones son de varios años. Dada la naturaleza estocástica del modelo existen parámetros dependientes del escenario contemplado. El resto se suponen independientes del escenario. Además hay que añadir un parámetro nuevo: la probabilidad asociada a cada escenario (Ortega, 2007).

Se consideran diferentes supuestos de evolución de la economía, empleándose estos escenarios en la predicción: salida de la crisis económica en V (E1), Crecimiento a dos velocidades de la economía (E2), estancamiento económico (E3). El INE nos aporta una estimación del crecimiento demográfico hasta el 2035. El nivel de ocupación por viviendas se estima el pasar del nivel actual de 1,7 personas/Viv a 1,1-1,4-1,66 personas/Viv en 2035. Las temperaturas máximas y mínimas se incrementarán en 4ºC o 2,2 y 2,6ºC o 0,4. En cuanto a la eficiencia energética se considera una tendencia incremental pero con tres pendientes de mejora (Valero Calero, 2010).

Como vemos ante la incertidumbre, lo que se realiza habitualmente es generar una serie de escenarios lo más acotados posible, reflejando las posibilidades extremas, y abordando cada una. Pero sería de interés el acompañar a cada escenario de su probabilidad de aparición.

En este trabajo se ha buscado estimaciones existentes de evolución tanto de población, como del PIB y del IPC, así se ha prescindido de generar distintos escenarios, al apoyarnos en estos supuestos, realizados por expertos (capítulo 4).

2.2.3 Nuevas variables explicativas

Con el paso del tiempo pueden ir repuntando nuevas variables explicativas que deberán incorporarse a las estimaciones, así encontramos diversos estudios que añaden una variable que es la estimación en la mejora de la eficiencia energética, el cambio climático, o aparición del VHE (Ver Capítulo 7). Se debería vigilar la evolución de dichas variables a fin de irlas incorporando a los modelos que se realicen.

Independiente de ello, el empleo que en cada lugar se realiza de la energía es diferente, como lo es su climatología, como su organización social. Por lo que los modelos no son exportables, ni de lugar, ni en el tiempo.

En relación a variables macroeconómicas parece ser que podría ser de interés el ratio deuda/PIB, pues su reducción puede indicar una mejora económica e implicar mayor demanda de energía.

2.2.4 Empleo de valores de la variables versus tasas de variación como variables explicativas

El empleo del uso de variables en forma de incrementos, en vez de valores reales, va en la línea de reflejar en muchos casos mejor el concepto de elasticidad, aunque en épocas de crisis como la actual aparecen valores negativos. A pesar de ello, observamos varios artículos en que se advierte de la conveniencia de este uso.

Se ha establecido modelos de regresión lineal donde se trabaja exclusivamente con tasas de incremento anual. Como variables explicativas se emplean el precio de la electricidad, la actividad económica, el precio de combustibles alternativos, la temperatura media (Amusa, 2009).

Los datos que emplearemos son: ratio de crecimiento en los años anteriores, del año actual y una mezcla de ambos. Dentro de lo que son las estimaciones resulta más difícil el valor punta de potencia, al ser un evento aislado y muy afectado por lo que es la demanda energética. En los 5 años pasados el crecimiento medio de la punta de potencia en Sudáfrica ha sido del 5.35% anual. Se calcula un factor de contribución como la suma de todos los pesos de cada una de las variables, con este factor podemos decidir qué variables se eliminan para simplificar la red. (Ghods, 2010).

En este trabajo se ha optado por trabajar con valores reales de las variables, no empleando tasas de variación, ya que estas adoptaban valores negativos por la crisis económica, ocasionando reducciones anuales del PIB y de la población. Y matemáticamente encontramos problemas a la hora de aplicar logaritmos a estos números.

No obstante se podría incluir como variables posibles los valores reales y sus tasas de variación y observar con cuales se lograban mejores ajustes.

2.2.5 Combinaciones lineales de variables

Encontramos diversos artículos en que emplea como si fuese una variable nueva una combinación lineal de las variables ya empleadas. Pudiendo dar lugar a mejores ajustes en este caso, que cada una de las variables de forma separada.

En un segundo modelo, introduce una formula donde para hallar la demanda del año, y se introduce como dato la del año anterior. En un tercero introduce otra incógnita función del PIB real, precio de la electricidad y demanda. La matriz de correlación muestra que el PIB y el precio de la electricidad tienen una correlación positiva, significativa y mantenida en el tiempo con respecto a la demanda eléctrica. La disponibilidad de combustibles baratos, tales como el carbón, gas u otras fuentes renovables cambiarán la dinámica de la relación entre la demanda de electricidad y su precio (Iqbal, 2014).

El consumo de energía mensual depende principalmente de variables climáticas: Temperatura de bulbo húmedo y de bulbo seco, radiación solar, índice de claridad y velocidad del viento. Estás se han correlado con las variables objetivo mediante una regresión lineal múltiple. Las variables objetivo son el consumo de electricidad diario a largo plazo y el consumo mensual a largo plazo. Para ello se ha comprobado que el modelo responde mejor empleando dos variables Z_1 y Z_2. Estas dos variables son expresiones lineales que dependen de los diversos parámetros climáticos citados previamente (Lam, 2008).

*Se han empleado dos variables en este estudio: La población y el PIB real=PIB/IPC. Se probó inicialmente empleado el PIB/IPC, (PIB/IPC) ^2, Población y los valores históricos de punta de potencia. Posteriormente se eliminó todas las variables exógenas y se usó sólo el producto: (PIB/IPC)*Población, comprobando que cuando se combina dos o más variables, aparece que esa nueva variable cuenta con una correlación diferente con la incógnita a estimar, que dichas variables por separado. Así la correlación de la demanda punta es de 0.994, 0.82 y 0.997 para el PIBreal, Población y PIBreal*Población respectivamente. Se emplea en un 3º caso PIBreal, Población^2 y PIBreal*Población* (Mansour, 2011).

2.2.6 Colinealidad entre variables

Se encontró colinealidad entre las dos variables principales del presente estudio. Se comenzó por crear nuevas variables combinaciones entre ellas, y otras nuevas, para poder aplicar PLS, que requiere un número abultado de variables explicativas, para luego el emplear un menor número de variables latentes. Pero posteriormente se incorporó al estudio métodos no lineales, que no son afectados por esta colinealidad entre los datos. Y con los métodos lineales de regresión se obtuvo muy buenos resultados, a pesar de ello. Aunque si se manifestaba en las ecuaciones que se obtenían, por dar coeficientes negativos a la población. Indicando que al aumentar esta se reduciría la demanda. Lo que claramente es un sin sentido. Pero esto se podrá ver en el capítulo 5. Como se puede observar el problema de colinealidad es muy frecuente en estos estudios.

La colinealidad es un problema del análisis de regresión que consiste en que los predictores del modelo están relacionados constituyendo una combinación lineal. Para corregirla sólo cabe actuar en alguno de los siguientes sentidos:

- *Eliminar variables predictoras, con lo que se reduce el número de parámetros a estimar.*
- *Incluir información externa a los datos originales.*

Si se opta por el primero de ellos, se trata de suprimir, o bien ciertas variables que se encuentren altamente correlacionadas, o bien algunas combinaciones lineales mediante el Análisis de Componentes Principales aplicado a la regresión.

La segunda alternativa conduce a trabajar con estimadores contraídos o bayesianos.

Componentes Principales, Mínimos Cuadrados Parciales, Regresión de Ridge... son procedimientos que se encuentra dentro del grupo de las regresiones parciales o sesgadas, consideradas como no lineales (López, 1998).

Se detecta colinealidad entre el grado de urbanización, crecimiento de la industria, eficiencia energética de la industria y sueldos reales. Pero a pesar de su existencia se valora como débil, por lo que se valida el modelo empleado (Adom,Akoena, 2012).

El método de PLS obtiene a partir de la matriz X (variables independientes), una matriz T (variables latentes) cuyos vectores son linealmente independientes, definiendo un sistema ortogonal. En consecuencia, se pueden usar los vectores t de manera conveniente para hacer aproximaciones. Además, en los casos en que existan un número grande de variables independientes (m>n, Figura 1) se produce una reducción del modelo. La información relevante es resumida en las primeras variables latentes, mientras que el "ruido" es modelado por las últimas. En los casos en que exista colinealidad (redundancia) entre las variables, ésta se usa para reducir el ruido aleatorio (Alciaturi, 2003).

Cuando en un análisis estadístico de los resultados de salida, muestra la existencia de multicolinearidad entre variables. Estos resultados muestran que existe multicolinealidad, porque el R^2 presenta unos valores altos, mientras que las t-marcaje son bajos para pronosticar la demanda de energía. El alto error estándar de los coeficientes estimados es otra indicación de multicolinealidad. Una manera de resolver el problema de multicolinealidad es dejar caer una o más de las variables de la ecuación (Cullen, 1999).

Un problema experimentado al tratar de pronosticar el total de la demanda eléctrica fue el constante problema de multicolinealidad que se midió en cualquier modelo que contenía el PIB y la población, o transformaciones de estas dos variables. Las pérdidas también tuvieron que ser estimadas e incorporadas sobre el total previsto. De esta manera, cada sector podría tener su propio conjunto de controladores, o predictores, que eran apropiados para el consumo de electricidad en ese sector, y los modelos sectoriales podrían ser derivados ya que tenían niveles aceptables de multicolinealidad (Koen, 2014).

Los métodos de regresión convencionales requieren de una amplia gama de observaciones, además la multicolinealidad presente entre los datos impide el hacer uso de ellos. Todo esto lleva a adoptar el método de mínimos cuadrados parciales. Se ha realizado el método de regresión clásico, y mientras el PIB del sector terciario y la demanda residencial rural obtienen factores positivos, otras dos variables obtiene factores negativos debido a la multicolinealidad (Meng, 2011).

Se propone un modelo de regresión múltiple lineal: empleando el PIB, precio de la electricidad y población. Se observa una alta correlación entre las variables escogidas y la demanda, pero también entre ellas, así el coeficiente de correlación entre el PIB y la población es de 0.982. Por lo que aparece la multicolinealidad, no obstante el expulsar algunas de estas variables no produce un mejor modelo, por lo que se opta por incluirlo. El ajuste para la demanda doméstica mediante R^2 está por debajo de 0.89, por lo que mejores modelos deben ser hallados (Mohamed, 2005).

Se puede probar si aparece el efecto de la multicolinealidad entre los datos. Sin embargo, empleando el modelo de regresión mediante mínimos cuadrados parciales, las predicciones se realizarán a salvo de este efecto (Shen, 2012).

En este trabajo, se ha detectado colinealidad entre la Población de Canarias y de Gran Canaria con el PIB de la comunidad autónoma. Esta sólo afecta a los métodos de regresión, pues los restantes métodos aplicados son insensibles a la misma. Con los métodos lineales, a pesar de haber obtenido buenos resultados, las expresiones son algo anómalas, obteniendo unas ecuaciones en las que al incrementarse la población, se reduce la demanda. Pero prescindiendo de alguna de las variables independientes se obtenía mayores errores. Por lo que se han dejado así.

2.2.7 Cantidad de datos disponibles

El número de datos con los que se cuentan para el estudio es importante, por ello en la Tabla 2-1 se ha reflejado con los datos que dispone cada estudio. El disponer de abundantes datos mejora la fiabilidad de un análisis, más el contar con datos de hace mucho tiempo cuando las circunstancias eran muy diferente, no mejora los resultados obtenidos. Como veremos en el apartado 2.4 existen métodos recomendados especialmente en análisis de problemas con escasez de datos. De la demanda global se cuenta con 23 años de datos, podemos observar artículos con mayor y menor número de ellos.

2.3 Análisis sectorial de la demanda

En los estudios de estimación de la demanda energética suelen ser más precisos si se estudia dividido en sectores económicos separados, pues cada sector económico puede ser sensible a distintas variables, y con diferente elasticidad. Así, es frecuente encontrar artículos que analizan sólo un sector, o descompone la demanda en diversos sectores económicos para su estudio: agrícola, comercial, residencial, alumbrado público, etc. Este aspecto se ha indicado en la Tabla 2-1.

En el Capítulo 4 de esta tesis, se recogen los consumos por sectores económicos en cada isla. Pero sólo se cuenta con información de 6 años, más que insuficiente para realizar un estudio medianamente fiable.

Esto por ley empezó a realizarse en España a partir del año 2005, así todas las distribuidoras debían pasar un informe a la administración del consumo por sectores económicos. Pero debido a la liberalización del mercado eléctrico, para obtener estos datos, deberían ser suministrados, por cada una de las comercializadoras que operan en un sistema. Estas comenzaron a operar en Canarias en el año 2011, por lo que no ha podido acceder a esa información fuera de estas fechas, que si la tiene el ministerio y la consejería de industria del Gobierno Autonómico.

Así en Canarias, no se ha podido realizar el estudio de la demanda eléctrica dividida en sectores económicos, por falta de datos disponibles, al contar con información de sólo 6 años, desde el 2005 hasta el 2010 (capítulo 4).

Observemos como en algunos artículos se recoge este aspecto.

La demanda de los diferentes sectores: comercial, industrial y residencial se comportan de diferente manera, y pueden presentar diferentes tasas de crecimiento. Por lo que un análisis desglosado es lo más acertado y lo que se realiza. La carga residencial y en menor medida la comercial presentan una estacionalidad. La carga industrial se denomina carga de base por su comportamiento homogéneo a lo largo del año. Se emplean los datos de los años 1980-1999. Las variables empleadas son: número de viviendas, población, PIB, número de empleos. Se estima el consumo por sectores económicos: industrial, residencial y comercial. Se estiman 3 años, mes a mes, 36 meses. Tanto la demanda como la potencia pico de Nueva Inglaterra (Daneshi, 2008).

El que la economía de la nación derive de agricultura e industria pesada hacia industria ligera y servicios podría reducir la demanda frente al PIB, en cualquier caso se ha considerado también el efecto de la mejora en la eficiencia energética. A fin de ampliar el alcance, se ha separado los sectores y establecido distintos supuestos que amplían los escenarios anteriores. El disgregar en sectores implica estimar el desarrollo económico de cada uno. Así la función Cobb-Douglas es aplicado a cada uno de los sectores individualmente (Von Hirschhausen, 2000).

Se ha estudiado la respuesta de la demanda frente al precio de la electricidad, mediante el Seeming Unrelated Regression. El sector industrial muestra una relación negativa entre el precio y la demanda, en el sector comercial es positiva. Siendo ambigua en el sector agrícola, transporte y la minería. En el sector residencial la relación es positiva, pero la influencia que presenta el nivel económico con el consumo es mucho más elevada que el efecto de la sustitución por otras fuentes de energía. El resultado tan variado en los diferentes sectores económicos podría señalarnos una baja influencia del precio de la electricidad en la demanda. En un futuro se espera cambios, por la aparición de mejoras en la eficiencia por las nuevas tecnologías. Y por la aparición de fuentes energéticas más económicas (Inglesi, 2010).

El PIB afecta a todos los sectores económicos, con mayor incidencia a los sectores residencial y al transporte (Ishiguro, 1995).

Se predice la demanda desde el 2012 al 2030. Dividido en 8 sectores económicos (Kale, 2014).

Emplea datos de los años 1960-2004 de los sectores residencial y servicios que son los que presentan mayor crecimiento en la isla de Chipre. Se ha empleado el test de causalidad de Granger. Obteniéndose que el sector servicio es menos elástico frente a los precios y retorna antes al equilibrio y que el residencial. En el sector residencial a largo plazo existe una causalidad: Entre el precio de la electricidad y el consumo. En el sector comercial a largo plazo se encuentra afectado con la actividad económica y el precio de la electricidad. Se ha empleado como variable macroeconómica el VAB de servicios y construcción para el sector comercial. Para el residencial el salario medio. Se ha sumado los grados día de frío y calor, aunque la demanda eléctrica es mayor para el caso de frío que de calor donde entran los combustibles fósiles, no obstante el disponer de insuficiente información haría poco operativo el considerarlas separadamente. No se ha considerado diferentes zonas climáticas. En cualquier caso la variable más influyente a corto plazo para determinar la demanda son las condiciones meteorológicas. Se han estimado los dos sectores separadamente. No se ha considerado el precio de energías sustitutorias pues no tendría efecto, difícilmente podría reemplazar al uso que se le da a la electricidad en la isla. Los grados día son muy significativos para estimar el consumo en los sectores comercial y residencial (Zachariadis, 2007).

2.4 Métodos de estimación

En la presente tesis se han elegido y aplicado algunos métodos más de los inicialmente previstos (Regresión y Algoritmos Genéticos), atendiendo al estudio del estado del arte consultado.

Encontramos en la bibliografía consultada, múltiples tablas de clasificación de métodos (Suganthi, 2012). No obstante, en la literatura, hay un alto consenso de que los métodos de estimación de la demanda pueden clasificarse en dos grandes grupos: los denominados de inteligencia artificial y los paramétricos. Entre los métodos de inteligencia artificial se puede citar principalmente: Algoritmos Evolutivos (AE), Redes Neuronales Artificiales (ANN), Máquinas de vectores Soporte (SVM), lógica difusa y sistemas expertos. Los métodos paramétricos se basan en modelos econométricos, principalmente: regresión múltiple, regresión logarítmica o bien series temporales. Los métodos basados en la inteligencia artificial presentan como principal ventaja la habilidad de emular las relaciones no lineales.

Las dos regresiones más empleadas en la bibliografía de estimación de la demanda son la lineal, y la logarítmica con muchísima diferencia frente a otras, se presenta una cita reciente donde se aplican los dos empleadas en este trabajo. Como ventaja del uso de la logarítmica

es la de reducir el problema de la heteroscedasticidad, al reducirse la escala de medida". Un artículo donde recientemente se emplean ambas regresiones es (Nezzar, 2013).

Se ha incorporado las Maquinas de Vectores Soporte (SVM), técnicas de aprendizaje estadístico, aplicado a nuestro problema, con un kernel Guasiano y otro lineal, ambas SVM de actual uso en el estado del arte en regresión y destacan por ser eficientes respecto a otros métodos cuando se dispone de un conjunto de datos pequeño, contexto de nuestras aplicaciones de la estimación de la demanda en la Región Canaria. También hemos utilizado redes neuronales, pues en el estado del arte están entre las más utilizadas, que si bien padecen de críticas, al igual que los AE, bien utilizados (evitar sobre-entrenamiento, etc) suelen ser métodos muy eficientes.

Así se opta en la tesis ampliar a los métodos inicialmente previstos para la obtención de predicciones de la demanda de energía eléctrica en la Región Canaria: Máquinas de Vectores Soporte (SVM), Redes Neuronales Artificiales (ANN) y un algoritmo evolutivo más, el denominado de Evolución Diferencial (ED) el cual en la última década ha demostrado gran eficiencia respecto a otros AE en obtención de soluciones óptimas en diversos problemas complejos de optimización.

Se ha seguido la metodología más usual de romper el conjunto de datos en dos partes, una de entrenamiento y otra de test, si bien suele utilizarse en general para un conjunto de datos no muy pequeño, en aplicaciones con similares número de datos a los que tenemos, se ha optado por realizarlo de este modo. Existen gran cantidad de citas donde se encuentra similar número de datos. - (datos 1981-2005): para ajuste (1981-1999), test (2000-2005) (Assareh, 2010)

- (datos 1992-2008): para ajuste (1992-2004), test (2005-2008) (Ekonomou, 2010)
- (datos 1978-2003): para ajuste (1978-1992), test (1993-2003) (Imtiaz, 2006)

A continuación, se incluye una completa lista de artículos que han realizado una estimación a medio o largo plazo de demanda energética, señalando para cada uno de ellos, de que estimación de demanda trata, país de aplicación, periodo temporal de datos, periodo del estudio, modelo utilizado y variables consideradas.

Se propone el considerar lo siguiente:

- *No existen razones empíricas, metodológicas o teóricas para preferir un modelo específico entre varias alternativas.*
- *Falta claridad sobre cuáles son los procedimientos más adecuados para la estimación y la prueba de cada modelo particular.*
- *No hay concordancia en cómo seleccionar el modelo final cuando se consideran varios alternativos; ya que existen muchas críticas en el uso de criterios basados en alguna medida de error.*
- *Es confuso cuándo y cómo transformar los datos antes del modelado.*
- *Es difícil incorporar información cualitativa, subjetiva y contextual en los pronósticos (Rueda, 2011).*

Para la estimación de la demanda a largo plazo, primeramente se debe conocer el sistema eléctrico en detalle y posteriormente seleccionar el método (Ghods, 2011).

Y los otros métodos pueden pronosticar carga durante un tiempo largo con algunas ventajas y desventajas (Ghods, 2008).

Según (Del Carpio, 2010) *Se realiza una comparación de las metodologías adoptadas por diferentes países de América del Sur para la estimación de la demanda a largo plazo. Para ello se diferencia 4*

sectores: industrial, residencial, comercial y rural. En Brasil estos 4 sectores colman el 90% de la demanda total. Se comparará las estimaciones realizadas en: Argentina, Brasil, Perú, Chile y Bolivia. El software empleado en este estudio es el SAS, empleado por muchas compañías eléctricas del mundo.

- ***Brasil**. Se emplea un modelo econométrico y emplea las siguientes variables: PIB, crecimiento de población, consumo medio por consumidor residencial, número de consumidores residenciales, consumo comercial. Así como el histórico de consumo, del que se ha eliminado datos de los años 2001-02 por haber racionamiento eléctrico, debido a una insuficiente cobertura de la demanda. Así se tomó el periodo 1996-2006. Se presentan tres escenarios: optimista, central y conservador.*
- ***Perú**. Emplea un modelo econométrico. Se dividen las cargas en dos: C. Vegetativas: las que obedecen la demanda de mercado y se modela con técnicas estadísticas. C. Mayores: son analizadas aparte. Emplea dos modelos, el segundo para verificar el 1º, en el que sólo emplea como variable el PIB.*
- ***Argentina**. Hasta el año 2000 se empleaba un modelo econométrico, considerando principalmente el PIB a través de una función exponencial, la evolución económica de los últimos años presentó 2 recesiones económicas y la evolución de la demanda dejó de mostrar correlación con la actividad económica, esto hizo que buscasen métodos alternativos, aplicando NN. Las variables empleadas son: Crecimiento demográfico, tasa de empleo, producción de acero, industrial automotriz, aluminio y consumo de cemento.*
- ***Bolivia**. Modelo econométrico las variables a emplear son : PIB per capita y nº de consumidores por clase de consumo*
- ***Chile**. Modelo econométrico las variables a emplear son: PIB, evolución de la población, índice de precios al consumidor, construcción civil y índice de precios al por mayor.*

Observaciones:

- *En residencial Perú y Argentina son bastante optimistas*
- *En industrial: Por un lado Brasil y Bolivia y por otro Argentina, Chile y Perú presentan resultados similares dentro de cada grupo*
- *En comercial: No se aprecia gran diferencia, siendo Chile la de previsiones más optimistas*
- *En rural: Se agrupan en dos por similitud, por un lado Perú y Brasil, el otro serán los restantes*

***Se concluye:** Presentan bastante similitud en cuanto a las variables consideradas. Y a pesar de las diferencias todos los métodos cada uno en su país, produce resultados coherentes* (Del Carpio, 2010).

En orden a realizar la predicción de la demanda de electricidad en España por hora en dos años, se han empleado los métodos: Vector Autorregresivo (VAR), e Intervalos por Series Temporales (ITS), y Modelo Multicapa perceptron (iMLP). Los cálculos revelan que el método VAR obtuvo mejores resultados que el iMLP (García, 2010).

El modelo obtenido con el método de mínimos cuadrados parciales presentó ciertas desviaciones con respecto a los datos reales de la producción de etileno, siendo mucho menos predictivo que el modelo de red neuronal (González, 2012).

Los métodos empleados han sido: ANN, ARIMA y RLM. No se ha producido una diferencia significativa entre los errores con los 3 métodos (Kandananond, 2011).

Dos modelos de regresión fueron usados, a pesar de obtener buenos resultados, porcentaje de error del 3.1%, no superaron en acierto a las Redes Neuronales (Mansour, 2011).

El mejor pronóstico de la serie, dadas las características descritas, es el modelo ANN. Este modelo tiene un ajuste del 90%. El modelo de ANN tiene un mejor sustento teórico y empírico, por presentar un pronóstico más adecuado al no realizar en este caso sobre ajuste, como con el modelo SARIMA (Macedo, 2013).

El modelo Optimally Pruned Extreme Learning Machine (OP-ELM). En comparación con un modelo lineal de mínimos cuadrados de base y mínimos cuadrados Máquinas de Vectores Soporte (LS-SVM). Se muestra que OP-ELM, siendo un modelo no lineal, necesita aproximadamente cien veces más tiempo de cálculo que el modelo lineal de mínimos cuadrados ordinarios. A diferencia de LS-SVM, OP-ELM se demuestra que es robusto frente a las variables irrelevantes o correlacionadas. Por lo tanto, se puede utilizar sin técnicas de selección de variables computacionalmente pesadas y, a diferencia de otros métodos no lineales, no hay hiperparámetros para ajustar (Grigorievskiy, 2014).

Como vemos en la mayoría de los artículos se realizan estimaciones con varios métodos y se realiza una comparación de los mismos.

En base a las afirmaciones anteriores se justifica la inclusión del capítulo 3. Además, de optarse por emplear en esta tesis métodos variados, empleando los mismos datos en todos ellos.

2.4.1.1 Hibridación de métodos

En varios artículos se ha realizado la hibridación de métodos. El motivo podría ser el siguiente.

Dickinson demostró que al emplear un modelo híbrido la varianza del error no es mayor a la obtenida, empleando los modelos puros por separados (Zhu, 2011).

2.5 Software empleado

De los 6 métodos empleados la mitad se realizaron empleando el software gratuito Rstudio Version 0.98.1091 – © 2009-2014 RStudio, Inc., para lo cual se aprendió el manejo en base a sus manuales de empleo y a diferentes artículos, como (Hothorn, 2009), (R Development Core Team, 2006-A), (R Development Core Team, 2006-B), (TEAM, 2005), (Ugarte, 2008).

Se empleó para las dos Regresiones empleadas RML y RLog, así como para las SVM. Para este último se tuvo en consideración lo siguiente.

Kernlab es un paquete extensible para los métodos de aprendizaje automático basado en kernel en R. Se aprovecha de nuevo modelo de objetos S4 de R y proporciona un marco para la creación y el uso de algoritmos de kernel. El paquete contiene implementaciones de máquinas de vectores soporte y la máquina de vectores relevancia, procesos Gaussianos, un algoritmo de clasificación, PCA kernel, kernel CCA, análisis de función kernel, métodos kernel en línea y un algoritmo de agrupamiento espectral e incluye una eficiente versión para regresión -Sequential Minimization Optimization, SMO-. (Karatzoglou, 2005).

Para los cálculos realizados mediante ANN, se ha empleado, el también software libre. La librería permite trabajar con redes neuronales Feedforward, Hopfield y mapas auto-organizados, el entrenamiento de las mismas se puede realizar mediante backpropagation, alineamiento simulado y optimizaciones genéticas. Además posee un bot (araña) multihilo para explorar HTTP, pudiendo almacenar los resultados en memoria o en base de datos, adicionalmente posee un parser HTML y manejo de cookies, (**http://www.heatonresearch.com/encog**).

Heaton, J. (2015). Encog: Library of Interchangeable Machine Learning Models for Java and C#. Journal of Machine Learning Research, 16, 1243-1247.

Para Los AE, de GA y ED, se han empleados programas propios elaborados en ANSI C.

2.6 Cálculo de errores

El error cuadrático medio de predicción es un método muy aplicado a fin de valorar la actuación de una regresión. En los modelos PLSR y PCR los datos se dividen en dos, datos de entrenamiento o aprendizaje y datos de test. Los datos de test son usados como los verdaderos y son comparados con sus estimaciones obteniendo la desviación estándar y el error cuadrático de test. Y se considera que será igual al valor del Error Cuadrático Medio de la Predicción (MSEP). Hay numerosos MSEP, el aparente, el de validación cruzada, pero la experiencia demuestra que MSEP0,632 es el que mejor refleja la estimación tanto para PLSR como para PCR. Es muy similar al error cuadrático. Ambos se toman de la muestra de observaciones de manera aleatoria. La desviación estándar y la media cuadrática son empleados para verificar la valides de los modelos, se estudia el comportamiento de cada uno de los estimadores a ver con cual se obtiene mejor respuesta. Y resulta que el método del $0{,}632 \approx 1-e^{-1}$ *es con el que se obtiene mejor resultado* (Mevik, 2004).

Como se ha hecho anteriormente concluyendo de las citas empleadas. En este trabajo se ha considerado como métrica el MAPE a fin de obtener el nivel de error de los diferentes métodos y conjunto de variables explicativas. Calculando el MAPE de los años test y el MAPE de los años empleados para el entrenamiento. El motivo es doble, por un lado es el empleado mayoritariamente dentro de los artículos consultados, por otro refleja un error en forma porcentual, resultando ser más intuitivo. A pesar de que otros autores defiendan otros métodos de manejo de errores.

2.7 Análisis Bibliográfico

En este trabajo se ha analizado una serie de artículos de autores, que han realizado estimación de la demanda eléctrica, o energética previamente. De donde se ha recopilado información de cara a poder enfocar mejor el problema. Por ello, se ha destacado una serie de aspectos y se ha realizado una tabla. Donde se refleja en cada caso:

- Lo que se trata de estimar, demanda eléctrica anual, o mensual, u horaria, o demanda de gas natural de sector residencial…
- El país donde se realiza el estudio.
- Los modelos empleados, y si se trata de un review.
- Periodo de datos con los que se cuenta
- Alcance de las predicciones
- Variables explicativas consideradas

Tabla 2-1. Información más relevante objeto de estudio.

Artículo	estimación de	País	Modelo usado	Periodo datos	Periodo estudio	Variables consideradas
Adom , 2012	DEE anual residencial	Ghana	Rlog	1975-2008	2009-2020	PIB real per capita, eficiencia energética, grado de urbanización, consumo residencial y exportaciones
Adom , 2012 bis	DEE anual residencial	Ghana	Rlog	1975-2005		Eficiencia industrial, PIB, grado de urbanización, sueldo, precio elec y otras
Ahmad, 2014	demanda de energía en edificios	Malasia	review (ANN y SVM)			
Ahmed 2003	PL anual	Arabia Saudi(ciudad de Al-Ain)	ANN, regresión	10 años	7 años	máxima humedad y Temperatura, (CC)
Al-Hamadi 2005	DEE horaria	Canada	R. polinómica. orden 3	horas 1994	horas 1995	
Althaus 2015	DEE anual	Canarias (España)	GA, ED, ANN, SVM, RML, Rlog	1991-2014	2015-2020	PIB, POB, IPC
Amato 2005	DEE mensual sectores	Massachusetts (USA)	Regresión	1983-2001		Pob y empleo anual, temperatura CDD, HDD, precio, horas diarias de luz
Amusa 2009	DEE anual	Sudáfrica	cointegración	1960-2007		PIB real y el precio medio de la electricidad
Ardakani 2014 A	DEE anual	Irán y USA	RLM, R polinómica de orden 2 y ANN	1967-2009	2010-2030	PIB, Energía Importada y Exportada, población
Ardakani 2014 B	DEE anual	Irán y USA	ANN, enjambre de partículas, shuffled frog-leaping (SFL)	1967-2009	2010-2030	PIB, Energía Importada y Exportada, población
Amirnekooei 2012	demanda energética anual	Irán	Modelo Gris trigonométrico, ANN y (Joel Darmstadter)	1991-2009	2011-2035	PIB y Población
Assareh 2010	demanda de petróleo anual	Iran	PSO (Particle Swarm Optimization) and GA lineal y exponencial	1981-2005	2006-2030	PIB, Población, importaciones y export
Atakhanova 2007	DEE anual sectores	Kazakhstan	Regresión lineal	1994-2003	2004-2015	PIB real, precio de la elec, eficiencia en la industria, población
Bakhat 2011	DEE diaria	Islas Baleares	Autoregresión (Armax, Garch)	1995-2007		Población , turistas, temperatura, humedad, días laborables
Bartels 1996	DEE residencial, cada 1/2 h	Australia	modelo del uso final	1986/87 (15 meses)		
Bianco 2009	DEE anual sectores	Italia	Rlog	1970-2007	2007-2030	PIB, PIB per capita, población
Bianco 2010	DEE anual no residencial	Rumanía	Rlog	1975-2008	2010-2020	PIB, precio de la electricidad, demanda del año anterior
Bianco 2013	DEE anual sectores	Italia	2x modelos de R. lineal	1970-2007	2007-2030	PIB, PIB per capita, población

Artículo	estimación de	País	Modelo usado	Periodo datos	Periodo estudio	Variables consideradas
Bláquez 2013	DEE residencial espacial	España	Rlog	2001-2010		Precio, población, sueldo, tamaño de casa, grados día y calor,penetración gas, kWh/habitante
Blokhuis 2011	PL anual	Eindhoven (Holanda)	Regresión lineal	1990-2010	2040	Bombas de calor, VEH, condiciones meteorológicas, políticas
Bunnoon, 2013	DEE mensual	Tailandia	4x Mod. Regresión lineal múltiple con fltro de Hodrick Prescott	1997-2007	12 meses	Temperatura, humedad, lluvia, indice industrial, precio
Campbell, 2006	DEE		review			
Carpinteiro 2006	PL mensual, DEE anual	Brasil	ANN con diversos modelos de entrenamiento	1985-1991	2 años	
Chang 2011	PL mensual	Taiwan	ANN y fuzzy	1997-2006	2 años	Presión aire, HR%,T, presipitaciones, velocidad del viento, tiempo lluvioso, luz diaria
Chen 2012	DEE y PL anual	Taiwan	ANN y fuzzy	1945-2008	40 años	subirá en un futuro población y economía
Chen, Wang 2012	DEE y PL anual	Taiwan	ANN y fuzzy	1945-2008		
Ching lai, 2005	DEE mensual	UK	RML	1989-1995	1996-2003	Grados día, H%, PIB, POB
Chui 2009	DEE anual	Ontario (Canada)	RML		2025	PIB, POB, Temperatura
Valor 2003	DEE y gas sectorial mensual	España	regresión (Box y Jenkins)	1993-1998		grados día (calor) , grados día (frío), var econométricas
Cullen 1999	PL de verano	West Virginia	4 modelos de Regresión lineal y logaritmos	1980-1995		precio, T, clientes, sueldo, población, población rural
Daneshi 2008	PL mensual	Nueva Inglaterra (USA)	logica fuzzy y ANN	1980-1999	2000-2002	PIB, población, número de hogares y empleos, el clima
Del Carpio 2010	DEE anual sectorial	chile,perú, argentina, bolivia, brasil	ANN, econométrico	1996-2006	2007-2012	PIB, indice de construcción, precio, POB, nº consumidores
Du Plessis 1996	DEE anual	South Africa	S- Curve	1955-1994	2020	POB y economía
Egelioglu 2001	DEE anual	Norte de Chipre	RML con diferentes variables 5mod.	1988-1997		Potencia contratada, n clientes, Sueldo, Población, HDD, Tarifa, turistas, precio
Ekonomou 2010	DEE anual	Grecia	ANN	1992-2008	2009-2015	PIB, población , nº de aires acondicionados, instalaciones de renovables, precio de elec
Engels 2014	DEE horaria residencial	Belgica	Bottom up modelo	2014	2050	Población, precio
Fan 2013	DEE cada media hora	Australia, New South Wales	híbrido: SVM, enjambre de particulas y fuzzy	2-18/05/2007	19-24/05/2007	

Artículo	estimación de	País	Modelo usado	Periodo datos	Periodo estudio	Variables consideradas
Filik, 2009	DEE horaria	Turquía	nuevo modelo con tres niveles: horario, semanal, mensual	2002-2005	años	
Filik, 2011	DEE horaria	Turquía	3 modelos anidados	1982-2007	4 años	
Francis 2007	DEE anual	Paises caribeños	vector autoregresivo	1971-2002	2003-2010	PIB real, población
García 2010	DEE horaria	España	vector autoregresivo mediante series temp y ANN	2000-2007	2008-2009	ninguna
Ghanbari, 2009	DEE anual	Irán	ANN, RML y Rlog	1972-2007	4 años	PIB real, población
Ghanbari, 2013	DEE, gas, petróleo anual	Irán	Algoritmos Geneticos-colonia de hormigas, ANN y ANN-fuzzy	1971-2000	2001-2007	PIB, PIB real, IPC, Sueldo,Prod Nacional Bruto, eficiencia, Población, Importaciones y export
Ghods 2008	DEE anual		review			
Ghods 2011	DEE anual		review			
Ghods 2010	PL anual	Irán	ANN	1989-2006	2007-2011	PIB, población, nº de hogares , días cálidos, indice de produción indutrial, precio elec
González 2013	DEE anual	La Palma	RML y Rlog	1998-2008	2009-2025	PIB, POB
Haida 1994	PL diario	Japón	regresión polinómica	1989-1992		temperatura max día, temperatura media ultimos días, H%
Hamzacebi, 2014	DEE anual	Turquia	modelo gris optimizado	1945-2010	2011-2025	PIB, Población
V. Hirschhausen 2000	demanda de Energía 1º. DEE sectorial, anual	China. Provincias	la función de Cobb-Douglas	1980-1998	1999-2010	PIB, precio elec, eficiencia,
Hondroyiannis 2002	demanda de energía anual sectorial	Grecia	Series temporales y vector autoregresivo	1960-1996		PIB, precio
Hondroyiannis 2004	DEE mensual residencial	Grecia	RML, Rlog	1986-1999		precio, temperatura, sueldos
Huang 2008	planificación de la generación eléctrica	Taiwan	Teoría del portafolio, para evaluación de riesgo de inversión	1990-2005	2006-2025	precio de combustibles, costos de inversión y mantenimiento
Huang 2011	demanda de energía anual sectorial	Taiwan	Simulación de evolución del sistema energético (LEAP), 4 escenarios	1986-2007	2008-2030	POB, PIB, precio

Artículo	estimación de	País	Modelo usado	Periodo datos	Periodo estudio	Variables consideradas
Hyndman 2010	PL semanal, simulación cada 1/2h	Sur de Australia	modelo daditivo semiparamétrico	1997-2008	2009-2019	PIB, población, nº de hogares , personas/hogar, precio, IPC, indice aire acondicionado, sueldo, temperatura, efecto caledario y horario
Imtiaz,2006	DEE anual	Malasia	modelo regresión lineal multiple, (RML)	1978-2003	2004-2014	Población, nº consumidores, pico demanda, PIB, Demanda per capita
Inglesi 2010 A	DEE anual	Sudáfrica	metodó Engle–Granger (cointegración)	1980-2005	1990-2030	población, suledos, precio de la elec, PIB, precio otras energ
Inglesi 2010 B	DEE sectorial anual	sudafrica	RML	1993-2004	2009-2030	precio de la electricidad , PIB sectorial (output)
Iqbal 2013	DEE anual	Paquistan	regresión de transición suave (log)	1971-2012		PIB per capita, precio real de elec (afectado por IPC)
Irsag 2012	demanda de energía anual hostelería	Croasia	formulación específica	1950-2010	2008-2050	Superficie de edificios, nº de camas, eficiencia, ahorro de E.
Ishiguro	Demanda anual energía sectorial	India, China, Indonesia, Tailandia y Corea	RML	1981-1993	1995-2005	PIB, precios, eficiencia, nº consumidores, población
Jalil 2013	DEE cada 1/2 h	Malasia	3 metodos de exponencial suavizado	9/2005-8/2006		
Jayaraman 2014	DEE anual	India	hibrido: ANN y algoritmo de buscador de armónicos		2025	PIB per capita y POB
Jia 2001	DEE anual	Japón	GSIM (General Simulation Theory)	1972-1996	5 años	PIB,IPC, nº empleos, precio petróleo, precio elec, población, climatización(frío,calor)
Kale, 2014	DEE anual sectorial	Maharashtra (India)	Simulación de evolución del sistema energético (LEAP), 4 escenarios	1990-2011	2012-2030	PIB, població urbana, rural, nºhogares,
kandananond 2011	DEE anual	Thailandia	ANN, ARIMA y RML	1986-2010		PIB, Población, exportaciones, índice bursátil, Consumo eléctrico
kankal 2011	DEE anual	Turkía	4xANN, RML, Rlog, 5 escenarios	1980-2007	2008-2014	PIB, población, importaciones, exportaciones, empleo
Karabulut 2008	DEE anual	Sudeste de Turquía	3 modelos de GA	1994-2005	2006-2010	
Kaytez, 2015	DEE anual	Turquía	SVM, ANN, RML, LS-SVM	1970-2009	2010-2013	Población, Crecimiento de la generación eléctrica, clientes, capacidad instalada
Kaytez, 2015	DEE anual	Turquía	SVM, ANN, RML, LS-SVM	1970-2009	2010-2013	Población, Crecimiento de la generación eléctrica, clientes, capacidad instalada
Khadaroo, 2013	DEE anual	Mauritania	RML, RLog, 5 escenarios	1970-2012	2013-2022	PIB, precio, sueldo
Khoa, 2004	DEE anual	Sigapure	2 modelos de ANN y 1 de Wavelet	1980-2000		Producto nacional bruto, IPC, Tarifa, precio

Artículo	estimación de	País	Modelo usado	Periodo datos	Periodo estudio	Variables consideradas
Kiran 2012	DEE anual	Turquía	emjambre de partículas y colonia de abejas	1990-2010	2025	PIB, población, importaciones, exportaciones
Kirtlan 2008	PL estacional provincial	Nueva Zelanda	regresión logarítmica	1974-2006	2007-2050	PIB, población y precio
Koen, 2014	DEE anual sectorial	Sudáfrica	RML	1972-2010	2011-2012	PIB, población
Kucukdeniz 2011	DEE anual	Turquía	ANN y SVM	1980-2008	2009-2025	PIB, población y precio
Lady 2010	DEE y demanda de gas anual sectorial	USA	RML. 4 escenarios	1998-2009	2010-2030	PIB, población, nºhogares y precio
Lai 2010	relacc variables y la demanda elec	Macao (China)	Engel and Granger cointegración	1989-2008		PIB, población y nº de turistas de alta clase
Lee 2011	demanda de energía anual	China, USA, Canada	ARIMA, ANN, GA, ARIMA-ANN, ARIMA-SVM, ARIMA-GA	1957-2007/ 1947-2003/ 1821-1934		PIB, price
Li 2012	DEE anual	China	Alg. de Opt. de la mosca de la fruta, LSMSV, L-MSV-FOA, LSSVM-CSA, RML, ANN	1978-2011		
Macedo 2013	DEE mensual	Bolivia	ANN, SARIMA	1990-2010	2011-2013	PIB, precio, sueldo
Mallo 2012	DEE horaria	España	ANN, ARMA, Alisado exponencial, autoregresivo	1999 (8760h)	360h	Temperatura, festividad, hora
Mansour 2011	PL anual	Egipto	3x ANN y 2x RML	1983-2006	2005-2006	PIB real, población
Marwala, 2013	DEE mensual	Sudáfrica	ANN-fuzzy y ANN	1985-2011	14 meses	
Marwala, 2014	DEE mensual	Sudáfrica	AN-fuzzy, ANN y el ARMA	1985-2011	14 meses	
Matijas 2011	analisis de errores de estimación en DEE	24 paises europeos				PIB, población y penetración de E renovables, clima
Meng, 2011	DEE anual		PLS y RML	1990-2007		PIB de las industrias 1º, 2º y 3º, consumo residencial rural y urbano y consumo estatal
Mirasgedis 2006	DEE mensual y diaria	Grecia	RML	1993-2002	2002	Grados día, días laborables, (dummy variable) estacionalidad
Mirasgedis 2007	Afección del CC sobre la DEE	Grecia	RML	1961-1990	2005-2100	Temperatura, Grados día frío y calor
Mohamed 2005	DEE anual domestico y no	Nueva Zelanda	RML	1965-1999	2000-2015	PIB, población y precio
Moral 2005	efecto Temperatura sobre la DEE	España	Smooth Transition (STR), Threshold Regression (TR),	and Switching Regressions (SR)		Grados día calor y frío, temperatura
Morales 2013	DEE residencial anual	Monterey (Mexico)	metodó Cobb-Douglas (Rlog)	1993-2010		Precio del gas, de la electrcidad, PIB, clientes

Artículo	estimación de	País	Modelo usado	Periodo datos	Periodo estudio	Variables consideradas
Moreno 2011	PL y Off-PL. verano e invierno	España	metodó Cobb-Douglas (Rlog)	2000-2010	2011-2020	horas de sol, día de semana, PIB, precio de elec, ciclo de negocio, población
Mostafavi 2013	DEE anual	Tailandia	RLM, ANN, GA-recocido simulado	1986-2009	2004-2009	Población, PIB, Exportaciones, índice bursátil
Nagasaka 2004	PL anual	Japón	función de red radial básica, back propagation	1975-2000	2000-2010	PIB, población, IPC, nºhogares, precio elec, precio petróleo, días calidos y fríos
Narayan 2009	DEE anual	Paises del Medio Este	Rlog regresión	1974-2002		PIB, exportaciones
Nezzar 2013	DEE anual (3 nivel V)	Argelia	RML, Rlog	2000-2010	2011-2050	PIB, clientes
NZIER 2009	DEE anual sectorial	Nueva Zelanda	regresión	1974-2007	2008-2050	PIB, población, hogares, precio, exportaciones, investigación
Ozoh, 2014	DEE mensual	Malasia	método de Newton modificado, ANN y series temporales	2009-2012	2013	Temperatura, vacaciones, estacionalidad
Ozturk, 2005	DEE anual total e industrial	Turquía	GA	1980-2003	2020	PNB, Población, Importaciones y Exportaciones
Pai 2005	DEE anual	Taiwan	SVM- AG, ANN, Regresión, SVM recurrente	1981-2000	1997-2000	
Pao 2009	DEE mensual	Taiwan	Nuevo y clásico modelo de Estado Espacial, SARIMA	1980-2007	2008-2013	PIB real
Parkinson 2015	Planificación energética	Britis Columbia, (Canada)	Análisis de riesgo. escenarios con su probabilidad		2010-2050	emisiones de CO2, costes, h. de funcionamiento por tecnología
Parkpoom 2008	PL anual	Tailandia	Asian Pacific Integrated Model (AIM), 4 escenarios	1996-2004	2100	PIB, población
Pinto 2007	DEE mensual	Brasil	espacio de hilbert	2003-2006	8 meses del 2006	PIB, temperaturas, estacionalidad
Pourazarm 2013	DEE anual residencial	Irán	modelo autoregresivo, (9 escenarios)	1967-2009	2010-2014	Gasto fijo en los hogares, nº aldeas electrificadas, grados día de frío, precio de la elec y del gas, PIB per capita
Puksec 2013	demanda energética residencial	Croasia	Bottom up modelo	2008	2007-2049	PIB per capita, Población, Intensidad energética, usos energéticos, edificación
Qia, 2006	DEE anual	China	2x mod. arboles de decisión. RML. mod. Gris. Regresión: curva exponencial, curva Compertz, polinomio 3ºgrado.	1978-2004	2002-2004	PIB, PIB per capita, PIB 1,2 y 3º industria, Produccion industrial, precio, Export, Import, Inversión, financiación, cosumo residente
Quan 2014	DEE horaria	Texas, Ottawa, Singapour	Lower Upper Bound Estimation junto con ANN	2007-2011 mensual		
Rueda 2011	demanda elec		review			PIB, precio, Población

Artículo	estimación de	País	Modelo usado	Periodo datos	Periodo estudio	Variables consideradas
Ruth 2006	DEE, demanda de gas y gasoil calefacción mensual. Residencial y comercial	Maryland (USA)	Modelo de efectos fijos (fixed-effects regression)	1977-2002	2025	Precio gas, oil y electricidad, población, grados día calor y frío
Rülh 2012	Intensidad Energética	China, USA, India, el mundo		1830	2030	Población, PIB, Intensidad energética
Segal 1992 x	PL diaria	Israel	Regresión polinómica	1953-1989		Temperatura y humedad
Seifi 2010	PL	Alemania	ARMA	1999-2010	2011-2021	PIB, precio, población, clase de clientes, clima, eventos especiales, duración del día
Seifi 2011	PL y DEE		libro (cap. 4)			
Shen 2012	DEE anual	China (Jiangsu)	PLS, modelo gris, RML, kernel Gaussiano PLS	1989-2005	2006-2010	Población rural y urbana, PIB per capita, precio, ventas al por menor, inversión, industría 1º,2º y 3º
Singh 2013	DEE		review			
Suganthi 2012	DEE		review			
Szczupak 2007	DEE mensual	Brasil	espacio de hilbert	2003-2006	8 meses del 2006	estacionalidad, temperaturas, PIB
Tamizharasi, 2014	demanda de energía anual	Grecia	ANN, RML, SVM	1992-2008	2010-2015	PIB, Temperatura anual media, capacidad instalada
Tang 2008	DEE anual	Malasia	metodó Engle–Granger (cointegración)	1972-2003	2004-2020	PNB (Producto Nacional Bruto) per capita
Tanoto 2011	PL anual	Java, Madura, Bali (Indonesia)	ANN Levenberg-Marquardt Learning algorithm, Rlog	1995-2008	2009-2011	PIB regional, población, grados días frío, nº de hogares, grado de electrificación
Tanoto 2010	PL anual	Java, Madura, Bali (Indonesia)	ANN Levenberg-Marquardt Learning algorithm, Rlog	1995-2008	2009-2018	PIB regional, población, grados días frío, nº de hogares, grado de electrificación
Thomson 2010	DEE anual sectorial	Nueva Zelanda	Rlog, RML	1970-2007	2008-2050	PIB, población, precio de la elec, nº de hogares
Tsekouras , 2006	demanda energética sectorial anual	Grecia	ANN	1986-2003	2000-2003	nº días fríos y calurosos, PNB, coef combustibles, clientes, cantid. de productos
Tso 2007	demanda energética domestica estacional	Hong Kong	ANN, arbol de decisión, regresión lineal	1971-2001		temperatura, tipo de hogar
Valero 2010	DEE anual	España	metodó Granger y modelo de Newbold: RML	1970-2007	2009-2035	PIB, eficiencia energética, nº de hogares, precio elec, población, Tmax y min
Wang 2010	DEE anual	4 regiones de Taiwan	ANN normal y dinámica, SVM-AG, SVM con algoritmo inmune, RML	1981-2000	meses a 5 años	estaciones, horarios

Artículo	estimación de	País	Modelo usado	Periodo datos	Periodo estudio	Variables consideradas
Wang 2012	DEE anual	Beijing, china	back propagation artificial neural network (BPNN), Regresión de soporte vectorial y Evolución Diferencial (SVR y DE). Regresiòn.	1984-2008		factores sociales y económicos
Xu, 2014	DEE anual	India	modelo de Exponencial No homogenea, radial ANN,	1971-2010	2001-2010	socioeconómicos
Yingling 2008	DEE anual	China	ANN-GA	1990-2007	2008-2012	PIB, población, precio de la elec e información industrial
Yu, 2015	DEE anual	Wuhan (China)	(enjambre de partículas) PSO-GA	1990-2015	2012-2020	PIB, precio, estructura industrial, POB, Temperaturas, Importaciones, intensidad energética
Zachariadis 2007	DEE anual sectorial	Chipre	método autoregresivo. Granger causality	1960-2004		Precio, sueldos, Grados día frío y calor, PIB, VAB
Zachariadis 2010	DEE anual sectorial	Chipre	método autoregresivo. Granger causality	1995-2007	2008-2030	PIB real, Precio oil, población
zahedi,2013	DEE anual	Otario (Canada)	(Neuro fuzzy inference system) ANFIS	1976-2005	2012-2015	PIB, POB, Temperatura
zhu 2011	DEE mensual	5 redes de China	PSO(algoritmo de opt. de partículas), SARIMA	01/2010-09/2010	10/2010-06/2011	estacionalidad

Capítulo 3. Las redes eléctricas insulares. Caso particular de Canarias

A día de hoy, la electricidad es la principal fuente de energía con la que cuenta el ser humano en todo el mundo, salvo algunas zonas en los países con bajo desarrollo, la electricidad llega a cada uno de los rincones del planeta, accionando todo lo que necesitamos, estando en todas las industrias, comercios, calles y hogares. Más aún, en un contexto mundial de creciente competencia, no se imagina una economía en auge y competitiva en el ámbito global sin un despliegue eléctrico altamente fiable y con unos costes limitados. Así la economía y la sociedad necesitan cada día más de esta energía disponible, a fin de poder vivir el día a día y aspirar a un desarrollo, ya que todo se soporta exclusivamente en el empleo de la electricidad. Paralizándose en caso de esta escasear, o desaparecer. Desde un punto de vista técnico suele hablarse de la energía eléctrica como un vector energético, dado que la misma se obtiene a partir de otras fuentes de energía denominadas primarias.

1. La electricidad es producida a partir de diferentes fuentes primarias, volcándose en la red o pool, para ser empleada sobre la marcha, ya que a día de hoy la energía eléctrica no puede ser almacenada en cantidades relevantes en las redes. Aunque en un futuro deberá ser así, pues la incorporación de fuentes de energías renovables no gestionables en los sistemas eléctricos, así lo requerirán. Existiendo un desarrollo importante en sistemas de almacenamiento multi-megavatios.
2. En casi todas las aplicaciones de la electricidad, ésta realiza el papel de una entrada específica, el de un factor productivo, qué con gran dificultad puede ser sustituido por otro en un breve tiempo. Si bien la mayoría de los dispositivos eléctricos pueden ser adaptados para funcionar con otras fuentes de energía (gasolina, carbón…), en breve, estas modificaciones no serían posibles, además la electricidad cuenta con una enorme facilidad de transporte y distribución, llegando a todos los lugares en una sociedad avanzada, esta característica no la tienen las restantes fuentes de energía.

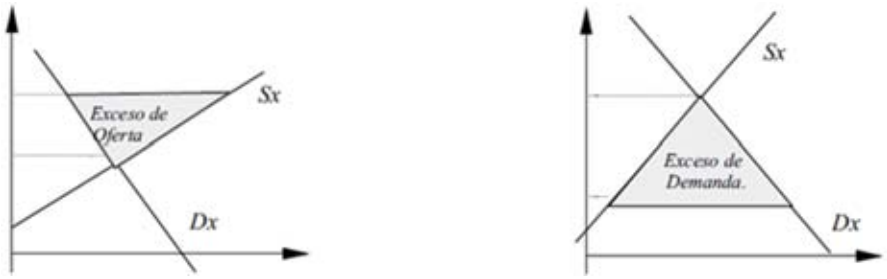


Figura 3-1. Exceso de Oferta o de Demanda. Fuente: (Mallo, 2002)

Estas consideraciones imprimen sobre el mercado eléctrico de una serie de características muy particulares.

La Figura 3-1 refleja lo que es un exceso de oferta en un mercado ordinario. La superficie oscura representa el costo de la mercancía almacenada. Pero al ser la electricidad un bien no acumulable, el excedente en la oferta, o sea, la electricidad generada, y no consumida instantáneamente, se perdería sin más. En este caso la superficie oscurecida reflejaría el superávit vinculado a una asignación inadecuada de las fuentes primarias de energía, si se hubiera empleado en generación energías convencionales, estas son bienes escasos y limitados.

La grafica también muestra a la derecha el caso de un exceso en la demanda. En un mercado ordinario esto reflejaría la cuantía de la demanda desatendida. Cabe la posibilidad de que los demandantes desatendidos, formaran una cola de espera a fin de ser atendidos con posterioridad, o alternativamente podrían optar por abastecerse con un bien similar, remplazando a la electricidad. Sólo aquellas instalaciones que la normativa obliga a tener un sistema sustitutivo de alimentación, como son ciertos locales de pública concurrencia con los grupos electrógenos. La realidad es que la mayoría de las restantes instalaciones suelen carecer de un sistema alternativo al que acudir, al menos en un plazo breve. Pero lo cierto es que un corto y retraso en el suministro eléctrico ha ocurrido y ha ocasionado fuertes consecuencias económicas y sociales. Podemos ver la notica del cero de Nueva York en agosto de 2003

http://www.elmundo.es/elmundo/2003/08/14/internacional/1060893592.html

En el caso del sistema encontrarse en este caso, área sombreada representaría un coste de eficiencia asociado a la situación de exceso de demanda. El sistema accionaría activando el plan de deslastre de carga.

Existen grandes consumidores industriales cuyos contratos incluyen la posibilidad de desconexión en caso de necesidad en la red, de ello se hablará en el apartado 7.4. Y estos se encontrarían con la actividad detenida, o actuarían sus propios grupos de generación. Como último recurso estaría un plan de deslastre de cargas, con lo que se comenzaría a desabastecer progresivamente a grupos de clientes, por incapacidad de suministro de la red.

Siempre existe la figura de un organismo denominado Operador del mercado eléctrico, que actúa como regulador del sistema, tratando de coordinar en todo momento la oferta y la demanda.

Este organismo puede tener titularidad pública, como es el caso de los países: Venezuela, Ghana, China..., o privada siendo el caso de España, países de la UE, etc.

Refiriendo al proceso liberalizador de los mercados eléctricos en el interior de la UE, tratando de acabar con los antiguos monopolios nacionales, a fin de lograr así un incremento en la competitividad de los mercados, el último objetivo será la constitución de un único mercado eléctrico para toda Europa. Al margen de quien ostente la titularidad del operador del mercado, éste asumirá una serie de responsabilidades:

- El reemplazo de la electricidad que un grupo no pudo generar.
- El suministro instantáneo de la electricidad que los clientes solicitan en tiempo real.

De esta manera, la gestión del sistema permite funcionar al mercado, entregando una liquidez absoluta entre clientes y generadores. El operador deberá seguir el siguiente esquema de funcionamiento: deberá conocer el valor de la demanda eléctrica con suficiente

tiempo de antelación, contando con una curva estimada de consumo. Posteriormente, dirigiéndose a los responsables de generación, indicando la potencia eléctrica a suministrar, en función del tiempo, para garantizar cubrir la demanda estimada, reduciendo la sobreexplotación y los costes de eficiencia.

No obstante, la demanda de electricidad varía en todas las escalas de tiempo: horas, días, meses y años. Esta incertidumbre asociada al sistema eléctrico repercute sobre el coste último de suministro, de forma considerable. Así el gestor debe conocer detalladamente los mecanismos que hacen variar la demanda, para poder reducir el coste. Gracias a la información que proporciona la curva de carga, se obtienen dos logros.

1. Poder ajustar la demanda eléctrica a la generación a lo largo del tiempo. A corto plazo, con la operación del sistema, a medio y largo plazo planificando la incorporación de nuevos grupos de generación. Sin olvidar nunca mantener una reserva operativa.
2. Gestión de la demanda. Al igual que ocurre con todos los sistemas, se introducen mecanismos, normalmente económicos que apremie al consumidor a realizar su gasto en las horas que más interese a las compañías. Ya está operativo en España el cobro por horas de la electricidad para recargar las horas de mayor demanda y aligerar el coste en horas de baja demanda, tratando de modificar las pautas en el consumo.(Mallo, 2002).

3.1 El sistema eléctrico en España y la evolución del mercado

3.1.1 Las empresas generadoras

Hay dos tipos de productores de energía eléctrica, los de régimen ordinario y los de régimen especial. Ambas actividades se hallan liberalizadas, pero la realidad es que procedía de un monopolio absoluto, hasta la liberalización del mercado. A día de hoy la dificultad territorial de encontrar nuevos emplazamientos para centrales eléctricas en las islas, y los plazos de amortización de estas instalaciones, ha provocado que en Canarias sólo opere una empresa en Régimen ordinario "Endesa Generación", que dispone de una central en las islas pequeñas, y dos centrales en las islas capitalinas. Aun así, en la isla de Tenerife, por limitación en la línea de transporte, cuenta con grupos de generación en dos subestaciones de la red. En el pasado ocurrió lo mismo en la isla de Fuerteventura con la subestación de Gran Tarajal.

3.1.1.1 Productores en régimen ordinario

La actividad de generación de energía eléctrica tendrá la consideración de producción en régimen ordinario siempre que no cumpla los requisitos exigidos para ser considerada producción en régimen especial. Actualmente la generación eléctrica está regulada por la siguiente legislación:

- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

La generación en régimen ordinario se realiza principalmente a través de las tecnologías convencionales utilizadas en centrales de carbón, fuel óleo, gas natural, ciclos combinados, nucleares, etc.

En Canarias hay grupos térmicos exclusivamente, funcionando con fueloil, diésel o gasoil, es decir, petróleo. En las islas no se emplea ni el carbón, ni el gas natural. A pesar de que estaba previsto desde el año 2.002 la incorporación del gas natural en las islas capitalinas, por rechazo popular siguiendo la consigna de grupos políticos se han detenido su implantación hasta el día de hoy, donde los Ciclos Combinados operan con gas-oil, con todos los problemas técnicos, de reducción de la eficiencia, sobrecoste e incremento de las emisiones. No hay centrales nucleares, ni cursos continuos de agua, a pesar de ello existe una central hidroeléctrica en la Isla de La Palma, la del Mulato que lleva más de una década inoperativa.

3.1.1.2 Productores en régimen especial

La actividad de generación en régimen especial recoge la generación de energía eléctrica en instalaciones de potencia no superior a 50 MW que utilicen como energía primaria energías renovables o residuos, y aquellas otras como la cogeneración que implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable.

Dicha actividad goza de un régimen económico y jurídico beneficioso en comparación con el régimen ordinario que comprende a las tecnologías convencionales.

Entre los beneficios de estas tecnologías se encuentran:

- Disminución de emisiones contaminantes y gases de efecto invernadero
- Un menor impacto sobre el entorno
- El aumento de la seguridad de suministro derivado del uso de fuentes autóctonas
- El ahorro de energía primaria

3.1.2 El transportista de electricidad en España. REE

La Ley del Sector Eléctrico 54/1997 confirmó el papel de Red Eléctrica de España (REE), como pieza clave en el funcionamiento del sistema. Esta ley, actualmente derogada por la ley 24/2013, creó un mercado mayorista de electricidad para cuyo funcionamiento era imprescindible la existencia de una red de transporte bien gestionada y una operación del sistema que coordinara el conjunto generación-transporte y garantizara que la demanda quedara cubierta en todo momento.

Así REE es el operador del sistema eléctrico que gestiona la generación y la red de transporte a nivel nacional. Desde la ley 17/2007 es transportista único, pasará a ser titular y gestor de la red de transporte, también en Canarias. Ambas actividades están reguladas.

La Ley 17/2007, de 4 de julio, modificó la legislación anterior para adaptarla a la Directiva Europea 2003/54/CE, siendo derogada por la Directiva Comunitaria 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que establece normas comunes para el mercado interior de electricidad. Esta ley ha supuesto la consolidación definitiva del modelo TSO (Transmission System Operator) de Red Eléctrica. En este sentido, Red Eléctrica es el transportista y operador del sistema eléctrico español y además es propietaria de toda la red española de electricidad en alta tensión destinada al transporte.

Red Eléctrica está presente en el archipiélago canario desde julio del 2004. Si bien, es a partir del 10 de abril del 2006, con la entrada en vigor de la normativa que desarrolla el Real Decreto 1747/2003, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, cuando ejerce sus funciones con carácter vinculante.

La red de Transporte en Canarias, viene definida en el Boletín Oficial de Canarias núm. 199, lunes 10 de octubre de 2005, en la ORDEN de 28 de septiembre de 2005, por la que se fijan los criterios de definición de la red de transporte de energía eléctrica de la Comunidad Autónoma de Canarias. Estando formada por los siguientes elementos:

- Líneas y subestaciones de tensión igual o superior a 66 kV.
- Cable submarino entre Lanzarote y Fuerteventura.
- Transformadores de 220/132/66 kV.

Como operador del sistema eléctrico canario, la función principal de Red Eléctrica es garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta supervisión, operación y control del sistema de producción y transporte.

Asimismo, Red Eléctrica es el transportista único y el gestor de la red de transporte en Canarias, y desde diciembre del 2010 ostenta la propiedad de la red de transporte del sistema eléctrico canario. En este sentido, tiene la función de transportar la energía eléctrica, así como de construir, mantener y maniobrar las instalaciones que configuran la red de transporte, además de garantizar el acceso de terceros a la red en régimen de igualdad.

La presencia de Red Eléctrica en Canarias es garantía de transparencia, neutralidad e independencia en la operación. Este hecho facilita la entrada de nuevas empresas generadoras y comercializadoras en el mercado canario, con el consiguiente incremento de la competencia y mejora de la eficiencia del sistema eléctrico de las islas.

3.1.3 La operación del sistema eléctrico canario

El proceso del suministro eléctrico requiere un equilibrio constante entre la producción y el consumo, ya que la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades y, por esta razón, tiene que generarse en cada momento la cantidad precisa que se necesita. REE, como operador del sistema, es responsable de gestionar ese equilibrio. Para conseguir este objetivo realiza las siguientes funciones:

- Elaboración de las previsiones de energía que los consumidores van a demandar en cada período, así como su distribución horaria.
- Programa la producción de las diferentes centrales para cubrir la demanda eléctrica prevista,

Asegurando el equilibrio constante e instantáneo entre la generación y el consumo.

- Establecer los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte, coordinándolos con los de las centrales de producción y autoriza su ejecución.
- Asegurar el cumplimiento de los criterios de funcionamiento y seguridad.
- Supervisar, controlar y operar el sistema de producción y transporte, impartiendo las instrucciones necesarias a las empresas de distribución y generación.
- Aplicar los instrumentos legales disponibles para la gestión de la demanda.
- Establecer los planes de salvaguarda y reposición, y gestiona el restablecimiento del servicio en caso de un incidente parcial o total.

3.1.4 Las empresas distribuidoras de electricidad

La actividad de distribución es aquella que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo. Esta actividad está regulada en los artículos 36 a 42 del Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las

actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de energía eléctrica.

Se entiende por distribuidor a toda sociedad mercantil española o de la Unión Europea con establecimiento permanente en España, que tenga como función distribuir la energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución.

En Canarias existe una empresa de distribución, de las cinco que operan en nuestro país.

- ENDESA DISTRIBUCION ELECTRICA S.L.

En Canarias la distribución en M.T. se realiza mayoritariamente a 20 kV, denominándose red de Media Tensión, a pesar de que reglamentariamente sólo exista la Alta y la Baja Tensión (AT/BT), estando el límite entre ellas en 1.000 V de corriente alterna. En toda Europa la red de BT es de 400/230 V, que es la tensión a la que se sirve la energía a los pequeños consumidores.

3.1.5 Las comercializadoras de electricidad

Se entiende por comercializadores de energía eléctrica a toda sociedad mercantil debidamente inscrita en el registro correspondiente o equivalente en su país de origen que accediendo a las redes de transporte o distribución tiene como función la venta de energía eléctrica a los consumidores o a otros sujetos del sistema.

Esta actividad se encuentra regulada en los artículos 70 a 74 del Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de energía eléctrica, modificado por el Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero.

Consultado el listado de empresas comercializadoras publicada por la Comisión Nacional de la Energía siempre actualizadas en esta web: **http://www.cnmc.es/es-es/energ%C3%ADa/operadoresenerg%C3%A9ticos/listadodecomercializadores.aspx**

Operativas en toda Canarias:

- COMPAÑÍA ESCANDINAVA DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA, S.L.
- AXPO IBERIA, S.L.
- E.ON ENERGIA, S.L.
- SUNAIR ONE ENERGY, S.L.
- FENIE ENERGIA, S.A.
- ON DEMAND FACILITIES, S.L.
- AUDAX ENERGÍA, S.L.U.
- GESTERNOVA, S.A.

Operativas en Canarias sólo en las islas de La Palma, Fuerteventura y Lanzarote:

- NEXUS RENOVABLES, S.L.

Operativas en Canarias sólo en la isla de Tenerife:

- AURA ENERGÍA, S.L.
- CÉLTICA ENERGÍA, S.L.

Operativa en Canarias sólo en las islas de Gran canaria y Tenerife:

- GESTINER INGENIEROS, S.L.

Operativas en todo el país:

- TALARN DISTRIBUCIO MUNICIPAL ELECTRICA S.L.U.
- EMPRESA MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA DE ALMENAR,S.L
- EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA TORRES DE SEGRE, S.L.
- HC-NATURGAS EMPRESA DE SERVICIOS ENERGÉTICOS, S.L.

- HC-NATURGAS COMERCIALIZADORA ÚLTIMO RECURSO, S.A.
- ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SANTA COLOMA DE QUERALT, S.L.
- SOCIETAT MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ ELÈCTRICA DE LLAVORSÍ, S.L.
- COMERCIALIZADORA ENERGÉTICA MEDITERRÁNEA, S.L.
- SOCIETAT MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ ELÉCTRICA DE TIRVIA, S.L.
- COMERCIALIZADORA SUMINISTROS ESPECIALES ALGINETENSES, S.L.
- IBERDROLA COMERCIALIZACIÓN DE ÚLTIMO RECURSO, S.A.U.
- ELECTRA ALTO MIÑO COMERCIALIZADORA DE ENERGIA, S.L.U.
- DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CARIDAD E ILDEFONSO, S.L. ELECTRA ADURIZ, S.A.
- HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE D.O.O. CARVISA ENERGIA, S.L.
- SAMPOL INGENIERÍA Y OBRAS, S.A. SOM ENERGÍA, S.C.C.L.
- ARACÁN ENERGÍA, S.L. ENARA GESTIÓN Y MEDIACIÓN, S.L.
- COMERCIALIZADORA ELECTRICA DE MELIANA, S.L. EVERGREEN ELÉCTRICA, S.L.
- ELECTRICA DE GUADASSUAR COOP. V. EXEN, S.R.O.
- SUMINISTROS ESPECIALES ALGINETENSES COOP. V. GAS NATURAL SDG, S.A.
- HIDROELÉCTRICA EL CARMEN ENERGÍA, S.L. LONJAS TECNOLOGIA, S.A.
- AGUAS DE BARBASTRO ENERGÍA, S.L. DB ENERGY COMMODITIES LIMITED
- MADRILEÑA SUMINISTRO DE GAS, S.L. SERVICIOS URBANOS DE CERLER, S.A.
- COMPAÑÍA DE ELECTRIFICACIÓN, S.L. GAS NATURAL S.U.R., SDG S.A.
- ELÉCTRICA ANTONIO MADRID, S.L. ELÉCTRICA DE MONTSEC, S.L.
- DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CATOIRA, S.A. ELECTRICA DEL EBRO, S.A.
- ENERGÍAS DE LA VILLA DE CAMPO, S.L.U. ELÉCTRICA SUDANELL, S.L.
- MUNICIPAL DE SERVICIOS VILLAHERMOSANA, S.L. ESTABANELL Y PAHISA ENERGÍA, S.A.
- CATENERIBAS, S.L. ELÉCTRICA SALAS DE PALLARS, S.L.
- DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA D'ALBATERREC, S.L. ENERGY BY COGEN, S.L.
- DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE MONTOLIU, S.L. AGUAS DE BARBASTRO ELECTRICIDAD, S.A.
- HIDROELÉCTRICA LUMYMEY, S.L. ELECTRA CUNTIENSE, S.L.U.
- ENERGIAS DE BENASQUE S.L. SOCIEDAD ELECTRICISTA DE TUY, S.A.
- ELÉCTRICA DE MOSCOSO, S.L. HIDROELÉCTRICA DE SILLEDA, S.L.
- ELÉCTRICA DE VINALESA, S.L.U. TOTAL GAS & POWER LIMITED
- SHELL ENERGY TRADING LIMITED EDF TRADING LIMITED
- ENDESA ENERGÍA XXI, S.L.U. ENDESA ENERGIA, S.A.
- E.ON COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO, S.L. CIDE HCENERGÍA S.A.
- FORTIA ENERGÍA, S.L. GEOATLANTER, S.L.
- ENÉRGYA VM ENERGÍAS ESPECIALES, S.L.U. ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L
- ENÉRGYA VM GESTIÓN DE ENERGÍA, S.L.U. ENÉRGYA VM GENERACIÓN, S.L.U.
- ELECTRICA ALBATERENSE, S.L. ELECTRICA CATRALENSE, S.L.
- NATURGAS ENERGÍA COMERCIALIZADORA, S.A.U. NEXUS ENERGIA, S.A.
- HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A. GAS NATURAL SERVICIOS SDG, S.A.
- GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A. ALPIQ ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U.
- GDF SUEZ ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U.ELECTRA AVELLANA COMERCIAL, S.L.
- EMPRESA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE CEUTA, S.A. GASELEC DIVERSIFICACION, S.L.
- ARCOS DE GRABA, S.L. IBERDROLA GENERACION, S.A.U.
- HIDROCANTABRICO ENERGIA, S.A. Unipersonal ELECTRA CALDENSE ENERGIA, S.A.

3.1.6 Los clientes o consumidores

Los principios generales sobre el suministro de energía eléctrica y las distintas opciones de contratación vienen recogidos en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y sus modificaciones posteriores y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

El Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. En el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

En el artículo 17 de la Ley 24/2013, se recogen los sujetos que desarrollan las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica. Entre estos sujetos se encuentran los consumidores, que son las personas físicas o jurídicas que compran la energía para su propio consumo, los consumidores vulnerables y bono social se contempla en el artículo 45. Las opciones para la contratación del suministro de electricidad son las siguientes:

Suministro de energía eléctrica en el mercado liberalizado. Desde el 1 de enero de 2003, todos los consumidores pueden adquirir la energía para su suministro en el mercado libre. Para la adquisición de la energía en el mercado existen varias posibilidades:

- A través de una empresa comercializadora. Los consumidores deben abonar los peajes de acceso a las redes a las que se conectan y adquirir su energía en el mercado libre. En este caso, tanto la contratación del acceso como del suministro se realizaría a través de la comercializadora con la que el consumidor haya suscrito el correspondiente contrato
- Como Consumidores Directos en Mercado, acudiendo directamente al mercado de producción. Si el consumidor desea comprar en el mercado de producción mediante cualquiera de las formas de contratación existentes (mercado diario, contrato bilateral físico) deberá previamente inscribirse en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Directos en Mercado como consumidor directo en mercado. El acceso a las redes en estos casos se contrata directamente con la empresa distribuidora. Para información sobre las tarifas en vigor, ir al apartado Revisiones de tarifas. Esta actividad viene regulada en los artículos 75 a 78 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, modificado por el Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero.
- Suministro de último recurso (SUR). El Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, reguló la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica. Actualmente el citado RD ha sido derogado y la legislación que recoge este asunto es Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. No obstante, dicha norma se estableció que, a partir del 1 de julio de 2009, se inicia el SUR realizado por los comercializadores de último recurso, siendo estos los siguientes:
    - Endesa Energía XXI, S.L.
    - Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
    - Unión Fenosa Metra, S.L.
    - Hidrocantábrico Energía último Recurso, S.A.U.
    - E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L.

A partir del 1 de julio de 2009 sólo podrán acogerse a tarifas de último recurso los consumidores de energía eléctrica conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 kW.

3.1.7 Gestores de carga

El Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética, y establece que los gestores de cargas del sistema son aquellas sociedades mercantiles que desarrollan la actividad destinada al suministro de energía eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos.

3.2 Sistemas eléctricos en las islas

3.2.1 Visión general del sistema eléctrico Canario

Los sistemas eléctricos insulares y extra peninsulares (SEIE) presentan diversas particularidades respecto al sistema continental. La principal diferencia reside en su aislamiento eléctrico, a excepción de algunas interconexiones inter-insulares, existentes y previstas.

El artículo 2 del Real Decreto 738/2015 determina que, para cada uno de los sistemas que conforman los SEIE, la planificación de la actividad de producción comprenderá, al menos, la estimación de la potencia necesaria que debe ser instalada para cubrir la demanda prevista, con arreglo a una serie de criterios, tales como la seguridad de suministro, la diversificación energética, la mejora de la eficiencia, la protección del medio ambiente y la identificación de las tecnologías de generación a utilizar.

Por otro lado, el Real Decreto 738/2015 introduce un criterio probabilístico para la estimación de la fiabilidad de la garantía de suministro en los SEIE, estableciendo a este respecto que la definición de la potencia necesaria en cada SEIE, que será objeto de retribución, se hará en términos de un determinado valor mensual de probabilidad de pérdida de carga, o LOLE (Loss Of Load Expectation), fijado en un día en 10 años.

Adicionalmente, los procedimientos de operación de los SEIE, recogen la necesidad de contar con una reserva de operación equivalente a la potencia de los dos grupos de mayor tamaño. Si bien este criterio ha de cumplirse en condiciones normales de operación, no existe una referencia sobre el valor probabilista permitido de horas de "pérdida de reserva", o LORE (Loss Of Reserve Expectation), que son necesariamente superiores a las de pérdida de carga. Por ello no se ha tenido en cuenta este criterio en el dimensionamiento de la generación en los SEIE, si bien se ha verificado que no se alcancen valores alarmantes.

En general, el criterio seguido para el dimensionamiento de la generación necesaria en los SEIE es el cumplimiento del Real Decreto 738/2015, que asegure un valor esperado de pérdida de carga inferior a 1 día en 10 años en términos mensuales, mediante una metodología probabilista.

El tamaño de los grupos generadores instalados tiene gran importancia en los SEIE, puesto que afecta directamente a los dos criterios antes mencionados, y por tanto a la potencia total a instalar. Estudios dinámicos, adicionales a los de dimensionamiento de la generación instalada, han determinado el tamaño máximo de nuevos grupos atendiendo a criterios de estabilidad y fiabilidad de los sistemas, acordes al tamaño del propio sistema. Las necesidades de nueva generación se satisfacen por tanto mediante grupos del tamaño máximo recomendado, salvo en situaciones particulares explicadas cuando procede.

Se destaca que en todos los casos el ejercicio de dimensionamiento de la generación en los SEIE parte de los grupos ya instalados o comprometidos en base a necesidades anteriores a la crisis económica. Por ello, en algunos subsistemas se considera al principio del periodo la instalación de grupos adicionales, o que se completará la construcción de un ciclo combinado parcialmente inacabado, a pesar de que el índice de fiabilidad LOLE es ya suficientemente bajo.

Se prevé una tres nuevas interconexiones: una nueva entre Lanzarote-Fuerteventura, entre Tenerife-La Gomera, y otra entre Gran Canaria-Fuerteventura.

Son especialmente relevantes para el análisis de fiabilidad de los subsistemas canarios la importante instalación prevista de energías renovables, eólica y solar, y las nuevas instalaciones previstas de grupos reversibles de bombeo. Bajas penetraciones de energías renovables relativas en sistemas con grandes márgenes absolutos de potencia instalada, permiten dimensionar la generación de un sistema de manera determinista, únicamente a partir de la punta de demanda esperada y la contribución conservadora de las fuentes intermitentes. No obstante, penetraciones elevadas en sistemas pequeños, dimensionados con metodologías probabilistas, sugieren una nueva consideración de la intermitencia eólica que, siendo razonable y prudentemente conservadora, tenga en cuenta su contribución a la cobertura de demanda para no penalizar de manera innecesaria el coste del suministro eléctrico.

La situación extrema de El Hierro, que contará con mayor potencia instalada eólica y de bombeo que demanda, constituye un claro ejemplo de que las fuentes renovables deben ser consideradas en la cobertura de la demanda.

Así, se ha considerado la contribución probabilista de la energía eólica de la siguiente manera. Se ha tipificado la producción eólica del archipiélago canario a partir de los registros de los últimos años, desde que se consideran representativos. En aquellos sistemas en que no se cuenta con registros de producción eólica, se han supuesto válidos los de los sistemas vecinos. Se han elaborado funciones de probabilidad de producción eólica para cada periodo en que se observa un comportamiento similar: diferentes meses, noche y día etc. Dicha producción probabilista, según el periodo analizado, es añadida como potencia disponible en el proceso probabilista de cálculo de la disponibilidad térmica. Así, en aquellos meses en que el viento muestra grandes probabilidades de producción elevada en horas punta, se comprueba un impacto en las menores necesidades de potencia térmica para mantener los mismos índices de fiabilidad. Al contrario, en los meses en que las probabilidades observadas de elevado recurso eólico son bajas, apenas se muestra relevante su impacto en las necesidades de potencia térmica en el sistema. Por ello, los criterios de fiabilidad analizados en términos mensuales no siempre redundan en menores necesidades de potencia térmica, siendo función de la correlación entre los periodos de elevada demanda y los periodos de elevado recurso eólico.

La contribución de la energía fotovoltaica ha sido considerada de distinta manera, con un criterio determinista razonablemente conservador. A partir de la escasa historia de registros, se ha analizado la energía diaria que, en cada una de las estaciones del año, es superada con 90% de probabilidad. Para cada estación, se aplica a dicha energía diaria el perfil horario promedio de todos los días que componen el periodo analizado. Se comprueba que la energía fotovoltaica reduce considerablemente las probabilidades de pérdida de carga en los meses de verano, sin impactar en las necesidades de generación de los meses cuya punta se produce tras la puesta del sol.

3.2.1.1 Operación del sistema con elevados contingentes renovables

La operación del sistema eléctrico en presencia de elevada potencia intermitente y de previsión incierta, requiere tradicionalmente de mayores niveles de reservas de operación. Esto es tanto más cierto cuanto más rígido sea el parque de generación, y menor sea su flexibilidad de arranques y modulación de carga. Al contrario, en sistemas dotados de elevado recurso hidráulico, tanto en potencia como en energía, las mayores necesidades de reserva operacional pueden ser asumidas por estos grupos, sin necesariamente mayores niveles de reserva térmica. No se ha realizado un análisis detallado de los niveles de reserva que serán compatibles con la máxima integración de los recursos renovables disponibles ante las citadas previsiones de equipo térmico, renovable e hidráulico reversible.

3.2.1.2 Potencia térmica adicional

Ante las posibles necesidades de potencia térmica adicional, se estiman los siguientes tamaños máximos de grupos para los sistemas eléctricos de las Islas Canarias que no penalicen la fiabilidad del suministro ante indisponibilidades fortuitas o programadas:

- Gran Canaria: 70 MW
- Tenerife: 70 MW
- Lanzarote – Fuerteventura: 18 MW
- La Palma: 8 MW
- La Gomera: 3 MW
- El Hierro: 2 MW

Estos valores están basados en los resultados de estudios realizados por el operador del sistema, que combinan análisis probabilísticos de cobertura con análisis de incidentes reales que producen pérdidas significativas de generación y, en ocasiones, actuaciones de los mecanismos de deslastre de carga por variación excesiva de la frecuencia.

Tabla 3-1. Configuración del parque de generación eléctrica en cada isla. Datos de 2013. Fuente: (Consejería de Industria, 2014).

Fuentes de energía primaria	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
PRODUCTOS DERIV. PETRÓLEO								
Centrales térmicas	1.000,6	1.051,1	232,4	187,0	105,3	22,9	14,9	2.614,2
Refinería	-	25,9	-	-	-	-	-	25,9
Cogeneración	24,9	39,2	-	-	-	-	-	64,1
Total prod. derivados petróleo	1.025,5	1.116,2	232,4	187,0	105,3	22,9	14,9	2.704,2
FUENTES RENOVABLES								
Eólica (*)	85,7	36,7	8,8	13,1	7,0	0,4	0,1	151,6
Fotovoltaica (*)	39,2	114,9	7,7	12,9	4,6	0,01	0,03	179,4
Minihidráulica	-	1,2	-	-	0,8	-	-	2,0
Biogás (vertedero)	-	1,6	2,1	-	-	-	-	3,7
Total fuentes renovables	124,9	154,4	18,6	26,0	12,4	0,4	0,1	336,7
TOTAL	1.150,3	1.270,6	251,0	213,0	117,7	23,2	15,1	3.040,9

Valores en bornes del alternador. (*) Sólo instalaciones conectadas a red

Unidades: Megavatios (MW)

Fuente: Dirección General de Industria y Energía. Gobierno de Canarias

3.2.1.3 Configuración del parque de generación

La Tabla 3-1 agrupa la potencia instalada en cada isla y para el total del archipiélago a finales de 2013 según el tipo de fuente de energía utilizada. En estos términos de potencia instalada, las energías renovables abarcó un 9,5% del total de Canarias al sumar 300,4 MW distribuidos principalmente entre fotovoltaica con 152,9 MW (50,9%) y eólica con 143,9 MW (47,9%).

3.2.1.4 Estructura tecnológica del parque de generación que utiliza productos derivados del petróleo

En la Tabla 3-2 se muestra la estructura tecnológica del parque de generación de energía eléctrica a partir de productos derivados del petróleo en cada una de las islas, a finales del año 2011. Se puede apreciar que tan sólo en las islas de Gran Canaria y Tenerife se cuenta con unidades de cogeneración para la generación de energía. También sólo en estas islas se emplea ciclos combinados. Además, Tenerife cuenta con el parque de generación de su refinería de petróleo, actualmente pendiente de entrar la refinería fuera de actividad, quedando sólo como un lugar de almacenamiento y distribución de hidrocarburos. En cambio, las islas menores estuvieron limitadas tecnológicamente a ciclos de generación más simples.

Tabla 3-2. Composición del parque de generación por tecnología, de los grupos térmicos. Fuente: (Consejería de Industria, 2014).

	Tecnología	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
Centrales térmicas	Turbina Vapor	280,0	240,0	-	-	-	-	-	520,0
	Motor Diesel	84,0	84,0	169,9	107,9	82,8	22,9	14,9	566,4
	Turbina Gas	173,5	270,3	62,5	79,1	22,5	-	-	607,9
	C. Combinado	463,2	456,8	-	-	-	-	-	920,0
Refinería	Turbina Vapor	-	25,9	-	-	-	-	-	25,9
Cogeneración	Turbina Vapor	24,2	-	-	-	-	-	-	24,2
	Motor Diesel	0,7	2,2	-	-	-	-	-	2,9
	Turbina Gas	-	37,0	-	-	-	-	-	37,0

Unidades: Megavatios (MW). Valores en bornes del alternador
Fuente: Dirección General de Industria y Energía. Gobierno de Canarias

Grupos de Generación por provincias

Se detallan la tecnología y potencia térmica instalada a finales del año 2013, para cada uno de los grupos de generación de las centrales térmicas, desglosadas por provincias, islas y centrales. En estas tablas se puede apreciar el abundante número de grupos y su tamaño. Aparecen las Tabla 3-3 y Tabla 3-4, cada una corresponde a una provincia.

Tabla 3-3. Composición del parque de generación por tecnología. De los grupos térmicos. Las Palmas. Fuente: (Consejería de Industria, 2014

Central	Grupo	Nº	Pot. neta unitaria (kW)	Pot. bruta unitaria (kW)	Pot. neta total (kW)	Pot. bruta total (kW)
GRAN CANARIA						
Jinámar	Vapor 4 y 5	2	55.560	60.000	111.120	120.000
	Diesel 1, 2 y 3	3	8.510	12.000	25.530	36.000
	Diesel 4 y 5	2	20.510	24.000	41.020	48.000
	Gas 1	1	17.640	23.450	17.640	23.450
	Gas 2 y 3	2	32.340	37.500	64.680	75.000
		10			259.990	302.450
Barranco Tirajana	Vapor 1 y 2	2	74.240	80.000	148.480	160.000
	Gas 1 y 2	2	32.340	37.500	64.680	75.000
	Gas 3 y 4 (CC1)	2	68.700	75.500	137.400	150.000
	Vapor 3 (CC1)	1	74.100	79.650	74.100	79.650
	Gas 5 y 6 (CC2)	2	75.000	75.500	150.000	151.000
	Vapor 4 (CC2)	1	77.000	82.500	77.000	82.500
		10			651.660	698.150
Total Gran Canaria		20			911.650	1.000.600
LANZAROTE						
Punta Grande	Diesel 1, 2 y 3	3	6.490	7.520	19.470	22.560
	Diesel 4 y 5	2	12.850	15.500	25.700	31.000
	Diesel 6	1	20.510	24.000	20.510	24.000
	Diesel 7 y 8	2	17.200	18.400	34.400	36.800
	Diesel 9, 10 y 11	3	17.600	18.500	52.800	55.500
	Gas 1	1	19.600	25.000	19.600	25.000
	Gas 2	1	32.340	37.500	32.340	37.500
Total Lanzarote		13			204.820	232.360
FUERTEVENTURA						
Las Salinas	Diesel 1 y 2	2	3.820	4.320	7.640	8.640
	Diesel 3	1	4.110	5.040	4.110	5.040
	Diesel 4 y 5	2	6.210	7.520	12.420	15.040
	Diesel 6	1	20.510	24.000	20.510	24.000
	Diesel 7, 8 y 9	3	17.200	18.400	51.600	55.200
	Gas 1	1	21.850	25.000	21.850	25.000
	Gas 2	1	29.400	37.500	29.400	37.500
	Gas móvil 1	1	11.740	16.600	11.740	16.600
Total Fuerteventura		12			159.270	187.020
TOTAL LAS PALMAS		45			1.275.740	1.419.980

3.2.1.5 Producción eléctrica bruta de los distintos tipos de generación por islas. Año 2011

En la Tabla 3-5 se muestra, de manera detallada, la estructura de producción eléctrica bruta al final del año 2013, en función del tipo de generación eléctrica y tecnología, por islas.

En las islas capitalinas, la energía eléctrica se produjo principalmente con turbinas de vapor y ciclos combinados, mientras que en el resto predominó la tecnología diésel, fundamentalmente en La Gomera, isla en las que prácticamente el total de la energía (valores superiores al 99%) se produce a través de esta tecnología.

La generación procedente de las energías renovables presentó un máximo del 6,9% en Gran Canaria y un mínimo de 0,8% en La Gomera y El Hierro. Para el conjunto del Archipiélago,

representó un 6,4%. De este total de energía producida en Canarias procedente de las renovables, la mayor parte, cerca del 98% fue generada por: la eólica (59,5%) y la fotovoltaica (38,8%).

Tabla 3-4. Composición del parque de generación por tecnología. De los grupos térmicos. Santa Cruz de TF Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

Central	Grupo	Nº	Pot. neta unitaria (kW)	Pot. bruta unitaria (kW)	Pot. neta total (kW)	Pot. bruta total (kW)
TENERIFE						
Candelaria	Vapor 5 y 6	2	37.280	40.000	74.560	80.000
	Diesel 1, 2 y 3 (*)	3	8.510	12.000	25.530	36.000
	Gas 1 y 2	2	32.340	37.500	64.680	75.000
	Gas 3	1	14.700	17.200	14.700	17.200
		8			179.470	208.200
Granadilla	Vapor 1 y 2	2	74.240	80.000	148.480	160.000
	Diesel 1 y 2	2	20.510	24.000	41.020	48.000
	Gas 1	1	32.340	37.500	32.340	37.500
	Gas 2	1	39.200	42.000	39.200	42.000
	Gas 3 y 4 (CC1)	2	68.700	75.000	137.400	150.000
	Vapor 3 (CC1)	1	68.700	75.000	68.700	75.000
	Gas 5 y 6 (CC2)	2	75.000	76.700	150.000	153.400
	Vapor 4 (CC2)	1	76.200	78.400	76.200	78.400
		12			693.340	744.300
Arona (**)	Gas Arona 1 y 2	2	21.600	25.000	43.200	50.000
Guía Isora (**)	Gas Guía Isora	1	43.120	48.600	43.120	48.600
Total Tenerife		23			959.130	1.051.100
LA PALMA						
Los Guinchos	Diesel 6, 7 y 8	3	3.820	4.320	11.460	12.960
	Diesel 9	1	4.300	5.040	4.300	5.040
	Diesel 10 y 11	2	6.690	7.520	13.380	15.040
	Diesel 12	1	11.500	12.300	11.500	12.300
	Diesel 13	1	11.200	12.300	11.200	12.300
	Diesel 14 y 15	2	11.500	12.600	23.000	25.200
	Gas móvil 2	1	21.600	22.500	21.600	22.500
Total La Palma		11			96.440	105.340
LA GOMERA						
El Palmar	Diesel 12 y 13	2	1.400	1.600	2.800	3.200
	Diesel 14 y 15	2	1.840	2.240	3.680	4.480
	Diesel 16 y 17	2	2.510	2.850	5.020	5.700
	Diesel 18 y 19	2	3.100	3.500	6.200	7.000
	Diesel móvil 2	1	1.060	1.460	1.060	1.460
	Diesel móvil 3	1	970	1.020	970	1.020
Total La Gomera		10			19.730	22.860
EL HIERRO						
Llanos Blancos	Diesel 7	1	670	780	670	780
	Diesel 9	1	880	1.100	880	1.100
	Diesel 10 y 11	2	1.070	1.460	2.140	2.920
	Diesel 12	1	1.260	1.460	1.260	1.460
	Diesel 13	1	1.360	1.460	1.360	1.460
	Diesel 14 y 15	2	1.900	2.000	3.800	4.000
	Diesel 16	1	1.860	1.940	1.860	1.940
	Diesel móvil 1	1	1.070	1.280	1.070	1.280
Total El Hierro		10			13.040	14.940
TOTAL S/C DE TENERIFE		54			1.088.340	1.194.240

Tabla 3-5. Cobertura de la demanda eléctrica. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

Fuentes energía primaria	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
PROD. DERIV. PETRÓLEO								
Centrales térmicas	**3.303.336**	**3.234.558**	**805.862**	**622.130**	**238.389**	**70.583**	**45.650**	**8.320.508**
Turbina Vapor	1.426.415	1.269.904	-	-	-	-	-	2.696.319
Motor Diesel	204.937	292.215	782.391	555.976	238.130	70.583	45.650	2.189.882
Turbina Gas	79.360	130.649	23.471	66.154	259	-	-	299.893
C. Combinado	1.592.624	1.541.790	-	-	-	-	-	3.134.414
Refinería	**-**	**19.159**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**19.159**
Turbina Vapor	-	19.159	-	-	-	-	-	19.159
Cogeneración	**0**	**80.196**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**80.196**
Turbina Vapor	0	-	-	-	-	-	-	0
Motor Diesel	0	0	-	-	-	-	-	0
Turbina Gas	-	80.196	-	-	-	-	-	80.196
Total deriv. petróleo	**3.303.336**	**3.333.913**	**805.862**	**622.130**	**238.389**	**70.583**	**45.650**	**8.419.863**
% Prod. deriv. petróleo (sobre el total de prod. deriv. Petróleo)								
Turbina Vapor	43,2%	38,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	32,3%
Motor Diesel	6,2%	8,8%	97,1%	89,4%	99,9%	100%	100%	26,0%
Turbina Gas	2,4%	6,3%	2,9%	10,6%	0,1%	0,0%	0,0%	4,5%
C. Combinado	48,2%	46,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	37,2%
FUENTES RENOVABLES								
Eólica (*)	221.790	70.806	26.452	24.365	17.732	585	205	361.938
Fotovoltaica (*)	60.211	192.467	8.002	18.381	6.254	16	50	285.382
Minihidráulica	-	3.050	-	-	0	-	-	3.050
Biogás (vertedero)	-	7.764	623	-	-	-	-	8.387
Total renovables	**282.005**	**274.087**	**35.077**	**42.746**	**23.986**	**601**	**254**	**658.757**
% Fuentes renovables (sobre el total de renovables)								
Eólica (*)	78,6%	25,8%	75,4%	57,0%	73,9%	97,4%	80,4%	54,9%
Fotovoltaica (*)	21,4%	70,2%	22,8%	43,0%	26,1%	2,6%	19,6%	43,3%
Minihidráulica	0,0%	1,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%
Biogás (vertedero)	0,0%	2,8%	1,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,3%
TOTAL	**3.585.341**	**3.608.000**	**840.939**	**664.876**	**262.375**	**71.184**	**45.904**	**9.078.620**
Distribución porcentual Total (%)								
% Térmicas	92,1%	89,6%	95,8%	93,6%	90,9%	99,16%	99,4%	91,6%
% Refinería y cogeneraс.	0,0%	2,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,1%
% Renovables	7,9%	7,6%	4,2%	6,4%	9,1%	0,8%	0,6%	7,3%

(*) Sólo instalaciones conectadas a red.

Unidades: Megavatios - hora (MWh).

Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

3.2.1.6 Evolución de la demanda

A continuación se analiza la evolución de la demanda de energía eléctrica en el sistema eléctrico canario, a partir de las producciones y consumos de energía y las puntas de demanda o potencias máximas demandadas. Asimismo, se recogen las pérdidas de energía eléctrica originadas en el transporte y distribución de la energía eléctrica, además de caracterizar la demanda eléctrica del Archipiélago por los diferentes sectores de consumo.

Demanda en términos de energía

La demanda de energía eléctrica está estrechamente vinculada con la producción eléctrica. En este apartado se analiza la producción bruta de energía eléctrica, es decir, en bornes del alternador, según los diferentes tipos de orígenes; el consumo de energía eléctrica, entendido como energía puesta en red; y la evolución de la inyección de energía eléctrica de origen renovable a la red.

Evolución de la producción anual bruta de energía eléctrica

En consonancia con la nueva realidad económica, la producción eléctrica ha disminuido en los últimos años, frenando el crecimiento continuo que se había venido experimentando en los años anteriores, al inicio de la crisis económica en 2008.

La Tabla 3-6 representa la evolución de la producción anual bruta de energía eléctrica en Canarias, desglosada por origen: centrales térmicas, la Refinería y cogeneración, y energías renovables.

Tabla 3-6. Evolución de la energía eléctrica anual puesta en red en Canarias. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias	Δ Canarias
1985	1.020,72	794,24	49,16	147,59	80,71	13,14	6,56	2.112,12	-
1990	1.594,02	1.253,91	293,94	143,78	103,68	22,35	10,84	3.422,52	62,0%
1995	2.065,04	1.691,40	386,92	228,23	149,04	33,23	16,61	4.570,47	33,5%
1996	2.128,61	1.761,06	405,48	258,54	149,10	33,67	17,29	4.753,75	4,0%
1997	2.254,22	1.899,19	444,47	272,14	155,20	36,36	19,47	5.081,05	6,9%
1998	2.385,35	2.046,16	487,12	293,12	171,13	40,33	21,18	5.444,39	7,2%
1999	2.544,88	2.201,96	543,91	309,77	183,17	44,56	22,28	5.850,53	7,5%
2000	2.720,37	2.367,53	594,66	341,58	198,06	47,14	22,99	6.292,33	7,6%
2001	2.836,87	2.547,23	608,11	418,85	193,92	50,76	26,20	6.681,94	6,2%
2002	2.893,88	2.697,63	658,23	456,36	196,09	54,83	27,07	6.984,09	4,5%
2003	3.134,63	2.949,44	716,98	496,05	216,02	61,67	29,28	7.604,07	8,9%
2004	3.359,00	3.144,99	771,14	533,99	234,36	63,66	32,90	8.140,04	7,0%
2005	3.439,84	3.358,47	807,95	591,02	237,68	63,93	35,24	8.534,13	4,8%
2006	3.566,47	3.536,25	840,86	651,20	251,64	66,68	36,99	8.950,09	4,9%
2007	3.666,69	3.675,00	827,77	706,96	262,07	67,69	39,72	9.245,91	3,3%
2008	3.703,67	3.699,43	866,46	669,70	267,24	70,03	41,46	9.318,00	0,8%
2009	3.629,36	3.628,55	834,60	629,48	266,29	69,09	41,03	9.098,39	-2,4%
2010	3.593,75	3.504,96	815,74	617,05	251,33	71,20	40,56	8.894,59	-2,2%
2011	3.564,55	3.485,04	805,08	646,17	254,08	70,72	42,95	8.868,58	-0,3%
2012	3.510,58	3.571,04	788,24	644,93	260,63	72,06	43,62	8.891,08	0,3%
2013	3.413,55	3.445,91	774,87	635,63	239,77	68,32	44,02	8.622,07	-3,0%
Tasa interanual de crecimiento (%)									
13/12	-2,8%	-3,5%	-1,7%	-1,4%	-8,0%	-5,2%	0,9%	-3,0%	-
13/08	-1,6%	-1,4%	-2,2%	-1,0%	-2,1%	-0,5%	1,2%	-1,5%	-
13/06	-0,6%	-0,4%	-1,2%	-0,3%	-0,7%	0,3%	2,5%	-0,5%	-

Unidades: Gigavatios - hora (GWh). Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

En el año 2011, la producción bruta total fue de 9.368,1 GWh, lo que significó un decremento del -0,5% respecto al año anterior. No obstante, las producciones de origen renovable aumentaron un 11,6%, llegando a los 596,5 GWh. Por su parte, las producciones de las centrales térmicas, se mantuvieron prácticamente en los mismos valores, con un incremento negativo del -0,6%, mientras que las producciones en la Refinería y las plantas de cogeneración decrecieron un 29,6%.

Se puede apreciar que es a partir del año 2009 cuando el total de la producción empezó a decrecer, alcanzándose una tasa de crecimiento interanual, para el periodo 2008-2011, negativa e igual a -2,5%. Además, por orígenes también se tuvieron tasas negativas en todos los casos, disminuyéndose, en el mismo periodo, las producciones de las centrales térmicas un 2,0% anual, las producciones en la Refinería y la cogeneración un 22,3%, y las producciones de origen renovable un 3,6%.

Si se compara con el anterior periodo 2000-2008, se observa que Canarias sí tuvo un crecimiento positivo del 4,9% anual. Por orígenes, destacó las renovables, con un crecimiento interanual del 13,3%. Las centrales térmicas alcanzaron un crecimiento de su producción del 5,2%. Por el contrario, en lo que respecta a las producciones de la cogeneración y la Refinería, si se vio disminuido su crecimiento, alcanzándose una tasa negativa del -7,8%.

Podemos ver en la Tabla 3-7 la energía eléctrica mensual puesta en red en las islas en el año 2013, se observa la falta de estacionalidad, dada la similitud de valores los distintos meses.

Tabla 3-7. Energía eléctrica puesta en red cada mes por isla. 2013. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

Mes	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias	Mes/ total
Enero	291.817	293.270	61.380	54.767	20.442	5.787	3.705	731.167	8,5%
Febrero	262.998	267.249	57.422	45.942	18.175	5.256	3.268	660.309	7,7%
Marzo	284.040	286.239	63.945	50.722	18.987	5.621	3.435	712.989	8,3%
Abril	276.663	281.578	60.849	50.585	19.069	5.345	3.579	697.669	8,1%
Mayo	278.970	284.066	61.986	50.837	20.481	5.387	3.771	705.497	8,2%
Junio	267.918	279.639	59.749	50.129	19.171	5.212	3.681	685.500	8,0%
Julio	292.401	301.683	66.765	57.690	21.344	5.952	4.139	749.974	8,7%
Agosto	301.932	302.369	73.237	60.393	22.119	6.431	4.124	770.607	8,9%
Septiembre	285.048	285.119	68.873	53.990	20.449	5.849	3.795	723.124	8,4%
Octubre	299.411	293.875	68.297	57.416	20.393	6.001	3.777	749.170	8,7%
Noviembre	284.855	282.140	66.110	50.010	19.570	5.758	3.429	711.872	8,3%
Diciembre	287.498	288.685	66.254	53.152	19.569	5.726	3.312	724.196	8,4%
TOTAL	3.413.551	3.445.912	774.867	635.634	239.770	68.323	44.016	8.622.073	-
	39,6%	*40,0%*	*9,0%*	*7,4%*	*2,8%*	*0,8%*	*0,5%*	*100,0%*	-
Ene-Mar/Total (%)	24,6%	24,6%	23,6%	23,8%	24,0%	24,4%	23,6%	24,4%	-
Abr-Jun/Total (%)	24,1%	24,5%	23,6%	23,8%	24,5%	23,3%	25,1%	24,2%	-
Jul-Sep/Total (%)	25,8%	25,8%	27,0%	27,1%	26,7%	26,7%	27,4%	26,0%	-
Oct-Dic/Total (%)	25,5%	25,1%	25,9%	25,3%	24,8%	25,6%	23,9%	25,3%	-

Unidades: Megavatios - hora (MWh)

Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

El mes donde más se vertió energía a la red en Canarias en 2013 fue en agosto, pero en 2011 fue octubre en todas las islas salvo El Hierro, esto y la elevada homogeneidad en el consumo mensual, denota la carencia de estacionalidad en la demanda eléctrica en las islas. A diferencias de otros lugares, donde si hay una marcada estacionalidad año, tras año.

Aportación de las energías renovables

Al igual que en años anteriores, el volumen de producción eléctrica de origen renovable en 2013 ha sido discreto, si se compara con el volumen de producción total de energía eléctrica, ver Figura 3-2.

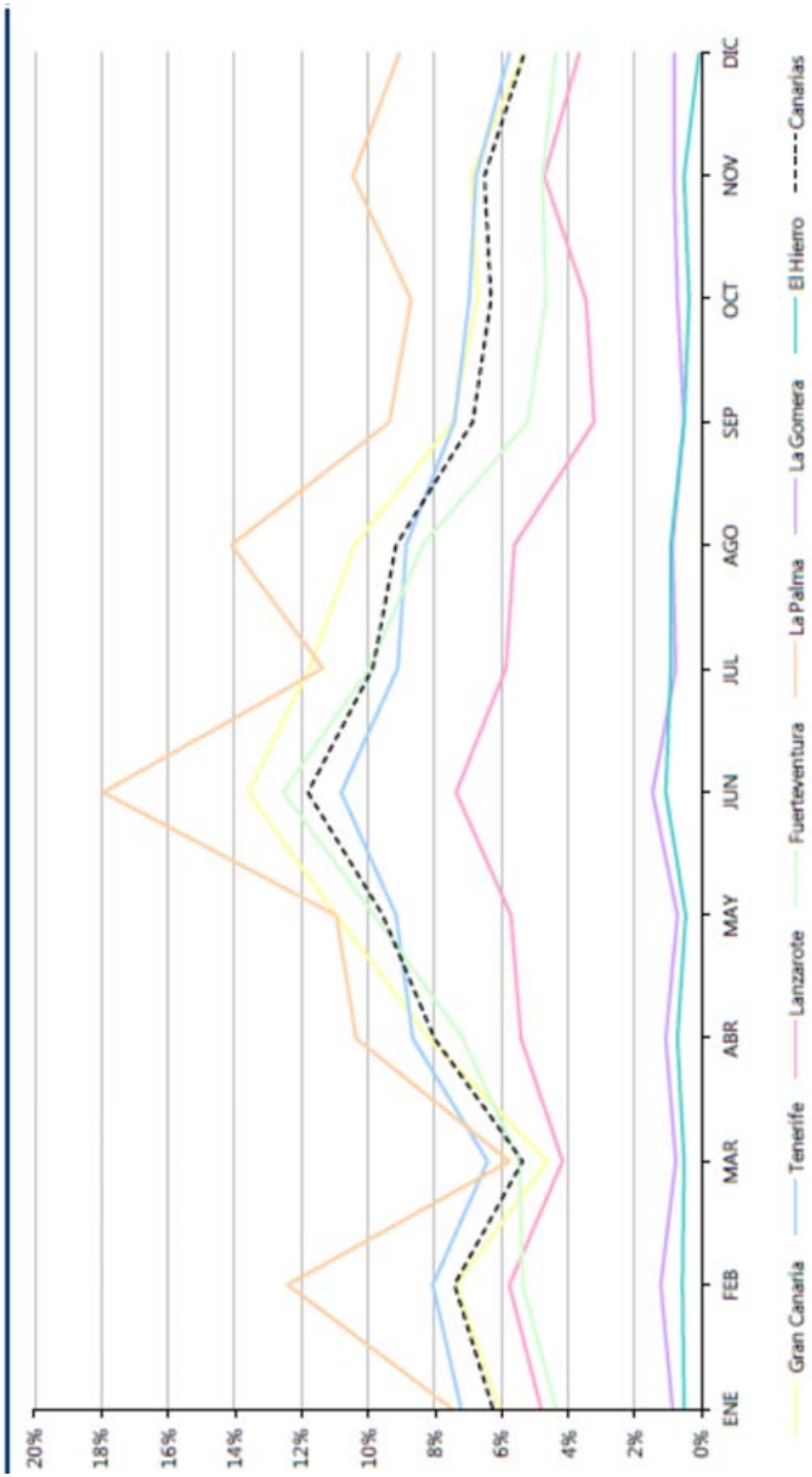


Figura 3-2. Porcentaje de inyección a la red de energía de origen renovable por isla y por mes en 2013. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

La evolución de la inyección de energía eléctrica de origen renovable respecto a la energía puesta en red durante los diferentes meses del año 2013 presentó de forma general una gran variación, siendo la inyección de esta energía mayor en verano que en el resto del año, sobre todo en la isla de La Palma, donde en el mes de julio se alcanzó un máximo del 18,0% (el mayor porcentaje de inyección del año y de todas las islas) y en marzo un mínimo del 5,9%. Por el contrario, en las dos islas menores se mantuvo una relación de inyección de energía de origen renovable en la red casi constante a lo largo de todo el año debido a la poca potencia instalada.

El motivo de la máxima producción renovable en verano es que, los vientos que pasan por Canarias, los alisios, cobran su mayor fuerza siempre el mes de julio. Coincidiendo con una elevada irradiación solar.

Punta de demanda

Para hacer una previsión de la potencia instalada necesaria para cubrir la demanda futura de energía eléctrica es fundamental conocer la demanda instantánea de potencia en cada momento y así poder hacer un análisis de las "puntas de demanda anuales" registradas en el parque generador en servicio a nivel de cada isla, ya que la potencia eléctrica necesaria debe calcularse para responder a las situaciones más extremas que puedan producirse. Por tanto, en este apartado se recogen las puntas de demanda, a efectos de determinar los momentos del año e incluso del día donde mayor demanda eléctrica se ha producido.

Evolución de las puntas de demanda

En 2013, las puntas de demanda registradas fueron similares a las del año anterior, destacándose El Hierro por ser la única isla donde aumentó con un 10,3% y La Palma, al registrarse una disminución del 13,1%. Gran Canaria con 553 MW de potencia neta fue la isla que presentó el mayor valor, ver Tabla 3-9.

Tabla 3-8. Potencia neta máxima demandada en cada isla en 2013. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Potencia	553,0	547,0	140,0	111,0	42,0	11,5	8,6
Fecha	31 dic.	23 ene.	31 dic.	23 ago.	24 dic.	17 ago.	05 jul.
Hora	19:29	20:14	19:01	20:59	19:31	21:37	21:40

Unidades: Megavatios (MW)

Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

Puntas de demanda en el año 2013

La Tabla 3-8 muestra para cada una de las islas el momento exacto (fecha y hora) del año 2013 en el que se produjo la punta más alta de demanda. Como se puede observar tanto la potencia máxima demandada como la fecha en la que se produjo esta punta difiere de una isla a otra, aunque las islas de Gran Canaria y Lanzarote coinciden en que la punta se produjo el 31 de diciembre; Fuerteventura, La Gomera en que se produjo en el mes de agosto. Se puede apreciar un comportamiento diario similar en prácticamente todas las islas, teniendo lugar los máximos registrados en la franja horaria comprendida entre las 19:00 y 22:00 horas. En la Tabla 3-10 se observa la potencia pico de cada uno de los meses del año para cada isla, observando la elevada uniformidad.

Tabla 3-10. Potencia neta máxima demandada en cada isla por meses en 2013. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

Mes	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Enero	542,86	547,04	126,93	95,98	40,63	10,52	7,29
Febrero	537,97	544,09	125,19	91,93	39,77	10,18	7,03
Marzo	529,94	527,64	124,61	93,20	39,67	10,27	6,90
Abril	523,68	519,76	125,60	94,72	36,86	9,90	6,92
Mayo	512,17	506,74	120,62	91,45	37,53	9,51	6,71
Junio	498,28	500,49	118,72	90,59	36,70	9,82	6,71
Julio	510,03	530,18	125,35	102,73	39,42	10,64	8,60
Agosto	541,00	533,00	140,00	111,00	42,00	11,50	7,60
Septiembre	543,00	528,00	132,00	104,00	40,15	10,55	7,00
Octubre	548,00	538,00	133,00	104,00	39,08	10,34	7,39
Noviembre	532,00	532,00	131,00	101,00	37,92	10,20	7,08
Diciembre	553,00	535,00	140,00	104,00	42,05	11,24	7,18

Unidades: Megavatios (MW)

Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

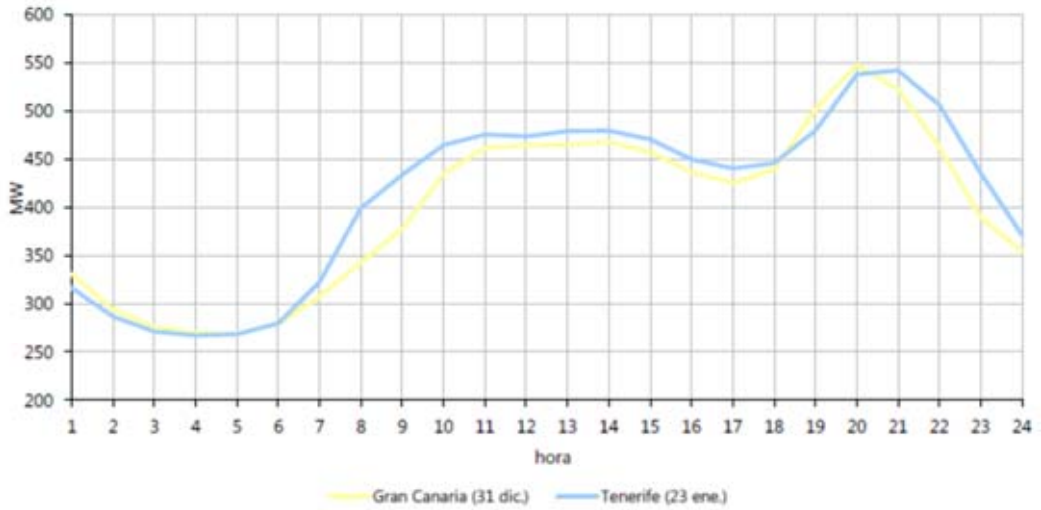
Tabla 3-9. Evolución de la potencia máxima demandada en cada isla. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Potencia máxima de demanda bruta							
1995	363,0	315,0	72,3	43,3	26,1	6,3	3,4
1996	373,0	331,0	76,2	46,5	27,6	6,9	3,6
1997	403,0	352,0	84,9	53,9	27,6	7,3	3,7
1998	425,0	380,0	91,0	58,3	30,6	7,9	3,9
1999	447,0	409,0	96,1	63,2	31,4	8,6	4,1
2000	482,3	422,5	102,2	70,4	34,3	9,2	4,3
2001	498,7	477,6	111,6	78,3	33,8	9,7	4,9
2002	525,1	514,0	123,8	85,5	35,0	10,5	5,0
2003	547,0	523,0	134,2	89,8	39,7	11,5	5,8
2004	578,9	545,5	137,8	103,8	41,6	12,5	6,0
2005	601,1	584,8	140,9	118,9	42,8	11,5	6,4
2006	621,9	604,5	145,9	122,4	46,0	12,2	6,9
2007	637,0	627,9	148,0	127,3	47,0	12,0	7,3
2008	615,0	616,4	145,9	119,4	47,3	12,6	7,8
Potencia máxima de demanda neta							
2005	571,9	561,6	135,9	114,9	40,8	11,1	6,3
2006	588,2	577,1	141,1	118,1	43,8	11,7	6,7
2007	600,4	600,4	142,7	122,0	44,9	11,6	7,0
2008	580,7	585,1	139,3	115,3	44,9	12,1	7,5
2009	581,8	598,4	142,1	117,0	49,3	12,1	7,8
2010	576,9	578,7	143,1	119,0	49,9	12,5	7,6
2011	576,9	573,5	143,0	111,8	49,9	12,2	7,7
2012	573,0	581,5	144,1	113,5	48,3	12,2	7,8
2013	553,0	547,0	140,0	111,0	42,0	11,5	8,6
Tasa interanual de crecimiento de potencia máxima de demanda neta (%)							
13/12	-3,5%	-5,9%	-2,8%	-2,2%	-13,1%	-6,0%	10,3%
13/08	-1,0%	-1,3%	0,1%	-0,8%	-1,3%	-1,0%	2,8%
13/06	-0,9%	-0,8%	-0,1%	-0,9%	-0,6%	-0,2%	3,6%

Unidades: Megavatios (MW)

Fuente: Unelco – Endesa (años anteriores a 2009) y Red Eléctrica de España (año 2009 y posteriores)

A continuación, se muestra las gráficas de evolución horaria de la demanda durante el día en que se registró la punta máxima de demanda de potencia en cada una de las islas en el año 2013, ver Figura 3-3, Figura 3-4 y Figura 3-5.

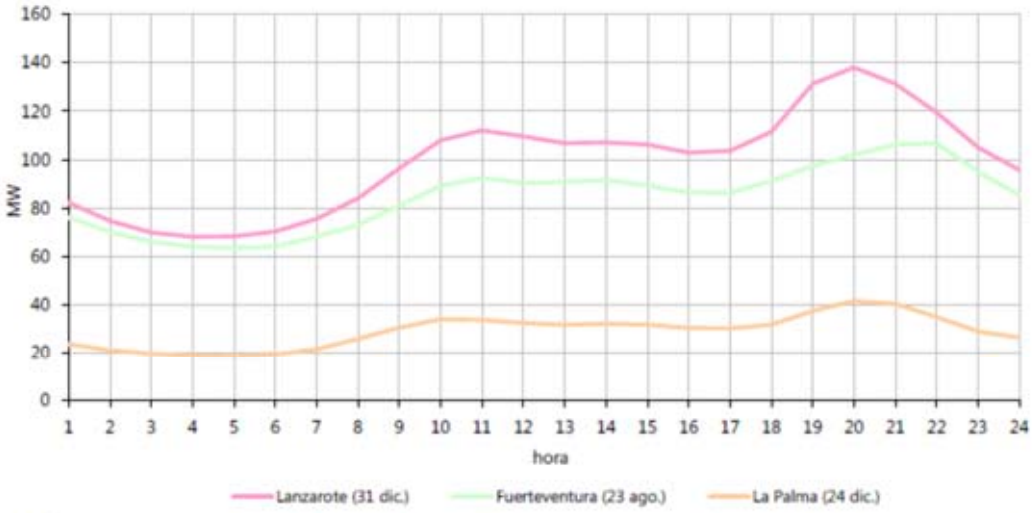


Hora	1	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
GC	331,6	294,7	270,8	279,8	343,5	435,2	464,8	468,2	436,7	439,4	548,4	462,9	354,6
TF	317,0	287,3	267,9	280,4	399,7	465,0	474,0	479,7	450,2	446,1	538,0	506,3	371,7

Unidades: Megavatios (MW). (Potencia neta)

Fuente: Red Eléctrica de España (REE). Elaboración propia

Figura 3-3. Demanda horaria. Máximo anual. Gran Canaria y Tenerife. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

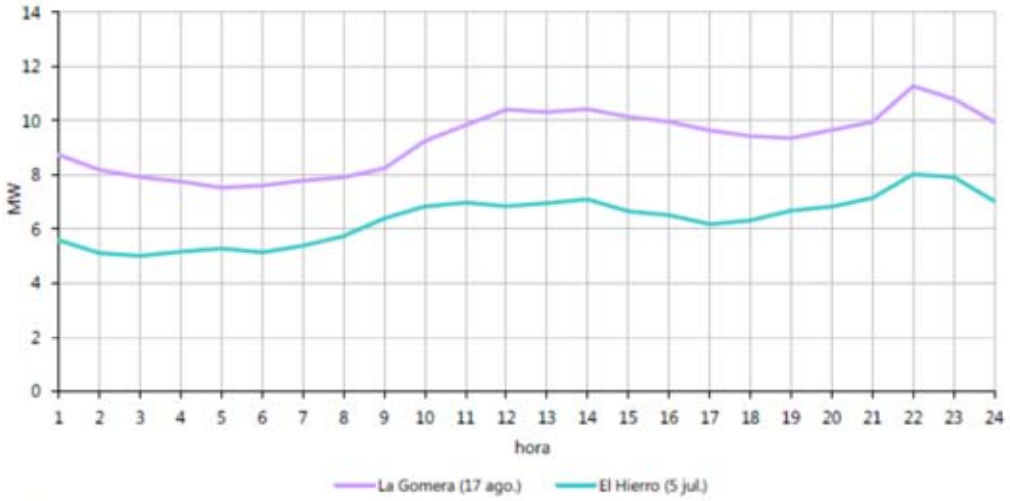


Hora	1	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
LZ	82,2	74,6	68,1	70,2	84,0	108,0	109,6	107,1	102,8	111,4	138,0	119,3	95,6
FT	76,1	70,1	64,0	64,1	73,0	89,1	90,3	91,5	86,4	91,1	101,9	106,7	85,3
LP	23,7	21,2	19,0	19,4	25,9	34,0	32,5	32,1	30,4	31,8	41,5	34,9	26,4

Unidades: Megavatios (MW). (Potencia neta)

Fuente: Red Eléctrica de España (REE). Elaboración propia

Figura 3-4. Demanda horaria. Máximo anual. Lanzarote, Fuerteventura y La Palma. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)



Hora	1	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
LG	8,7	8,2	7,8	7,6	7,9	9,3	10,4	10,4	10,0	9,4	9,7	11,3	10,0
EH	5,6	5,1	5,2	5,1	5,7	6,8	6,9	7,1	6,5	6,3	6,8	8,0	7,0

Unidades: Megavatios (MW). (Potencia neta)

Fuente: Red Eléctrica de España (REE). Elaboración propia

Figura 3-5. Demanda horaria. Máximo anual. La Gomera y El Hierro. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

Pérdidas en transporte y distribución

En 2013 las pérdidas de energía eléctrica en transporte y distribución en Canarias fueron de 613.948 MWh, lo que supuso un 7,1% del total de la energía puesta en red. Por islas, el menor porcentaje de pérdidas ocurrió en El Hierro, con un 4,5%, y el mayor en Tenerife con un 8,6%. En Fuerteventura a pesar de ser la isla más alargada las pérdidas son bastante bajas 5,2%. Respecto al año anterior, se mostró muy similar el comportamiento salvo en El Hierro donde estas cayeron.

Tabla 3-11. Porcentajes de pérdidas anuales en transporte y distribución con respecto a la energía puesta en red. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2006	5,2%	9,8%	5,9%	6,6%	8,9%	9,2%	7,0%	7,3%
2007	6,1%	8,6%	6,4%	6,3%	8,5%	8,5%	7,6%	7,2%
2008	6,0%	8,1%	5,9%	6,9%	9,0%	9,1%	8,6%	7,0%
2009	5,5%	8,1%	6,1%	6,9%	9,5%	9,8%	8,0%	6,8%
2010	7,0%	8,4%	8,2%	4,8%	8,5%	14,5%	12,0%	7,6%
2011	5,9%	8,9%	6,1%	5,8%	7,1%	8,7%	10,2%	7,2%
2012	6,0%	8,6%	5,6%	5,2%	7,6%	9,1%	6,9%	7,0%
2013	6,2%	8,6%	5,7%	5,2%	7,8%	8,3%	4,5%	7,1%

3.2.2 Sistemas eléctricos insulares.

A continuación se va a describir someramente el sistema eléctrico de cada una de las islas. Reflejando las principales instalaciones eléctricas, las líneas de transporte eléctrica, las centrales eléctricas, los parques eólicos, etc. Los que nos permitirá obtener una mejor imagen del conjunto.

Las 9 centrales eléctricas existentes en las islas, todas se encuentran cercanas a la costa, a baja cota, para contar con la posibilidad de refrigerar mediante agua de mar los grupos térmicos.

En todos los casos las centrales térmicas se encuentran próximas a los parques de almacenamiento de hidrocarburos, de los que se alimentan. Salvo las dos nuevas centrales en las islas capitalinas, donde los carburantes son servidos mediante camiones cisterna que de manera continuada acuden a la central para abastecer el combustible.

Todas las centrales se realizaron próximas a las ciudades, y a día de hoy salvo Llanos Blancos en El Hierro, las restantes están posicionadas bastante cercanas a las poblaciones, siendo el caso más grave Las Salinas en Fuerteventura donde las chimeneas de los grupos no distan más de cien metros de las viviendas más próximas. En general, hay un sentir popular muy en contra de este tipo de instalaciones, y al contar las islas con una población bastante dispersa, dificulta la movilidad del enclave actual.

3.2.2.1 Sistema eléctrico de Gran Canaria

Red de transporte

El consumo importante de Gran Canaria se haya al Este de la isla, estando las ciudades más pobladas, Las Palmas y Telde, ambas al noreste. Además el mayor núcleo turístico se encuentra al Sureste.

Figura 3-6. Red de transporte eléctrico en Gran Canaria. Fuente: REE

Así la línea de transporte transcurre principalmente por el Este, al norte y sur de dicha orientación se encuentran las dos centrales térmica, ver Figura 3-6. La línea verde es de 220 kV y las rojas de 66 kV. Las líneas discontinuas son líneas planificadas (Figura 3-6).

Centrales Térmicas

Gran Canaria cuenta con dos centrales térmicas ubicadas en la costa Este y separadas eléctricamente, entre los grandes centros de consumo (Figura 3-7 y Figura 3-8).

Figura 3-7. Central Térmica de Jinámar. Gran Canaria

Figura 3-8. Central Térmica de Juan Grande. Gran Canaria

La última central en realizarse es la de Juan Grande, donde existe una dificultad real de abastecimiento de combustible no solucionada, resuelta durante los últimos años mediante camiones cisterna transitando diariamente por la autopista.

Parques eólicos

Por otro lado es la isla con más potencia eólica instalada y más parques eólicos, casi todos en el sureste, por ser la zona más ventosa, más industrial, más llana y de más fácil acceso en la isla (Figura 3-9). En la actualidad Gran Canaria cuenta con el primer aerogenerador Offshore de España, en el muelle de Arinaga, al Este de la isla. Es un equipo de 5 MW (Figura 3-10).

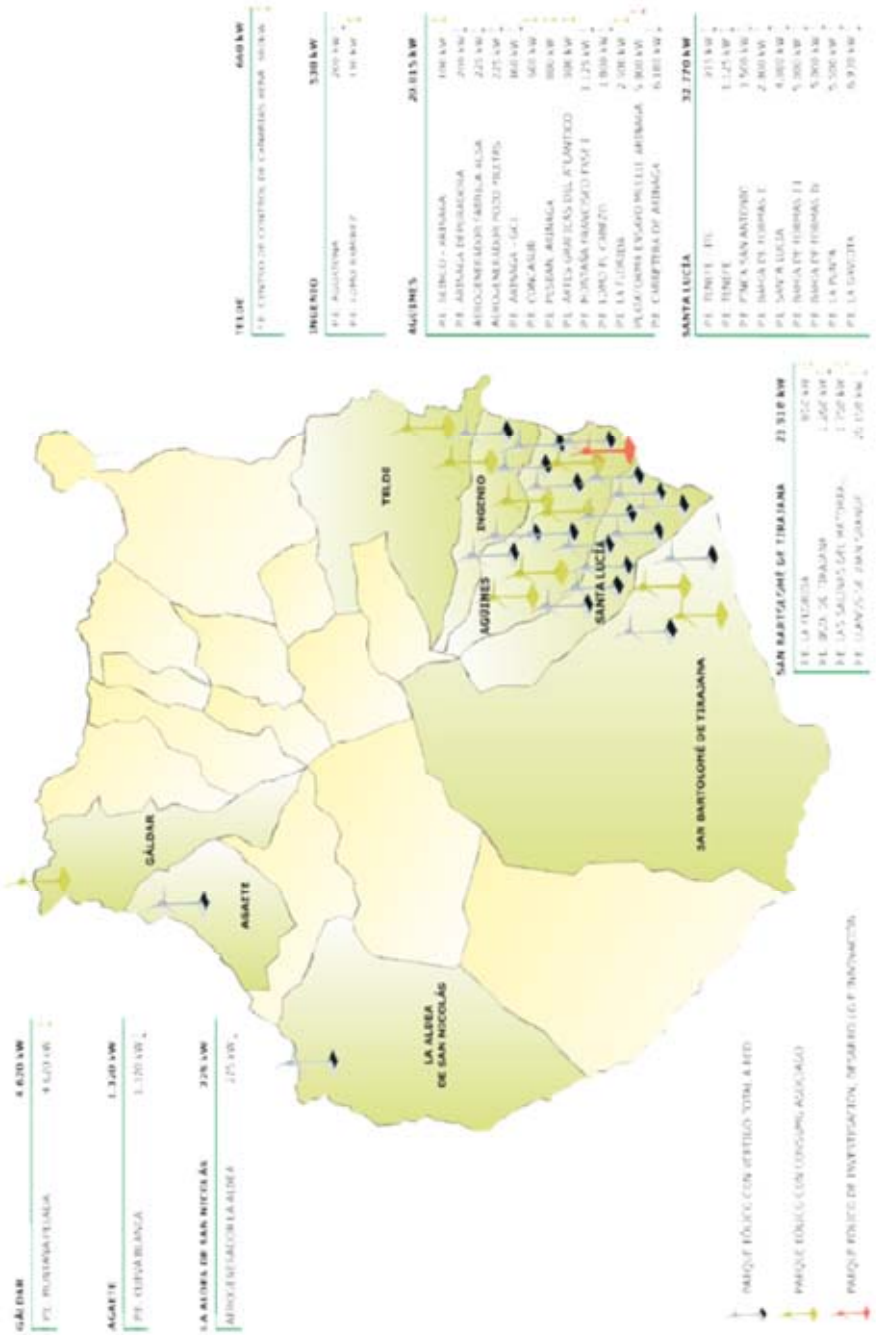


Figura 3-9. Parques eólicos en Gran Canaria en 2013. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

Muchos parques eólicos en la isla cuentan con restricciones debidas a la existencia del aeropuerto en medio de la costa este.

Figura 3-10. Primer Aerogenerador offshore en España. Puerto de Arinaga. Gran Canaria

Necesidades del sistema según el Plan de desarrollo de la red de transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.

La Planificación citada, de la que se hablará en el Capítulo 4 de datos realiza un estudio de estimación de la cobertura de demanda en las islas. En la Tabla 3-12 se refleja dicha estimación.

Tabla 3-12. Sistema eléctrico insular de Gran Canaria. Cobertura de demanda b.c. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

Gran Canaria. Cobertura de demanda (b.c.)									
Año	Punta prevista (MW)	Necesidad de nueva generación (MW)	Potencia térmica disponible (MW) [1]	Potencia turbinación-bombeo (MW)	Potencia renovable (MW)	Índice de cobertura			LOLE (máximo mensual h/mes)
						Máximo	Sólo potencia térmica	Con aportación bombeo	
2013	548,0	0	909		122,3	1,5	1,7	1,7	
2014	574,9	0	881		158,3	1,5	1,5	1,5	< 0,01
2015	595,0	0	881		184,3	1,5	1,5	1,5	< 0,01
2020	688,3	0	811	200	374,4	1,5	1,2	1,4	< 0,01

[1] Para el análisis de cobertura se utiliza el valor de potencia neta.

En el año 2019 se considera la baja de los grupos de vapor 4 y 5 de la CT Jinámar ya que la empresa propietaria se ha acogido al límite de 17.500 horas de funcionamiento establecido en la Directiva 2010/75/UE, de 24 de noviembre, sobre las Emisiones Industriales, y se estima que agotarán dichas horas a finales de 2018.

Por otro lado, se ha considerado que a final del horizonte entra en funcionamiento un sistema de bombeo de 200 MW, no siendo necesaria la instalación de generación térmica adicional durante el periodo comprendido entre 2012-2020.

3.2.2.2 Sistema eléctrico de Lanzarote

Red de transporte

El consumo importante de Lanzarote se haya al Este de la isla, asociada a la ciudad más poblada, la capital, Arrecife. En el plano de la Figura 3-11 aparece la salida de la conexión submarina hacia la isla de Fuerteventura, desde Playa Blanca. La central térmica se encuentra al norte de la capital.

Figura 3-11. Red de transporte eléctrico en Lanzarote. Fuente: REE

Central Térmica

Hay sólo una central térmica en esta isla, que forma sistema eléctrico con su vecina Fuerteventura, es la central de Punta Grande.

Figura 3-12. Central Térmica de Punta Grande. Lanzarote

Parques eólicos

Lanzarote es la isla con más protección ambiental. En la actualidad sólo cuenta con dos parques eólicos, a pesar de estar toda ella bañada por los vientos, debido a su escasa altitud.

Figura 3-13. Parques eólicos en Lanzarote en 2013. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

Necesidades del sistema según el Plan de desarrollo de la red de transporte de Energía Eléctrica 2015-2020

Para el sistema eléctrico de Lanzarote, la Tabla 3-13 presenta las necesidades de potencia instalada de tipo convencional, que garantiza la cobertura de la demanda según el criterio de fiabilidad establecido con lo instalado a día de hoy.

Debido a que la capacidad real de operación de las interconexiones no depende sólo de su capacidad física sino de las condiciones de explotación y operación la capacidad real utilizada para modelar la interconexión entre Lanzarote y Fuerteventura es de 35 MW en el sentido de Fuerteventura a Lanzarote y de 30 MW en el contrario. En el momento de entrada de la nueva interconexión, la capacidad real utilizada en la operación del sistema ascenderá a 60 MW en ambos sentidos. Está interconexiones permiten analizarlos como un único sistema. Una vez puestos en servicio dicho segundo circuito y posteriormente el enlace Fuerteventura-Gran Canaria, no se prevé la necesidad de nueva potencia adicional, tal y como muestra la Tabla 3-13.

Tabla 3-13. Sistema eléctrico insular de Lanzarote. Cobertura de demanda b.c. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

Lanzarote. Cobertura de Demanda (b.c.)								
Año	Punta prevista (MW)	Necesidad de nueva generación (MW)	Potencia térmica disponible (MW) [1]	Capacidad interconexión de FV a LZ (MW)	Potencia renovable (MW)	Índice de cobertura		LOLE (máximo mensual horas/mes)
						Máximo	Sólo potencia térmica	
2013	107,7	0	187	35	15,8	1,6	1,7	< 0,01
2014	141,8	0	187	35	19,5	1,6	1,3	< 0,01
2015	146,1	0	187	35	23,3	1,6	1,3	< 0,01
2020	171,6	0	187	60	45,5	1,6	1,1	0.1

[1] Para el análisis de cobertura se utiliza el valor de la potencia neta.

3.2.2.3 Sistema eléctrico de Fuerteventura

Red de transporte

El consumo importante de Fuerteventura se haya al Este de la isla, asociadas a las ciudades más pobladas, la capital (Puerto del Rosario) y Gran Tarajal. En el plano de la Figura 3-15 aparece la conexión submarina desde el Cotillo hacia la isla de Lanzarote. Se trata de la isla de mayor longitud. La central térmica se encuentra al norte de la capital.

Central Térmica

La única central térmica en esta isla, que forma sistema eléctrico con su vecina Lanzarote es la central de Las Salinas. Se halla dentro de la capital insular (Figura 3-14).

Parques eólicos

Fuerteventura es la isla junto con Lanzarote más seca, el parque eólico del norte está asociado a una desaladora, y otro de los del sur es, en parte, del Consorcio de Abastecimiento de Agua de Fuerteventura con una participación del 60% (Figura 3-16).

Figura 3-15. Red de transporte eléctrico en Fuerteventura. Fuente: REE

Figura 3-14. Central Térmica de Las Salinas. Fuerteventura

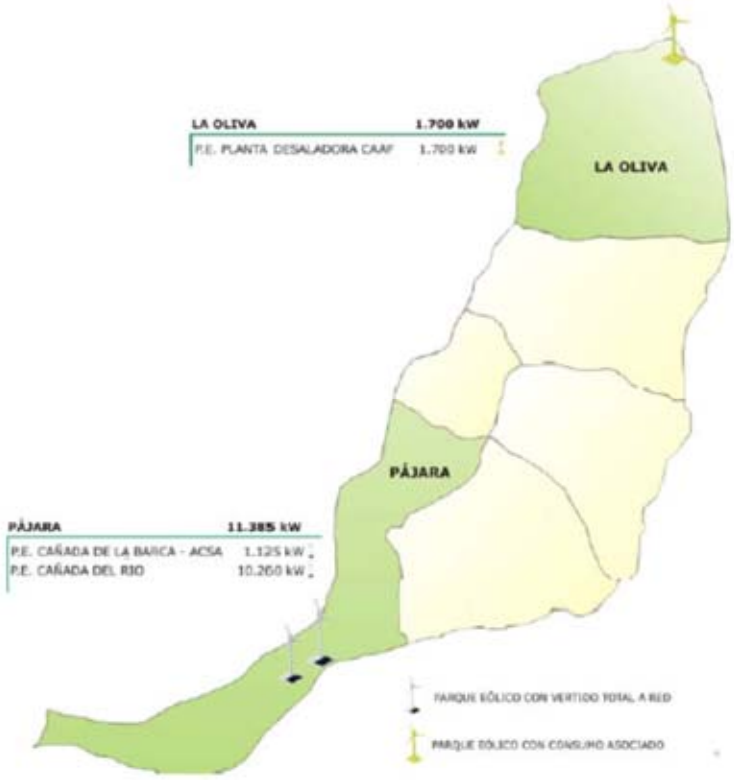


Figura 3-16. Parques eólicos en Fuerteventura en 2011. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

Necesidades del sistema según el Plan de desarrollo de la red de transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.

Se ha previsto la baja de los grupos diésel 1 y 2 de 3,8 MW cada uno a partir de 2016 y del grupo diésel 3 de 4,1 MW en 2019 por edad superior a 40 años.

En Fuerteventura y en las condiciones base, se precisa de nueva generación térmica en 2020: 24 MW más en esta isla para mantener el LOLE por debajo del límite máximo en el escenario superior. Este incremento no se precisaría en el caso de que se realizase una interconexión con Gran Canaria, en 2019.

En el caso de que la demanda evolucione según el escenario central, tampoco sería preciso ningún MW adicional en 2020, incluso sin interconexión. La Tabla 3-14 presenta las necesidades del subsistema de Fuerteventura hasta el año 2020.

Sería recomendable que el equipo generador futuro de Lanzarote y Fuerteventura contara o bien con grupos de bombeo, por los mismos motivos que en el resto de sistemas canarios, de cara a una máxima integración del elevado potencial renovable en condiciones de seguridad; o bien con grupos de arranque rápido, como turbinas de gas de ciclo abierto.

Así mismo, sería conveniente disponer de un segundo emplazamiento de generación, preferentemente situado al sur de la isla, adicional al existente (Salinas); su existencia disminuiría la vulnerabilidad del sistema a efectos de cobertura de la demanda y seguridad de suministro y mejoraría sustancialmente el equilibrio de la red, al estar situado en cola de sistema y en una zona de gran expansión de consumo eléctrico.

Tabla 3-14. Sistema eléctrico insular de Fuerteventura. Cobertura de demanda b.c. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

Fuerteventura. Cobertura de Demanda (b.c.)								
Año	Punta prevista (MW)	Necesidad de nueva generación (MW)	Potencia térmicadisponible (MW) [1]	Capacidad interconexión de FV a LZ (MW)	Potencia renovable (MW)	Índice de cobertura		LOLE (máximo mensual horas/mes)
						Máximo	Sólo potencia térmica	
2013	107,7	0	159,3	30	25,3	1,7	1,5	
2014	112,1	0	159,3	30	30,9	1,7	1,4	< 0,01
2015	116,2	0	159,3	30	36,6	1,7	1,4	< 0,01
2020	143,5	24	171.6	60	69,6	1,7	1,2	0,15

[1] Para el análisis de cobertura se utiliza el valor de la potencia neta.
La capacidad de la interconexión entre Fuerteventura y Gran Canaria en 2020 se considera de una capacidad de 90 MW

3.2.2.4 Sistema eléctrico de Tenerife

Red de transporte

El consumo importante de Tenerife se haya más disperso que en las demás islas, aunque las dos grandes ciudades de la isla son la capital, Santa Cruz de Tenerife y La Laguna. Cuenta con dos núcleos turísticos, uno al norte en torno a Puerto de La Cruz, y otro en

Figura 3-17. Red de transporte eléctrico en Tenerife. Fuente: REE

torno a las playas del Sur. En el mapa de la Figura 3-17 aparecen las dos centrales térmicas de la isla. El sistema eléctrico es muy similar al de Gran Canaria.

Centrales Térmicas

Se cuenta con dos centrales térmicas, ambas se encuentran en la costa Este, separadas eléctricamente, entre los grandes centros de consumo (Figura 3-18 y Figura 3-19).

La última central en realizarse fue la de Granadilla donde existe una dificultad real de abastecimiento de combustible no solucionada. La próxima construcción del puerto podría poner fin a este problema. Además esta central al igual que la de Juan Grande fue diseñada para operar con gas natural, lo que no ha sido posible nunca.

En la actualidad, Endesa Generación, cuenta con grupos térmicos en dos subestaciones, la de Arona y la de Guía de Isora. A pesar de llevar años, se considera como algo provisional (Figura 3-21 y Figura 3-20).

Figura 3-18. Central Térmica de Caletillas. Tenerife

Figura 3-19. Central Térmica de Granadilla. Tenerife

Figura 3-21. Subestación **de Arona. Tenerife**

Figura 3-20. Subestación de Guía Isora. Tenerife

Parques eólicos

Tenerife es la isla con más potencia fotovoltaica instalada, pero no es así en lo referente a parques eólicos, casi todos en el sureste, por ser la zona más ventosa, más industrial, más llana y de más fácil acceso en la isla. En el norte se cuenta el parque eólico de Punta de Teno, con una elevada producción pero serias limitaciones ambientales, lo que dificulta su repotenciación y futuro desarrollo en la zona (Figura 3-22).

Necesidades del sistema según el Plan de desarrollo de la red de transporte de Energía Eléctrica 2015-2020

La Tabla 3-15 presenta las necesidades de potencia instalada de tipo convencional que garantiza la cobertura de la demanda en Tenerife según el criterio de fiabilidad establecido.

Al igual que en el caso de Gran Canaria, en Tenerife se propone el mantenimiento de los dos actuales emplazamientos de generación térmica actuales: Candelaria y Granadilla, tanto por una justificación de carácter estratégico energético, como por la relativa proximidad de ambos emplazamientos a los centros de consumo más importantes: el noreste de la isla, en la zona capitalina y el sur de la isla. Un tercer emplazamiento de

generación térmica, adicional a los anteriores, disminuiría la vulnerabilidad del sistema a efectos de cobertura de la demanda y seguridad de suministro.

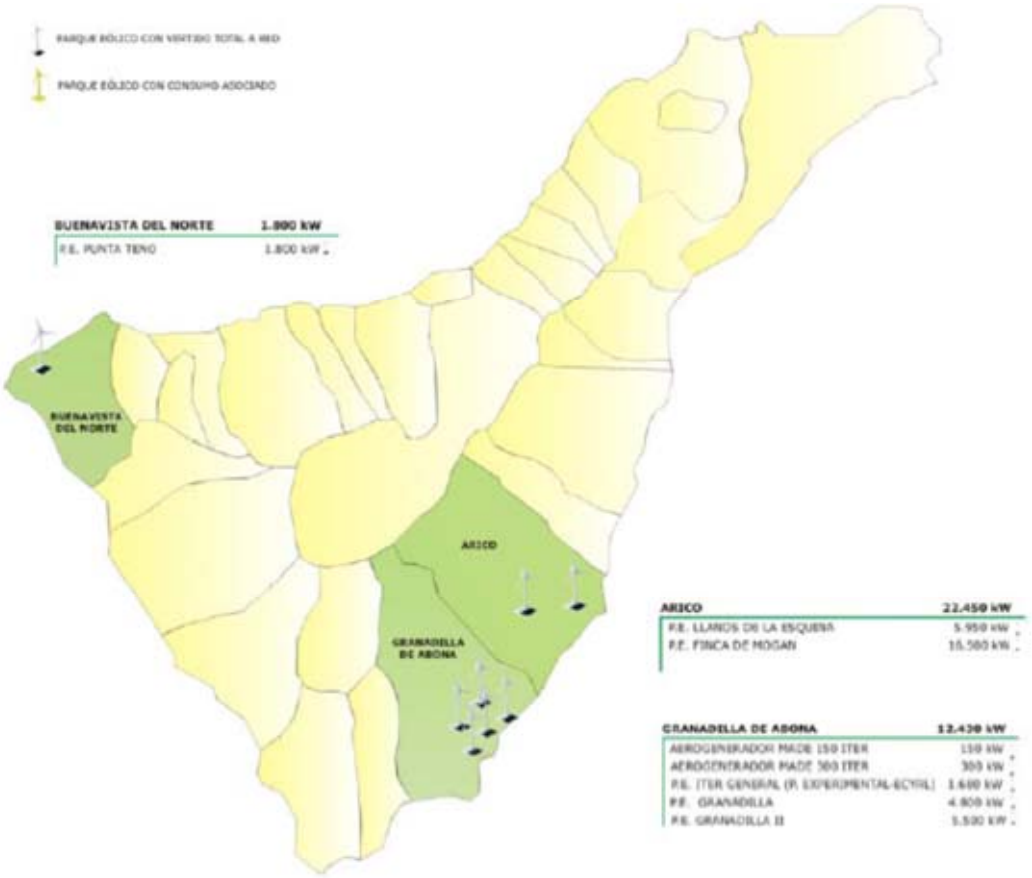


Figura 3-22. Parques eólicos en Tenerife en 2011. Fuente: Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

Tabla 3-15. Sistema eléctrico insular de Tenerife. Cobertura de demanda b.c. Fuente:(Ministerio de Industria, 2014)

Tenerife. Cobertura de Demanda (b.c.)								
Año	Punta prevista (MW)	Nueva generación necesaria (MW)	Potencia térmicadisponible (MW) [1]	Potencia turbina.-bombeo (MW)	Potencia renovable (MW)	Índice de cobertura		LOLE (máximo mensual horas/mes)
						Máximo	Sólo potencia térmica	
2013	542,4		962,0		153,2	1,5	1,8	
2014	578,2		962,0		179,3	1,5	1,7	< 0,01
2015	595,0	0	919,3		125,4	1,5	1,5	0,15
2020	706,6	150	933,3		335,9	1,5	1,3	0,18

[1] Para el análisis de cobertura se utiliza el valor de la potencia neta.

Para el cálculo de la potencia adicional necesaria para la cobertura de la demanda el OS ha tenido en cuenta la baja de los siguientes grupos de generación, antes de 2013:

- Grupos vapor 3 y 4 de la CT Candelaria debido a que han alcanzado las 20.000 horas de funcionamiento, conforme a lo establecido en Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión existentes.
- Grupos diesel 1, 2 y 3 de la CT Candelaria, debido a consideraciones medioambientales.
- Grupo de gas 3 de la CT Candelaria, según lo establecido en la Planificación de los sectores de gas y electricidad 2008-2016.
- En el año 2014, se dan de baja las turbinas de gas de Guía Isora (43 MW). Estos grupos cuentan con puesta en servicio provisional desde el 03/09/10, según Resolución nº 1784/2010 de la Dirección General de Industria y Energía. Dicha resolución es válida hasta la puesta en marcha de la línea de alta tensión 220 kV entre la CT de Granadilla y la SE 220/66 kV de Los Vallitos y, como máximo, hasta el 27 de enero de 2014. Dichas turbinas no están inscritas en el RAIPEE.
- En el año 2017 se dan de baja las turbinas de gas de Arona (43 MW). Estos grupos cuentan con puesta en servicio provisional desde el 25/08/2010, según Resolución nº 1761/2010 de la Dirección General de Energía. Dicha autorización es válida hasta la puesta en marcha de la línea de alta tensión 220 kV entre la CT de Granadilla y la SE 220/66 kV de Los Vallitos y, como máximo, hasta el 14 de junio de 2017.
- En el año 2019 se considera la baja de los grupos de vapor 5 y 6 de la CT Candelaria ya que la empresa propietaria se ha acogido al límite de 17.500 horas de funcionamiento establecido en la Directiva 2010/75/UE, de 24 de noviembre, sobre las Emisiones Industriales, y se estima que agotarán dichas horas a finales de 2018.

Aunque la autorización administrativa de los grupos de Guía de Isora termina el 24 de enero de 2014, es necesario Indicar que estas turbinas seguirán siendo necesarias, por seguridad del sistema ya que todavía no se ha finalizado la red que permite la no utilización de estos grupos para mantener la seguridad de suministro en la zona. Pese a todo, el análisis de cobertura se ha realizado contando con su baja.

De los análisis de cobertura en el caso base el OS deduce que se precisa nueva generación en Tenerife desde 2018: se deben tener instalados para la cobertura de la demanda del sistema aislado 25 MW. Esta cantidad aumenta paulatinamente siendo necesario un incremento acumulado de potencia hasta 2020 de 150 MW (125 adicionales entre 2016 y 2020). En el caso de una interconexión con La Gomera (antes de la fecha prevista para 2020) y la instalación de un grupo de bombeo, las necesidades en 2020 disminuirían a un total de 14 MW.

En el caso de que no se dieran de baja las turbinas de gas de Guía de Isora (43 MW) o las turbinas de gas de Arona (43 MW), en el año 2020, sería precisa la construcción de unos 70 MW de nueva generación en Tenerife, siempre y cuando no se construya el grupo de bombeo que estaba inicialmente previsto.

3.2.2.5 Sistema eléctrico de La Palma

Red de transporte

La Palma en la actualidad cuenta con dos líneas de transporte de electricidad. Las líneas de transporte se reflejan en el mapa de REE, Figura 3-23. La línea de 15 kV une la única central hidroeléctrica de Canarias (El Mulato), con la Central Térmica de Los Guinchos. Tanto la línea como la hidroeléctrica cuenta con un plan de repotenciación, pero la realidad es que la misma se encuentra inoperativa desde hace más de 10 años. La otra línea de

transporte une la Central de Los Guinchos, con la Subestación eléctrica Valle, uniendo las dos grandes poblaciones, y centros de consumo de la isla, Santa Cruz de La Palma y El Valle de Aridane.

La Planificación contempló una posible línea de transporte hasta el sur (Fuencaliente), pero no hay nada previsto a día de hoy antes del año 2020.

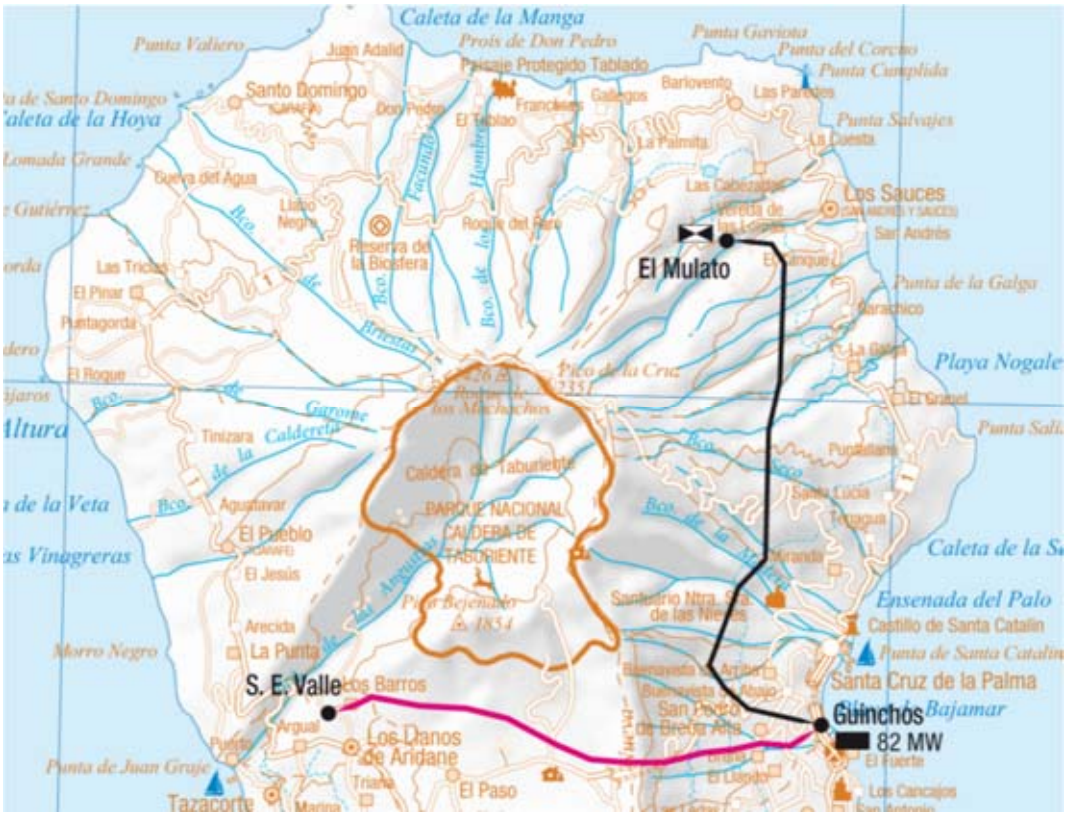


Figura 3-23. Red de transporte eléctrico en La Palma. fuente: REE

Central Térmica

La isla cuenta con una central térmica que está al sur de la capital, próxima al puerto insular, denominada central de Los Guinchos, en el término municipal de Breña Baja (Figura 3-25).

Parques eólicos

La Palma es junto con La Gomera las únicas islas que no requieren de desalación para abastecerse de agua, pero aun así el consumo por bombeo de agua es considerable, se estima en torno al 20% de la demanda insular (Aeren 2010) pues toda se extrae de pozos o galerías, y es una isla con una gran altitud, como se aprecia en la Figura 3-25. La isla cuenta con tres parques eólicos y otro más con autoconsumo en el aeropuerto, Figura 3-24.

Necesidades del sistema según el Plan de desarrollo de la red de transporte de Energía Eléctrica 2015-2020

En el proceso de evolución de los grupos térmicos se han dado de baja aquellos grupos con edad superior a 40 años, lo que hace que, en el caso de La Palma se deban dar de baja unos grupos que suman una potencia de 15,7 MW de aquí al año 2020.

Figura 3-25. Central Térmica de Los Guinchos. La Palma

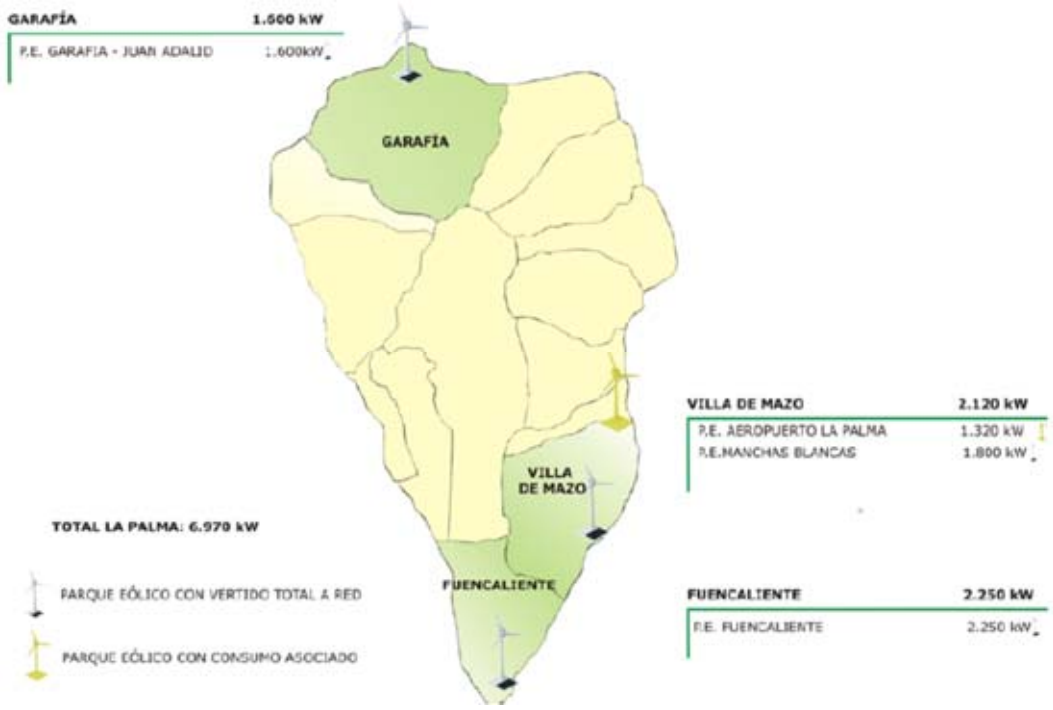


Figura 3-24. Parques eólicos en La Palma en 2011. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

Esta regla hay que tomarla como norma general y con el fin de poder prever posibles bajas de grupos térmicos en el futuro. En el caso del grupo Los Guinchos diésel 6 ha cumplido sus 40 años durante el año 2013 y, por tanto teóricamente habría que darlo de baja en 2014.

No obstante, este grupo sigue funcionando con un alto índice de fiabilidad y con un coste relativamente bajo, por lo que se programa habitualmente.

De los resultados de los análisis de cobertura con demanda superior el OS deduce que se prevé una necesidad de nueva generación a partir de 2017. En ese año se precisa tener una nueva generación térmica de 0,5 MW adicionales, que se convierten en 9,5 MW en total en 2020. En el caso de la instalación de un bombeo en 2017 no será precisa la instalación de esta nueva generación.

Tabla 3-16. Sistema eléctrico insular de La Palma. Cobertura de demanda b.c. Fuente:(Ministerio de Industria, 2014)

La PalmaCobertura de Demanda (b.c.)								
Año	Punta prevista (MW)	Nueva gener. Necesar. (MW)	Pot. térmica disponibl. (MW) [1]	Pot. Turbin. bombeo (MW)	Pot. Renova. (MW)	Índice de cobertura		LOLE (máx. mensual horas/mes)
						Máximo	Sólo pot. Térmica	
2013	41,5	0	95,8	-	11,1	1,8	2,31	
2014	48,0	0	92,0	-	11,1	1,8	1,92	0,02
2015	49,8	0	84,4	-	11,1	1,8	1,69	0,04
2020	61,2	9,5	93,4	-	11,1	1,8	1,53	0,17

[1] Para el análisis de cobertura se utiliza el valor de la potencia neta.

3.2.2.6 Sistema eléctrico de La Gomera

Red de transporte

Hubo planificada una línea entre la central térmica del Palmar, ubicada junto a la playa de la capital insular, y Alajero, un municipio del sur, donde se ha desarrollado un frente turístico, siendo Playa Santiago uno de los principales enclaves, no obstante hoy se apuesta por una interconexión submarina con Tenerife (Figura 3-26).

En la actualidad con la red de distribución se suministra toda la potencia en la isla, mediante un anillo insular y una de las líneas recorre la capital.

Central Térmica

La única central térmica en esta isla es la del Palmar. Ubicada en la playa de la capital a escasos metros del puerto insular, Figura 3-27.

Parques eólicos

El único parque eólico de 360 kW de potencia, ubicado en el oeste, produce un escaso aporte energético al abastecimiento insular, Figura 3-28.

Figura 3-26. Red de transporte eléctrico en La Gomera. Fuente:REE

Figura 3-27. Central Térmica de El Palmar. La Gomera

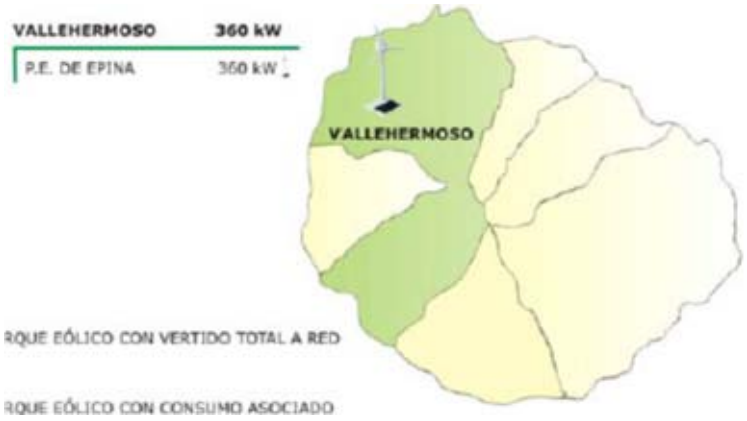


Figura 3-28. Parques eólicos en La Gomera en 2011.

Necesidades del sistema según el Plan de desarrollo de la red de transporte de Energía Eléctrica 2015-2020

Del análisis de los estudios de cobertura el OS deduce que se precisaría la conexión de 0,5 MW térmicos adicionales desde 2018, que en 2020 ascienden a 1MW. Aunque la nueva interconexión con Tenerife está prevista para 2020, si se realizará una interconexión con Tenerife en 2017, o en su caso se instala un grupo reversible antes de esa fecha, no sería precisa la instalación de esta nueva generación.

Tampoco sería necesario instalar nueva generación en el período en el caso de que la demanda siguiera la evolución del escenario previsto como central.

Tabla 3-17. Sistema eléctrico insular de La Gomera. Cobertura de demanda b.c. Fuente:(Ministerio de Industria, 2014)

La Gomera. Cobertura de Demanda (b.c.)							
Año	Punta de potencia (MW)	Necesidad de nueva generación (MW)	Potencia térmica instalada (MW) (1)	Potencia renovable (MW)	Índice de cobertura		LOLE (máximo mensual horas/mes)
					Máximo	Sólo potencia térmica	
2013	11,3	0	19,7	0,4	1,8	1,7	-
2014	12,2	0	19,7	0,4	1,8	1,6	0,06
2015	12,5	0	19,7	0,4	1,8	1,6	0,06
2020	14,8	1	21.2	0,4	1,8	1,4	0,17

(1) Para el análisis de cobertura se utiliza el valor de la potencia neta.

3.2.2.7 Sistema eléctrico de El Hierro

Red de transporte

El Hierro, como ocurre en La Gomera, en la actualidad no cuenta con red de transporte eléctrico por sus dimensiones. Pero a diferencia de la anterior, tampoco hay previsión de que esta sea necesaria en un futuro. Por lo que la generación se vuelca y volcará en la red de distribución.

Central Térmica

La única central térmica en esta isla, es la de Llanos Blancos, la cual se haya junto al Puerto Insular de la Estaca, y el almacenamiento de combustible, pero lejos de la capital insular, que es Valverde y es la única isla en que la capital se encuentra en altura. A pesar que los pequeños grupos diésel que conforman esta central térmica son refrigerados por aire, la central se encuentra junto al mar (Figura 3-29).

Figura 3-29. Central Térmica de Llanos Blancos. El Hierro

Figura 3-30.Parques eólicos en El Hierro en 2011. Fuente: (Consejería de Industria, 2014)

Parques eólicos

En el año 2011 sólo existía un parque eólico en la isla con un pequeño aerogenerador, pero a día de hoy está pendiente de inaugurarse, el sistema denominado "El Hierro 100% renovable". Que se describirá a continuación.

El Hierro 100% renovable

El proyecto Hidroeólico comprende, en este momento, los elementos que se relacionan a continuación (Gorona del viento):

- Depósito Superior: Situado en el cráter de "La Caldera", tendrá una capacidad máxima de 500.000 m^3 y dos tomas sumidero con impermeabilización en lámina PVC reparable bajo el agua.
- Depósito Inferior: Situado en las proximidades de la C.T. Llanos Blancos, tendrá una capacidad útil de 150.000 m^3, conformado por una presa construida a tal fin de materiales sueltos e impermeabilización en lámina PVC reparable bajo agua.
- Conducciones forzadas, compuestas por dos tuberías aéreas con tramo de 530 m bajo cardonal en galería. Conducción de impulsión de 3015 m de 0,8 m de diámetro, conducción de turbinación de 2.350 m de 1 m de diámetro y conducción de aspiración de 188 m de 1 m de diámetro.
- Central de Bombeo: instalado en un edificio de nueva construcción, estará constituido por 2 grupos bomba de 1500 kW y 6 grupos bomba de 500 kW, con una potencia total de 6 MW. Con variadores de 1500/500 kW.
- Central de Turbinación: Constituida por 4 grupos Pelton de 2.830 kW de potencia cada uno, con una potencia total de 11,32 MW. El caudal máximo en generación es de 2,0 m^3/s, con un salto bruto de 655 metros.
- Parque eólico: Constituido por un conjunto de 5 aerogeneradores (Enercon E-70) de 2,3 MW de potencia cada uno, con una potencia total de 11,5 MW.
- Subestación Eléctrica de Interconexión entre central hidráulica, central de bombeo y parque eólico. Se situará en zona anexa a la Subestación de Llanos Blancos, de doble embarrado y doble interruptor y punto de enganche en la SE Llanos Blancos.

El esquema de la Figura 3-31, representa la configuración básica de la Central Hidroeólica:

Necesidades del sistema según el Plan de desarrollo de la red de transporte de Energía Eléctrica 2015-2020

La evolución del equipo térmico implica el desmantelamiento del grupo Llanos Blancos Diesel7, efectivo a partir de 2014, y la instalación del nuevo grupo Llanos Blancos Diésel 16, de 1,3 MW (útiles).

Los resultados del análisis de cobertura realizados por el OS muestran que no es precisa la instalación de nueva generación en todo el período de planificación, en el escenario de demanda superior.

Una vez instalada la totalidad de la potencia renovable y de bombeo prevista, y se adquiera experiencia en el comportamiento eólico y solar, se podrá analizar la baja de los grupos diésel más antiguos de la central de Llanos Blancos que sea compatible con los índices de fiabilidad exigidos.

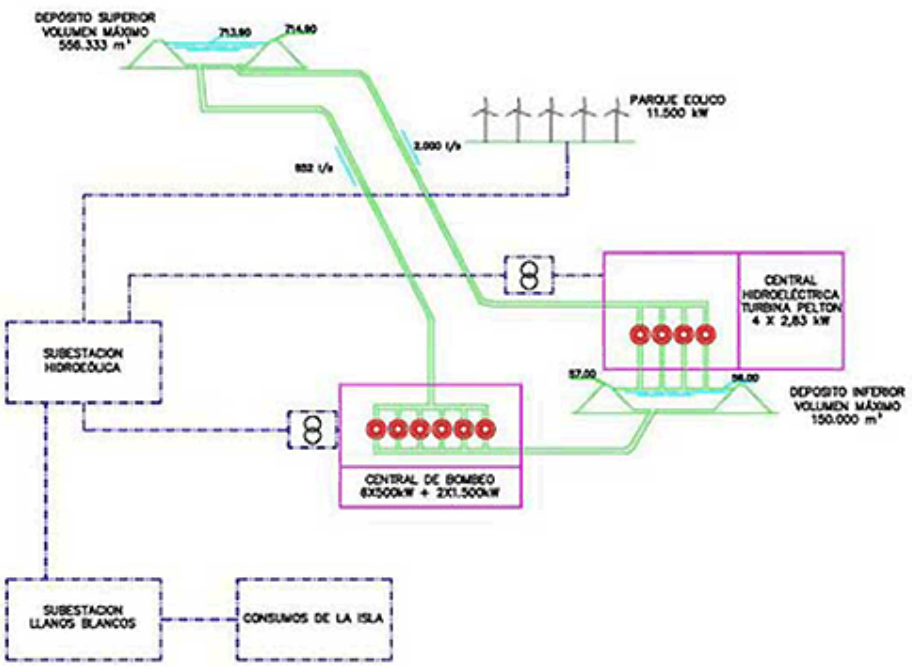


Figura 3-31. Esquema de principio del sistema El Hierro 100% renovable. Fuente: Gorona del viento

Tabla 3-18. Sistema eléctrico insular de El Hierro. Cobertura de demanda b.c. Fuente:(Ministerio de Industria, 2014)

El HierroCobertura de Demanda (b.c.)

Año	Punta prevista (MW)	Nueva genera. Necesaria (MW)	Pot. Térmica Disponible (MW) [1]	Pot. turbinación-bombeo (MW)	Potencia renovable (MW)	Índice de cobertura			LOLE (máx. mensual horas/mes)
						Máximo	Sólo pot. Térmica	Térmico+ bombeo	
2013	7,5		11,2		11,8	1,8	1,5	1,5	
2014	7,6		12,5	11,3 / 6	11,8	1,8	1,7	2,4	< 0,01
2015	7,9		12,5	11,3 / 6	11,8	1,8	1,6	2,9	< 0,01
2020	9,9		12,5	11,3 / 6	11,8	1,8	1,3	1,9	< 0,01

[1] Para el análisis de cobertura se utiliza el valor de la potencia neta, no obstante la potencia nominal (en 2012) es de 14,2 MW.

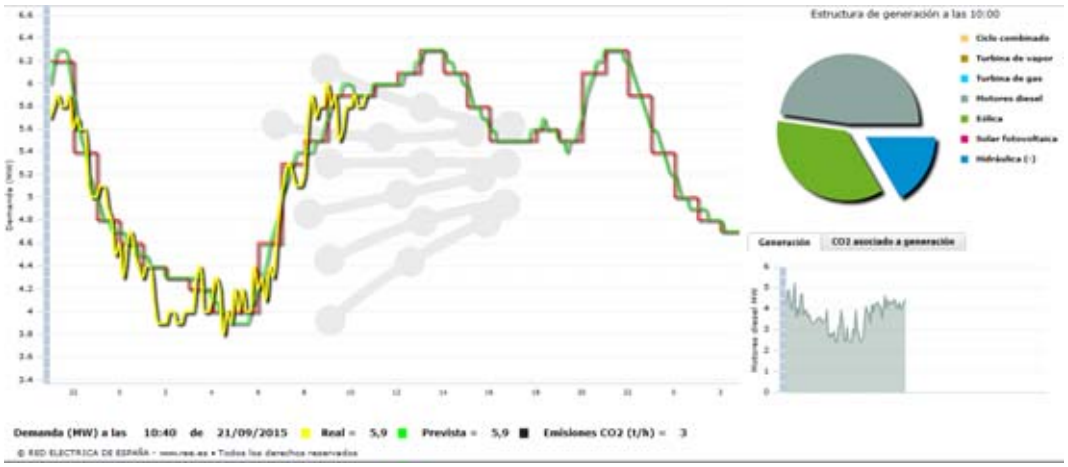


Figura 3-32. Curva de demanda en la isla de El Hierro el 21 de septiembre de 2015

La realidad es que a día de hoy el proyecto del 100% renovable está culminado, siendo sometido a pruebas, donde ha demostrado su fiabilidad a REE. Como se observa en la Figura 3-32. Más del 50% de la generación del 21 de septiembre de 2015, a las 10:00 era eólica e hidráulica. Se podrá extraer bastante experiencia para los sistemas de bombeo que están previstos en las restantes islas.

3.3 Conexiones submarinas en las islas

En la actualidad hay dos cables de potencia submarinos en Canarias, uno entre Lanzarote y Fuerteventura de trazado 14,5 km bajo el mar, con una profundidad máxima de 50 m, y 3 km soterrado en tierra de 66 kV, de 120 MVA. Por otro lado se haya el cable submarino que une la isla de Lanzarote con el islote de La Graciosa, con una profundidad máxima de 6m, y 20 kV de tensión.

En estos momentos REE estudia realizar otra unión entre Lanzarote y Fuerteventura pero esta a 132kV, aprobada su ejecución por el consejo de ministros actualmente. Además se recoge en el Plan de la red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020 la conexión entre La Gomera y Tenerife de 1.400 m de profundidad máxima, y además entre Fuerteventura y Gran Canaria, cuya profundidad máxima es de 1.600 m. En España existe un cable submarino con una profundidad muy similar que une a Mallorca con la Península a 1.485 m, y a nivel Europeo hay uno que une Italia con Cerdeña de 1.650 m.

Por lo que dicha conexión resulta técnicamente viable. Debe realizarse una justificación de que es técnicamente necesaria para poder llevar a cabo la inversión económica y ejecutar, ya que la planificación no implica su construcción.

A simple vista resulta económicamente y técnicamente más interesante, el unir eléctricamente a tres islas grandes, dado el volumen de potencia a trasvasar, que el pequeño tamaño del sistema eléctrico de La Gomera.

Otras conexiones entre islas resultarían más difíciles por las grandes profundidades existentes. Así entre Gran Canaria y Tenerife hay 2.500 m, y entre Tenerife y La Palma, o Tenerife y el Hierro sobrepasan los 3.000 m. En la Figura 3-33 se observa la conexión existente entre Lanzarote y Fuerteventura y una de las planificadas, que uniría Fuerteventura con Gran Canaria (en trazo discontinuo).

Figura 3-33. Cables submarinos en Canarias

3.4 Las centrales de almacenamiento por bombeo

La integración de forma masiva de energías renovables no gestionables en los sistemas eléctricos de Canarias requiere disponer de sistemas de almacenamiento, como son las centrales de bombeo, que permitan una máxima integración de las mismas en condiciones de seguridad.

Dada la previsión de una significativa integración de energía renovable y de los altos contingentes previstos en Canarias, por su difícil gestionabilidad y previsión, se determina una importante necesidad del aumento y mejora de los mecanismos de regulación para poder afrontar variaciones bruscas y no previsibles del recurso renovable no gestionable (fundamentalmente en el caso de la eólica, pero también en el caso de la fotovoltaica). El fuerte aumento previsto de la generación renovable intermitente se debe complementar con el refuerzo de equipos de arranque rápido y con capacidad de almacenamiento suficiente para mantener la seguridad y calidad en los sistemas eléctricos aislados, maximizando el aprovechamiento de los recursos renovables primarios.

El Plan de la de Transporte de Energía Eléctrica 2015/2020 contempla la incorporación de centrales hidráulicas reversibles en algunos de los sistemas de Canarias, teniendo en cuenta el Plan Canarias, aprobada por Consejo de Ministros del 9 de octubre de 2009, donde se establecen dos objetivos sectoriales principales:

- Potenciar las fuentes energéticas autóctonas para que las energías renovables aporten, en 2015, el 30% de la generación eléctrica.
- Reducir el grado de dependencia energética de Canarias un mínimo de 5 puntos para el año 2020.

A los efectos, según lo dispuesto en el Plan Canarias, se prevé cuatro sistemas hidroeléctricos reversibles que permitirán el máximo uso de energía renovable mediante el almacenamiento de los excedentes no integrables de energía renovable (fundamentalmente eólica) y, a la vez, dotarán de mayor estabilidad al sistema eléctrico canario por la rapidez de respuesta que dicha tecnología aporta al parque de generación actual, mejorando como consecuencia, la garantía y calidad del suministro eléctrico.

Estos sistemas contribuyen, más allá de la fiabilidad del sistema, una mayor eficiencia global en la explotación de estos sistemas eléctricos, a una máxima integración de recursos renovables que sin los grupos de bombeo se vería mermada y, consiguientemente, a una reducción de consumo de combustibles fósiles que, no obstante, siguen siendo necesarios.

Dichos proyectos ubicados en Gran Canaria, Tenerife, La Palma y La Gomera, el plan sólo contempla la ejecución antes del 2020 la puesta en funcionamiento en 2017 del proyecto Chira-Soria de 200 MW, en Gran Canaria. En las islas de Lanzarote y Fuerteventura no se ha encontrado un emplazamiento utilizable, pues son islas muy llanas y muy protegidas ambientalmente.

Adicionalmente, el sistema hidroeólico de El Hierro pendiente de culminar las pruebas de funcionamiento, se halla constituido por:

Depósito Superior: Situado en el cráter de "La Caldera", tiene una capacidad máxima de 500.000 m^3 y dos tomas sumidero con impermeabilización en lámina PVC reparable bajo el agua.

Depósito Inferior: Situado en las proximidades de la C.T. Llanos Blancos, tiene una capacidad útil de 150.000 m^3, conformado por una presa construida a tal fin de materiales sueltos e impermeabilización en lámina PVC reparable bajo agua.

Conducciones forzadas, compuestas por dos tuberías aéreas con tramo de 530 m bajo cardonal en galería. Conducción de impulsión de 3015 m de 0,8 m de diámetro, conducción de turbinación de 2.350 m de 1 m de diámetro y conducción de aspiración de 188 m de 1 m de diámetro.

Central de Bombeo: instalado en un edificio de nueva construcción, estará constituido por 2 grupos bomba de 1.500 kW y 6 grupos bomba de 500 kW, con una potencia total de 6 MW. Con variadores de 1.500/500 kW.

Central de Turbinación: Constituida por 4 grupos Pelton de 2.830 kW de potencia cada uno, con una potencia total de 11,32 MW. El caudal máximo en generación es de 2,0 m^3/s, con un salto bruto de 655 metros.

Parque eólico: Constituido por un conjunto de 5 aerogeneradores de 2,3 MW de potencia cada uno, con una potencia total de 11,5 MW.

La consideración de los grupos de bombeo en los análisis de fiabilidad adquiere igualmente gran relevancia en los SEI canarios de cara al dimensionamiento de la potencia térmica necesaria. La disponibilidad de potencia hidráulica está condicionada a la disponibilidad de recursos hídricos en los vasos superiores, los cuales deben haber sido "cargados" en horas de excedentes de potencia disponible, ya sea de origen térmico o renovable.

La contribución de los grupos de bombeo a la disponibilidad de potencia de cada sistema considera el mínimo llenado de los vasos superiores que podría producirse ante condiciones razonablemente conservadoras de disponibilidad térmica y renovable. Para cada estación del año, se han analizado los excedentes horarios de potencia disponible tanto de origen térmico como de origen renovable superada con 90% de probabilidad, que podrían utilizarse para el llenado diario de los embalses en los grupos reversibles. Esta mínima energía diaria es repartida horariamente con el criterio de máxima fiabilidad, en horas de máximo consumo diario, respetando restricciones de energía y de rendimiento de las centrales de bombeo.

Las islas de Lanzarote y Fuerteventura no cuentan en la actualidad con posibilidad de acoger este tipo de infraestructura dada la falta de plataformas elevadas para acoger este tipo de embalses, por lo llanas que son, y los pocos emplazamientos elevados cuentan con gran valor ambiental. No obstante la conexión submarina contemplada entre Fuerteventura y Gran Canaria, podría permitir contar en esta isla con el almacenamiento energético.

Se ha estudiado en todas las islas en este sentido, pero en la actualidad solo se cuenta con el proyecto de El Hierro ya ejecutado y operativo, y Chira-Soria en Gran Canaria, pendiente de ejecutar. Ambas presas, en este caso, son preexistentes, Figura 3-34.

3.5 Vulnerabilidad de los sistemas eléctricos Canarios

A raíz de los incidentes provocados por el paso por las islas de la tormenta tropical Delta, se realizó un estudio de vulnerabilidad de los sistemas insulares españoles, llegando a la conclusión de que sería deseable que las islas principales: Mallorca, Gran Canaria y Tenerife, contaran con tres centrales eléctricas, y las restantes con dos, como medida para evitar riesgos. El problema que conlleva esto es la oposición popular a la cercanía de una instalación de este tipo, con lo que el Gobierno Canario considerará como una nueva

central, al bombeo a implantar en cada una de las islas, o la interconexión eléctrica entre dos de ellas. (REE 2007)

Figura 3-34. Proyecto de Salto Chira- Soria. Gran Canaria

En dicho estudio se subraya la importancia de adoptar medidas para evitar retraso en la construcción de los proyectos planteados en los planes de desarrollo de infraestructura de generación y de transporte. Además, queda claro que la generación debe hallarse próxima a los centros de consumo. Sería conveniente contar con varios centros de generación.

La **vulnerabilidad** de los SEI viene principalmente motivada por 3 razones:

- La alta integración de generación renovable no gestionable
- Los fenómenos naturales de carácter catastróficos
- Los retrasos en la puesta en servicio de infraestructuras planificadas

La **mayor vulnerabilidad** de los sistemas aislados viene dada por:

- Al ser geográficamente más pequeño existe una mayor probabilidad de que un mismo fenómeno afecte al sistema completo
- La pérdida de un elemento es más crítica, ya que cada elemento representa un porcentaje mayor del sistema completo, que en un sistema no aislado.
- Por su menor tamaño son más críticos frente a fallos, debido a su menor inercia
- Al existir pocos centros de generación, el sistema es muy sensible a lo que pase en cualquiera de ellos
- La escasez de fuentes propias de energía, hace que las comunicaciones con otros sistemas sean críticas
- Un crecimiento de la demanda muy elevado debido al rápido desarrollo turístico

Los **riesgos naturales** contemplados son:

- Incendios forestales
- Lluvias torrenciales
- Erupciones volcánicas
- Terremotos y maremotos

- Otros (vientos, oleaje, nevadas, olas de calor, sequía, desprendimiento o deslizamiento de tierra, calima)

En Canarias, la ley del sector impone una capacidad de almacenamiento de combustible para generación de 45 días a nivel insular. Siendo a nivel comunidad autónoma de 90 días, lo mismo establecido para todos los países dentro de la AIE (Agencia internacional de la Energía), dada la distancia con la parte continental de España.

EL tamaño máximo de los grupos de generación por isla, viene determinado de forma que la respuesta dinámica permita la recuperación de la frecuencia, sin el deslastre de carga superior al deseado, estando condicionado a la necesidad de mantener reserva rodante incluso en caso de mantenimiento de un grupo.

Criterios de ubicación de centrales: Proximidad a los centros de consumo, tener en cuenta la refrigeración, el suministro de combustible, la expulsión de humos, así como el acceso. Una interconexión entre islas se puede considerar como un segundo emplazamiento de central térmica.

Las primeras centrales en las 7 islas se hallan pegadas al mar, baja cota y al lado del almacenamiento de combustible y zona portuaria. Las dos nuevas centrales de Tenerife y Gran Canaria, se hallan a baja cota y junto al mar, por cuestiones de refrigeración, pero el abastecimiento de combustible es mediante camiones que circulan diariamente por las carreteras.

Generación distribuida: Para incrementar la fiabilidad podría repartirse varios grupos de generación en polígonos industriales. Esta opción presenta ventajas e inconvenientes:

Ventajas:

- Menor dependencia de la red eléctrica de transporte
- Reducción de carga por la red eléctrica de transporte
- Menores pérdidas en la red eléctrica de transporte
- Menor criticidad del punto de inyección de energía
- Menor impacto visual

Inconvenientes:

- Mayor ocupación de terreno
- Abastecimiento de combustible distribuido
- Punto de conexión
- Mayor coste por MWh
- Mayores emisiones por MWh
- Mayor coste ante un sistema de tratamiento y limpieza de emisiones

3.6 Coste de la generación en las islas

El transporte y distribución de electricidad es un monopolio natural. La energía eléctrica es esencial para el funcionamiento de la sociedad. Requiere de conexiones directas con los consumidores y al ser algo no almacenable en cada instante la producción es igual a la demanda más las pérdidas en el sistema, lo que requiere conocer la evolución del mercado para que la inversión sea justificada. Todo ello lleva a un sector regulado por el estado, por la ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico (Sobrecostes, 2010).

La directiva europea 96/92/CE estableció las bases para la creación de un mercado interior de electricidad, definiendo obstáculos y necesidades de mejora.

La ley 54/1997 establece la libre competencia en generación, pero promueve la eficiencia energética, la reducción de consumo y la protección del medio ambiente.

El Real Decreto 1747/2003 desarrolla la ley 54/1997 para que el suministro eléctrico se realice al menor coste, y con las menos singularidades, dejando abierta la posibilidad para que los territorios extrapeninsulares puedan excluirse del mercado eléctrico, y asignando al operador del mercado dichas funciones. Prevé el mayor coste de la actividad de producción por la tecnología de los equipos y combustible empleado, así como a las mayores necesidades de reserva.

En la orden ITC 913/2006, de 30 de marzo, se aprueban los métodos de cálculo de coste de los combustibles empleados en los sistemas eléctricos extra-peninsulares e insulares.

En la orden 914/2006, de 30 de marzo, se establece el cálculo de la retribución de la garantía de potencia de los sistemas eléctricos extra-peninsulares e insulares.

El Real decreto ley 6/2009, de preinscripción de potencia de las renovables a fin de obtener prima, pretendía obtener la estabilidad técnica y económica del sistema, pero para Canarias se obtuvo lo contrario, una insostenibilidad económica y técnica.

En Canarias la potencia eólica en la última década ha salido por concurso. El elaborado en el año 2004, 14 de octubre, fue finalmente anulado. El posterior del 2007 se ha ido demorando y el Tribunal Superior de Justicia de Canarias (TSJC) ha anulado la resolución de 2007 por la que se adjudicaron los nuevos parques eólicos de las islas, al estimar que los proyectos se valoraron con unos criterios erróneos que derivaron en resultados contrarios a la propia convocatoria. En la actualidad, al eliminarse las primas a las renovables a nivel nacional, difícilmente se obtiene rentabilidad en ellos, por lo que desconocemos cual será el siguiente paso a realizar.

Los cupos a nivel nacional para instalaciones fotovoltaicas, va en detrimento de los sistemas eléctricos insulares. Ya congelados por la actual política de no primas a su producción.

El sistema eléctrico Canario depende de un combustible en desuso en los sistemas eléctricos internacionales, el petróleo: fueloil, gasoil y diésel. El más pesado y barato se emplea siempre que es posible. Pero principalmente las turbinas de gas emplean el gasoil. Esto genera una fuerte dependencia del precio internacional del petróleo.

El SEI canario consta de 7 islas y 6 sistemas eléctricos por hallarse unidas Lanzarote Y Fuerteventura. Las dos islas menores sólo cuentan con sólo grupos diésel, La Palma, Fuerteventura y Lanzarote cuentan además con turbinas de gas, y las islas capitalinas cuentan además con turbinas de Vapor y ciclos combinados, pero funcionando a gasoil, pues no se ha implantado el GLP a pesar de llevar más de 10 años de retraso por la oposición popular.

Para comparar costes, el método más habitual, según la AIE se divide en:

- Coste por inversión
- Coste por operación y mantenimiento, fijos y variables
- Coste de adquisición de combustible: materia prima, transporte y tasas de importación.
- Costes de emisión de CO2
- Costes de intermitencia, sólo aplicables a las energías no gestionables.

El mayor coste es para el diésel, ya que el 80% está asociado al combustible, y el más bajo para la eólica. El fueloil más elevado y la fotovoltaica algo más bajo, eran similares sus costos en el año 2010, pero considerando la subida periódica del precio del petróleo y la bajada de la tecnología fotovoltaica, la diferencia se irá incrementando año tras año. Así los costes estimados por tecnología: (serían los mostrados en la Figura 3-35)

diésel: 19,24€/kWh fuel-oil:13,70€/kWh eólica: 7,17€/kWh fotovoltaica:13,55€/kWh

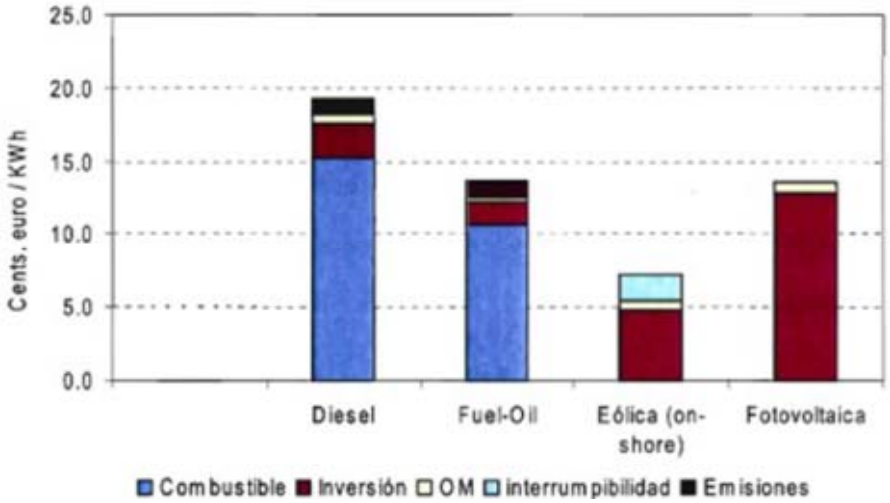


Figura 3-35. Costes por tecnologías. Fuente: trabajo IUDR-FEDEA

Mientras en la Península el precio medio de la generación en régimen ordinario es inferior al régimen especial, en Canarias es al revés. Sólo la introducción del gas en las islas variaría esta afirmación.

Por economía no sólo es cuestión de no establecer cupos limitándola, si no de potenciar la inversión en energías renovables y su implantación. Resulta importante establecer la penetración máxima de cada tecnología en las islas, para evitar problemas técnicos de interrupciones o fallos en el suministro, además de trabajar en el sentido en que se potencie un elevado desarrollo de dichas fuentes autónomas, al estar acompañadas de equipos de generación o almacenamiento energéticos con una alta flexibilidad.

El objetivo del PECAN 2006 era alcanzar un 30% de la demanda eléctrica mediante renovables. Un objetivo difícil de conseguir, pues en los últimos 10 años, no se ha puesto nada nuevo de energía eólica al bloquearse los concursos. Además ha estado bloqueada la implantación del gas en las dos islas capitalinas, durante más de una década, por movimientos ciudadanos. Hoy el Pecan 2006 ha sido abandonado, y en breve se aprobará definitivamente las Directrices de Ordenación del Sector Energético de Canarias, DOSE.

A fin de analizar el coste por isla de la generación, se observan los dos sistemas grandes, y el mediano correspondiente al sistema Lanzarote-Fuerteventura y los tres pequeños. Vemos como el precio del diésel varía de una isla a otra. Así queda el coste por tecnología en las islas en 2010. La fuente de las Tabla 3-19 hasta la Tabla 3-24 (Sobrecostes, 2010).

Tabla 3-19. Costes de generación de electricidad en Gran Canaria

Gran Canaria	kWh	céntimos euro/Kwh	Coste Total €
Regimen Ordinario	3.467.492.000	13,992	485.183.469
Fuel	3.189.582.000	13,7	436.972.734
Diesel	277.910.000	17,348	48.210.735
Regimen Especial	250.059.661	7,679	19.200.854
Eólica	230.129.000	7,17	16.500.249
Solar Fotovoltaica	19.930.661	13,55	2.700.605
TOTAL	**3.717.551.661**	**13,568**	**504.384.323**

Tabla 3-20. Costes de generación de electricidad en Tenerife

Tenerife	kWh	céntimos euro/Kwh	Coste Total €
Regimen Ordinario	3.221.002.000	14,033	452.012.619
Fuel	2.926.690.000	13,7	400.956.530
Diesel	294.312.000	17,348	51.056.089
Regimen Especial	258.364.718	11,389	29.423.975
Eólica	87.530.482	7,17	6.275.936
Solar Fotovoltaica	170.834.236	13,55	23.148.039
TOTAL	**3.479.366.718**	**13,837**	**481.436.594**

Tabla 3-21. Costes de generación de electricidad en Lanzarote-Fuerteventura

Lanzarote Fuerteventura	kWh	céntimos euro/Kwh	Coste Total €
Regimen Ordinario	1.390.310.000	18,51	257.351.239
Fuel	183.112.000	13,7	25.086.344
Diesel	1.207.198.000	19,24	232.264.895
Regimen Especial	112.819.645	11,016	12.428.675
Eólica	44.802.310	7,17	3.212.326
Solar Fotovoltaica	68.017.335	13,55	9.216.349
TOTAL	**1.503.129.645**	**17,948**	**269.779.914**

Tabla 3-22. Costes de generación de electricidad en La Palma

La Palma	kWh	céntimos euro/Kwh	Coste Total €
Regimen Ordinario	259.726.000	21,5	55.841.090
Fuel	0	0	0
Diesel	259.726.000	21,5	55.841.090
Regimen Especial	31.392.193	10,385	3.260.008
Eólica	15.574.208	7,17	1.116.671
Solar Fotovoltaica	15.817.985	13,55	2.143.337
TOTAL	**291.118.193**	**20,301**	**59.101.098**

Tabla 3-23. Costes de generación de electricidad en La Gomera

La Gomera	kWh	céntimos euro/Kwh	Coste Total €
Regimen Ordinario	68.934.000	23,5	16.199.490
Fuel	0	0	0
Diesel	68.934.000	23,5	16.199.490
Regimen Especial	16.329.985	13,35	2.180.047
Eólica	512.000	7,17	36.710
Solar Fotovoltaica	15.817.985	13,55	2.143.337
TOTAL	**85.263.985**	**21,556**	**18.379.537**

Tabla 3-24. Costes de generación en El Hierro

El Hierro	kWh	céntimos euro/Kwh	Coste Total €
Regimen Ordinario	40.690.000	24,21	9.851.049
Fuel	0	0	0
Diesel	40.690.000	24,21	9.851.049
Regimen Especial	1.401.079	11,492	161.009
Eólica	452.000	7,17	32.408
Solar Fotovoltaica	949.079	13,55	128.600
TOTAL	**42.091.079**	**23,787**	**10.012.058**

Al comparar el cuadro de costes del conjunto de España y el correspondiente al Archipiélago Canario, se observa que el coste de producción de energía para Canarias es un 122% superior que el coste de producción para todo el conjunto nacional (ver Tabla 3-25).

Tabla 3-25. Comparativa de costes de generación

Comparativa 2008	kWh	céntimos euro/kWh	Coste Total €
España	303.421.000.000	6,643	20.155.020.080
Canarias	9.316.000.000	14,753	1.374.368.800
Gran Canaria	3.717.551.661	13,568	504.384.323
Tenerife	3.479.366.718	13,837	481.436.594
Lanz-Fuerte	1.503.129.645	17,948	269.779.914
La Palma	291.118.193	20,301	59.101.098
La Gomera	85.263.985	21,556	18.379.537
El Hierro	42.091.079	23,787	10.012.058

Esta situación puede vincularse con la actuación recogida en el Real Decreto Ley 6/2009 de 30 de abril, por el cual se establece un sistema para la financiación del sobrecoste de generación en el régimen extra-peninsular que, de forma escalonada, se financiará en el futuro por los Presupuestos Generales del Estado y dejará de formar parte de los costes permanentes del sistema. Es decir, las compensaciones que reciben los sistemas extra-peninsulares pasaron a partir de 2010, y de forma progresiva, a los Presupuestos Generales del Estado. Este trasvase supuso intercambiar déficit de tarifa por déficit público. La incorporación ha sido paulatina en los Presupuestos: un 17% en 2010 hasta alcanzar el 100% en 2014. En los Presupuestos del 2010, dentro de la partida de industria ya aparece una transferencia de capital de 256,4.4 millones destinados a sufragar el 17% de 2010.

El total de la compensación del sobrecoste de todos los sistemas energéticos extra-peninsulares (Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla) fijado en el RDL 6/2009 alcanza la cifra 1.505,88 millones de euros, aunque no se ha facilitado la información desagregada correspondiente a Canarias. En función de la diferencia de 8,110 c€/kWh del coste de producción entre la comunidad canaria y el conjunto nacional, y la producción de 9.316 MWh de Canarias en el 2008, para ese año se estima un sobrecoste para Canarias de 737.387.327 euros.

Al ajustarse de manera continua la generación a la demanda, hace que el tamaño de los grupos y de las centrales eléctricas en las islas con respecto al continente sean mucho menores. Por economía de escala se castiga a estos pequeños sistemas.

La normativa por la que se fija la generación en las islas y su forma de pago se acompaña a continuación.

- Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.
- Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Resolución de 28 de septiembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisan los periodos de punta, valle y llano, los

valores del factor de estacionalidad Festh para cada uno de los bloques definidos, y las horas anuales de funcionamiento estándar de los grupos, utilizados para el cálculo del valor de la garantía de potencia horaria por MW reconocida a cada una de las instalaciones de generación del régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

- Resolución de 1 de diciembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los criterios para la realización de auditorías de los grupos de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extra peninsulares.
- Resolución de 7 de marzo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se actualizan los parámetros de los diferentes componentes del coste variable de generación de las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares para el año 2011.
- Resolución de 7 de marzo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el valor unitario de garantía de potencia anual GPOTn(i) correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares para el año 2011.

3.7 Demanda eléctrica

3.7.1 El mercado liberalizado

A fin de reducir los efectos de las fluctuaciones en el precio de la electricidad, las comercializadoras emplean sofisticados medios de predicción de la demanda.

El efecto de las condiciones climáticas sobre el acondicionamiento es claramente estacional. La laboralidad y festividad altera de forma importante el consumo.

Cada tipo de cliente se caracteriza por su forma de empleo de la electricidad, diariamente, semanalmente y mensualmente, por ello es conveniente el emplear diferentes modelos de estimación específicos para cada tipo de clientes.

La previsión de una magnitud es el cálculo anticipado que se realiza de un hecho que va a acontecer, a partir de señales explicativas. En la presente Tesis se realizará un modelo de previsión a largo plazo para la demanda eléctrica en el caso de las islas Canarias. Este estudio servirá a las empresas que conforman el sistema eléctrico. Generadores, transportista, distribuidores y comercializadoras.

El motivo de esta Tesis surgió de la planificación territorial de los sectores energéticos a nivel insular, pues van a requerir espacio físico para los equipos de generación en régimen convencional, ya que las renovables no gestionables (eólica y fotovoltaica), no se consideran a nivel de reserva. La realización de un adecuado parque de generación requiere de bastante tiempo de tramitación y ejecución, además de una fuerte inversión económica y es fundamental para mantener vivos los sistemas productivos y el estado de bienestar.

La evolución en el consumo de electricidad contribuye de forma relevante en el PIB de los países desarrollados, por lo que un estudio de la evolución de la demanda eléctrica no sólo permite conocer el desarrollo del sector eléctrico, sino la evolución de la economía general de un país.

La liberalización del mercado eléctrico en España

El proceso de liberalización del sector eléctrico español comenzó en 1997 con la aprobación de la ley 54/1997, del 27 de noviembre, la Ley del sector Eléctrico, hoy derogada por la ley 24/2013. De esta ley surgen una serie de tramos de mercado:

Mercado mayorista: centralizado o sistema de subasta, denominado Mercado Diario, donde la energía es ofertada y demandada diariamente por los generadores y los consumidores, con entrega para el día siguiente, disponiendo de un mecanismo de ajuste para las posibles modificaciones (Mercado Intradiario).

Se crea la figura del Operador del Mercado, entidad encargada de gestionar los aspectos económicos del mercado. A pesar de la plena libertad de entrada, no aparecen nuevos participantes.

Mercado Minorista: con libertad de elección de suministrador. Se contempla la posibilidad de llevar a cabo transacciones bilaterales entre oferentes y demandantes de energía eléctrica al margen del mercado diario para su liquidación por entrega de energía eléctrica o por diferencias. Aparece la figura del comercializador.

Regulación y acceso garantizado de terceros a las redes de transporte y distribución.

En 1998 dio comienzo la liberalización del mercado de la energía, convirtiéndose en el primer mercado libre y organizado al contado de energía eléctrica de los países de la Unión Monetaria Europea. Sin embargo, sólo los usuarios cualificados, (todo aquel con un consumo anual superior a los 15 GWh), pudieron beneficiarse desde el primer instante de la constitución del mercado eléctrico. En este mercado, los generadores compiten entre ellos para vender su producción, y las comercializadoras y distribuidoras compran electricidad para venderla posteriormente a los clientes cualificados y a los clientes a tarifa, respectivamente.

Fue el 1/1/2003 cuando la legislación española reconoció al consumidor de energía el derecho de optar por manera en la que contrata el suministro eléctrico. En este sentido, el consumidor peninsular podrá optar por permanecer a tarifa integral y seguir contratando la electricidad con las empresas distribuidoras de las zonas, o pasar al mercado liberalizado. Para consumidores conectados en alta tensión, estaba previsto que en 2007 desapareciera el mercado a tarifa, aunque finalmente se pospuso hasta julio 2008.

Por último, el mercado eléctrico español ha quedado totalmente liberalizado con la entrada en vigor de la Tarifa de Último Recurso (TUR) el 1 de julio de 2009.

El Pool es un mercado de compra y venta de energía. El Operador de Mercado (OMEL) recibe ofertas de los generadores para cada una de las horas y cubre la demanda mediante un sistema de pujas, adjudicando los paquetes de electricidad hasta cubrir la demanda total del día, siguiendo un rango de precio ascendente, es decir, de la oferta más barata a la más cara. Así, la energía vendida es igual a la energía comprada. No obstante, el precio final al que se paga es único y corresponde con la oferta superior que se haya realizado para cubrir la demanda.

Uno de los problemas que ha tenido el gran desarrollo de las renovables en España, es que en el año 2010 se contabilizaron más de 200 horas con precio cero de la energía, ya que con las centrales nucleares y las renovables, se cubría la demanda, quedando fuera todas las centrales de ciclo combinado modernas y pendientes de amortizar.

El objetivo de la TUR es garantizar que el suministro de energía eléctrica siga siendo un servicio básico y asequible para todos. Esto ha supuesto un punto de inflexión para las comercializadoras. Los cambios más significativos que acarrea esta nueva tarifa se resumen en los siguientes apartados:

- Las tarifas integrales de energía eléctrica quedan extinguidas. Esto supone la desaparición de las tarifas reguladas en B.T. para aproximadamente 25 millones de clientes en España. Dentro de este marco, aumentan las oportunidades de negocio para las comercializadoras, ya que el número de potenciales clientes se ve incrementado ante las nuevas posibilidades que brinda la liberación del mercado. Las comercializadoras se enfrentan ante un aumento significativo de los clientes a los que ha de suministrar energía.
- Los consumidores suministrados por un distribuidor que no hayan optado por elegir empresa comercializadora pasarán a ser suministrados por un comercializador de último recurso (CUR). Dicho comercializador sucederá a la empresa distribuidora con los derechos y obligaciones establecidos en el artículo 45 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre de 1997, del Sector Eléctrico Español.
- Las empresas distribuidoras de electricidad se desvinculan de ofertar servicios de comercialización, para dedicarse en exclusiva a construir, mantener y operar las redes, así como a leer los contadores y facilitar el servicio de averías 24 horas.
- Sólo podrán acogerse a tarifas de último recurso los consumidores de energía eléctrica conectados en B.T. cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10kW. Con la aparición de la TUR, todos los consumidores deben de contratar la energía eléctrica en el mercado liberalizado. Sin embargo, para aquellos que no hayan formalizado contrato de su suministro eléctrico en el mercado libre, la TUR es una tarifa de transición, que garantiza su suministro eléctrico, aunque no tengan contrato en el mercado libre.

De esta manera, el sector eléctrico se ha liberalizado paso a paso, hasta permitir que todos los clientes, sea cual sea su potencia contratada, puedan participar del mercado liberalizado. Esto ha supuesto un gran cambio para los agentes que operan en el sector eléctrico, en especial a las comercializadoras.

Desde el 1 de julio de 2009, existen por tanto en el mercado dos tipos fundamentales de comercializadoras:

Comercializadoras Mercado Libre: operan en el mercado liberalizado, ofreciendo distintos precios a los clientes de media y baja tensión. Su función es suministrar energía eléctrica a los consumidores que estén en el mercado libre, es decir, a aquellos que han elegido libremente su comercializadora y pactado unas condiciones de contrato. La factura que el cliente paga a su empresa comercializadora es un precio pactado libremente con el cliente que incluye la tarifa de acceso por usar las redes eléctricas de la empresa distribuidora y el precio por la energía consumida según el contrato firmado con ella.

CUR: únicas habilitadas para suministrar a los clientes con la tarifa de último recurso. Su función es suministrar energía eléctrica a los consumidores que estén acogidos a la tarifa de último recurso. En particular, en ENDESA se ha creado una nueva comercializadora de último recurso, que recibe el nombre de ENDESA ENERGÍA XXI.

La tarifa de último recurso que el cliente pagará a su CUR está formado por los términos de la Ecuación:

$$TUR = Coste\ de\ Energía + Tarifa\ de\ acceso + Costes\ de\ Comercialización \qquad (3.1)$$

Cada uno de los términos de la expresión anterior se explica a continuación:

Coste de la energía: fijado con base a los Mercados a Plazo (CESUR y OMIP) y a otros costes de la energía, como los Costes de Ajuste del Sistema y los Pagos por Capacidad. Se revisan como mínimo cada 6 meses.
Tarifa de acceso: posibilidad de revisión semestral de los peajes, para garantizar la aditividad de la TUR.
Costes de comercialización: costes reconocidos a la actividad de comercialización.

Como se ha visto anteriormente, el proceso de liberalización ha llegado a un punto muy importante recientemente, y con un fuerte impacto para los grupos con comercializadoras CUR, que han visto como su cartera de clientes ha aumentado considerablemente, pasando a gestionar millones de clientes. Este aumento de la cartera de clientes también trae consigo un crecimiento de la incertidumbre a la hora de gestionarla.

Gestionar a los clientes supone comprarles la electricidad en los distintos horizontes temporales (corto, medio y largo plazo) y facturarla. En el corto plazo, se acude a los mercados diarios e intradiarios, donde se realiza la compra de la energía eléctrica, que se rige bajo la libre concurrencia de ofertas de compra y venta. Los mercados se convocan según un horario preestablecido al que los agentes de las comercializadoras acuden para comprar la energía que necesitan a un precio dado. El precio de la energía se obtiene por la intersección de las curvas agregadas de oferta y demanda (ver Figura 3-36).

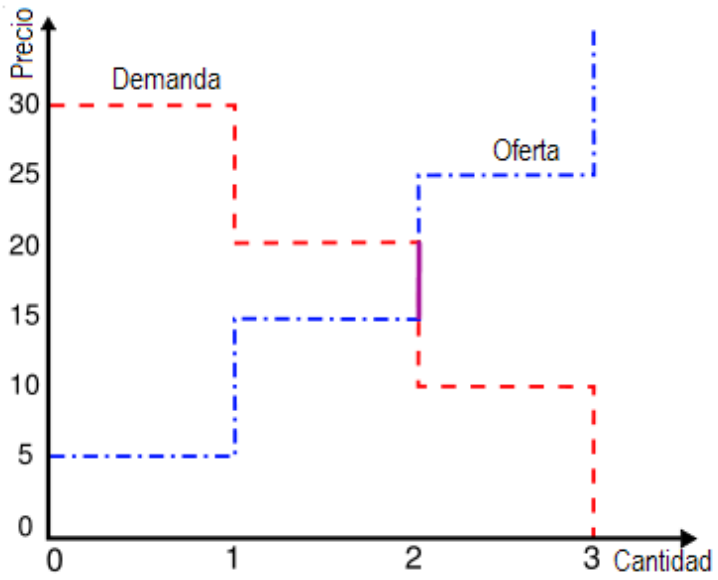


Figura 3-36. Cruce de las curvas agregadas de compra y venta

Este precio es el resultado de las estrategias propias de los agentes, el comportamiento de la demanda de la cartera de clientes y de los recursos del sistema. A parte de la incertidumbre generada por el comportamiento de los clientes, también existe la incertidumbre generada por la variabilidad de los precios de la materia prima, por lo que existe una alta volatilidad en los precios finales de estos mercados. Con el objetivo de minimizar este riesgo de precio, los agentes pueden acudir a firmar contratos de compra/venta de energía a medio y largo plazo en distintos mercados.

Básicamente existen dos tipos, los mercados físicos (OTC) y los financieros. Para poder acudir con garantías a un mercado de largo plazo, una empresa comercializadora debe de conocer con la menor incertidumbre posible el consumo de su cartera de clientes, y así poder ajustar las cantidades de energía para la que desea cubrir su riesgo de precio. En este sentido debe desarrollar modelos de previsión de electricidad de medio-largo plazo para su cartera.

Se puede decir que la cartera de una comercializadora está formada básicamente por grandes consumidores (fábricas, cogeneradores, etc) y clientes domésticos, generalmente conectados a baja tensión. Como se deduce de la breve exposición sobre los periodos de liberalización del mercado, las comercializadoras han tenido continuamente que adaptarse a los cambios y a la nueva legislación. Esto ha dado lugar a que su cartera de clientes haya fluctuado continuamente, tanto en clientes de alta tensión, como en consumidores domésticos.

Desde el punto de vista de la previsión, los modelos, algoritmos, metodología y herramientas utilizadas para la previsión son totalmente distintos, según la topología de los clientes, debido a las características muy distintas de los mismos. Mientras que de los consumidores de alta tensión se dispone de valores horario de consumo y medidas en tiempo real, en los consumidores de baja tensión las lecturas son bimestrales y dependientes de unos perfiles horarios estándares publicados por Red Eléctrica Española (REE).

La ubicación próxima a los centros de producción reducen las necesidades de redes de transporte y de sus pérdidas asociadas. Así en Argentina existen tarifas nodales de red, en que se paga según la localización del consumidor.

El poder participar en el mercado de electricidad, mediante ofertas de consumo redundará en una progresiva eficiencia de los sistemas eléctricos. Estos mecanismos producen un ahorro no en energía, si no en potencia, ya que el consumidor tratará de desplazar su curva de consumo hacia precios más favorables. Para el sistema representa una mejora económica y energética en la operación del sistema. Un menor empleo de los grupos poco eficientes y menor necesidad del empleo de centrales con combustibles fósiles para regulación del sistema.

Gestión de la demanda

Se entiende por gestión de la demanda de electricidad al conjunto de acciones, cuyo fin es influir en el uso que realizan los consumidores de la electricidad, para producir cambios hacia el ahorro y el momento en que se realiza el consumo.

Debe diseñarse un marco regulatorio de manera que las empresas comercializadoras estén incentivadas a proponer a los consumidores tarifas avanzadas que fomenten una adecuada gestión de la demanda.

El objeto a largo plazo es internalizar el coste de todos los impactos de la producción y consumo de electricidad en el precio de la misma. Se contempla medidas encaminadas a la adopción de nuevas pautas de consumo, que no han de significar una pérdida de bienestar. La acción será tanto más efectiva cuanto más incluya el precio de la electricidad los costes de su consumo. Incentivos económicos para la adquisición de equipos más eficientes y que produzcan un desplazamiento favorable en la curva de demanda del sistema.

La motivación de cara a realizar labores de gestión de la demanda ha de ser creada, entre las labores liberalizadas (generación y comercialización) y las reguladas (transporte, distribución y operación del sistema).

La eficiencia energética ha evolucionado mucho, pero le queda un gran camino por recorrer.

La creciente dependencia de recursos energéticos externos amenaza la seguridad de suministro tanto en España, como en la mayoría de los países europeos. La relación entre el PIB y la demanda es directa y superior a la unidad.

La demanda de España ha crecido a un ritmo anual del 6%, creciendo el pico de invierno que es el máximo anual en un 6% y el pico de verano en un 7%. Se ha instalado potencia que en los años más secos se emplean muy pocas horas. Así el 12% de la potencia disponible adicional (4.000 MW) para poder cubrir las primeras 100 horas de mayor demanda del año, y 1.000 MW para sólo 9 horas. La reducción de estas puntas podrá evitar el uso de esta generación y el alivio de las redes de transporte y distribución.

El consumo energético de España es inferior al de otros países avanzados. Y su precio es muy reducido en el presupuesto familiar. De hecho la demanda eléctrica es inelástica al precio. La electricidad es la energía más empleada en los hogares y por la que más se paga.

Según el Informe Mundial de la Energía se malgasta el 30% de la energía primaria en los países industrializados.

3.7.2 Análisis de la variación de la demanda en España

Se produce un estudio de la demanda nacional en España, profundizando en los sectores residencial, comercial, industrial, servicios y turístico. La capacidad de predecir la demanda permite un funcionamiento más eficiente del sistema y del mercado. Este estudio en profundidad se realiza por REE en el año 1998, más, a pesar de resultar algo antiguo, aporta muchos hábitos de consumo eléctrico que a día de hoy se mantienen. (REE 1998). No hay que olvidar que todo este estudio es para la península, pero en cada isla nos encontramos con algunos aspectos diferentes.

Comenzaron por determinar con precisión los mecanismos que hacen variar la demanda, con ello se logra:

- Prever y adaptarse a la demanda en los distintos plazos
- Gestionar la demanda: conseguir que los consumidores modifiquen su uso eléctrico y mejoren la eficiencia.

Cada día se elabora una curva de previsión de demanda eléctrica, ordenando el arranque y parada de los diversos grupos en función de la misma. Eso para cada una de las islas, se puede consultar en la página web de REE a diario. Hora a hora va apareciendo la energía real demandada sobre la curva estimada desde el día anterior.

A día de hoy la generación eléctrica coincide en cada instante con el consumo más las pérdidas. La energía eléctrica no se almacena. Esto actualmente es una realidad, que a medio o largo plazo podría cambiar, los motivos son varios:

- La incursión de los vehículos eléctricos actuando como almacenamiento distribuido
- La generación distribuida, principalmente renovable necesitará almacenamiento

- El incremento potencial de las renovables no gestionables, que para su regulación requerirán de dispositivos de almacenamiento
- Mejora en la tecnología de almacenamiento energético de altas potencias

La importancia de estimar el perfil horario con antelación y sobre todo la potencia punta, que será la que determine el grado de cobertura de carga. La capacidad de predecir la demanda de electricidad en los distintos plazos, permitirá reducir los costes ligados a la generación, sino además permitirá a todos los agentes relacionados trabajar por la eficiencia.

El Perfil de la demanda en España Peninsular se ha caracterizado:

- Anual
  - Crecimiento anual medio del 3.3% en el periodo 1981-1997, no homogéneo
- Mensual
  - Los mayores consumos en invierno y julio (inferior al repunte del invierno pues el residencial y grandes consumidores no crecen) y menor en entre tiempo y agosto. La fuerte reducción en la actividad productiva y hogares, no se compensa con los mejores precios de la electricidad y el incremento del consumo por turismo.
  - La demanda mensual viene de sumar los efectos de la temperatura y la actividad económica.
  - Los meses más fríos se consume más. Un mes en un año concreto especialmente frío dispara la demanda eléctrica.
- Diario
  - Influye: temperatura, efecto calendario, evolución de la actividad económica.
  - De martes a viernes se consume más, los sábados y domingos es relativamente similar y sensiblemente menor a los restantes días, los lunes es inferior al resto de los días laborables por la puesta en marcha de los procesos productivos.
  - La curva diaria presenta dos o tres puntas durante el día y un profundo valle nocturno. Las puntas históricas coinciden con un elevado crecimiento económico y una muy baja temperatura.
  - El menor consumo de la semana se logra en la madrugada del domingo.
  - Las puntas de los fines de semana se retrasan dos horas respecto a los restantes días.
  - El máximo diario en invierno sobre las 18 horas y en verano sobre las 12.

Factores que explican la evolución de la demanda:

- La temperatura ambiente afecta al corto plazo.
- El efecto calendario varía cada año.
- Los coeficientes de estacionalidad, referidos a los distintos meses, evoluciona a largo plazo. En general en enero y diciembre el consumo es un 12% mayor que en los restantes meses. En estos meses el consumo doméstico se incrementa en un 40%, por exigir más para calefacción, iluminación y otros.
- La actividad económica afecta de dos formas: a corto plazo por ajustes y a largo plazo por crecimiento del sistema productivo y el cambio en los hábitos sociales del país.

Influencia de la temperatura

- La influencia de la temperatura ha llegado a desviar la demanda de un mes hasta en un 12%
- Los inviernos están siendo más suaves y el verano más caluroso, pero la gente es más sensible al frío que al calor, por lo que ha tenido un efecto negativo sobre la demanda
- Meses con sensibilidad al frío de noviembre a abril y al calor de junio a septiembre. La temperatura de corte es de 15ºC en invierno y de 20ºC en verano
- La sensibilidad a la temperatura no es la misma a lo largo del año, tampoco lo ha sido a largo plazo. Así se constata cambio de uso de los consumidores con los siguientes aspectos: nivel de renta, equipamiento de aire acondicionado y calefacción, además en la eficiencia energética
- Años extremos en temperatura provocan la compra masiva de equipos. Entre los años 81 y el 97 la sensibilidad en los meses de invierno creció un 2.5% y en verano un 3.8%.

Influencia de la actividad económica:

- La demanda eléctrica refleja muy fielmente la evolución de la actividad económica de un país, producción de bienes y servicios y consumo de los hogares
- El sector industrial tiene mayor peso en la relación (demanda eléctrica)/PIB, pero no se mantiene constante necesariamente.
- La intensidad eléctrica ha estado creciendo en los últimos años. Es decir la cantidad de electricidad consumida por la actividad productiva, es mayor hoy que hace unos años. Esto es mala señal pues indica que para la producción de la misma riqueza se requiere un mayor consumo eléctrico.

En España el consumo se reparte tal que:

- El sector que más consume es el industrial en un 60% del total.

Más desglosado

- Los grandes consumidores industriales se llevan el 25% del total
- El residencial el 20%,
- El comercial el 6%, dentro de este, la restauración es el 2% del total
- Los hoteles turísticos el 0.5%
- El 48.5% servicios y pequeña y mediana industria.

La variación diaria por sectores:

- Residencial: se consume ligeramente más los fines de semana por hallarse más tiempo dentro del domicilio
- Los hoteles turísticos permanecen casi constantes incrementándose ligeramente los viernes
- La restauración se incrementa viernes y sábados, siendo el domingo el día de menor consumo

La variación horaria por sectores:

- En invierno sobre las 8 de la noche, sólo los que huyen de los altos precios dejan de consumir

- El resto de las temporadas sobre las 12 del medio día se produce la punta, sólo los grandes consumidores disuadidos por los altos precios se disuaden de emplear esta franja horaria
- Los grandes consumidores: debido al menor precio de los fines de semana es cuando más consumen
- En España el turismo supone el 10% del PIB
- Existen multitud de variables económicas que influyen en su demanda. La mayoría de ellas covarían entre sí en mayor o menor medida. Así introducir varias de ellas por separado en un modelo explicativo daría problemas de multicolinealidad que harían imposible lograr unos parámetros adecuados.
- Evolución a largo plazo de la influencia de la temperatura. Los usos térmicos de la electricidad han evolucionado sensiblemente en los últimos años y es de esperar que siga dicha evolución, por lo pronto se ha publicado una directiva comunitaria que promueve el empleo de energías renovables en la calefacción y acondicionamiento de espacios, lo que tendrá su efecto en el consumo con dicho fin. Esto nos obliga a estimar parámetros de temperatura cambiantes en el largo plazo. (REE 1998)

3.7.3 Análisis de la variación de la demanda en el pasado en las islas, y posibles perspectiva futuras

Comparación del consumo Eléctrico de Canarias con España y con Europa

La Figura 3-37 recoge la evolución de las variables de población, PIB (base 2008), y consumo energético (en términos de energía eléctrica puesta en red), para Canarias y España, en el periodo 2008-2011 (Consejería de Industria, 2014). Se puede observar que las tendencias seguidas son similares para ambos territorios. En Canarias, la población aumentó un 2,4%, (un 0,2% más que en España), mientras que el PIB descendió un -2,4%, (un 0,7% menos que en España), al igual que el consumo de energía eléctrica que descendió un 4,8% (un 1,4% más que en España).

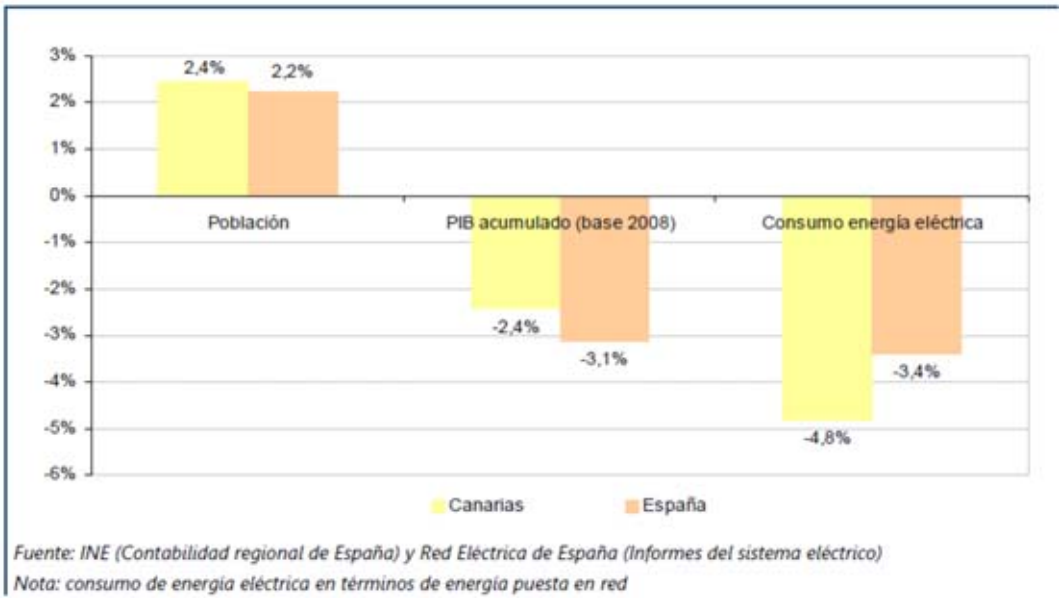


Figura 3-37. Incremento acumulado en el periodo 2008-2011 del consumo eléctrico y otras variables socioeconómicas

En el archipiélago canario, el consumo energético para usos residenciales en vivienda (excluyendo el transporte) supone alrededor de un 12,5%, inferior al valor medio nacional que es de un 16,8%. No obstante, considerando el transporte terrestre representa del 53% del consumo energético total de la Comunidad Autónoma. Analizando su composición, los derivados del petróleo representa el 82,3 %, la electricidad el 17,5 % y la energía solar térmica el 0,2 %, en unidades energéticas.

Respecto al reparto por diferentes usos, destaca que en España es la climatización (calefacción y aire acondicionado), con un 42%, el valor más importante, mientras que en Canarias, según nuestros resultados, es sólo de un 3%. El uso de más peso en Canarias es la cocina, con un 24,8%, mientras que en España sólo representa alrededor de un 11%. El ACS presenta valores similares, con un 19% en Canarias y un 26% en España.

En Canarias el sector doméstico para usos residenciales utiliza aproximadamente el 12,5% del total del consumo de energía final, lo que supone 294.293 toneladas equivalentes de petróleo (TEP). Si cruzamos estos valores con los porcentajes de este trabajo, podemos obtener las TEP que para cada uso final se consumen por los hogares con un grado de fiabilidad aceptable. Por ejemplo, en la cocina supondrían unas 75.000 TEP, y así con el resto de categorías (Consejería de Industria, 2014).

En la Tabla 3-26 se muestra la evolución del consumo per cápita para Canarias y España. Se aprecia que en las Islas, a partir del año 2008, el consumo per cápita de energía eléctrica ha disminuido año a año, rompiendo así la tendencia de aumento que se venía experimentando desde el año 2000.

Si se compara con España, el consumo energético por habitante en Canarias es menor, si bien presentan una evolución paralela, manteniéndose una distancia estable en valores absolutos. Las principales causas que explican esta diferencia son las características climatológicas de las islas y la estructura económica del Archipiélago.

Tabla 3-26. Consumo de energía eléctrica per cápita. Canarias y España

Año	Consumo per cápita (kWh/hab.)	
	Canarias	España
2000	3.666	5.082
2001	3.751	5.283
2002	3.788	5.334
2003	4.013	5.556
2004	4.249	5.758
2005	4.336	5.911
2006	4.484	6.012
2007	4.549	6.114
2008	4.524	6.063
2009	4.324	5.740
2010	4.198	5.865
2011	4.170	5.729

Fuente: Red Eléctrica de España (Informes del sistema eléctrico)

Nota: consumo de energía eléctrica en términos de energía puesta en red

Un indicador de la eficiencia energética de los sistemas es la intensidad energética, medida como el consumo de energía necesario para generar una unidad de PIB, en euros. A continuación, se incluye la evolución que ha seguido dicho parámetro en los últimos años, tanto en Canarias, como en España. Cabe destacar que el comportamiento de este índice ha marcado una tendencia similar en ambos casos. Si bien, el valor absoluto de este ratio es mayor en España, reflejando así, la diferente estructura y composición del PIB, Tabla 3-27.

Tabla 3-27. Intensidad energética. Canarias y España

Año	Intensidad energética (kWh/€)	
	Canarias	España
2008	0,22	0,26
2009	0,23	0,26
2010	0,22	0,26
2011	0,21	0,25

Fuente: INE (Contabilidad regional de España)
Nota: consumo de energía eléctrica en términos de energía puesta en red

El consumo eléctrico en Canarias en el contexto de la UE

Si se analiza el consumo por habitante que se tuvo en el año 2011, la situación del Archipiélago se encuentra en el último lugar de los países considerados. Luxemburgo, con 16.316 kWh/habitante, estuvo en primer lugar, marcando una gran diferencia respecto al segundo, Austria con 8.452 kWh/habitante (Figura 3-38).

Fuente: Internacitonal Energy Agency y Eurostat
Nota: Consumo de energía eléctrica en términos de energía puesta en red

Figura 3-38. Consumo de energía per cápita en la CEE. año 2011

Evolución de la energía puesta en red

En Canarias, la energía puesta en red en el año 2011 fue de 8.868,58 GWh, manteniéndose drásticamente en los mismos niveles del año anterior, con un decremento de -0,3%. De este total, Gran Canaria y Tenerife representaron casi el 80% de la energía.

A excepción de la isla de El Hierro, donde se registró un récord histórico con 42,95 GWh (un 3,6% superior al anterior registro ocurrido en 2008), y Fuerteventura y La Palma donde sus valores han sido un 4,7% y 1,1%, respectivamente, superiores a los del año 2010, en el resto de islas esta energía se redujo, teniéndose en la isla de Lanzarote la mayor disminución con un -1,3%, seguida de Gran Canaria con un -0,8%.

Si bien la evolución de la energía eléctrica anual puesta en red en Canarias había presentado un crecimiento continuo, con una tasa interanual de crecimiento entre los años 2000 - 2008 del 5,0%, es a partir del 2009 cuando este crecimiento ha disminuido año a año, teniéndose para el periodo 2008 – 2011 una tasa interanual de crecimiento negativa de -1,6%. Por islas, son La Gomera y El Hierro las únicas donde este crecimiento ha sido positivo, con un 0,3% y 1,2% respectivamente, siendo Lanzarote con un -2,4%, y Tenerife con un -2,0%, las que mayor decrecimiento han presentado (Tabla 3-28).

Tabla 3-28. Evolución de la energía anual puesta en la red en Canarias. Por isla (GWh)

Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias	Δ Canarias
1985	1.020,72	794,24	49,16	147,59	80,71	13,14	6,56	2.112,12	-
1990	1.594,02	1.253,91	293,94	143,78	103,68	22,35	10,84	3.422,52	62,0%
1995	2.065,04	1.691,40	386,92	228,23	149,04	33,23	16,61	4.570,47	33,5%
1996	2.128,61	1.761,06	405,48	258,54	149,10	33,67	17,29	4.753,75	4,0%
1997	2.254,22	1.899,19	444,47	272,14	155,20	36,36	19,47	5.081,05	6,9%
1998	2.385,35	2.046,16	487,12	293,12	171,13	40,33	21,18	5.444,39	7,2%
1999	2.544,88	2.201,96	543,91	309,77	183,17	44,56	22,28	5.850,53	7,5%
2000	2.720,37	2.367,53	594,66	341,58	198,06	47,14	22,99	6.292,33	7,6%
2001	2.836,87	2.547,23	608,11	418,85	193,92	50,76	26,20	6.681,94	6,2%
2002	2.893,88	2.697,63	658,23	456,36	196,09	54,83	27,07	6.984,09	4,5%
2003	3.134,63	2.949,44	716,98	496,05	216,02	61,67	29,28	7.604,07	8,9%
2004	3.359,00	3.144,99	771,14	533,99	234,36	63,66	32,90	8.140,04	7,0%
2005	3.439,84	3.358,47	807,95	591,02	237,68	63,93	35,24	8.534,13	4,8%
2006	3.566,47	3.536,25	840,86	651,20	251,64	66,68	36,99	8.950,09	4,9%
2007	3.666,69	3.675,00	827,77	706,96	262,07	67,69	39,72	9.245,91	3,3%
2008	3.703,67	3.699,43	866,46	669,70	267,24	70,03	41,46	9.318,00	0,8%
2009	3.629,36	3.628,55	834,60	629,48	266,29	69,09	41,03	9.098,39	-2,4%
2010	3.593,75	3.504,96	815,74	617,05	251,33	71,20	40,56	8.894,59	-2,2%
2011	3.564,55	3.485,04	805,08	646,17	254,08	70,722	42,95	8.868,58	-0,3%

3.7.4 Demanda de electricidad dentro del ciclo del agua en las islas

Del consumo dentro del ciclo del agua a nivel insular no contamos con datos, pero a nivel nacional tenemos una referencia. Si se considera el consumo, no estimado, del transporte, la potabilización y la reutilización del agua, puede concluirse que el sector del agua es un gran consumidor de energía. Algunos estudios apuntan que el ciclo doméstico e industrial del agua responde al 2 – 3% del consumo energético total y que si consideramos la gestión hidrológica y la demanda agraria, podría llegar al 4 -5%.

En Canarias con la gran dependencia de agua desalada, llegando cerca del 100% del agua empleada en algunas islas, y con unos fortísimos desniveles por cambios en las pendientes, así como un gran desarrollo del sector turístico, de alta demanda de agua, pasamos muy por encima de estas cifras. (IDAE 2011)

El Global Water Research Coalition (alianza internacional entre 12 de las organizaciones con mayor actividad en investigación en agua) ha iniciado en 2008 un programa con el objetivo de lograr un ciclo de agua urbana con una huella energética y de carbono neutral para el año 2030. En una primera estimación con los pocos datos disponibles, se estima la huella energética en potabilización (tratamiento y suministro) del orden de 0,4 – 1 kWh/m^3 y la huella de la gestión de las aguas residuales (recogida y tratamiento) en 0,5 – 0,7 kWh/m^3.

En las comarcas socias del proyecto AQUAMAC, las islas de Lanzarote y Gran Canaria destacan por su elevada dependencia energética para la gestión del agua. La isla de Lanzarote, por ejemplo, emplea el 27% de la energía que se consume en la isla en el ciclo del agua, y de este porcentaje el 75% se destina a desalar agua (de mar).

En el caso de Gran Canaria, tan sólo la capacidad de desalación de agua de mar registrada por el Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria puede llegar a suponer el uso de más de 300 toneladas de combustible fósil al día para posibilitar su funcionamiento. (Velázquez 2006)

3.7.4.1 Demanda eléctrica en desalación

La escasez de recursos naturales ha hecho de la desalación de agua de mar un recurso imprescindible para el sostenimiento de la vida y de la actividad económica en Canarias. Por tanto, dada la importancia que la desalación tiene en el Archipiélago al constituir un recurso hídrico de importancia estratégica, determinante desde el punto de vista económico y social, y con repercusión en el balance de todo el Estado convirtiendo a España en uno de los mayores países del mundo en producción de agua desalada, se valora energéticamente la demanda eléctrica en este sector.

El número de desaladoras registradas en el Archipiélago, así como la capacidad de producción, se resumen en la Tabla 3-29:

Tabla 3-29. Número de desaladoras y capacidad existente por isla

Isla	Nº desaladoras			Capacidad producción (m^3/día)
	Públicas	Privadas	Total	
Gran Canaria	11	126	137	336.195
Tenerife	5	36	41	118.143
Lanzarote	0	80	80	62.570
Fuerteventura	4	60	64	65.049
La Gomera	0	1	1	4.100
El Hierro	4	0	4	2.000
Canarias	**24**	**303**	**327**	**588.057**

Fuente: Dirección General de Aguas, Consejería de Agricultura, Ganadería, Pesca y Aguas, Gobierno de Canarias

En total suman 327 plantas de desalación, repartidas principalmente en la provincia de Las Palmas. En la Gomera tan solo hay una privada, y en La Palma no existe ninguna. Dado el elevado número existente, muchas de ellas de carácter privado, no hay un control estadístico completo, no existiendo por tanto datos oficiales del volumen total de agua desalada ni de la demanda energética en las mismas. Es por ello que a continuación se estimen los datos de producción de agua de abasto público tomándose como referencia la evolución y las previsiones realizadas por la Dirección General de Aguas del Gobierno de Canarias.

Por otra parte, para determinar la demanda energética por isla (Tabla 3-30), se tiene que en términos generales el consumo específico en las desaladoras canarias, sin el bombeo, varía 2,5 y 4,0 kWh/m³. Se toma como valor medio 3,5 kWh/m³.

Tabla 3-30. Estimación de producción de agua y demanda energética por isla

Islas	Volúmenes de aguas de abasto público					Demanda energética desalación (MWh)
	Desalada		Otras fuentes		Total (m³)	
	m³	%	m³	%		
Gran Canaria	53.655.895	81,3%	12.373.164	18,7%	66.029.059	187.796
Tenerife	12.588.211	35,0%	23.334.123	65,0%	35.922.334	44.059
Lanzarote	23.229.532	100%	0	0%	23.229.532	81.303
Fuerteventura	12.137.322	99,6%	51.459	0,4%	12.188.781	42.481
El Hierro	703.143	69,1%	314.772	30,9%	1.017.915	2.461
Canarias	**102.314.103**	**73,9%**	**36.073.518**	**26,1%**	**138.387.621**	**358.099**

Datos estimados

Se aprecia en la Tabla 3-30 que la demanda energética estimada en las desaladoras públicas en el 2011 en Canarias es de 358.099 MWh. Destacan Lanzarote y Fuerteventura cuya agua de abasto público es casi exclusivamente desalada.

Con el cambio climático la pluviometría en las islas irá a menos, por lo que la demanda eléctrica en este concepto irá en aumento en los próximos años.

A nivel nacional la desalación va a más. De hecho, ha provocado un estudio sobre el consumo energético del sector del agua en el año 2010, donde se recoge lo siguiente. La desalación, que produce 1,5 - 2 hm³/año de agua dulce en España, es responsable de aproximadamente el 1% del consumo energético nacional. Mientras que las instalaciones modernas de osmosis inversa consumen algo más de 3,5 kWh/m³, las más antiguas pueden tener consumos de unos 5 kWh/m³ o superiores. Estudios recientes sugieren que la optimización de la tecnología actual puede llevar a valores de consumo energético en torno a los 2,5 kWh/m³ de agua de mar desalada (IDAE 2011).

3.7.4.2 Demanda eléctrica en depuración

El ahorro energético en todo el ciclo del agua será importante en los próximos años. Así contamos con la siguiente información acerca del previsible ahorro, según el tamaño de la planta, viniendo expresado en la Figura 3-39, según el número de habitantes equivalentes. Podemos observar como el tamaño de la planta es determinante, así que no es tan sencillo como encontrar una relación entre habitante equivalente y consumo energético por depuración, si no se considera la dimensión de la planta vinculada a dicha población.

Los resultados se resumen en la Figura 3-39, donde se marca en rojo la diferencia entre el consumo actual (valor superior de la barra roja) y el consumo tras implantar las mencionadas medidas de ahorro (valor inferior de la barra roja). La Figura 3-39 indica que el mayor potencial de ahorro (máxima amplitud de la barra roja) se encontrará en las pequeñas plantas de depuración. El ahorro global a nivel nacional es de un 17, 5%. (IDAE 2011)

En la Tabla 3-31 se recoge la cantidad de agua recogidas y tratadas en Canarias del 2007 al 2005.

Respecto a agua asociadas a actividades industriales, depende tanto de la actividad como de la dimensión, hasta el punto que se carece de información específica.

La Isla de Gran Canaria, en particular, soporta anualmente una fuerte extracción de reservas de agua, con descensos de niveles freáticos por sobreexplotación que favorecen la intrusión marina y la salinización de dichos acuíferos. Anualmente se extraen 98 hm^3 de los cuales 47 son renovados cada año por el agua de lluvia y 51 proceden de las reservas acumuladas durante siglos. De esto se deduce que el ritmo de consumo es superior al de regeneración, con las consecuentes repercusiones negativas sobre el desarrollo económico, social y medioambiental de la Isla.

Figura 3-39. Potencia requerida por unidad de tratamiento

La reutilización del agua depurada es una fuente alternativa que está contribuyendo a reducir el déficit hídrico existente, a disminuir la sobreexplotación del acuífero y la contaminación del litoral isleño. Pero aparece en la Figura 3-37 el consumo depende del tamaño, contando con una gran capacidad de reducción de la demanda. (C.I. A., 2003)

Tabla 3-31. Recogida y tratamiento de aguas residuales en Canarias. Fuente: Istac

Volumen (m^3/día)	2007	2006	2005
aguas residuales recogidas	396.067	376.898	292.285
aguas residuales tratadas	297.974	297.054	258.900
aguas residuales reutilizadas	90.327	166.195	81.013

3.7.4.3 Bombeos de agua en las islas

A todas estas demandas energéticas habría que añadir los importantes recursos acuíferos que todavía, son bombeados desde los múltiples pozos y sondeos en las islas, así como las crecientes demandas de bombeo de agua potable desde la costa hacia cotas del interior que pueden llegar hasta los 600 ó 900 metros de altitud. (Velázquez 2006)

Pero no hemos encontrados referencia de que peso absoluto o relativo tiene este concepto, salvo en (Aeren 2010), que afirma que La Palma gasta el 20% de su consumo eléctrico total en bombeo de agua. En esta isla la procedencia del agua en el año 2005 era (l/habitante/día).

Manantial: 650 ***pozos: 707*** ***galerías: 1394*** ***superficie: 0***

Luego el agua hay que sacarla de debajo de la tierra y bombearla. Se trata de una isla con fuertes desniveles, que produce muchos sedimentos, y bastante permeable por lo que no cuenta con ninguna presa, sólo balsas para el almacenamiento de agua.

A pesar de ser autosuficiente hidrológicamente, se gasta el 20% de la toda la electricidad consumida en la isla en bombeo de agua. Eso indica el muchísimo peso que tiene el ciclo del agua sobre el consumo de electricidad en Canarias.

Capítulo 4. Presentación de los datos

Se va a recabar datos a fin de poder decidir qué estudios se pueden realizar. Tras el análisis del capítulo 2, se conocen las variables que presentan relevancia en este tipo de estudios a largo plazo. Los datos recogidos van a condicionar los estudios que se aborden a continuación.

4.1 Datos económicos

El consumo de electricidad y la evolución económica de un país están muy relacionados, como se puede constatar en la amplia bibliografía. A fin de hallar dicha relación para cada una de las islas, vamos a tratar de observar tanto sus variables económicas propias como su consumo. Por falta de datos más detallados, la mayoría de las variables las vamos a tener que considerar a nivel comunidad autónoma, aunque esto podría inducir a equívocos, pues las economías insulares son muy distintas entre sí. Mientras que en las cuatro islas mayores el turismo es el motor económico, en las tres islas menores la agricultura conforma una parte importante de su economía. Cabe destacar que en las siete islas, como ha ocurrido en el resto del territorio nacional, la construcción ha ocupado un papel predominante en el pasado.

Se analiza la relación que ha presentado el PIB de Canarias, con el de España, ya que existen estimaciones del PIB nacional realizado por diferentes organismos, no así para un PIB autonómico. Por lo que se podría deducir la evolución del PIB de Canarias, a partir de las evoluciones halladas para el PIB nacional.

4.1.1 El PIB de la comunidad autónoma de Canarias

El Producto Interno Bruto (PIB), es una medida macroeconómica que expresa el valor monetario de la producción de bienes y servicios de demanda final de un país durante un período determinado de tiempo (normalmente un año).

El PIB es usado como una medida del bienestar material de una sociedad y es objeto de estudio de la macroeconomía. Su cálculo se encuadra dentro de la contabilidad nacional, o autonómica. Para estimarlo, se emplean varios métodos complementarios. Tras el pertinente ajuste de los resultados obtenidos en los mismos, al menos parcialmente, resulta incluida en su cálculo la economía sumergida.

No obstante, existen limitaciones a su uso. Además de los mencionados ajustes necesarios para la economía sumergida, el impacto social o ecológico de diversas actividades puede ser importante para lo que se esté estudiando, y puede no estar recogido en el PIB. Existen diversas medidas alternativas al PIB que pueden ser más útiles que éste para determinadas comparaciones y estudios.

El PIB de cada una de las comunidades autónomas de España se puede encontrar publicado. A nivel autonómico se carece de estimaciones, lo que no ocurre a nivel nacional, por lo que recogen los datos de Canarias y de España, ante la posibilidad de poder establecer una relación entre ellos y extrapolar las proyecciones de Canarias a partir de las de España.

Tasa de variación del PIB

La tasa de variación del producto interno bruto es el incremento o disminución que éste experimenta en un periodo de tiempo determinado, normalmente un año. Se utiliza para medir el crecimiento económico de un país.

Es el cociente entre el incremento del PIB del año n respecto al año (n—1) expresado en porcentaje.

Tasa de variación en año n (%) = (PIBn-PIBn-1) / PIBn-1 x 100

PIB per cápita

El PIB per cápita (también llamado renta per cápita, ingreso per cápita o PIB por habitante) es una magnitud que trata de medir la riqueza material disponible. Se calcula simplemente como el PIB total de un territorio, dividido entre el número de habitantes. Para el caso que nos ocupa sólo se cuenta con el valor de Canarias, será dividido por la toda la población de las islas.

PIB real

Se define como el valor monetario de todos los bienes y/o servicios producidos por un país o una economía valorados a precios constantes, es decir, valorados según los precios del año que se toma como base o referencia en las comparaciones. Este cálculo se lleva a cabo mediante el deflactor del PIB, según el índice de inflación (o bien computando el valor de los bienes con independencia del año de producción mediante los precios de un cierto año de referencia). PIBreal = PIB/IPC

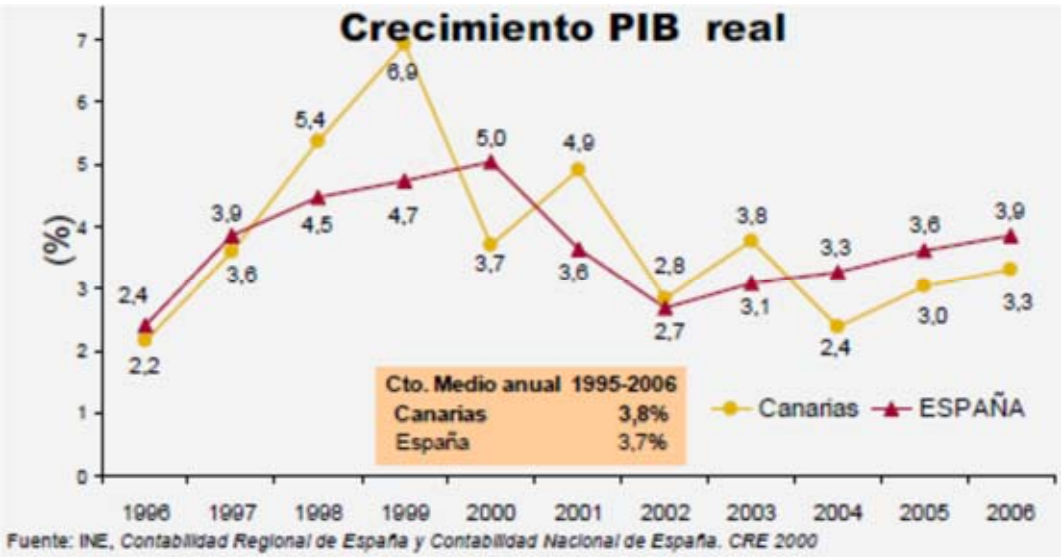


Figura 4-1. PIB por habitante. Canarias y España. 2000-2010

4.1.1.1 Consejo Económico y Social de Canarias. Dependiente de la Consejería de Economía y Hacienda del Gobierno de Canarias

Debido a que del PIB nacional, se obtienen más años de estimación, se ha analizado la relación que existe entre el PIB nacional y el de Canarias. La primera información de este apartado ha sido extraída del informe. Situación económica de canarias. Informe de 19 de febrero de 2008. Instituto de Crédito Oficial (ICO). Se realiza una comparación de distintas variables económicas de Canarias, con el resto de comunidades autónomas y con el conjunto nacional observándose, por ejemplo, que desde 2004 Canarias ha crecido a tasas inferiores a la media española los últimos años (ver Figura 4-1), pero más recientemente está saliendo de la crisis mejor que el resto de Comunidades Autónomas (Figura 4-4).

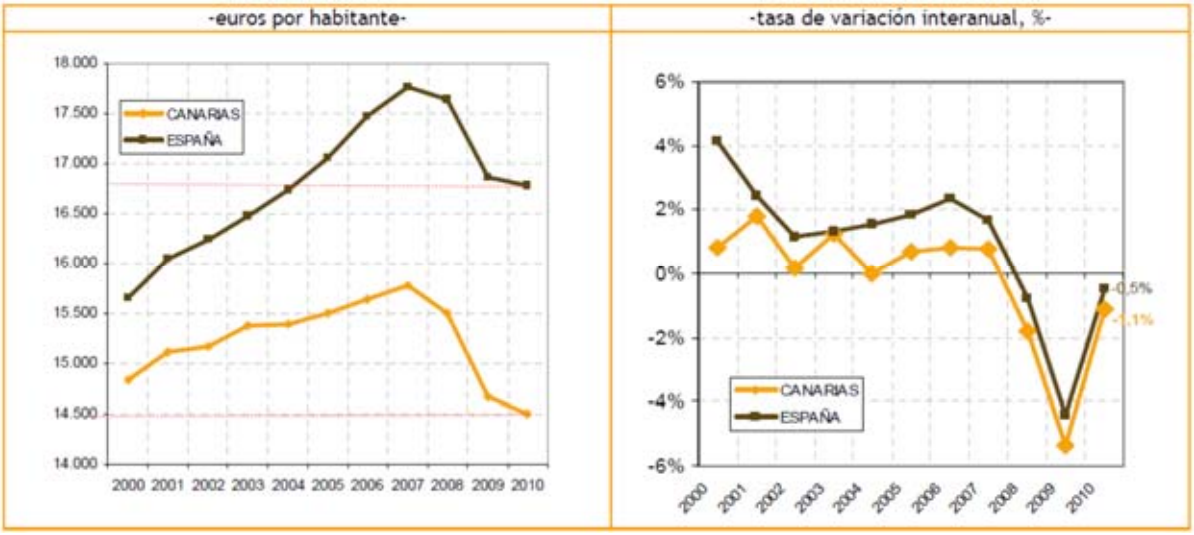


Figura 4-2. PIB por habitante. Canarias y España. 2000-2010

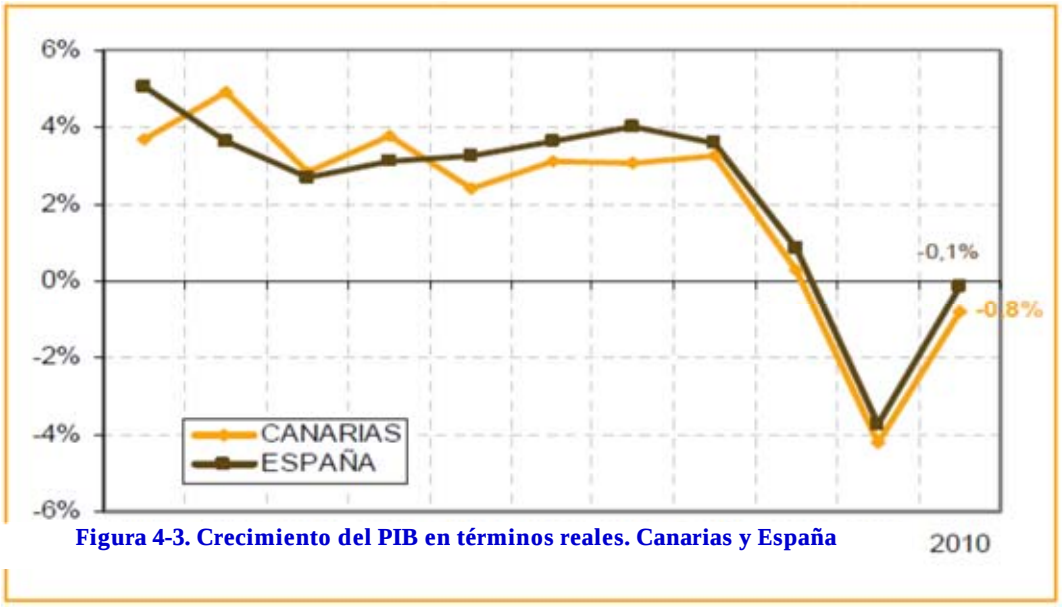


Figura 4-3. Crecimiento del PIB en términos reales. Canarias y España

Además, en el análisis de la evolución de la renta per cápita para el periodo 2000-2010, tomando como indicador el PIB por habitante a precios constantes de 2000, se aprecia cómo la tasa de crecimiento del PIB por habitante en Canarias se sitúa sistemáticamente por debajo de la media nacional, ampliando la brecha existente en este indicador (ver Figura 4-2). En términos porcentuales, durante esta última década, el PIB por habitante en Canarias pasa del 94,8% al 86,4% respecto de la media española.

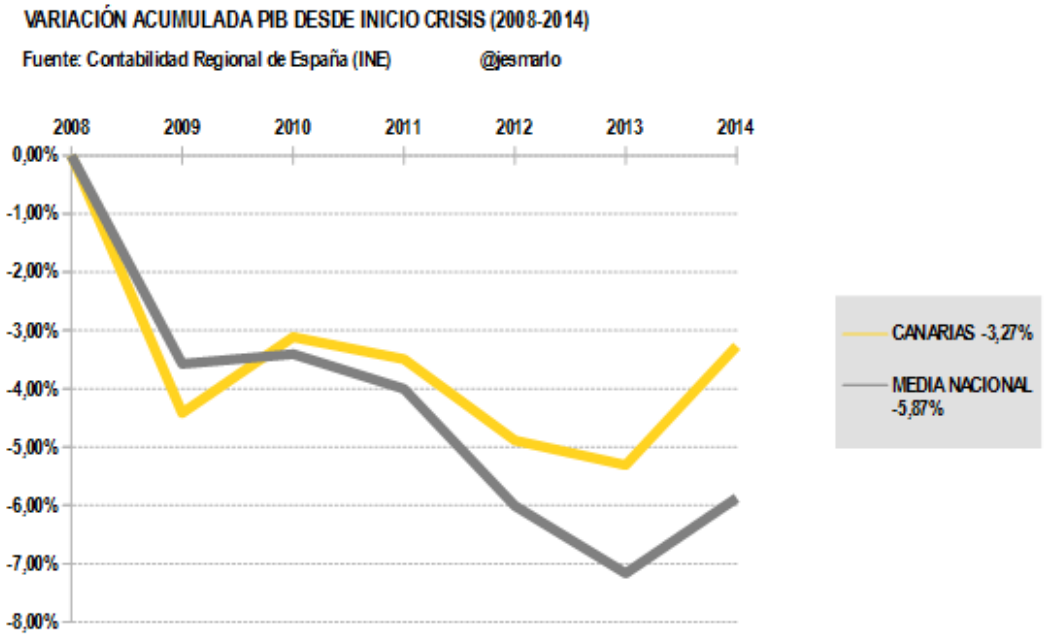


Figura 4-4. Variación del PIB en España y Canarias después de la crisis del 2008

En el análisis de la evolución del PIB en la última década (ver Figura 4-3) destaca el drástico cambio de tendencia de su tasa de crecimiento que tiene como punto de inflexión 2008, con un crecimiento todavía positivo a pesar de los malos resultados de los últimos trimestres. El año 2009 marcó una contracción del PIB muy pronunciada, que se ha moderado en 2010.

Como resultado de la fuerte caída experimentada en la economía en los años 2009 y 2010, los niveles de producción en términos reales (PIB a precios constantes del año 2002) del año 2010 retroceden a niveles de 2006. En cuanto a la evolución comparada de Canarias respecto a la media española, cabe destacar que desde 2004 las tasas de crecimiento de la economía canaria se sitúan de forma continuada por debajo de la media estatal, con un diferencial anual medio en torno a 0,6 puntos porcentuales.

Si analizamos más reciente el comportamiento del PIB parece haberse invertido comparativamente después de la crisis, donde Canarias sale en una posición ventajosa frente a la media de la nación. Como se puede observar en el siguiente gráfico.

4.1.1.2 Comparación del PIB de España y del PIB de Canarias

Se dispone de información completa del PIB dentro de la ventana de estudio realizada, desde 1991 hasta la actualidad. El problema es conseguir estimaciones futuras realizadas de los próximos años. En este sentido de Canarias encontramos unas estimaciones antiguas a fecha de hoy, y con bastante mala tasa de acierto. Existen muchas más estimaciones a nivel nacional, del Gobierno y otras organizaciones económicas. Por lo que si esas proyecciones pudiesen ser exportadas sería fabuloso.

Tras analizar los datos de los 24 años disponibles, encontramos que en 15 años el PIB per cápita de Canarias ha sido inferior al de la nación, lo que se ha comentado anteriormente, en los últimos 5 años, sólo en 2 ocasiones ha sido inferior. Sin embargo en 17 años la tasa de crecimiento del PIB ha sido superior al del país. Como veremos las previsiones para España en los próximos años son bastante optimistas, por lo que trasladar valores próximos a Canarias, parece estar abalado por estas comparaciones recientes.

4.1.1.3 Datos macro. http://www.datosmacro.com/pib-ccaa/canarias

En la Tabla 4-1a se muestra el Producto Interior Bruto de Canarias a precios de mercado y sus componentes (oferta). En la Tabla 4-1b se muestra el PIB per cápita en Canarias. En la Tabla 4-2 se presentan los datos del PIB en España. Los datos publicados actualmente alcanzan hasta el año 1991 (Datos Macros).

Tabla 4-1. Evolución anual del PIB a precios del mercado y del PIB per cápita en Canarias

Tabla 4.1a. Evolución anual PIB Canarias

Fecha	PIB Mill.€	Var. Anual
2014	41.523	2,2%
2013	40.299	-0,4%
2012	40.172	-1,4%
2011	40.718	-0,4%
2010	40.478	1,4%
2009	40.124	-4,4%
2008	42.187	0,1%
2007	41.229	3,2%
2006	38.935	2,9%
2005	36.380	3,1%
2004	33.874	1,9%
2003	31.901	3,5%
2002	29.619	2,4%
2001	27.589	4,7%
2000	25.300	7,6%
1999	23.515	11,3%
1998	21.034	9,1%
1997	19.434	7,1%
1996	18.721	5,9%
1995	17.226	6.9%
1994	15.970	6.6%
1993	14.985	7.6%
1992	13.933	10.4%
1991	12.616	9.1%

Tabla 4.1b. Evolución anual PIB per cápita Canarias

Fecha	PIB per C.€	Var. Anual
2014	19.581	3,8%
2013	18.873	-0,4%
2012	18.940	-2,0%
2011	19.325	-0,1%
2010	19.345	0,6%
2009	19.235	-6,0%
2008	20.464	-3,3%
2007	21.167	3,7%
2006	20.422	4,2%
2005	19.595	4,4%
2004	18.778	3,0%
2003	18.227	4,3%
2002	17.476	4,3%
2001	16.759	7,6%
2000	15.570	9,7%
1999	14.200	10,10%
1998	12.900	6,6%
1997	12.100	1,7%
1996	11.900	6,3%
1995	11.200	7,1%
1994	9.931	3,4%
1993	9.597	4,2%
1992	9.191	8,1%
1991	8.446	

4.1.2 El IPC en la Comunidad Autónoma de Canarias

El IPC es un índice en el que se valoran los precios de un conjunto de productos, determinado sobre la base de la encuesta continua de presupuestos familiares (también llamada Encuesta de gastos de los hogares), que una cantidad de consumidores adquiere de manera regular, y la variación con respecto del precio de cada uno, respecto de una muestra anterior. Se trata de un porcentaje que puede ser positivo, en cuyo caso indica un incremento de los precios o negativo, que refleja una caída de los mismos.

Tabla 4-2. Evolución anual del PIB a precios del mercado y del PIB per cápita en España

Tabla 4.2a. Evolución anual PIB. España

Fecha	PIB Mill.€	Var. Anual
2014	1.058.469	1,4%
2013	1.049.181	-1,2%
2012	1.055.158	-2,1%
2011	1.075.147	-0,6%
2010	1.080.913	0,2%
2009	1.079.034	-3,6%
2008	1.116.207	1,1%
2007	1.080.807	3,8%
2006	1.007.974	4,2%
2005	930.566	3,7%
2004	861.420	3,2%
2003	803.472	3,2%
2002	749.288	2,9%
2001	699.528	4,0%
2000	646.250	5,3%
1999	594.316	4,5%
1998	551.397	4,3%
1997	519.608	3,7%
1996	505.109	2,7%
1995	468.879	5,0%
1994	425.089	2,4%
1993	425.936	-1%
1992	463.263	0,9%
1991	443.715	2,5%

Tabla 4.2b. Evolución anual PIB per cápita. España

Fecha	PIB per C.€	Var. Anual
2014	22.780	1,2%
2013	22.518	-0,2%
2012	22.562	-1,9%
2011	23.005	-0,9%
2010	23.214	-0,2%
2009	23.271	-4,1%
2008	24.274	1,6%
2007	23.893	5,2%
2006	22.722	6,6 %
2005	21.313	6,0%
2004	20.099	5,6%
2003	19.041	5,3%
2002	18.088	5,4%
2001	17.160	7,7%
2000	15.935	7,0%
1999	14.700	7,2%
1998	13.700	6,1%
1997	13.000	2,3%
1996	12.700	7,6%
1995	11.800	10,2%
1994	10.800	0,0%
1993	10.800	-8,5%
1992	11.800	3,5%
1991	11.400	10,3%

4.1.2.1 Datos del Instituto Nacional de Estadística o del Instituto Canario de Estadística

La página web del INE permite diferenciar el IPC por provincias. En la Tabla 4-3 se presentan los datos del IPC desde diciembre de 1989 hasta diciembre de 2014 para Canarias, por provincias no se encuentra si no a partir del año 1995. Se Va a trabajar con el PIB e IPC regional.

Tabla 4-3. Evolución anual del IPC en las provincias Canarias

L Palmas	SC de TF	Canarias		España
		5,6%	desde diciembre de 1989 hasta dic. 1990	6,5%
		4,6%	desde diciembre de 1990 hasta dic. 1991	5,5%
		5,1%	desde diciembre de 1991 hasta dic. 1992	5,3%
		5,3%	desde diciembre de 1992 hasta dic. 1993	4,9%
		5,40%	desde diciembre de 1993 hasta dic. 1994	4,3%
4,20%	3,20%	4,60%	desde diciembre de 1994 hasta dic. 1995	4,3%
2,30%	3,20%	2,30%	desde diciembre de 1995 hasta dic. 1996	3,2%
2,20%	2,20%	2,50%	desde diciembre de 1996 hasta dic. 1997	2,0%
2,00%	2,50%	2,40%	desde diciembre de 1997 hasta dic. 1998	1,4%
2,50%	2,40%	2,40%	desde diciembre de 1998 hasta dic. 1999	2,9%
3,40%	3,10%	3,50%	desde diciembre de 1999 hasta dic. 2000	4,0%
2,20%	2,40%	2,40%	desde diciembre de 2000 hasta dic. 2001	2,7%
3,10%	2,60%	3,20%	desde diciembre de 2001 hasta dic. 2002	4,0%
1,90%	1,60%	1,90%	desde diciembre de 2002 hasta dic. 2003	2,6%
2,20%	2,50%	2,50%	desde diciembre de 2003 hasta dic. 2004	3,2%
3,40%	2,90%	2,80%	desde diciembre de 2004 hasta dic. 2005	3,7%
1,80%	2,20%	2,00%	desde diciembre de 2005 hasta dic. 2006	2,7%
4,10%	4,30%	4,30%	desde diciembre de 2006 hasta dic. 2007	4,2%
0,70%	0,70%	1,60%	desde diciembre de 2007 hasta dic. 2008	1,4%
0,20%	0,20%	-0,40%	desde diciembre de 2008 hasta dic. 2009	0,8%
2,50%	2,40%	2,00%	desde diciembre de 2009 hasta dic. 2010	3,0%
1,40%	1,30%	2,00%	desde diciembre de 2010 hasta dic. 2011	2,4%
2,00%	2,60%	2,50%	desde diciembre de 2011 hasta dic. 2012	2,9%
		-0,40%	desde diciembre de 2012 hasta dic. 2013	0,3%
		-1,10%	desde diciembre de 2013 hasta dic. 2014	-1,0%

4.1.2.2 Comparación de los datos del IPC de España y de Canarias

Se ha realizado una comparación acerca de los valores del IPC de España y Canarias, ya que es un valor que preocupa menos, y se elaboran menos predicciones que del PIB, a nivel Canarias no hemos encontrado ninguna especulación, si para España. Por lo que si pretendemos poder usarla, habrá que saber qué relación ha habido en el pasado entre ellas.

El caso es que de los 25 años disponibles de valores del IPC en 18 los precios han subido más en la totalidad de España, y sólo 7 años el incremento de precios en Canarias ha sido superior. Por otro lado en los últimos seis años los precios han subido más en España, o en caso de bajar han bajado más en Canarias. Por lo que es tónica general que el IPC sea algo inferior para el caso de Canarias respecto de España.

4.1.3 El VAB de las distintas islas de Canarias

El valor agregado bruto (VAB) o valor añadido bruto es la macro-magnitud económica que mide el valor añadido generado por el conjunto de productores de un área económica, recogiendo en definitiva los valores que se agregan a los bienes y servicios en las distintas etapas del proceso productivo.

A partir del valor añadido bruto de un país se obtiene fácilmente el PIB, con el que mantiene una estrecha relación, pues ambos están midiendo el mismo hecho. El PIB se obtiene después de añadirle al valor agregado del país los impuestos indirectos que gravan las operaciones de producción. Se adjuntan las Tabla 4-4, Tabla 4-5, Tabla 4-6, Tabla 4-7 y Tabla 4-8.

En la economía empresarial, el valor añadido de una empresa es la diferencia entre el importe de las ventas de la empresa y las compras hechas a otras empresas sin incluir la depreciación del capital fijo durante el período. Al deducir la depreciación se obtiene el valor agregado neto. La magnitud, a nivel macroeconómico, lo que hace realmente es el sumatorio del valor agregado por todas las empresas de un país.

Se trata de un valor que a través del ISTAC disponemos isla a isla, pero sólo desde el año 1999, hasta el 2008. Posteriormente dejó de realizarse, (ISTAC). Viene publicado por sectores económicos, suponiendo Comercio, Hostelería y Transporte más de un tercio en todas las islas, y particularmente en Fuerteventura más de la mitad de su economía en todos los años contemplados.

Esta variable es ideal para el estudio que queremos realizar, pero se nos hace insuficiente, por acabarse de publicar en 2008, y no tener contemplado realizarse en un futuro.

Tabla 4-4. Valores del VAB por isla correspondiente a los años 2007 y 2008

	CANARIAS	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
2008								
Valor Añadido Bruto (VAB) a precios de mercado								
Total	39.274.964	2.889.629	2.154.289	16.182.806	16.245.473	360.240	1.277.408	165.120
Agricultura, ganadería y pesca	477.576	12.686	11.418	172.948	235.664	3.963	36.150	4.746
Industria y Energía	2.631.043	131.624	102.020	1.031.499	1.235.584	20.552	98.242	11.522
Construcción	4.334.948	258.402	243.740	1.463.904	2.078.927	59.789	201.155	29.031
Comercio, Hostelería y Transporte	13.999.364	1.482.527	1.093.270	5.971.621	4.954.335	114.329	340.844	42.438
Intermediación Financiera y Servicios Empresariales	8.439.175	485.434	321.973	3.459.986	3.854.803	58.316	233.496	25.166
Otros Servicios	9.392.858	518.957	381.868	4.082.847	3.886.159	103.290	367.520	52.218
2007								
Valor Añadido Bruto (VAB) a precios de mercado								
Total	37.427.998	2.811.544	2.138.324	15.229.006	15.519.081	351.677	1.221.302	157.064
Agricultura, ganadería y pesca	489.264	12.427	12.564	187.054	231.627	4.612	36.112	4.867
Industria y Energía	2.450.892	127.514	98.695	977.357	1.130.081	19.923	85.633	11.690
Construcción	4.415.353	294.906	291.260	1.379.373	2.163.087	55.119	204.279	27.329
Comercio, Hostelería y Transporte	13.486.253	1.452.418	1.090.538	5.670.268	4.800.395	113.420	318.815	40.399
Intermediación Financiera y Servicios Empresariales	7.955.729	456.134	308.310	3.257.944	3.633.237	53.577	223.562	22.965
Otros Servicios	8.630.507	468.146	336.957	3.757.009	3.560.654	105.026	352.901	49.814

Tabla 4-5. Valores del VAB por isla correspondiente a los años 2005 y 2006

	CANARIAS	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
2006								
Valor Añadido Bruto (VAB) a precios de mercado								
Total	34.986.661	2.680.558	2.015.639	14.122.308	14.560.334	325.985	1.133.780	148.058
Agricultura, ganadería y pesca	435.771	10.637	10.837	174.710	197.645	4.227	33.247	4.470
Industria y Energía	2.347.284	120.366	94.415	954.902	1.068.748	18.112	80.566	10.177
Construcción	4.120.081	298.835	289.352	1.226.424	2.034.581	52.016	190.481	28.392
Comercio, Hostelería y Transporte	12.796.623	1.396.969	1.039.141	5.341.460	4.563.739	110.265	306.540	38.509
Intermediación Financiera y Servicios Empresariales	7.277.663	434.784	292.819	2.943.048	3.335.623	50.452	200.059	20.878
Otros Servicios	8.009.239	418.968	289.075	3.481.764	3.359.997	90.914	322.888	45.632
2005								
Valor Añadido Bruto (VAB) a precios de mercado								
Total	32.811.351	2.477.659	1.849.871	13.196.835	13.764.424	318.634	1.059.307	144.620
Agricultura, ganadería y pesca	490.366	10.487	10.590	192.334	230.131	3.985	38.247	4.591
Industria y Energía	2.301.747	103.094	79.053	905.650	1.110.364	16.063	77.916	9.607
Construcción	3.842.477	280.614	293.608	1.190.165	1.837.487	56.307	158.903	25.393
Comercio, Hostelería y Transporte	11.985.372	1.295.387	935.504	4.974.087	4.338.777	104.629	299.182	37.807
Intermediación Financiera y Servicios Empresariales	6.718.355	406.294	272.159	2.706.050	3.078.022	52.970	180.651	22.209
Otros Servicios	7.473.034	381.783	258.958	3.228.550	3.169.642	84.680	304.409	45.013

Tabla 4-6. Valores del VAB por isla correspondiente a los años 2003 y 2004

	CANARIAS	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
2004								
Valor Añadido Bruto (VAB) a precios de mercado								
Total	30.738.360	2.262.484	1.648.273	12.691.080	12.707.812	295.847	1.006.166	126.698
Agricultura, ganadería y pesca	476.304	11.506	10.796	200.192	208.814	4.304	36.293	4.399
Industria y Energía	2.096.783	85.132	86.752	825.461	979.397	18.882	94.418	6.741
Construcción	3.446.664	265.017	280.466	1.139.280	1.563.418	45.520	131.986	20.977
Comercio, Hostelería y Transporte	11.676.152	1.170.260	777.948	5.061.136	4.242.925	91.058	300.302	32.523
Intermediación Financiera y Servicios Empresariales	6.025.722	367.683	260.406	2.450.857	2.717.795	49.686	161.782	17.515
Otros Servicios	7.016.735	362.887	231.905	3.014.154	2.995.464	86.397	281.384	44.544
2003								
Valor Añadido Bruto (VAB) a precios de mercado								
Total	28.994.930	2.169.896	1.511.083	12.074.628	11.907.071	279.736	931.806	120.709
Agricultura, ganadería y pesca	482.943	12.753	10.870	207.595	208.267	4.195	35.238	4.024
Industria y Energía	2.081.583	103.335	75.063	908.922	908.137	11.465	67.339	7.321
Construcción	3.031.209	217.737	218.847	1.000.070	1.402.725	41.884	130.736	19.210
Comercio, Hostelería y Transporte	11.178.731	1.174.798	787.983	4.709.345	4.108.346	95.713	272.605	29.941
Intermediación Financiera y Servicios Empresariales	5.666.258	341.486	205.480	2.389.095	2.527.682	42.652	142.585	17.278
Otros Servicios	6.554.206	319.786	212.840	2.859.602	2.751.913	83.827	283.302	42.935

Tabla 4-7. Valores del VAB por isla correspondiente a los años 2001 y 2002

	CANARIAS	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
2002								
Valor Añadido Bruto (VAB) a precios de mercado								
Total	27.024.168	2.023.000	1.371.602	11.277.389	11.136.742	259.244	850.106	106.085
Agricultura, ganadería y pesca	471.563	11.960	9.700	212.182	199.168	3.690	31.091	3.771
Industria y Energía	1.918.311	108.851	65.481	858.618	805.593	9.968	63.210	6.589
Construcción	2.847.929	186.702	180.703	929.835	1.367.603	42.669	123.678	16.740
Comercio, Hostelería y Transporte	10.558.850	1.115.812	742.325	4.453.319	3.880.838	87.641	251.184	27.731
Intermediación Financiera y Servicios Empresariales	5.152.105	304.872	190.024	2.185.277	2.294.264	38.984	125.618	13.064
Otros Servicios	6.075.410	294.802	183.369	2.638.158	2.589.275	76.292	255.325	38.190
2001								
Valor Añadido Bruto (VAB) a precios de mercado								
Total	25.132.650	1.837.237	1.231.137	10.599.708	10.355.056	227.637	787.907	93.967
Agricultura, ganadería y pesca	486.261	8.341	11.078	221.382	203.920	4.216	33.368	3.955
Industria y Energía	1.818.272	107.005	59.665	828.012	751.986	9.142	57.300	5.162
Construcción	2.447.067	171.319	168.656	852.280	1.111.877	32.716	97.087	13.131
Comercio, Hostelería y Transporte	9.862.063	983.188	667.605	4.228.111	3.635.849	80.255	242.695	24.360
Intermediación Financiera y Servicios Empresariales	4.858.317	311.787	162.628	2.049.768	2.171.005	36.454	115.773	10.903
Otros Servicios	5.660.670	255.598	161.506	2.420.155	2.480.419	64.853	241.685	36.455

Tabla 4-8. Valores del VAB por isla correspondiente a los años 1999 y 2000

	CANARIAS	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
2000								
Valor Añadido Bruto (VAB) a precios de mercado								
Total	22.914.951	1.607.843	1.080.777	9.667.302	9.516.147	209.344	749.541	83.997
Agricultura, ganadería y pesca	468.738	14.541	11.010	211.923	190.471	4.265	32.800	3.728
Industria y Energía	1.702.502	98.596	49.821	755.881	721.677	8.831	62.421	5.276
Construcción	2.076.280	131.098	123.633	696.078	989.807	30.362	93.690	11.612
Comercio, Hostelería y Transporte	8.927.139	848.436	588.328	3.852.777	3.321.421	72.896	221.134	22.147
Intermediación Financiera y Servicios Empresariales	4.403.850	277.358	166.779	1.856.321	1.950.144	32.606	111.578	9.064
Otros Servicios	5.336.442	237.813	141.205	2.294.322	2.342.628	60.384	227.919	32.170
1999								
Valor Añadido Bruto (VAB) a precios de mercado								
Total	21.290.323	1.455.369	963.866	8.898.673	8.990.140	195.298	708.243	78.735
Agricultura, ganadería y pesca	570.194	15.831	13.576	211.583	267.056	7.450	49.294	5.404
Industria y Energía	1.689.490	89.791	52.060	769.675	707.295	8.452	57.249	4.968
Construcción	1.771.307	104.695	95.671	572.586	876.281	26.962	84.621	10.491
Comercio, Hostelería y Transporte	8.645.151	811.551	543.221	3.672.748	3.309.035	70.845	216.940	20.812
Intermediación Financiera y Servicios Empresariales	3.643.141	208.223	131.252	1.542.854	1.637.266	27.706	88.859	6.981
Otros Servicios	4.971.040	225.280	128.086	2.129.227	2.193.206	53.884	211.279	30.079

4.1.4 Estimaciones futuras

Estimaciones respecto a Canarias se cuenta con alguna, pero con respecto a España se conoce muchas más, y las consideramos más fiables. Como conocemos la relación que ha habido en el pasado entre la economía Canaria y Española, podríamos tratar de extrapolar las previsiones en el futuro. En cualquier caso, se presentan las predicciones económicas disponibles.

Consejería de Economía y Hacienda. Gobierno de Canarias. Estimaciones del PIB Canario

El 4 de agosto de 2010 la Consejería de Economía y Hacienda del Gobierno de Canarias, presento un informe sobre las previsiones de crecimiento del PIB regional para el periodo 2010-2013 así como 3 escenarios a largo plazo para el periodo 2014-2020.

Tabla 4-9. Previsiones del PIB real de Canarias. Fecha de la estimación: 04/08/2010. Fuente: Gobierno de Canarias. Consejería de economía y hacienda

Escenario a medio Plazo (2010-2013)

Tasas de variación interanuales

	2010	2011	2012	2013
PIB a precios de mercado	**-0,4**	**0,4-0,9**	**1,1-1,6**	**1,8-2,3**

Del 2014-2020 se han definido tres escenarios:

Escenarios a largo plazo	**Crecimiento medio anual %**
Central	2,5
A la Baja	1,5
Al Alza	3,0

Ya son conocidos los valores para 2011, 2012, 2013 y 2014. Vemos que los valores previstos no se acercan a la realidad.

El PIB de Canarias para 2014 subió un 2,2%. Algo menor que la previsión central, pero lo cierto es que normalmente los gobiernos suelen ser bastante optimistas en sus previsiones. Los valores se presentan en la Tabla 4-9.

Datos del Programa de Estabilidad Económica 2011- 2014 del Gobierno de España

Las estimaciones del programa de estabilidad económica 2011-2014 del Gobierno de España están referidas a la economía nacional (Tabla 4-10). Indican lo siguiente:

Tabla 4-10. Previsiones de evolución del PIB nacional de España. Fuente: Gobierno de España

	2010	2011	2012	2013	2014	
PIB	-0,1	1,3	2,3	2,4	2,6	*variación anual en %
PIB nominal	0,8	2,6	3,8	4,1	4,5	miles de millones de €

Los tres primeros años ya han pasado, y como todas las previsiones de gobierno son muy optimistas, a la vista hoy de los datos, pero indican un incremento medio los últimos años del 2,5%. Dato que se ha considerado en esta tesis como crecimiento medio en la predicción anterior, en este caso para Canarias, no España. Es una tasa deseable para los gobiernos, pero está lejos de cumplirse en la realidad actual y en otras previsiones a corto plazo. Las estimaciones de última hora para Canarias son de un crecimiento del 2,1% para 2015 y del 2,2% para el 2016. http://www.20minutos.es/noticia/2456602/0/pib-canarias-crecera-2-1-2015-2-2-2016/

Planificación energética indicativa según lo dispuesto en la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible. Ministerio de Economía y hacienda

Aquí se encuentra de nuevo tres escenarios pero para el total del país. Es algo menos optimista que el caso del Gobierno de Canarias, por lo que se ha tenido en cuenta estas previsiones para la elaboración de la tesis. (Tabla 4-11).

Tabla 4-11. Banda de Evolución del PIB estimado nacional

% var PIB	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Alto	1,8	2,8	2,9	3,1	3,0	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8
Central	1,3	2,3	2,4	2,6	2,5	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3
Bajo	0,8	1,8	1,9	2,1	2,0	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8

Estimaciones del IPC de España. Fuente: Ministerio de Economía y Hacienda (hasta 2014); PRYMES resto de datos hasta 2020

Abundan los organismos que realizan estimaciones del PIB, a nivel de naciones, no obstante las únicas estimaciones encontradas respecto al IPC son las mostradas a continuación. Las estimaciones de la Tabla 4-12 fueron publicadas en el documento de Planificación energética indicativa según lo dispuesto en la ley 2/2011, de 4 de marzo, de economía sostenible en noviembre de 2011. A día de hoy, Bankinter realiza una previsión bastante distante de la reflejada en la Tabla 4-12. 1,1 para 2014 y 1,5 para el 2015. Lo que refleja la fragilidad en las previsiones económicas incluso a corto plazo.

Tabla 4-12. Estimación del IPC nacional

% var IPC	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	2,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7

Previsiones nacionales de última hora

Miremos a donde miremos el panorama es expectante. Todos los organismos analizados, incluido el propio Gobierno de España, coinciden en que 2013 será un año muy negro para nuestra economía, con una caída importante del PIB y con tasas de desempleo desproporcionadas para tratarse de un país europeo y ya desarrollado. A mediados del año 2013 las estimaciones del PIB para los próximos años se reflejan en la Tabla 4-13.

En septiembre de 2015 las previsiones para Canarias es de un PIB de 3,4 y de un 3 para 2016. Muy distante de las predicciones que se adjuntan en la página anterior de dos meses más tarde. **http://www.europapress.es/islas-canarias/noticia-bbva-eleva-decima-prevision-crecimiento-pib-canarias-34-20150915141027.html**

Tabla 4-13. Estimaciones del PIB nacional

	2013	2014	2015	2016
Previsiones de BBVA Research	-1,4	0,9		
Previsiones de la Comisión Europea	-1,5	0,8		
Previsiones del Fondo Monetario Internacional	-1,6	0,70		
Previsiones del Banco de España	-1,5	0,60		
Previsiones del Gobierno de España	-1,3	0,50	0,9	1,3

4.1.5 Conclusiones

El paro en Canarias es el más elevado de toda España. La economía, en los últimos años, ha ido por detrás de la economía nacional. Por lo que podríamos ser halagüeños con los escenarios económicos futuros, a menos a medio plazo. De todas formas la economía mundial está muy entrelazada, y no hay que olvidar que si la última crisis se le denominó crisis financiera, el precio del crudo supero los 140$ el barril, hoy no llega a 50$. El petróleo terminará por escasear, pues no se reproduce, y menos al ritmo que se gasta. Una subida como la comentada y derriba cualquier perspectiva por buena que sea. ¿Cuándo va a ocurrir? Esto se sale del tema de la presente Tesis, pero queda ahí la estimación de estas variables explicativas.

No se dispone de valores económicos para cada isla, más allá del año 2008. Por lo que la serie resulta muy corta, y se debe emplear los datos referidos a toda la comunidad autónoma, para cada una de las 7 islas. No obstante los datos empleados para realizar las predicciones se reflejan en la Tabla 4-14, de cualquier forma la población que si es una variable referida a cada isla, en los 7 casos, han presentado un elevado nivel de correlación con el PIB autonómico anterior a la crisis:

Tabla 4-14. Predicciones adoptadas de las variables económicas (Fuente: Propia)

Año	PIB	IPC	PIB real	PIB per capita	PIB real per capita	Var PIB	VAR PIB real
2015	42437	1,9	41630	19,94	19,56	2,2	-0,84
2016	43073	1,8	42298	20,21	19,85	1,5	1,60
2017	43719	1,8	42932	20,49	20,12	1,5	1,50
2018	44375	1,7	43621	20,77	20,41	1,5	1,60
2019	45041	1,7	44275	21,06	20,71	1,5	1,50
2020	45716	1,7	44939	21,37	21,00	1,5	1,50
2021	46401	1,6	45659	21,68	21,33	1,5	1,60
2022	47098	1,6	46344	21,99	21,64	1,5	1,50
2023	47804	1,6	47039	22,38	22,02	1,5	1,50
2024	48521	1,6	47745	22,78	22,41	1,5	1,50
2025	49249	1,6	48461	23,18	22,81	1,5	1,50

Los valores per cápita al ser de la economía del archipiélago, están referidos a la totalidad de la población del archipiélago.

Los valores del IPC se han tomado de la única predicción con la que se contaba a la hora de realizar los cálculos y prolongado hasta el 2025, según la tendencia establecida hasta el 2020.

Los valores de los años 2013 y 2014 han sido actualizados mediante valores publicados a última hora en presa económica, y así contar con mayor verosimilitud en los cálculos realizados.

Se ha tomado los valores reales del PIB para el 2013 y para 2014, se ha adoptado la predicción del Gobierno de Canarias a la Baja a más largo plazo, mostrado en el apartado 1.4.1, pues acabado el 2014 todo hace apuntar a una recuperación incierta de la economía.

4.2 Datos demográficos

4.2.1 Población de Canarias

Del Instituto Canario de Estadística (ISTAC) obtenemos la Tabla 4-15. Población de las Islas Canarias. Fuente: ISTAC. Algunos datos provienen de su página online, otros fueron solicitados personalmente. Observamos la falta de datos de población para el año 1997. Tratando de encontrar datos para ese año, se ha acudido a información de población de los Cabildos, incluso a ayuntamientos. Pero la realidad es que en dicho año no se realizó censo de población y no se disponen de dichos datos.

Tabla 4-15. Población de las Islas Canarias. Fuente: ISTAC

Año	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
1991	64911	36908	666150	623823	15963	78867	7162
1992	68581	37745	675622	631035	16156	79513	7203
1993	72755	39988	697238	646361	16537	80913	7611
1994	75110	41477	715860	669271	16812	81724	7846
1995	76413	42882	724845	680190	17028	82183	7957
1996	77379	42938	713768	665611	17008	81507	8338
1997	--	--	--	--	--	--	--
1998	84849	49020	715994	677485	16790	78198	7679
1999	90375	53903	728391	692366	17153	82419	8082
2000	96310	60124	741161	709365	18300	82483	8533
2001	103044	66025	755489	744076	18990	84319	9423
2002	109942	69762	771333	778071	19098	85547	10002
2003	114715	74983	789908	799889	19580	85631	10162
2004	116782	79986	790360	812839	21220	84282	10071
2005	123039	86642	802247	838877	21746	85252	10477
2006	127457	89680	807049	852945	21952	86062	10688
2007	132366	94386	815379	865070	22259	85933	10558
2008	139506	100929	829597	886033	22622	86528	10753
2009	141938	103167	838397	899833	22769	86996	10892
2010	141437	103492	845676	906854	22776	87324	10960
2011	142517	104072	850391	908555	23076	87163	10995
2012	142132	106456	852225	898680	22350	85468	11033
2013	141953	109174	852723	897582	21153	85115	10979
2014	141940	106930	851157	889936	20721	83456	10675

Se observa como en el último año algunas islas han reducido su población, salvo Fuerteventura, Gran Canaria y El Hierro. En la primera el incremento ha sido de 2,3%. En La Gomera, La Palma y Tenerife, las reducciones han sido de 3,14%, 1,94% y 1,08% respectivamente. Además observamos que la población censada, sobre todo en las islas menores no corresponde con la de hecho, pues muchos pobladores han de salir fuera para trabajar, y mantienen la residencia por conveniencia en Tarifas aéreas y otras prebendas económicas y sociales.

4.2.2 Estimación de la Población de Canarias para los próximos años. INE

Las proyecciones de población elaboradas por el INE constituyen una simulación estadística del tamaño y estructura demográfica de la población que residiría en España en los próximos años, en caso de mantenerse las tendencias demográficas actuales. Estos datos muestran, básicamente, el efecto que sobre la población futura tendría nuestra presente estructura poblacional y los comportamientos demográficos hoy observados.

El INE realiza anualmente una Proyección de Población a Corto Plazo (a 10 años) con el fin de adaptarse a la cambiante coyuntura demográfica mediante una continua actualización de sus resultados en relación con el devenir demográfico más reciente y la última información disponible. Este trabajo se complementa con las Proyecciones de Población a Largo Plazo, las cuales se actualizan cada tres años. En el año 2012, se ofrecen resultados de estimación a 40 años para España (Proyección de Población a Largo Plazo 2012-2052) y a 10 años para comunidades autónomas y provincias (Proyección de Población a Corto Plazo 2012-2022).

La metodología general de cálculo está basada en el método clásico de componentes. La aplicación de dicho método responde al siguiente esquema: partiendo de la población residente en un cierto ámbito geográfico y de la observación retrospectiva de cada uno de los componentes demográficos básicos (la mortalidad, la fecundidad y la migración), se trata de obtener la población residente en fechas posteriores bajo las hipótesis establecidas sobre el devenir de esos tres fenómenos, que son los que determinan su crecimiento y su estructura por edades.

El método de componentes se ha aplicado de acuerdo a un modelo de proyección multi-regional que posibilita la total consistencia de resultados en todos los niveles territoriales considerados y la necesaria coherencia entre flujos demográficos y stocks de población. Las estimaciones de la Tabla 4-16. Estimación para la Población Canarias. Fuente: INE fueron elaboradas en diciembre de 2012 (INE) y muestran los datos relativos a la comunidad autónoma de Canarias hasta el año 2022.

Tabla 4-16. Estimación para la Población Canarias. Fuente: INE

2010	2011	2012	2015	2018	2022	
2.088.214	**2.100.235**	**2.114.214**	**2.128.127**	**2.136.935**	**2.141.647**	Población residente a 1/1
5.504	3.875	3.803	1.640	-496	-2.417	crecimiento natural
11.215	10.490	3.404	4.031	4.658	5.278	saldo migratorio exterior
-4.392	-1.168	-1.989	-2.180	-2.291	-2.346	saldo migratorio interior
absoluto		relativo %		Promedio		
2002-2012	2012-2022	2002-2012	2012-2022	2002-2012	2012-2022	
335.045	27.433	18,8	1,3	33.504	2.743	Crecimiento poblacional

La progresiva disminución del crecimiento natural de la población (diferencia entre nacimientos y defunciones) y un saldo migratorio negativo o muy discreto determinaría que todas las comunidades autónomas perderían población en la próxima década, salvo Illes Balears, Canarias, Región de Murcia, Andalucía y las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Datos a largo plazo de la población de la totalidad de España. Población residente a 1 de enero, Tabla 4-17. Estimación de la evolución de Población para España. Fuente: INE.

Tabla 4-17. Estimación de la evolución de Población para España. Fuente: INE

2012	46.196.278
2022	45.058.581
2032	43.819.837
2042	42.771.150
2052	41.558.096

4.2.3 Conclusiones

Como podemos observar contamos con la previsión de la población en el conjunto de Canarias hasta 2022, y para el conjunto nacional hasta 2052, pero nos hace falta la previsión de población a nivel isla. A falta de otro criterio a disponer, se ha considerado un comportamiento homogéneo para todas, siguiendo la evolución del archipiélago cada isla hasta el año 2022, y siguiendo la evolución del conjunto del país hasta el año objetivo de nuestra estimación, el 2025. De esta forma se obtiene la tabla 18.

Tabla 4-18. Estimación para Población de cada una de las Islas Canarias. Fuente: propia

	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias	España
2015	142788	107442	856161	902100	22453	85863	11084	**2.127.891**	
2016	142985	108087	857342	902892	22484	85981	11099	2.130.870	
2017	143182	108886	858523	903532	22515	86100	11115	2.133.853	
2018	143379	109842	859704	904022	22546	86218	11130	**2.136.841**	
2019	143458	110867	860178	903659	22559	86266	11136	2.138.123	
2020	143537	111963	860652	903227	22571	86313	11142	2.139.405	
2021	143616	113132	861126	902723	22583	86361	11148	2.140.689	
2022	143696	114377	861600	902143	22596	86408	11154	**2.141.974**	**45.058.581**
2023	143300	115317	859231	898513	22534	86171	11124	2.136.190	44.934.707
2024	142905	115945	856863	894998	22472	85933	11093	2.130.209	44.810.832
2025	142510	116253	854494	891819	22410	85696	11062	2.124.244	44.686.958
2026	142115	116240	852125	898575	22347	85458	11032	2.118.096	44.563.083
2027	141720	115903	849756	896077	22285	85220	11001	2.112.208	44.439.209
2028	141325	115245	847388	893579	22223	84983	10970	2.106.320	44.315.335
2029	140930	114271	845019	891081	22161	84745	10940	2.100.433	44.191.460
2030	140535	112987	842650	888583	22099	84508	10909	2.094.545	44.067.586
2031	140140	111403	840282	886086	22037	84270	10878	2.088.657	43.943.711
2032	139745	109533	837913	883588	21975	84033	10848	2.082.769	**43.819.837**

4.3 Datos eléctricos

En la página web del ISTAC se obtiene los diferentes datos eléctricos. Todos suministrados por Unelco- Endesa. Por un lado se publica los datos mensuales, aunque se han recogido sólo los anuales. Aparecen tres tipos de datos muy similares, y se aporta la definición de cada uno de ellos.

Energía eléctrica disponible en la red (MWh)**.** La Energía vertida a la red por las fuentes renovables y no renovables, o sea, en Régimen ordinario y en Régimen especial. Es el valor más elevado de los tres presentados, ver Tabla 4-19 (ISTAC).

Tabla 4-19. Energía disponible en la red en cada isla por años. Fuente: Endesa

	CANARIAS	Lanzarote	Fuerte-ventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
2014	8.564.989	817.137	647.283	3.387.053	3.358.902	67.244	246.395	40.975
2013	8.598.337	821.219	614.477	3.398.639	3.407.193	68.346	244.352	44.111
2012	8.887.336	833.209	633.997	3.496.079	3.547.732	72.058	260.660	43.601
2011	8.863.156	829.962	647.230	3.513.576	3.503.660	71.295	254.484	42.949
2010	8.910.083	843.707	613.823	3.559.635	3.528.598	71.431	252.203	40.687
2009	9.095.642	840.749	634.434	3.648.338	3.592.718	69.141	268.731	41.530
2008	9.317.997	866.457	669.704	3.703.670	3.699.430	70.031	267.244	41.461
2007	9.209.209	863.625	671.424	3.663.525	3.640.260	67.723	262.933	39.719
2006	8.934.423	763.280	728.546	3.554.508	3.532.860	66.676	251.569	36.984
2005	8.548.209	798.158	604.125	3.441.366	3.366.655	64.077	238.462	35.366
2004	8.140.050	771.141	533.994	3.358.996	3.144.992	63.661	234.364	32.902
2003	7.598.171	760.142	449.914	3.132.466	2.948.817	61.654	215.903	29.275
2002	6.981.994	686.794	427.254	2.893.148	2.696.830	54.838	196.065	27.065
2001	6.681.939	608.110	418.851	2.836.871	2.547.233	50.758	193.919	26.197
2000	6.254.555	560.717	372.524	2.681.878	2.370.220	47.139	198.060	24.017
1999	5.787.455	526.431	327.259	2.479.786	2.203.798	44.556	182.989	22.636
1998	5.379.153	486.779	293.812	2.319.869	2.046.697	40.329	170.395	21.272
1997	5.018.847	452.217	267.286	2.191.054	1.897.119	36.430	155.274	19.467
1996	4.677.388	419.250	244.670	2.056.129	1.760.977	33.671	145.103	17.588
1995	4.502.374	386.658	228.494	1.998.462	1.691.185	33.235	147.732	16.608
1994	4.222.696	360.131	203.535	1.903.921	1.575.442	31.123	134.358	14.186
1993	3.918.447	327.841	182.386	1.776.783	1.466.872	28.347	123.209	13.009
1992	3.770.458	301.189	177.431	1.720.734	1.408.331	26.091	124.045	12.637
1991	3.609.595	303.864	171.413	1.651.896	1.330.511	24.567	115.364	11.980

Por otro lado se presenta la **Producción bruta de energía eléctrica**, de donde hay que quitar los consumos propios de los sistemas productivos. Pero es algo inferior a lo anteriormente presentado pues no contempla las fuentes dispersas de generación distribuida en Régimen especial, (Tabla 4-20).

Tabla 4-20. Energía bruta en la red en cada isla por años. Fuente: Endesa

	CANARIAS	Lanzarote	Fuerte-ventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
2014	8.296.140	822.272	632.997	3.246.122	3.245.284	69.291	237.342	42.882
2013	8.331.229	807.269	623.863	3.303.333	3.242.049	70.583	238.385	45.747
2012	8.589.978	824.987	638.359	3.424.864	3.318.162	74.394	263.833	45.380
2011	8.643.996	839.334	639.858	3.449.874	3.340.670	73.465	256.267	44.528
2010	8.716.783	850.971	612.633	3.521.174	3.357.316	73.635	258.860	42.193
2009	8.796.662	906.818	563.793	3.571.411	3.366.453	72.246	273.676	42.265
2008	9.170.498	895.754	641.848	3.693.131	3.550.030	73.369	273.328	43.037
2007	9.121.433	838.113	710.715	3.665.445	3.526.323	71.026	268.733	41.078
2006	8.766.439	751.234	717.065	3.567.039	3.366.540	68.974	257.168	38.419
2005	8.444.663	816.056	615.802	3.433.744	3.232.561	66.356	243.693	36.451
2004	8.040.075	811.928	518.264	3.358.988	3.014.666	65.693	236.785	33.751
2003	7.471.853	782.350	441.324	3.111.586	2.828.471	63.244	215.210	29.668
2002	6.830.422	703.833	416.784	2.863.094	2.563.910	55.749	199.789	27.263
2001	6.516.152	612.264	410.441	2.811.898	2.405.807	52.116	197.791	25.835
2000	6.109.382	601.637	331.235	2.725.572	2.179.896	47.872	200.742	22.428
1999	5.571.010	548.183	299.308	2.490.617	1.980.646	45.884	184.156	22.216
1998	5.263.813	491.766	285.547	2.394.945	1.855.714	41.781	173.126	20.934
1997	4.944.740	456.439	267.638	2.289.552	1.710.556	37.337	163.944	19.275
1996	4.577.211	407.828	248.007	2.135.036	1.582.063	35.073	152.045	17.160
1995	4.357.277	390.817	218.410	2.052.161	1.487.692	34.981	156.405	16.811
1994	4.173.360	355.294	201.271	1.921.000	1.507.272	32.771	141.403	14.349
1993	4.041.567	334.468	185.132	1.771.736	1.576.252	30.010	130.772	13.197
1992	3.924.299	294.478	200.274	1.740.456	1.516.495	27.673	131.787	13.136
1991	3.758.246	290.720	211.615	1.664.500	1.430.648	25.864	122.447	12.452

Por último, está la Energía Consumida (MWh), una vez pasa los contadores de la distribuidora. O lo que es lo mismo, se descarta las pérdidas por transporte y distribución de la energía volcada a la red (Tabla 4-21). Estos datos son los empleados en esta tesis para realizar las estimaciones.

4.3.1 Datos de la Demanda sectorial en cada una de las islas Canarias

El ministerio exige a las diversas empresas de venta de energía el presentar anualmente un informe donde se divida las ventas de energía eléctrica realizadas por sectores económicos. Esta exigencia nació en el año 2005 desde el cual se realiza esta tarea, pero la liberalización del mercado eléctrico, ha hecho surgir nuevas comercializadoras en Canarias, que compiten con Endesa Comercializadora, por lo que habría que obtener la sectorización de todas y cada una de estas empresas, lo que no ha sido posible. Por todo ello, se dispone de pocos años de datos, del 2005 hasta el 2010. La fuente de todos estos datos ha sido la empresa Endesa- comercializadora.

La Tabla 4-22 muestra como ejemplo el año 2008 para Gran Canaria.

Tabla 4-21. Energía consumida en la red en cada isla por años. Fuente: Endesa

	CANARIAS	Lanzarote	Fuerte-ventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
2014	7.930.326	788.878	592.001	3.156.629	3.065.566	61.460	225.879	39.913
2013	7.991.568	776.678	581.118	3.186.601	3.116.620	62.675	225.726	42.150
2012	8.265.260	789.100	600.431	3.287.119	3.241.699	65.523	240.788	40.600
2011	8.187.000	788.490	602.463	3.306.011	3.194.788	65.170	236.435	38.613
2010	8.232.080	776.604	584.267	3.308.232	3.235.249	61.118	230.770	35.841
2009	8.423.424	786.245	582.973	3.434.384	3.277.011	62.516	242.219	38.074
2008	8.692.610	821.126	629.905	3.495.884	3.401.973	64.081	241.616	38.024
2007	8.529.342	807.826	620.652	3.437.553	3.327.569	60.918	238.725	36.099
2006	8.278.338	789.372	609.994	3.369.696	3.185.905	60.516	228.442	34.413
2005	7.925.846	755.277	554.795	3.272.366	3.034.003	58.349	218.822	32.234
2004	7.555.781	720.006	504.036	3.134.916	2.889.085	57.576	219.572	30.590
2003	7.036.033	669.410	460.325	2.950.707	2.668.586	55.581	203.840	27.584
2002	6.440.657	609.524	415.332	2.710.559	2.448.182	49.864	181.607	25.589
2001	6.155.909	573.709	395.283	2.646.797	2.289.042	44.569	182.701	23.808
2000	5.716.021	525.324	346.607	2.470.801	2.120.551	44.206	186.745	21.787
1999	5.329.278	499.112	310.197	2.328.728	1.953.011	41.089	174.894	22.247
1998	4.949.194	456.268	281.113	2.160.882	1.831.670	39.247	159.753	20.261
1997	4.651.657	429.494	257.354	2.050.738	1.717.426	31.685	146.529	18.432
1996	4.328.571	393.809	227.843	1.931.794	1.592.307	29.961	135.722	17.134
1995	4.188.591	370.685	219.674	1.861.808	1.548.714	30.374	141.100	16.236
1994	3.940.722	347.103	191.255	1.783.539	1.450.340	29.231	125.769	13.485
1993	3.660.966	306.734	176.326	1.674.474	1.348.482	26.261	116.052	12.637
1992	3.540.950	286.717	166.752	1.629.602	1.305.085	23.973	117.271	11.550
1991	3.385.231	286.678	164.314	1.541.112	1.250.697	22.512	108.681	11.237

Tabla 4-22. Energía consumida por cada sector económico en Gran Canaria el año 2008. Fuente: Endesa

CODIGO SECTOR MIE	ENERGIA FACTURADA (I.E) (KWH)
AGRIC.GANAD.SILVIC.CAZA Y PESC	87.507.377
EXTRAC PETROLEO Y GAS NATURAL	5.145
REFINERIA PETROLEOS	760.585
PRODUCC.DISTRIB.ENERG.ELECTRIC	1.927.935
MINAS Y CANTERAS(NO ENERGET)	100.100
SIDERURGIA Y FUNDICION	87.038
METALURGIA NO FERREA	571.237
INDUSTRIAS DEL VIDRIO	9.920.362
CEMENTOS CALES Y YESOS	59.495.046
OTROS MAT.CONSTRUC(LOZA,CERAM)	12.995.681
QUIMICA Y PETROQUIMICA	14.012.886
MAQUINAS Y TRANSFORM.METALICOS	28.337.244
INDUSTRIA PETROQ DE BASE	21.973.229
CONSTRUCC.AUTOMOVILES BICICLET	33.113
INDUSTR. ALIM.BEBIDAS Y TABACO	90.307.204
INDUSTR. TEXTILES CUERO CALZ.	552.683
INDUSTR. MADERA, CORCHO Y MUEB	3.383.784

CODIGO SECTOR MIE	ENERGIA FACTURADA (I.E) (KWH)
PASTA,PAPEL CARTON MANIPULADOS	16.926.005
CAUCHO MAT PLAST. Y OTRAS IND.	14.130.722
CONSTRUCCION Y OBRAS PUBLICAS	31.972.743
TRANSPORTE POR CARRETERA	963.857
HOSTELERIA	400.876.502
COMERCIO Y SERVICIOS	736.768.593
ADMON. Y OTROS SERV. PUBLICOS	793.318.135
USOS DOMESTICOS	1.145.463.229
NO CLASIFICADOS	41.761.639
VARIOS	3.278
TOTAL:	**3.514.155.352**

Estos datos para cada isla, y para diferentes años se han organizado aplicando el siguiente código de colores (Tabla 4-23), asociando cada una de las múltiples actividades económicas a un sector, de la siguiente forma:

Tabla 4-23. Código de colores para la agrupación de los sectores económicos en grupos. Fuente: propia

Agricola	Industrial	construcción	transporte
hostel & restaurantes	residencial	servicios	

Tras convertir las 6 tablas, una por año, para cada una de las 7 islas (42 tablas en total). Se han concretado en una tabla por isla, y se muestran a continuación.

Tabla 4-24. Energía consumida en Gran Canaria por sectores económicos (MWh/año)

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	% Δ	% peso
Agrícola	20.470	22.217	29.107	25.786	27.751	24.585	20,10	0,74
Industrial	104.494	199.315	206.384	199.645	180.917	192.906	84,61	5,78
construcción	135.658	134.130	133.810	107.847	175.225	104.207	-23,18	3,12
transporte	1.011	989	1.040	964	129.818	931	-7,90	0,03
hostel & restaurantes	377.024	389.684	392.961	400.877	384.727	387.344	2,74	11,61
residencial	1.020.885	1.052.687	1.099.989	1.145.463	1.179.893	1.106.796	8,42	33,18
servicios	1.441.500	1.489.716	1.551.693	1.571.848	1.247.358	1.518.791	5,36	45,53
total	**3.101.042**	**3.288.739**	**3.414.985**	**3.452.430**	**3.325.689**	**3.335.560**	**7,56**	**100**

En las siguientes tablas, una por cada isla, como ocurre en la Tabla 4-24, la columna del incremento representa el aumento de la variable entre el primer y el último año, y la columna del peso indica la proporción de cada sector respecto del total, en el último año, el 2010. En la Tabla 4-24, que resulta ser la correspondiente a Gran Canaria, Se observa que el sector con más peso es el sector servicio, con más del 45% de la electricidad total consumida en dicho año, y el mayor incremento se ha producido en el sector industrial, que en los seis años ha aumentado en casi un 85%.

Tabla 4-25. Energía consumida en Tenerife por sectores económicos (MWh/año)

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	% Δ	% peso
Agricultura	20.470	22.217	29.107	25.786	27.751	24.585	20,10	0,81
Industrial	190.438	210.178	219.795	423.256	304.936	380.674	99,89	12,60
construcción	135.658	145.016	139.156	117.180	116.940	105.633	-22,13	3,50
transporte	1.011	2.596	7.465	9.269	160.563	8.355	726,29	0,28
hotel & restaurant	377.024	502.599	508.824	523.397	515.031	471.820	25,14	15,62
residencial	1.020.885	906.539	961.762	1.032.149	1.068.841	34.551	-96,62	1,14
servicios	1.441.500	1.342.885	1.431.758	1.216.267	978.595	1.995.503	38,43	66,05
total	**3.186.986**	**3.132.030**	**3.297.867**	**3.347.303**	**3.172.657**	**3.021.121**	**-5,20**	**100**

En la Tabla 4-25 se observa que el sector servicios en este caso es el 66% del total en el año 2010 respecto a la demanda eléctrica total en la isla de Tenerife, y el incremento del consumo de electricidad en el sector transporte ha sido del 726% entre los años 2005-2010. Esto es por la entrada en operación del tranvía eléctrico Santa Cruz- La Laguna.

Tabla 4-26. Energía consumida en Lanzarote por sectores económicos (MWh/año). Fuente: propia

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	% Δ	% peso
Agricultura	20.470	22.217	29.107	25.786	27.751	24.585	20,10	3,02
Industrial	8.077	15.402	22.227	19.832	21.416	19.095	136,40	2,35
construcción	13.220	14.493	14.988	13.614	20.561	13.109	-0,84	1,61
transporte	13.129	13.680	12.849	12.372	28.360	11.913	-9,26	1,46
hostel & restaurant	232.080	232.999	229.747	224.121	205.324	215.793	-7,02	26,51
residential	223.207	244.403	264.456	274.811	269.082	264.599	18,54	32,51
service	261.187	263.730	271.151	275.033	232.948	264.814	1,39	32,54
total	**771.370**	**806.924**	**844.526**	**845.570**	**805.443**	**813.907**	**5,51**	**100,00**

En la Tabla 4-26 se observa que el consumo del sector servicios ha sido un tercio del total en el año 2010, para la isla de Lanzarote, y el incremento del consumo de electricidad en el sector industrial ha sido del 136% entre los años 2005-2010.

Tabla 4-27. Energía consumida en Fuerteventura por sectores económicos (MWh/año) . Fuente: propia

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	% Δ	% peso
Agricultura	20.470	22.217	29.107	25.786	27.751	24.585	20,10	3,98
Industrial	2.479	3.318	3.161	2.510	2.385	2.366	-4,59	0,38
construcción	12.912	14.639	11.878	9.636	11.438	9.082	-30,0	1,47
transporte	287	333	311	355	23.971	335	16,84	0,05
hostel & restaurant	186.174	206.859	210.715	208.068	194.254	196.122	5,34	31,73
residencial	130.166	142.514	151.042	157.550	152.292	148.504	14,09	24,02
servicios	206.094	231.177	250.524	251.628	202.127	237.182	15,08	38,37
total	**558.582**	**621.056**	**656.738**	**655.532**	**614.219**	**618.176**	**10,67**	**100**

En la Tabla 4-27, para Fuerteventura se observa que el consumo del sector servicios ha sido 38% del total en el año 2010, y el decremento del consumo de electricidad en el sector construcción ha sido del 30% entre los años 2005-2010, ya que los últimos años son de crisis y se ha detenido muchos sectores económicos, entre ellos la construcción.

Tabla 4-28. Energía consumida en La Palma por sectores económicos (MWh/año). Fuente: propia

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	% Δ	% peso
Agricultura	20.470	22.217	29.107	25.786	27.751	24.585	20,10	10,47
Industrial	3.861	4.365	4.442	4.442	4.266	4.236	9,71	1,80
construcción	2.229	3.062	3.121	2.218	6.127	2.115	-5,12	0,90
transporte	1.529	2.014	2.386	3.018	7.395	2.878	88,21	1,23
hostel & restaurant	21.659	22.552	23.868	24.161	22.308	23.036	6,36	9,81
residencial	101.897	105.193	109.951	114.710	116.041	109.370	7,33	46,57
servicios	63.177	64.905	70.748	71.981	60.509	68.630	8,63	29,22
total	**214.822**	**224.309**	**243.623**	**246.316**	**244.396**	**234.849**	**9,32**	**100**

En la Tabla 4-28, correspondiente a la isla de La Palma, se observa que el consumo del sector residencial es prácticamente la mitad del total en el año 2010, y el incremento del consumo de electricidad en el sector del transporte ha sido del 88% entre los años 2005-2010, pero es un porcentaje muy pequeño del total.

Tabla 4-29. Energía consumida en La Gomera por sectores económicos (MWh/año). Fuente: propia

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	% Δ	% peso
Agricultura	20.470	22.217	29.107	25.786	27.751	24.585	20,10	28,22
Industrial	349	336	370	476	533	491	40,57	0,56
construcción	398	494	621	561	1.208	579	45,47	0,66
transporte	19	18	17	15	892	15	-20,03	0,02
hostel & restaurant	10.228	9.865	9.981	9.309	10.430	9.605	-6,09	11,02
residencial	27.547	29.390	29.878	30.036	29.845	30.990	12,50	35,57
servicios	18.119	19.514	18.668	20.214	17.057	20.856	15,10	23,94
total	**77.130**	**81.835**	**88.641**	**86.396**	**87.716**	**87.121**	**12,95**	**100**

En la Tabla 4-29 se observa que en La Gomera, el consumo del sector residencial es algo más de un tercio del total en el año 2010, el 35%; y el incremento del consumo de electricidad en los sectores industrial y de la construcción entre los años 2005-2010 ha sido del 40 y 45%, respectivamente.

En la Tabla 4-30 se observa que en El Hierro, el consumo del sector agrícola pasa del 42% del total en el año 2010, y el incremento del consumo de electricidad en el sector de transporte lo consideramos un cambio en criterio de asignación, pero el consumo eléctrico dentro del sector industrial entre los años 2005-2010 casi se ha duplicado.

Tabla 4-30. Energía consumida en El Hierro por sectores económicos (MWh/año). Fuente: propia

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	% Δ	% peso
Agricultura	20.470	22.217	29.107	25.786	27.751	24.585	20,10	42,56
Industrial	289	304	289	577	575	568	96,38	0,98
construcción	642	771	1.313	737	993	726	13,06	1,26
transporte	0	0	0	0	2.293	0	400,00	0,00
hostel & restaurant	1.159	1.166	1.194	1.279	1.258	1.259	8,58	2,18
residencial	14.864	15.225	15.089	15.574	18.569	15.329	3,13	26,54
servicios	12.722	12.734	15.246	15.544	9.838	15.300	20,27	26,49
total	**50.146**	**52.418**	**62.237**	**59.496**	**61.277**	**57.767**	**15,20**	**100,00**

4.3.2 Conclusión:

Se observa que la realidad del consumo eléctrico dentro de los sectores económicos es bastante diferente entre las islas. En unas predomina el sector servicio, donde se incluyen las desaladoras públicas, y en La Palma, La Gomera y El Hierro los sectores agrícola y residencial tienen mayor peso. Por lo que nos enfrentamos a siete realidades tan distintas como realmente son las islas, unas selváticas y abruptas, otras desérticas y cubiertas de extensas playas.

Lo ideal sería realizar una estimación de la demanda eléctrica separada por sectores económicos, pues cada uno es sensible a diferentes variables, y de diferente forma, pero sólo 6 años de datos imposibilitan este estudio.

4.4 Datos en las potencias puntas en las islas Canarias

Se presentan los datos en la Tabla 4-31de las potencias pico de cada una de las islas en los distintos años. La fuente de estos datos es Endesa-Generación. Hemos de recordar que en este caso las dos únicas islas relevantes interconectadas entre sí, son Lanzarote y Fuerteventura mediante cable submarino. Por ello no se aporta la punta de cada isla, si no que se ha dado la potencia pico del conjunto. Se añade al final el incremento de dicha potencia en estos 8 años.

Tabla 4-31. Potencia pico en las islas por año (MW) .Fuente: (Ministerio de Industria, turismo y comercio 2014)

Año	Tenerife	Gran Canaria	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
2008	591,0	582,1	138,3	114,2	45,9	12,4	7,3
2009	592,7	579,9	139,7	113,3	48,2	11,9	7,4
2010	569,2	570,5	140,0	116,5	48,4	12,1	7,3
2011	565,6	574,0	141,4	109,9	48,9	12,1	7,4
2012	579,2	568,2	140,0	110,2	45,5	12,0	7,5
2013	542,4	548,4	138,0	107,7	41,5	11,3	8,0

Se han consultado las gráficas diarias en las que se presentó la potencia pico anual en 2011 en cada isla, observando que los picos de verano e invierno tienen casi la misma importancia, mientras en unas islas el máximo se daba en diciembre en otras en agosto. En

el caso de Tenerife fue para el mes de marzo, no coincidiendo ni siquiera con el carnaval que en ese año tuvo sus fiestas a principio de febrero.

Respecto a la compañía Endesa Generación, la única que opera en Régimen ordinario en Canarias nos ha suministrado las siguientes tablas de potencias pico. Tabla 4-32 y Tabla 4-33.

Tabla 4-32. Potencia pico en las islas por año (MW) .Fuente: Endesa Generación

Pot (MW)	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Gran Canaria	301	300	311	341	363,5	381	403	425	447	482,3
Tenerife	249	261	281	290	315	331	352	380	409	422,5
Lanz.- Fuer.	91,5	92,1	100	107,4	115,5	122,5	136,4	147,6	157,6	169,3
La Palma	22	22,9	22,4	23,5	26,1	27,6	27,6	30,6	31,4	34,3
La Gomera	4,915	5,29	5,64	6,56	6,34	6,9	7,25	7,925	8,55	9,2
El Hierro	2,45	2,68	2,62	2,94	3,35	3,57	3,74	3,86	4,05	4,26

Tabla 4-33. Potencia pico en las islas por año (MW) .Fuente: Endesa Generación

MW\año	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14
G. Cana.	499	525	547	579	601	622	637	615	611	597	594	582	563	571
Tenerife	478	514	523	546	585	605	628	616	620	597	608	603	561	563
Lan- Fue	187	207	220	236	260	265	274	260	260	269	253	257	256	253
La Palma	34	35	40	42	43	46	47	47	50	49	49	49	45	44
Gomera	10	11	12	13	12	12	12	13	12	13	13	13	12	12
Hierro	5	5	6	6	6	7	7	8	8	7	8	8	9	8
Fuerte.	78	86	90	104	119	122	127	119	115	123	115	115	115	115
Lanza.	111	123	134	138	141	146	148	146	150	146	144	144	143	144

Sólo se realizará la estimación de la Potencia pico para Gran Canaria. En muchos casos esta está acompañada de episodios meteorológicos extremos, de calor o de frío. Así que acompañamos los datos de cada año con la fecha.

Tabla 4-34. Potencia pico en Gran Canaria por año (MW).Fuente: Endesa Generación

1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
301	300	311	341	364	381	403	425	447	482	499	525
07/11	19/11	16/11	22/11	22/11	26/12	05/11	10/11	08/11	21/12	25/10	30/10
Juev.	Juev.	Mar.	Mar.	Miérc.	Juev.	Juev.	Mar.	lunes	Juev.	Juev.	Miérc.
2003	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**
547	579	601	622	637	615	611	597	594	582	563	571
06/11	19/10	05/09	05/09	31/07	31/12	28/10	12/08	03/10	16/02	28/01	23/10
Juev.	Mar.	lunes	Mar.	Mar.	Miérc.	Miérc.	Juev.	lunes	Juev.	lunes	Juev.

En el juego de valores que se acompaña, nunca se ha presentado un pico anual de potencia en un fin de semana; viernes, sábado o domingo. Igualmente se observa que el mes con la potencia pico varía de julio, agosto y septiembre meses más calurosos. Pasando por

octubre, noviembre, diciembre, enero y febrero, meses de carácter más frío. Pero nunca se ha presentado un pico de potencia en marzo, abril, mayo ni junio. Meses quizás más primaverales.

4.4.1 Estimación de los valores según diversas fuentes

4.4.1.1 Planificación de los sectores de electricidad y gas 2015-2020

En el documento elaborado por el *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, del Gobierno de España*, aparece una estimación de demanda eléctrica anual en barras de la central, para cada uno de los seis sistemas eléctricos. Recordar que se trata de 7 islas, pero conectadas eléctricamente a día de hoy hay dos, Lanzarote y Fuerteventura, quedando 6 sistemas eléctricos. (Ministerio de Industria, turismo y comercio 2014)

A continuación se presentan las previsiones para las Islas Canarias en el periodo 2012-2020 tanto de demanda anual en barras de la central (b.c.) como de punta anual de potencia para el periodo 2012-2020 en el escenario superior y central, Tabla 4-35, Tabla 4-37 y Tabla 4-36, Tabla 4-38 respectivamente, Fuente (Ministerio de Industria, 2014)

Tabla 4-35. Previsión de la demanda anual en b.c. en las islas Canarias (GWh).

Año	Demanda eléctrica anual en b.c. (GWh). Escenario Superior							
	Tenerife	Gran Canaria	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2012	3.562	3.513	842	618	267	72	46,0	8.920
2013	3.412	3.424	823	597	245	67,6	45,4	8.614
2015	3.647	3.570	866	657	272	740	47,6	9.134
2020	4.007	4.248	1.009	805	306	86,6	56,8	10.517

Tabla 4-36. Previsión de la demanda anual en b.c. en las islas Canarias (GWh).

Año	Demanda eléctrica anual en b.c. (GWh). Escenario Central							
	Tenerife	Gran Canaria	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2012	3.562	3.513	842	618	267	72	46,0	8.920
2013	3.412	3.424	823	597	245	67,6	45,4	8.614
2015	3.545	3.471	842	639	264	72	46	8.879
2020	3.698	3.920	931	742	282	79,9	52,5	9.706

Tabla 4-37. Estimación de las Potencias pico en las Islas Canarias (MW)

Año	Punta de demanda media horaria en b.c. (MW). Escenario Superior						
	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
2012	579	568	140	110	45,5	12,0	7,5
2013	542	548	138	108	42	11,3	8,0
2015	595	589	146	116	49,8	12,5	7,9
2020	688	707	172	143	61	14,8	9,9

Tabla 4-38. Estimación de las Potencias pico en las Islas Canarias (MW)

Año	Punta de demanda media horaria en b.c. (MW). Escenario Central						
	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
2012	579	568	140	110	45,5	12,0	7,5
2013	542	548	138	108	42	11,3	8,0
2015	572	567	140	112	47,9	12,0	7,6
2020	612	629	153	128	54	13,2	8,8

4.4.1.2 Revisión del Pecan 2006, enero de 2012

El PECAN 2006 fue uno de los Planes energéticos de Canarias, aprobado por el Gobierno Regional el 29 de marzo de 2007. En él se hacía una planificación hasta el año 2015. Posteriormente, al quedarse desfasado, se realizó una actualización publicada por la consejería de Industria, pero sin pasar por el parlamento, en el año 2012 Consejería de Industria, 2014). Actualmente ha sido abandonado como elemento de planeamiento por un cambio político. Así se muestran las Tabla 4-39 a la Tabla 4-46 correspondientes a tres escenarios para cada caso.

Tabla 4-39. Previsión de la demanda eléctrica potencias puntas en Canarias 2005-2015. Pecan 2006 (revisado en 2012) (GWh)

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO	CANARIAS*
2005	3.236	2.991	1.254	232	60	30	7.851
2006	3.390	3.161	1.319	231	63	32	8.258
2007	3.547	3.325	1.385	240	67	33	8.660
2008	3.705	3.486	1.451	250	70	35	9.058
2009	3.865	3.644	1.517	260	73	37	9.452
2010	4.024	3.797	1.582	283	76	39	9.838
2011	4.183	3.950	1.649	280	80	40	10.223
2012	4.344	4.104	1.716	291	83	42	10.610
2013	4.507	4.260	1.784	302	86	44	11.000
2014	4.671	4.417	1.853	314	90	46	11.393
2015	4.837	4.576	1.923	342	94	48	11.790

En la actualidad se encuentra en fase de elaboración la DOSE, son las directrices de ordenación sectorial de la energía en Canarias (Consejería de Industria, 2014). Para el periodo 2014-2020. A día de hoy se encuentra aprobadas en la fase inicial, quedando pendiente su aprobación definitiva, que podría incluir algunos cambios respecto al documento que se muestra actualmente.

Tabla 4-41. Previsión de la potencia punta en Canarias 2005-2015. Pecan 2006 (revisado en 2012) (MW)

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO
2005	601,1	583,2	245,2	41,4	12,7	6,2
2006	628,1	613,1	257,8	43,1	13,4	6,5
2007	655,7	643,4	270,5	44,9	14,0	6,8
2008	684,0	674,0	283,1	46,8	14,7	7,1
2009	712,9	705,0	295,8	48,7	15,5	7,5
2010	742,3	736,4	308,5	50,7	16,2	7,8
2011	772,3	768,4	321,2	52,8	16,9	8,2
2012	803,0	801,1	334,0	54,9	17,7	8,5
2013	834,3	834,6	347,0	57,0	18,4	8,9
2014	866,4	868,9	360,2	59,2	19,2	9,2
2015	899,3	904,0	373,7	61,5	20,0	9,6

Tabla 4-40. Previsión de la demanda eléctrica en Canarias 2011-2015. Escenario superior (GWh)

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO	CANARIAS
2011	3.623	3.597	1.481	270	75	43	**9.089**
2012	3.784	3.704	1.526	280	77	45	**9.415**
2013	3.942	3.856	1.580	290	80	46	**9.794**
2014	4.085	3.995	1.646	301	83	48	**10.158**
2015	4.248	4.149	1.716	313	86	50	**10.562**

En las Tabla 4-36 y Tabla 4-38 se muestran las previsiones de evolución de la demanda energética y de las potencias puntas, elaboradas en el documento de *revisión del Pecan2006, publicado en enero de 2012*. La Fuente es REE.

Tabla 4-42. Previsión de la demanda eléctrica en Canarias 2011-2015. Escenario central (GWh)

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO	CANARIAS
2011	3.535	3.509	1.455	266	73	42	**8.881**
2012	3.656	3.580	1.485	273	75	44	**9.113**
2013	3.773	3.694	1.524	282	78	45	**9.395**
2014	3.874	3.794	1.575	290	80	46	**9.659**
2015	3.992	3.906	1.628	299	82	47	**9.955**

Una vez comparados los valores obtenidos tras la primera parte del periodo, 2008-2013 como consecuencia de la crisis. Se revisó no sólo la demanda energética, sino que también el valor de las puntas de potencia. Pero dando tres escenarios para cada previsión.

De igual forma, si comparamos las nuevas previsiones de demanda para el periodo 2011-2015 con las recogidas en el PECAN, vemos que se continuará con el cambio de tendencia iniciado en 2009, previéndose para el año 2015 una demanda total en Canarias que oscilará en el intervalo de 9.400-10.600 GWh, según los escenarios de previsión inferior y superior. Tomando como referencia el valor central, se prevé para ese año una demanda en torno a 9.955 GWh, lo que supone casi un 14% por debajo de los 11.790 GWh previstos en el PECAN-2006.

Tabla 4-43. Previsión de la demanda Eléctrica en Canarias 2011-2015. Escenario inferior (GWh)

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO	CANARIAS
2011	3.448	3.423	1.429	262	72	42	**8.676**
2012	3.531	3.459	1.446	267	74	43	**8.819**
2013	3.608	3.537	1.471	273	75	43	**9.008**
2014	3.669	3.599	1.506	279	77	44	**9.174**
2015	3.745	3.672	1.543	286	79	45	**9.370**

Tabla 4-44. Previsión de las potencias puntas en Canarias 2011-2015. Escenario superior. (MW)

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO
2011	613,0	630,0	269,0	51,0	12,8	7,8
2012	637,0	659,0	277,0	54,0	13,2	8,0
2013	660,0	684,0	289,0	56,0	13,6	8,3
2014	682,0	707,0	301,0	58,0	14,1	8,5
2015	707,0	733,0	313,0	61,0	14,5	8,8

Tabla 4-45. Previsión de las potencias puntas en Canarias 2011-2015. Escenario central. (MW).

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO
2011	600,0	616,0	264,0	50,0	12,7	7,6
2012	617,0	638,0	270,0	53,0	13,0	7,8
2013	635,0	657,0	279,0	54,0	13,3	8,0
2014	650,0	674,0	288,0	56,0	13,6	8,3
2015	668,0	693,0	298,0	58,0	14,0	8,5

Las puntas de demanda en el periodo 2005-2010 no han experimentado el crecimiento previsto en el PECAN, llegando incluso a registrarse, en los sistemas eléctricos de mayor tamaño (Gran Canaria, Tenerife y Lanzarote-Fuerteventura), puntas inferiores a las alcanzadas en 2005. El resto de los sistemas eléctricos (La Palma, La Gomera y El Hierro) han registrado en 2010 puntas superiores a las alcanzadas en 2005, año de inicio del periodo de planificación.

Tabla 4-46. Previsión de las potencias puntas en Canarias 2011-2015. Escenario inferior. (MW).

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO
2011	587,0	603,0	260,0	49,0	12,5	7,5
2012	598,0	619,0	263,0	51,0	12,7	7,7
2013	610,0	631,0	270,0	53,0	13,0	7,8
2014	619,0	642,0	276,0	54,0	13,2	8,0
2015	631,0	654,0	283,0	55,0	13,5	8,2

4.5 Datos climatológicos en las islas Canarias

4.5.1 Datos climáticos aeroportuarios

Para poder considerar el nivel de precipitaciones con respecto al consumo eléctrico de ciertos sectores económicos, como el agrícola, se buscó una fuente homogénea de datos. El clima es muy distinto de una isla a otra, incluso en las islas altas, hay orientaciones y altitudes que difieren mucho unas de otras.

Primeramente se acudió a los datos de los aeropuertos para obtener datos climáticos que considerar en nuestros modelos (Aena).

Las variables que se han recogido son: T temperatura media, TM y Tm, temperatura máxima y mínima. PP precipitaciones en (mm) y V velocidad media del viento (km/h), (desde la Tabla 4-47 hasta la Tabla 4-54).

Tabla 4-47. Datos meteorológicos del Aeropuerto de Gran Canaria

Año	T	TM	Tm	PP	V
1995	21.3	24.9	18.8	190.77	25.4
1996	20.9	24.8	18.3	261.38	25.1
1997	21.5	25.3	19.0	87.41	22.5
1998	21.7	25.4	19.3	90.70	25.6
1999	21.3	24.4	18.8	-	25.1
2000	21.0	24.2	18.4	-	22.7
2001	21.4	24.6	18.9	155.40	24.5
2002	-	-	-	-	-
2003	20.7	24.1	18.1	129.53	26.2
2004	20.9	24.4	18.3	134.65	25.1
2005	-	-	-	-	-
2006	21.0	24.1	17.8	291.85	24.7
2007	21.0	24.0	17.7	139.45	26.1
2008	21.2	24.1	17.9	81.08	27.8
2009	21.5	24.5	18.3	64.03	26.8
2010	21.8	25.3	19.0	175.52	25.5
2011	21.0	24.5	18.5	79.03	26.1
2012	21.6	24.6	18.6	78.00	26.7

Tabla 4-48. Datos meteorológicos del Aeropuerto de Tenerife Norte

Año	T	TM	Tm	PP	V
1995	17.6	21.6	13.9	390.95	19.8
1996	16.8	20.7	13.3	786.20	20.6
1997	17.3	21.1	13.8	510.60	19.8
1998	17.5	21.5	13.9	252.79	21.1
1999	16.7	20.4	13.2	-	21.7
2000	16.8	21.0	13.0	290.29	21.2
2001	17.2	21.1	13.7	330.14	20.0
2002	-	-	-	-	-
2003	16.8	20.6	13.5	-	19.6
2004	17.2	20.9	13.7	-	19.4
2005	-	-	-	-	-
2006	15.7	19.4	12.1	522.52	19.6
2007	15.0	19.0	11.3	400.58	19.4
2008	15.6	19.4	12.1	288.05	20.5
2009	16.7	21.1	13.2	465.37	18.8
2010	17.1	21.5	13.5	549.16	19.0
2011	16.6	20.5	13.2	521.26	19.0
2012	17.6	21.2	13.8	467.86	18.0

Tabla 4-49. Datos meteorológicos del Aeropuerto de Tenerife Sur

Año	T	TM	Tm	PP	V
1995	-	-	-	-	-
1996	21.2	25.1	17.8	502.44	20.2
1997	21.9	25.3	18.5	68.85	17.9
1998	21.8	25.5	18.4	79.78	21.2
1999	21.2	24.8	17.8	38.35	21.9
2000	21.0	24.5	17.6	54.86	21.8
2001	21.6	25.3	18.3	138.18	20.2
2002	-	-	-	-	-
2003	21.6	25.6	18.4	52.34	19.2
2004	21.8	26.0	18.7	158.75	19.4
2005	-	-	-	-	-
2006	21.4	24.8	17.5	345.68	18.0
2007	21.1	24.8	17.3	113.80	19.0
2008	21.2	24.6	17.6	92.97	20.6
2009	21.1	24.7	17.7	46.24	18.1
2010	21.4	25.0	18.2	251.98	18.1
2011	21.1	24.7	17.6	53.84	18.7
2012	21.5	25.5	18.2	51.04	19.3

Tabla 4-50. Datos meteorológicos del Aeropuerto de Lanzarote

Año	T	TM	Tm	PP	V
1995	21.4	24.8	18.0	123.23	22.2
1996	21.2	24.8	17.8	130.84	22.6
1997	21.9	25.9	18.3	89.42	19.6
1998	21.6	25.4	18.1	63.53	22.6
1999	21.1	24.5	17.6	-	23.4
2000	21.0	24.4	17.4	56.16	22.2
2001	21.4	24.8	18.0	44.94	22.6
2002	-	-	-	-	-
2003	21.1	24.7	17.8	71.38	21.8
2004	21.3	25.2	18.1	141.00	21.5
2005	-	-	-	-	-
2006	20.9	25.1	17.8	116.34	20.1
2007	20.7	25.1	17.7	92.20	21.2
2008	20.9	25.3	18.2	95.24	22.2
2009	21.1	25.6	18.2	73.67	19.9
2010	21.7	26.1	18.8	114.56	19.3
2011	21.1	25.5	18.3	134.14	20.5
2012	21.0	25.6	18.1	56.91	21.4

Tabla 4-51. Datos meteorológicos del Aeropuerto de Fuerteventura

Año	T	TM	Tm	PP	V
1995	21.4	24.8	18.0	123.23	22.2
1996	21.2	24.8	17.8	130.84	22.6
1997	21.9	25.9	18.3	89.42	19.6
1998	21.6	25.4	18.1	63.53	22.6
1999	21.1	24.5	17.6	-	23.4
2000	21.0	24.4	17.4	56.16	22.2
2001	21.4	24.8	18.0	44.94	22.6
2002	-	-	-	-	-
2003	21.1	24.7	17.8	71.38	21.8
2004	21.3	25.2	18.1	141.00	21.5
2005	-	-	-	-	-
2006	20.9	25.1	17.8	116.34	20.1
2007	20.7	25.1	17.7	92.20	21.2
2008	20.9	25.3	18.2	95.24	22.2
2009	21.1	25.6	18.2	73.67	19.9
2010	21.7	26.1	18.8	114.56	19.3
2011	21.1	25.5	18.3	134.14	20.5
2012	21.0	25.6	18.1	56.91	21.4

Tabla 4-52. Datos meteorológicos del Aeropuerto de La Palma

Año	T	TM	Tm	PP	V
1995	-	-	-	-	-
1996	20.5	22.8	17.5	409.25	17.9
1997	21.3	23.7	18.3	180.10	15.8
1998	-	-	-	-	-
1999	-	-	-	-	-
2000	21.1	23.5	18.1	-	17.4
2001	21.7	24.3	18.8	409.14	17.3
2002	-	-	-	-	-
2003	21.4	24.0	18.6	199.89	17.0
2004	21.4	24.3	18.6	981.71	17.1
2005	-	-	-	-	-
2006	21.2	23.6	18.3	327.41	16.2
2007	21.1	23.8	18.4	307.06	16.8
2008	21.4	24.1	18.8	429.03	17.4
2009	21.6	24.4	18.9	371.34	15.9
2010	21.9	24.6	19.1	518.93	16.0
2011	21.5	24.0	18.8	265.21	16.0
2012	21.5	24.1	18.6	391.44	16.4

Tabla 4-53. Datos meteorológicos del Aeropuerto de El Hierro

Año	T	TM	Tm	PP	V
1995	-	-	-	-	-
1996	21.2	23.0	18.8	219.00	21.3
1997	21.9	23.7	19.6	223.56	19.2
1998	-	-	-	-	-
1999	-	-	-	-	-
2000	21.3	23.0	18.7	103.62	19.5
2001	21.8	23.5	19.4	215.85	19.7
2002	-	-	-	-	-
2003	21.9	23.8	19.9	65.02	21.5
2004	22.1	23.8	19.7	416.82	21.4
2005	-	-	-	-	-
2006	21.6	23.5	19.3	127.78	21.7
2007	21.1	23.2	19.1	157.99	21.8
2008	21.3	23.2	19.3	118.38	23.0
2009	21.5	23.8	19.4	153.69	21.0
2010	21.8	24.0	19.5	648.48	21.3
2011	21.4	23.4	19.2	147.32	21.7
2012	22.1	24.1	19.7	178.58	21.8

Tabla 4-54. Datos meteorológicos del Aeropuerto de La Gomera

Año	T	TM	Tm	PP	V
2006	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-
2008	20.8	23.0	17.4	85.08	11.2
2009	20.9	23.3	17.3	112.55	10.3
2010	21.2	23.5	17.4	438.40	11.1
2011	21.0	23.4	17.2	69.83	10.4
2012	21.2	23.6	17.5	173.47	10.2

El aeropuerto de La Gomera fue el último en construirse en Canarias, por eso presenta escasez de datos, que habrá de compensar con otra fuente, ver Tabla 4-54.

En la isla de Tenerife hay dos aeropuertos, cada uno con distinta orientación, uno al norte de la isla y el otro al sur, mucho más seco. En ambos aeropuertos nos encontramos con carencias de datos que han sido reemplazados por la cifra de cero. En cualquier caso se ve una proporcionalidad entre ambos aeropuertos, así el año muy lluvioso, llueve más en ambas orientaciones, y viceversa con los más secos, Figura 4-5. Así mientras las cifras cambian mucho dependiendo de la orientación y altitud del punto de medición, lo cierto es que guardan una relación. Este tema se verá más detalladamente en el siguiente apartado.

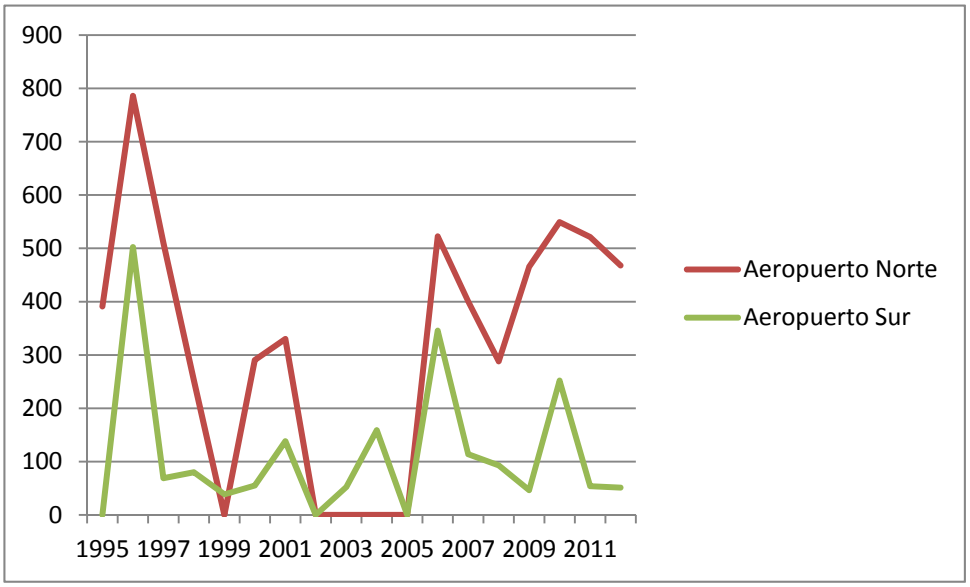


Figura 4-5. Lluvia en los dos aeropuertos de Tenerife. Norte y Sur.

El aeropuerto de La Gomera cuenta con escasos datos por ser de reciente construcción, así que los datos pluviométricos de La Gomera han sido extraídos de otra fuente. Respecto a la Temperatura tanto las temperaturas máximas, como las mínimas, como las medias son tan similares que no se van a considerar su efecto sobre el consumo de energía eléctrica que se sabe que es mínimo. La verdad es que a nivel doméstico son pocas las viviendas que cuentan con aire acondicionado, y casi ninguna con calefacción. Cierto que con la altitud

se recrudece la temperatura, pero el 85% de la población vive a nivel costa, y casi el 100% de los emplazamientos turísticos también se hallan a esa altitud.

Los datos de pluviometría de La Gomera han sido extraídos del documento: *Hidrogeology of La Gomera (Canary Islands): contributions to conceptual models of volcanic island aquifers. Tatiana Izquierdo Labraca. Universidad Rey Juan Carlos. Madrid* (Izquierdo 2012) (Tabla 4-55).

Tabla 4-55. Datos de pluviometría de La Gomera. Fuente: Universidad Rey Juan Carlos de Madrid.ud (mm/año)

lluvia	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
La Gomera	630	375	347	216	341	223	412	400
2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
338	606	475	264	371	259	342	823	212

4.5.2 Datos de lluvias en Canarias

En general, se puede considerar al Archipiélago como un 'país sediento'. Así es fácil oír hablar en Canarias del 'problema del agua'. La realidad hidráulica en las Islas está altamente ligada a la ausencia de lluvias. Pocos factores influyen tanto en el desarrollo social y económico de una región como es la escasez de recursos hidráulicos, (Marzol Jaén 2009)

La media anual de precipitaciones para todo el Archipiélago es de unos 324 mm. Para entender mejor lo que significa, podemos compararlo con otras zonas del mundo. La Tabla 4-56 indica que la situación de Canarias está entre la pluviosidad propia de la zona desértica y la de una zona templada.

Tabla 4-56. Clasificación climática en función de la pluviometría

Zona **ecuatorial**	Más de 2.000 mm
Zona **tropical**	De 500 a 2.00 mm
Zona **templada**	De 500 a 1.000 mm
Zonas **polares y desérticas**	Menos de 250 mm

Los recursos hidráulicos naturales de una región se hayan dividiendo el volumen de agua aprovechable, superficial y subterránea, durante un determinado periodo de tiempo entre el número de habitantes. A esta escasez hay que añadirle lo costoso que resulta en Canarias el aprovechamiento del agua, debido entre otras circunstancias, a la profundidad de los acuíferos, a la ausencia de corrientes fluviales permanentes y al difícil represamiento de las aguas de los barrancos.

Las islas que mayor humedad presentan y mayor aporte de precipitación tienen, son las occidentales, y entre éstas, La Palma es la que ocupa el primer puesto, con índices similares a la media de la Península Ibérica, mientras que Lanzarote y Fuerteventura están a nivel de desierto. Pero en Canarias no basta que llueva. De cada 100 litros de agua que caen, más de la mitad (60) se evaporan, casi un tercio (30) se infiltra y unos 10 litros discurren por la

superficie. Además, no todas las islas retienen el agua en la misma proporción. Cuanto más árido es el terreno, mayor es la evapotranspiración que se produce. Así, en Lanzarote, de cada 100 litros que caen, 90 se evaporan. Por el contrario en la Palma, 'la isla verde', de cada 100 litros sólo se evaporan 50 l. En la Tabla 4-57 se pone en relación la superficie de cada isla en km² y la precipitación media en cada una de ellas (mm), con el volumen de agua caída (hm³). En relación a esto último cabe aclarar que 1 mm, que es la medida en la que recoge el agua los pluviómetros, viene a ser un litro por metro cuadrado, lo que equivale a 0,001 m³.

A pesar de ser La Palma la isla más verde, la que carece de cualquier tipo de desalación, el agua ha de extraerse del subsuelo y bombearla hasta los distintos puntos de aprovechamiento. Esto ocasiona que en esta isla el consumo de electricidad asociado al bombeo de agua se ha valorado en un 20% del consumo total de toda la isla, (Aeren 2010).

Tabla 4-57. Lluvia habitual en cada una de las islas. Agua precipitada en función de su superficie

ISLAS	SUPERFICIE Km²	PRECIPITACIONES	
		mm.	Hm³ (superficie total)
Gran Canaria	1.560	300,0	468,0
Fuerteventura	1.659	120,0	199,2
Lanzarote	845	156,7	126,9
Tenerife	2.034	425,0	864,5
La Palma	708	740,0	523,9
La Gomera	369	370,0	136,9
El Hierro	268	353,0	95,0
CANARIAS	7.446	2.464,7	2.414,4

4.5.2.1 Datos de lluvias en diversas orientaciones de una misma isla

Como se puede ver en la Figura 4-6, dentro de una misma isla existe una gran variación de lluvia según la orientación. En islas bajas como Fuerteventura y Lanzarote, que no alcanzan los 1000 m de altitud, el obstáculo orográfico no juega un gran papel. Pero si en las restantes islas. Así en Lanzarote y Fuerteventura el mes más lluvioso es diciembre, mientras en el resto es enero y noviembre. De todas las variables que afectan más a la cantidad de lluvia en una isla el relieve es la más importante. En todas las islas la estación más lluviosa es invierno: diciembre, enero y febrero, y la más seca verano, (Marzol Jaén 2009).

4.5.3 Artículos que referencian la relación del clima con la demanda eléctrica

(Ahmad, 2014) indica que en Europa el 40% de la energía se consume en los edificios. Del consumo eléctrico de un edificio, la temperatura es la que se lleva la mayor parte contribuyendo al 45% del total en los edificios comerciales. En Arabia Saudí por su clima cálido y húmedo los edificios consumen más del 70% de la energía eléctrica en HVAC, en

Australia ocurre lo mismo. En Europa la temperatura es uno de los factores de más peso en el consumo eléctrico.

En (Al- hamadi, Soliman, HM 2005) los parámetros considerados que afectan a la demanda son el crecimiento económico nacional, hábitos sociales, el clima estacional y el diario. Pero en el caso del clima resulta muy difícil su predicción a largo plazo. Se calcula la demanda eléctrica horaria de Canadá, un año antes, y se ha logrado un error en el año inferior al 3,8%. La forma de las curvas de demanda horaria años tras año presenta básicamente la misma forma, cambiando de escala.

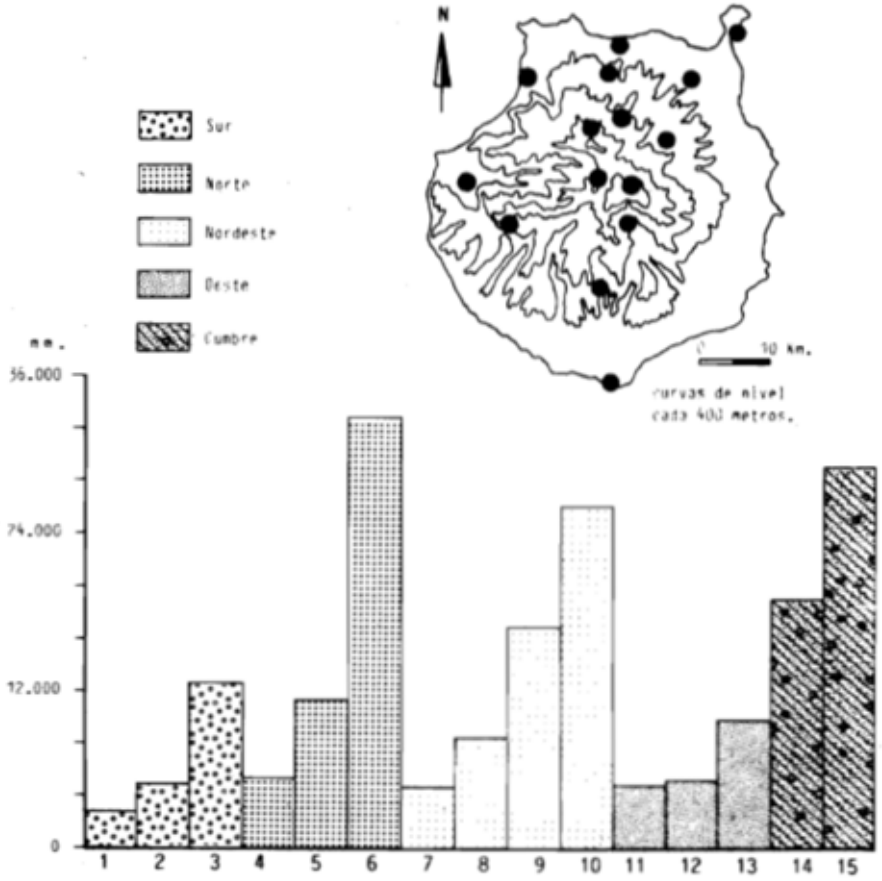


Figura 4-6. Precipitación acumulada en el período 1950-1980 en la Isla de Gran Canaria según vertientes. Fuente (Marzol Jaén 2009)

(Al-Madfai, Hasan 2012) realiza un análisis sobre el clima, demostrando que las variaciones sobre la demanda eléctrica de South Wales, Australia, a corto plazo, puede ser explicado exclusivamente por la temperatura.

En (Campbell, 2006), la estimación de la demanda a corto plazo, además de tener en cuenta la laboralidad, o eventos relevantes, son los factores climáticos los más determinantes.

(Engels, 2014) muestra que las elasticidades de precios resultantes están fuertemente influenciadas por las condiciones meteorológicas. Para el caso de Bélgica una mayor cantidad de flexibilidad está disponible en invierno que en verano debido al aumento de la operación de las bombas de calor. En climas más cálidos, donde por ejemplo, el uso de

aire acondicionado en verano es importante y hay menos necesidad de calefacción en invierno, esta tendencia puede invertirse.

En (Ghods, 2010), la potencia punta viene dada por condiciones meteorológicas y económicas, a largo plazo las económicas varían más, pues se considera que la climatología se mantiene relativamente estable, con las oscilaciones aleatorias naturales.

(Fung, WY 2006) indica La dependencia del consumo mensual de los diferentes tipos de energía (electricidad, gas, derivados del petróleo) se ha estudiado aquí para Hong Kong, se ha analizado 3 sectores económicos (doméstico, comercial e industrial) para lo que se ha empleado un estudio mediante regresión lineal, cuadrática, cúbica y exponencial. Se han empelado datos de 1990-2004. Seis variables meteorológicas se han seleccionado: temperatura ambiente, humedad relativa, velocidad del viento, dirección del viento, irradiancia solar y precipitaciones. Obteniéndose que un incremento de 1ºC la temperatura ambiente, produciría un incremento en la demanda eléctrica del 9.2%, 3.0% y 2.4% en los sectores doméstico, comercial e industrial, respectivamente. El consumo de gas se reduciría un 2.4% en el sector doméstico. Sin embargo no se observa reducciones significativas ni en el sector comercial, ni en el industrial. El consumo de petróleo no es sensible a cambios en la temperatura ambiente.

(Haida, T. 1994), en orden a calcular el pico de demanda diaria, se emplea un método de regresión con una técnica de transformación. Se emplea el crecimiento anual, el cambio estacional y los cambios de los últimos días transcurridos. Preservando la relación demanda-temperatura que aconteció en el año precedente, con ello y las predicciones meteorológicas se completa el modelo. Los errores causados por la no linealidad en la relación demanda-temperatura, sobre todo en las estaciones intermedias se minimizan, además se consideran el factor temperatura de los días inmediatamente anteriores.

(Karabulut, 2008) establece la lógica de escribir modelos a partir del clima y de la demanda anterior. Como Turquía es un país de moderada climatología, se ha empleado en el modelo como variable explicativa, sólo la demanda previa.

(Kuo, Chien-Yu 2014) estudiando la demanda eléctrica residencial en Taiwan. Se observó una temperatura de inflexión, lo que significa que el diario la demanda de electricidad de los hogares y el promedio diario la temperatura tiene una correlación positiva cuando la temperatura es mayor que la temperatura de inflexión; de lo contrario, tienen una correlación negativa. En varios artículos observaron que hay una fuerte correlación entre la temperatura y la demanda de electricidad. Sin embargo, se ha encontrado que la temperatura característica no es útil en el pronóstico de la electricidad, a menos que se esté estimando a muy corto plazo, y sea un valor bastante exacto.

En (Lam, 2008) se calcula modelos para la estimación de la demanda mensual en Hong Kong dentro de los sectores residencial y comercial. Se observa una fortísima estacionalidad. Se han tomado como variables climáticas: la temperatura de bulbo seco, temperatura de bulbo húmedo, la radiación solar global, el índice de claridad y la velocidad del viento. Con estas variables se han construido mediante combinación lineal dos parámetros, denominados Z1 y Z2. Y mediante métodos de regresión clásico se observa un buen ajuste en las predicciones obtenidas.

(Mirasgedis, 2006) determina que La demanda de electricidad frente al clima, revela claramente una fluctuación estacional y por lo tanto una sensibilidad al tiempo. A medio plazo (es decir, mensual y hasta anual), la estimación de la demanda de electricidad en los sistemas de energía es una complicada tarea, ya que se ve afectada directa o indirectamente

por diversos factores asociados principalmente con la economía y el clima. Dicha variación esperada a largo plazo en las previsiones se están convirtiendo en disponible de los servicios meteorológicos en varios países. La temperatura del día que la demanda de electricidad se proyecta, la temperatura de los dos días anteriores y la humedad relativa se han encontrado para ser los parámetros meteorológicos más importantes que afectan a la demanda eléctrica en Grecia.

(NZIER 2009) en base a los artículos analizados, ha seleccionado las variables indicadas en el artículo, y se descartó la temperatura desde la revisión del año 2006, por complicar el modelo y no aportar en la que predicción a largo plazo se refiere. La demanda por hogar se ha mantenido estable en el tiempo en Nueva Zelanda.

(Ozoh,. 2014) los resultados obtenidos de la investigación sobre la demanda total de electricidad en Malasia puede variar de acuerdo a la respuesta de la temperatura a través de diferentes zonas climáticas, que permite efectos diferenciales de día con diferentes temperaturas medias sobre el consumo de los hogares de electricidad. Se estudia el impacto de las temperaturas más altas en el consumo de electricidad residencial para diferentes zonas climáticas. Ideal sería que un climatizador tenga en cuenta la incertidumbre debido a la utilización de las predicciones meteorológicas, elaborando una estrategia de funcionamiento.

(Pardo, 2002) considera que desarrollo económico de España ha venido acompañado de un fuerte incremento en la demanda de energía. Numerosos estudios demuestran que es hasta cierto punto posible desacoplar el desarrollo económico del consumo de energía, mediante acciones de ahorro e incremento de la eficiencia energética. Esto debe ser un objetivo de los países desarrollados. Evolucionando de un sistema insostenible a uno sostenible con:

- Un reconocimiento de insostenibilidad, internacionalizar y presionar
- Un papel destacado en las energías renovables
- Una cultura de la eficiencia energética y ahorro
- Desarrollo de procesos más limpios de combustión, como captación, desulfuración…
- Un cambio en el paradigma del transporte, primando lo público y colectivo
- Incorporación de poblaciones con graves problemas de acceso a modernas formas de energía, a una estrategia global

El crecimiento de la demanda de electricidad está creciendo a un ritmo superior al de los países de nuestro entorno, y sobre todo la demanda punta. Se entiende por gestión de la demanda de electricidad al conjunto de acciones, cuyo fin es influir en el uso que realizan los consumidores de la electricidad, para producir cambios hacia el ahorro y el momento en que se realiza el consumo.

Debe diseñarse un marco regulatorio de manera que las empresas comercializadoras estén incentivadas a proponer a los consumidores tarifas avanzadas que fomenten una adecuada gestión de la demanda. El objeto a largo plazo es internalizar el coste de todos los impactos de la producción y consumo de electricidad en el precio de la misma. Se contempla medidas encaminadas a la adopción de nuevas pautas de consumo, que no han de significar una pérdida de bienestar. La acción será tanto más efectiva cuanto más incluya el precio de la electricidad los costes de su consumo. Incentivos económicos para la adquisición de equipos más eficientes y que produzca un desplazamiento favorable en la curva de demanda del sistema.

La motivación de cara a realizar labores de gestión de la demanda ha de ser creada, entre las labores liberalizadas (generación y comercialización) y las reguladas (transporte, distribución y operación del sistema). La eficiencia energética ha evolucionado mucho, pero le queda un gran camino por recorrer.

La creciente dependencia de recursos energéticos externos amenaza la seguridad de suministro tanto en España, como en la mayoría de los países europeos. La relación entre el PIB y la demanda es directa y superior a la unidad.

La demanda de España ha crecido a un ritmo anual del 6%, creciendo el pico de invierno que es el máximo anual en un 6% y el pico de verano en un 7%. Se ha instalado potencia que en los años más secos se emplean muy pocas horas. Así, en España, el 12% de la potencia disponible adicional (4.000 MW) para poder cubrir las primeras 100 horas de mayor demanda del año, y 1.000 MW para sólo 9 horas. La reducción de estas puntas podrá evitar el uso de esta generación y el alivio de las redes de transporte y distribución.

España tiene la menor tasa Europea de utilización del transporte colectivo, el desarrollo urbanístico de España se basa en el transporte individual. El equipamiento eléctrico de los hogares crece.

El consumo energético de España es inferior al de otros países avanzados. Y su precio es muy reducido en el presupuesto familiar. De hecho la demanda eléctrica es inelástica al precio. La electricidad es la energía más empleada en los hogares y por la que más se paga.

(Pourazarm, 2013) estima la demanda sector Residencial en Irán. Teniendo en cuenta que los hogares utilizan la electricidad para el aire acondicionado se espera que las variaciones en la temperatura puedan afectar. Se emplearán los grados día por dar idea de la energía necesaria para acondicionar un espacio, como referencia se ha tomado los 21ºC, es el factor que más va a determinar a la demanda residencial. Se ha incluido dos variables ficticias correspondientes a las fechas de quiebra, para tener en cuenta los impactos de los cambios estructurales en el sistema. El primero es el comienzo de la guerra Irán-Iraq y la última fecha corresponde con el período de reconstrucción de posguerra.

Los resultados muestran que el gas natural no es un sustituto de la electricidad pues su precio no es vinculante con la demanda eléctrica. Un factor a considerar también es el número de aldeas electrificadas. La sustitución de refrigeradores viejos y el empleo de aire acondicionado modernos serían soluciones viables para reducir el consumo de energía considerablemente.

(Psiloglou,B.E. 2009), en este trabajo se presenta una comparación de las características de la demanda de electricidad para Londres, UK y Atenas, Grecia y explora su relación tanto respecto a factores climáticos, como a otros factores. Las tendencias de ambas ciudades se identifican, principalmente asociado a factores económico, social y demográfico. Además, varios otros efectos como efectos semanales y vacaciones sin relación al clima son detectados y se examinan en comparación de las dos ciudades. El Producto Nacional Bruto (PNB) per cápita se ha empleado para ayudar a detectar tendencias de los datos con el fin de aislar la influencia del clima en la demanda de electricidad. La temperatura ha encontrado a desempeñar el papel más importante en el control de la demanda de electricidad. En ambas ciudades, la relación entre la demanda de electricidad y la temperatura del aire no es lineal y presenta un mínimo y dos máximos para Atenas; pero sólo uno mínimo y un máximo bien definido para Londres. El valor mínimo de la carga eléctrica demandada de Atenas aparece alrededor de 20°C, mientras que alrededor de 16°C en Londres. Tanto para los picos de demanda de electricidad en invierno, pero para Atenas

un segundo pico significativo es evidente en verano, este no está presente en Londres. Utilizando el enfoque de refrigeración y calefacción grados-día, se identificó que la sensibilidad del sistema eléctrico bajo demanda/ aire temperatura es mayor durante el período frío del año para ambas ciudades. Debido al cambio climático pueden, a su vez, dar lugar a picos de demanda de electricidad de verano, ya no sólo en las ciudades del sur de Europa (como Atenas), sino incluso en las ciudades del norte de Europa, afectando de esta manera, la generación, la capacidad, la programación del mantenimiento y fijación de precios.

(Sailor, 1997) analiza la temperatura base a efectos de realizar el cálculo de los grados día, por lo que se obtiene la temperatura ambiente con la que se logra un menor consumo eléctrico, una vez eliminado el resto de factores. Para la totalidad de USA fue 18.3ºC, excepto para Florida en la que se ha obtenido 21ºC.

(Valor, 2002) emplea para España como datos de entrada los de facturación de los sectores residencial, industrial y de otros usos. Se ha planteado modelos de regresión utilizando como variables explicativas los grados-mes calor y frío. Son capaces de estimar la demanda con errores entre ±1% y ±4% dependiendo del sector. La temperatura media diaria es la variable que provoca mayor desviación de la demanda, la insolación, precipitaciones, o humedad relativa podrían notarse. Pero al pasar de la frecuencia diaria a la mensual sólo la temperatura se mantiene. Como el estudio es a nivel península, se ha tomado las lecturas de cada estación y han sido ponderadas por la población que en ella habita. Es a efecto industrial donde se ha apreciado que en verano a mayor temperatura menor consumo, y viceversa en invierno, pero de manera muy ligera, lo que hace suponer que más que asociada la demanda a nivel industrial a la temperatura es a la laboralidad. En el sector doméstico se ve más afección de los grados mes calor, correspondientes a invierno. Debe ser por la menor implantación del aire acondicionado que la calefacción eléctrica. Sin embargo en el sector de otros usos, tanto los grados mes de verano como de invierno son tan influyentes.

4.5.4 El Cambio climático en las islas

4.5.4.1 La agencia Nacional de Meteorología, AEMET

Las estimaciones de AEMET para Canarias, básicamente son las mismas que afectarán a España.

Un incremento de las temperaturas, como ocurrirá en todo el mundo. Lo que afectaría al consumo en equipos de acondicionamiento de aire, de frío industrial, cada día más demandado, así la superficie de neveras y expositores en supermercados no para de crecer. El rendimiento de muchos dispositivos de combustión disminuye con el incremento de la temperatura del foco frío. Igual que ocurre con las neveras y equipos de climatización al incrementar la temperatura del foco caliente. Esto implica una reducción en la potencia obtenida a igual consumo eléctrico.

En las Figura 4-7, Figura 4-8 y Figura 4-9 muestran el resultado de la ejecución de diferentes modelos internacionales, (AEMET). Son modelos para el conjunto del archipiélago, aunque en realidad todas las islas presentan una diferencia de climatología muy marcada, de mayor cercanía a África a menor. Incluso en el interior de una misma isla de mayor altitud a inferior varía enormemente las condiciones. Se observa como con todos los modelos se incrementan las temperaturas máximas y las mínimas y una disminución en el régimen de lluvias.

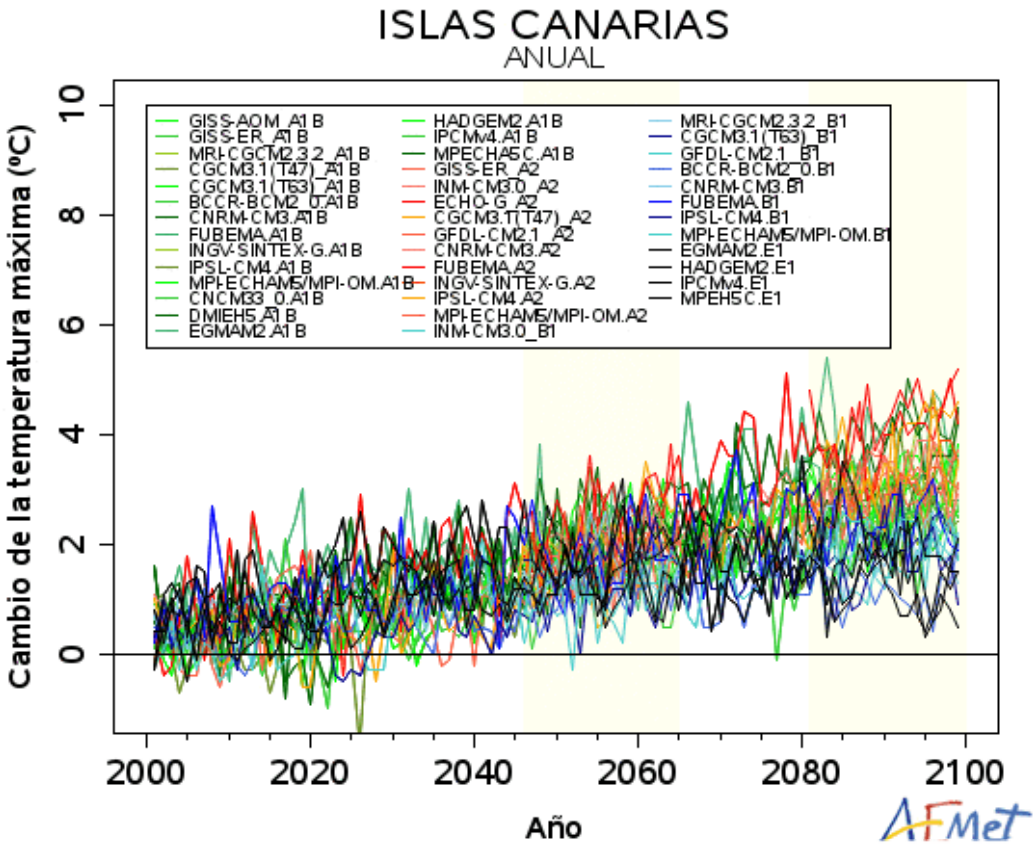


Figura 4-7. Efecto del Cambio climático sobre la temperatura máxima en Canarias. Fuente: Aemet

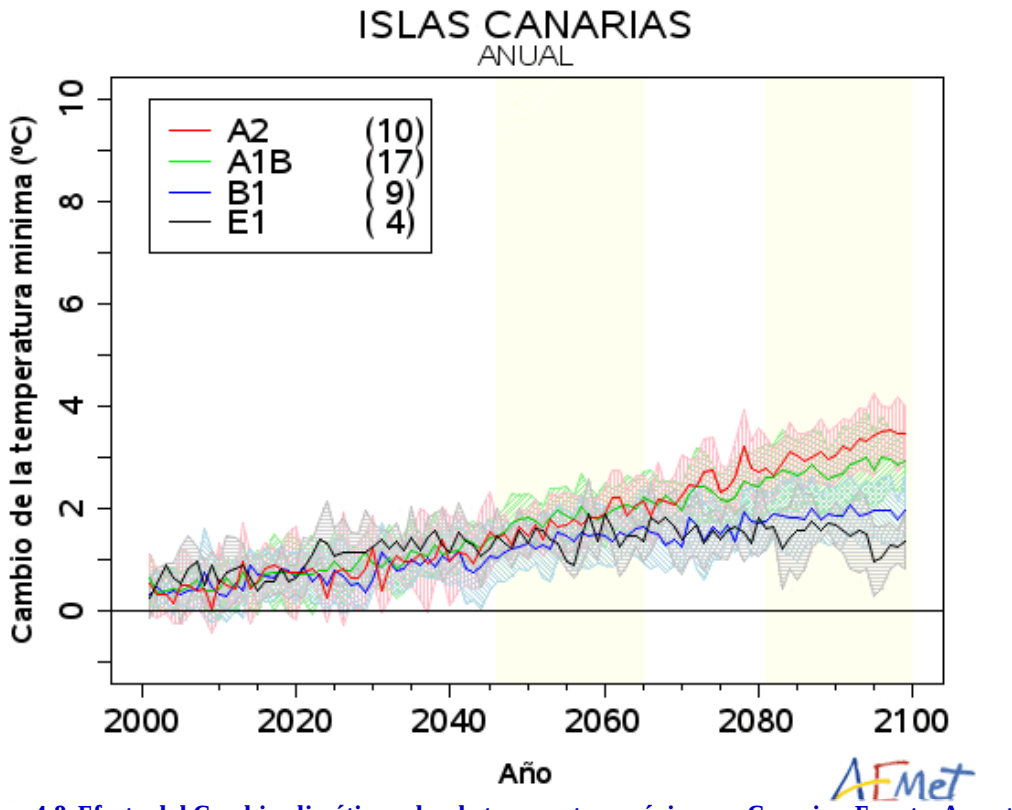


Figura 4-8. Efecto del Cambio climático sobre la temperatura mínima en Canarias. Fuente: Aemet

La reducción en las precipitaciones de lluvia, en el caso de Canarias, provocará un incremento en el consumo energético debido a una mayor necesidad de desalación (Consejería de Industria, 2014). Con lo que el cambio climático va a provocar el incremento de nuestra capacidad de desalación, lo que se traduciría en un incremento de las plantas desaladoras en las islas y estaciones de bombeo para llegar a cotas superiores, esta reducción de la pluviometría afectará también a todo el territorio nacional. Traduciéndose en un incremento en la demanda eléctrica.

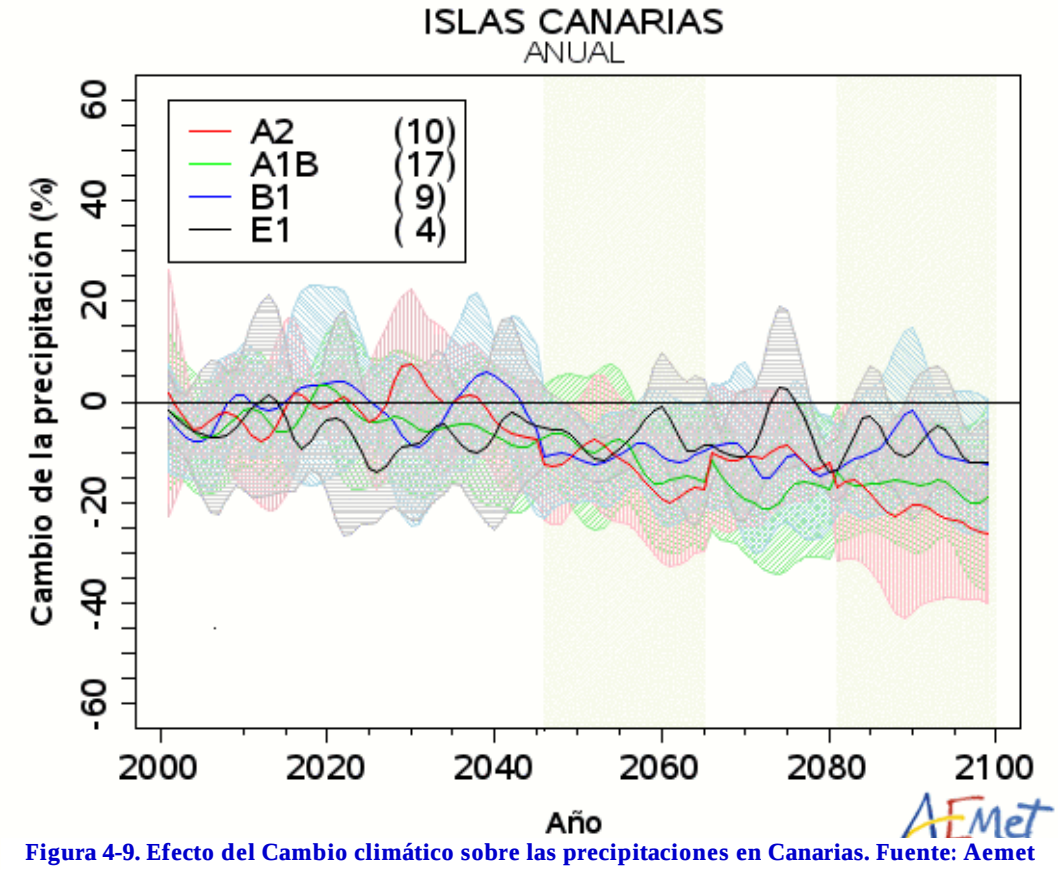


Figura 4-9. Efecto del Cambio climático sobre las precipitaciones en Canarias. Fuente: Aemet

El incremento de las temperaturas en Canarias "está adquiriendo dimensiones sin precedentes desde el inicio de la década de los 80, a causa de las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por las actividades del hombre". En Canarias estamos viendo en todos nuestros observatorios un incremento de la temperatura media anual.

Así, tanto en Canarias occidental como oriental la temperatura del agua del mar ha aumentado en un grado centígrado. También ha incrementado el nivel medio del mar, que está ocurriendo en todo el mundo y en Canarias.

Especialmente, a partir del año 2000 han aumentado los temporales con lluvias muy intensas y vientos. Así mismo, citó que desde 1974 hasta 2007 ha aumentado el número de olas de calor, ya que "se han producido unas 41 y las 4 más intensas en los últimos 3 años". "Esto se debe a que el norte de África se está calentado rápidamente y, por nuestra cercanía, nos va a afectar". Habrá un incremento de medio grado respecto al período de 1961-1990, pero para el 2030 el incremento será de 1 grado centígrado y, para el 2060, de 2 grados centígrados. "El impacto será mayor en el interior de las Islas" (Cuevas 2008).

4.5.5 Artículos relacionados con el cambio climático y su afección sobre la demanda eléctrica

Se introducen una serie de artículos consultados, acerca del estudio de la afección del Cambio Climático (CC) sobre la demanda eléctrica a medio y largo plazo.

En la mayor parte de los países la potencia punta obedece a patrones en el consumo residencial, tal como la calefacción o la cocina. Se ha estudiado en periodos de media hora el consumo en una casa, para ello se ha dispuesto en 250 hogares una serie de contadores por tipo de consumo final. Para estudiar la misma se ha seguido un método de medición de consumos finales en Australia, donde se ha medido el aporte debido a cocina, lavadoras, secadoras, camas de agua, luces y otras cargas; así, hasta 16 electrodomésticos que permitan caracterizar bien el consumo. El estudio termina poniendo las curvas que crean estos elementos y su contribución días laborables y fines de semana, durante 15 meses. Es posible ver en dicho estudio, cuáles de los electrodomésticos en su utilización presenta una relación con el clima y así valorar la incidencia del CC sobre estos. (Bartels, 1996).

El tiempo meteorológico es el factor individual que más afecta a la punta de potencia, debido a un uso extensivo de equipos de aire acondicionado, principalmente la temperatura, pero también la humedad. Por ello el gobierno debería incluir en sus predicciones a largo plazo el efecto que el CC pueda ocasionar (Ahmed 2003).

El estudio trata de relacionar la temperatura y la demanda eléctrica dentro de la Unión Europea, se estudia 15 países durante dos décadas. Se comprueba la no linealidad entre la temperatura y la demanda, siendo más pronunciada en los países cálidos. También se comprueba que la sensibilidad de la demanda a la temperatura de verano se ha incrementado en los últimos años. El presente estudio servirá para estimar los efectos del CC en la demanda eléctrica en Europa, así como en elaborar políticas Europeas al respecto. Se concluye que la temperatura es uno de los determinantes más importantes para la demanda de electricidad dentro de Europa. El empleo de dos modelos diferentes aporta mayor robustez a esta afirmación (Bessec, Fouquau 2008).

Son muchas las preocupaciones de los sistemas eléctricos: El CC, la dependencia del petróleo, el medio ambiente, accidentes, garantizar el suministro. Sin olvidar el crecimiento de las Puntas de demanda y el incremento de la generación distribuida (Blokhuis, 2011).

El clima es un importante determinante sobre la demanda energética. Así el CC producirá un impacto sobre el mismo dependiendo de la región, su peculiaridades climáticas y socioeconómicas. En USA el 58% de la energía de las viviendas, el 40% de los comercios y el 6% de las industrias, se gasta en acondicionar térmicamente espacios, sin considerar el Agua Caliente Sanitaria (ACS). Se valora el incremento de la demanda frente a diversos escenarios de cambio climático. En USA debido al cambio climático entre 2010 y 2055, podría ocasionar un incremento adicional entre el 14-23% en la demanda eléctrica.

Junto con los datos climáticos se han añadido los datos de número de horas de luz diaria, pues se hallan correlacionados, los días de invierno grises y fríos suelen ser oscuros, se incrementa el consumo energético, pero no sólo por la calefacción, sino también las necesidades de iluminación, se debería desmarcar de las de acondicionamiento pues seguirían estando aunque la temperatura exterior subiese unos grados. Lógicamente se obtiene una reducción del consumo de fuel para calefacción y electricidad en invierno, frente a un incremento del consumo eléctrico en verano. Preocupa el incremento del pico de demanda eléctrica que habrá de considerar en los próximos años. La demanda de energía frente a la temperatura presenta la forma de V, siendo mínima a temperaturas intermedias, incrementándose a medida que nos alejamos de ellas en ambas direcciones.

Para determinar el efecto del CC sobre la demanda es fundamental considerar las dinámicas históricas de sensibilidad energética. Una importante innovación metodológica es la inclusión del concepto de la tendencia de los grados-día anual. Con ellos se puede averiguar los ratios de la característica dinámica de respuesta a la energía. Un incremento en la sensibilidad equivale a un incremento en el empleo de equipos de aire acondicionado. La saturación del mercado de estos equipos está correlacionada con la temperatura. Se considera que al analizar los posibles efectos del CC sobre el consumo energético hay que analizar el consumo separado sobre los diversos tipo de energía (fuel, electricidad...) y los diversos sectores de consumo (residencial, comercial...) (Amato, 2005).

Los factores climáticos que podrían afectar a la demanda de electricidad son: temperatura, humedad relativa, precipitaciones, presión atmosférica y la velocidad del viento. Se ha estudiado el periodo 1987-98. Se ha modelizado el perfil de estas variables dividiendo España en una serie de zonas climáticas. Se ha analizado el perfil de cada uno de los parámetros climáticos citados, frente a la demanda tanto de electricidad como de gas. Obteniendo que sólo la temperatura media mensual tenga influencia relevante en los consumos mensuales analizados. De todos es conocida la necesidad de consumo energético para combatir el calor o el frío. Se ha analizado la variación de la temperatura diaria y el consumo de electricidad, y se observa una relación directa, así como la despreciable influencia de las restantes variables climáticas. La demanda eléctrica presenta dos máximos al año, frente a uno del gas, la explicación es que el gas no se emplea para combatir el calor. La electricidad se emplea en ambos casos. En dicho estudio se aísla el efecto del clima de lo que es el crecimiento económico y otros factores que pudieran afectar a la demanda de estos productos.

En el caso de la temperatura el comportamiento es no lineal. Por debajo de 18ºC crece el consumo, por encima también. Existen dos formas de modelarlo, el emplear modelos distintos para temperaturas superiores a la de referencia y por debajo. La otra posibilidad es emplear el concepto de grado día, definiéndose tanto para calor como para frío. Se observa pero en mucha menor intensidad influencia sobre la demanda de la humedad relativa y de la insolación (Climent, 2003).

Se trata de hallar la relación entre el consumo energético con la temperatura exterior en Holanda. A vista de poder estimar el efecto que el CC va a tener en los próximos años. Concluyen que los cambios socio-económicos pueden alterar la respuesta frente a la temperatura. Por lo que se incorpora en el modelo la dinámica socio-económica esperada, y crean una serie de escenarios climáticos. Proponen no emplear el concepto de grados-día, frente al de temperatura. La mayoría de los modelos que tratan de determinar el efecto que tendrá el CC, considerando que las dinámicas socio-económicas seguirán igual. En el modelo se trata de analizar los posibles efectos que el CC produciría sobre las dinámicas socio-económicas. Los procesos industriales se consideran generalmente independientes de la temperatura exterior, sin embargo existen un montón de procesos que se ven directamente afectados por la misma. Todos los que conlleven frío: procesado de alimentos, etc. De hecho, la temperatura ambiente afecta también a la eficiencia de cualquier motor. Por lo que nos encontramos con procesos industriales en los que un aumento de la temperatura produciría un efecto negativo, positivo o neutro. La subida en el consumo de electricidad en invierno no sólo se debe a calefacción, sino a un incremento de las necesidades de iluminación por el menor número de horas de sol. No separar ambos conceptos puede llevarnos a conclusiones erróneas. El modelo es válido para climas cálidos y moderados. La humedad y otras variables climáticas se verán afectadas por el CC y afectarán a la demanda en menor medida, pero no se han incluido por no complicar el modelo (Hekkenberg, Moll et al. 2009).

Se ha estudiado en Holanda el efecto de la temperatura sobre la demanda eléctrica entre los años 1970 y 2007. Se ha observado, con el paso del tiempo, la creación de un pico de demanda en los meses calurosos, tratándose de un país frío, antiguamente los meses cálidos se presentaba una disminución del consumo. La presencia de este pico de consumo nuevo, acompaña al que se ha producido siempre los meses más fríos. Esto podría incrementarse debido al CC. La aparición de esta punta es debido al incremento de la temperatura exterior, la extensión del uso del aire acondicionado, y a la disminución en el rendimiento de las enfriadoras o climatizadoras con el incremento de la temperatura. Además, los supermercados han incrementado considerablemente la superficie de productos refrigerados o congelados, además toda área comercial nueva está dotada de aire acondicionado. Se ha demostrado un incremento en la dependencia de la temperatura los meses cálidos del consumo de electricidad, del orden de un incremento de 1ºC, 0,5% de incremento total (Hekkenberg, Benders et al. 2009).

Se observa en Grecia la afección por la temperatura debido a los aires acondicionados y otros procesos que requieren frío, así se concluye que la sensibilidad a la temperatura de la demanda eléctrica ha aumentado en el periodo reciente (Ekonomou 2010).

Los planificadores deben adoptar una visión probabilística de la potencia punta, más que un valor puntual, con ello se podría valorar mejor la función de riesgo. Con este método obtendríamos la función de probabilidad de la potencia punta. Para evaluar el riesgo financiero. Se empleará un modelo semi-paramétrico aditivo para hallar la relación entre las variables de control: temperatura, efecto calendario, y algunas variables demográficas y económicas. Logaritmos naturales han sido usados en todos los cálculos.

La potencia punta depende de la temperatura, del horario y del calendario, pero no existe forma de predecir la temperatura a largo plazo, no obstante se empleará un simulador de temperaturas. El modelo adoptado es una regresión con función logarítmica. Recoge la no linealidad de la variación de la demanda con la temperatura, efecto calendario, cambios en el precio, población y aspectos económicos. Está previsto ir incorporando los efectos del CC en el modelo (Hyndman, 2010).

El incremento en la demanda debido a un aumento en la necesidad de frío se ha considerado en los cálculos de las potencias pico en España. Son varios los factores a considerar en la demanda eléctrica de un país. La climatología y su evolución marcada por el CC, las horas de luz, el precio de la electricidad, el día de la semana, hábitos de uso, parámetros demográficos, ciclos económicos y de negocio (Moreno 2011).

La demanda eléctrica está fuertemente condicionada por la temperatura. Hay evidencias que para el año 2080 el clima habrá cambiado, así la temperatura media anual en UK será 3ºC superior a la actual. Se desarrolla un modelo de regresión múltiple para determinar dicho efecto. La selección del método es debido a lo simple de usar y la facilidad de controlar las entradas y ajustar los parámetros en cada análisis. El error máximo para el peor modelo desarrollado es del 2,60% para el periodo 89-95 y del 2,69% para el periodo 96-03. Este error se debe posiblemente a la no linealidad de la respuesta de la demanda eléctrica a las temperaturas extremas tanto en frío como en calor. Hay una fuerte relación entre la demanda y las bajas temperaturas en invierno. Con lo que se incrementa la demanda eléctrica para calefacción e iluminación. Hay periodos y rango de temperaturas neutras, dentro del cual la sensibilidad de la demanda con la temperatura es nula (14º-17º). Hay evidencia que aunque la temperatura siga bajando llega a una saturación, con lo que se reduce la correlación. La sensibilidad a la temperatura es mayor en otoño y primavera, estaciones de temperatura media. La no linealidad entre la temperatura y la carga durante el verano e invierno puede introducir problemas en nuestro modelo de regresión múltiple. Una alternativa es emplear en vez de la temperatura el concepto de entalpía del aire. Un valor combinado de temperatura y humedad. En vez del concepto grado-día, entalpía-día propuesto por el Ashrae. Para completar el modelo de predicción se incluye las proyecciones de población y el PIB. Los tres modelos propuestos emplean diferentes parametrización para la temperatura y humedad. Los dos modelos que emplean el concepto de grado-día presentan mejor resultado que el que simplemente emplea la variable temperatura. Se cuestiona la relevancia de la humedad sobre la demanda. La ventaja de estos modelos es que resulta más sencillo de comprender el efecto de la temperatura y las variables socioeconómicas sobre la demanda eléctrica, que en los modelos como las ANN, actuando como cajas negras (Ching lai, 2005).

Analiza el potencial del CC en el siglo XXI que podría producirse en Grecia continental, para lo que contempla diferentes escenarios de emisión de contaminantes a nivel mundial elaborados por el Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), así como diferentes escenarios socioeconómicos. La conclusión es que sólo debido al CC se podría producir un incremento en la demanda anual de electricidad en el país heleno sobre el 3,6%- 5,5% dentro del periodo de 2071-2100, siendo el aumento durante el verano del 13%, y una menor reducción de la demanda en invierno. El cambio climático acentuará la estacionalidad y la variación diaria del consumo. Por lo que las compañías generadoras se verán obligadas a contar con una elevada potencia instalada que operará muy pocas horas al año, con todas las consecuencias de gestionabilidad y económicas que ello implica. El sector residencial será el más afectado, pero este efecto podrá limarse mediante las nuevas normativas sobre edificios, mejora en la eficiencia de electrodomésticos, alumbrado, etc...

Afirma que de las variables climáticas de más a menos influyentes respecto al consumo eléctrico serían: temperatura, humedad, velocidad del viento y precipitaciones. Además, la variación de la demanda eléctrica con respecto a la temperatura no es una función lineal. La relación de la demanda con la temperatura sigue una relación no lineal, sigue una curva donde el punto de inflexión se encuentra entorno a los 18ºC, la pendiente a medida que sube la temperatura es mucho mayor que a medida que disminuye, ya que para refrigerar empleamos exclusivamente dispositivos eléctricos, que son los menos dedicados a calefactar.

Para el modelo se emplea las predicciones de: PIB, población, intensidad energética, grados-día para calefacción y climatización, (climáticamente se ha dividido el país en dos norte y sur, ponderando sus efectos). El ajuste de la regresión sobre los datos históricos ha sido muy alta, R2 de 98,5% por lo que prevén un elevado poder de predicción del modelo (Mirasgedis, 2007).

Se ha estimado la potencia punta de la demanda para Japón a largo plazo empleando Radial Basis Funtion Networks, se ha estimado el crecimiento desde el año 2001 hasta el año 2010. Los datos empleados son los del año 2003, los ratios de crecimiento de los años anteriores y mezcla de ambos. Si bien la punta de demanda es muy dependiente de la temperatura, en los estudios a largo plazo las variables socioeconómicas llevan más peso, ante la imposibilidad de prever las condiciones meteorológicas a largo plazo. Lleva muchos años el construir nuevas instalaciones de generación y líneas de transporte. A día de hoy no resulta económico el almacenar energía eléctrica en grandes cantidades. Se han realizado estimaciones a largo plazo en ciertas regiones de Japón empleando como variables el estilo de vida, la población y el número de viviendas. Habiéndose demostrado que la demanda variaba con la población, empleando métodos de regresión con errores que iban del 2% hasta el 20%. Las relaciones de las variables exógenas con la demanda obedecen a factores complejos no lineales, por lo que se recurrió a redes neuronales. Se han elegido 10 variables: PIB, VAB, población, nº hogares, días fríos, días cálidos, precio del petróleo, precio de la electricidad, Índice de Producción Industrial, Máxima Potencia Eléctrica del año previo. Se obtuvo que la demanda eléctrica en Japón iba a seguir incrementándose por 20-25 años, llegando a saturarse o decrecer después de esa fecha (Nagasaka, 2004).

La demanda eléctrica depende la actividad económica y del desarrollo. Pero también fuertemente de las condiciones meteorológicas, estas variarán en un futuro debido al CC. Se trata de modelar la respuesta de la demanda diaria a la temperatura en España, se sabe que no es lineal, por lo que se ensaya diferentes modelos a ver cuál se ajusta más a la realidad. Así se ha empleado el Smooth Transition (STR), Threshold Regression (TR), and Switching Regression (SR), concluyendo que el mejor ajuste se realiza con STR, por captar la respuesta a temperaturas intermedias y por la comodidad de que permita emplear el concepto de grado-día para frío y calor. La respuesta de la demanda a la temperatura dependerá del clima habitual en la zona, así como al tipo de equipos instalados, y a las condiciones en que comienzan su operación. Para analizar el efecto de la temperatura habrá que filtrar los restantes efectos que produzcan otras variables, así se ha filtrado el efecto semanal, calendario, horas de luz, días laborables o festivos. Dado que no se cuenta con la demanda dividida en sectores, se debe suponer una respuesta homogénea de todos los sectores a las variaciones de temperatura. España es un país grande, por lo que se ha dividido en zonas climáticas. Se ha considerado adecuado el modelado mediante un polinomio de tercer grado. La respuesta no es lineal en cuanto cuando la temperatura baja de un determinado valor se incrementa la demanda y cuando sube igualmente se incrementa. Por ello se emplea dos variables auxiliares muy extendidas en la bibliografía que son el grados-día-frío y el grado-día-calor. Ambas dan una idea de energía, o sea consumo, al multiplicar los grados que se aleja la temperatura de una de referencia, por el tiempo. El punto de inflexión se encuentra entorno a los 18ºC (Moral, 2005).

Se estudia el efecto del CC sobre el consumo de gas, aceite para calefacción y electricidad en los sectores comercial y residencial en Maryland. La calefacción y el Aire Acondicionado en USA es el 58% del consumo residencial, el 40% de los edificios comerciales y el 6% de los industriales. Los efectos producidos dependerán enormemente de la climatología del lugar, así mientras la subida de 2ºC incrementaría en un 11,6% el consumo de Florida. El mismo fenómeno reduciría en un 7,2% el consumo de Washington. El análisis refleja el consumo mensual y los grados-días de cada mes, resultando más robusto. En contraste con otros análisis en que se supone un incremento de la temperatura homogénea a todo el año, se tiene en cuenta que el cambio climático va a provocar una mayor subida de las temperaturas de invierno. Se cuenta con la demanda desde 1977-2001, pero los precios de la electricidad sólo se tienen desde 1990-2001. Además se ha dividido los estados de Maryland y Washington en 8 zonas climáticas diferentes. Además de la climatología se considera las horas de luz de cada mes empleando el día medio, calculando la hora de salida y puesta de sol para el día 15 de cada mes.

El método a emplear es el de aplicar series temporales a cada mes, con datos de grados-día para calefacción y climatización, precios de la energía, horas de luz y la tendencia de otras variables. El modelo es un "fixed-effects regression model to estimate end use energy demand" Se han creado escenarios de CC y diferentes precios. Se ha simulado con y sin CC, se observa un incremento en la punta de potencia mensual cercana al 10%. Finalmente se analiza como el uso de la energía puede afectar a la población y los precios. Se produce mayores aumentos en el sector comercial que en el residencial, el impacto se incrementa en los meses de verano. Es necesario que la planificación contemple el CC, por el tiempo que lleva el ampliar las infraestructuras eléctricas (Ruth, 2006).

Analiza cómo el CC afectará a la demanda diaria, estacional y a largo plazo en Tailandia. Se combina con 4 escenarios socioeconómicos. Y se considera los picos de demanda. Se ha considerado que los hábitos de vida, el uso de equipos de acondicionamiento de aire y otros consumos que dependen de las condiciones meteorológicas, cómo las cámaras frigoríficas, podrán verse afectados por este fenómeno. De todas las variables climatológicas será la temperatura la que más afecte a la demanda eléctrica. Aunque no hay que olvidar que podrían verse afectados recursos energéticos renovables como son las horas de insolación o incluso el viento.

Se ha empleado un modelo General Circulation (GCMs), es un modelo numérico que emula la atmósfera y los océanos, pudiendo averiguar cómo evolucionarán las variables climáticas futuras en un determinado emplazamiento del Planeta, para determinadas fechas futuras.

Sólo se ha contemplado aspectos referidos a la temperatura, tales como: la temperatura media diaria, la temperatura durante las horas de sol y la diferencia diaria de temperatura, o sea, la diferencia entre el valor máximo y mínimo en 24 horas. A fin de poder estimar cómo afectará al pico de potencia Para ello se ha analizado cómo afecta la temperatura a la demanda y se aplica estos porcentajes a la estimación obtenida sin considerar CC. Se ha obtenido que la temperatura anual media se incremente en Tailandia entre 1,74 y 3,43ºC para el 2080. Debido a ello la punta de la demanda crecerá entre un 1,5% y un 3,1% en 2020, y entre 6,6% y 15,3% en 2080.

Se citan otros trabajos, donde se estima el incremento que supondrá el CC en la demanda eléctrica, así en USA supondrá una subida del 14% al 23% entre los años 2010-2055, otro estudio afirma que para la ciudad de Maryland supondría un aumento del 24% en la demanda residencial veraniega sobre el año 2025, un 13% la demanda de verano en Israel y un incremento de 4ºC supondría una subida de la punta de potencia del 10%. En Grecia para el 2030 la demanda para refrigeración se incrementará en un 15%-28%, mientras la correspondiente a calefacción se reducirá en un 5%-10%.

El rápido crecimiento de la demanda en Tailandia viene dado por el rápido crecimiento de la población y de los estándares de vida, su evolución alcista media anual es del 4,5%. Cuenta con un cálido verano y la potencia punta anual refleja el elevado uso de equipos de acondicionamiento en dichas fechas (Parkpoom, Harrison 2008).

La potencia punta es un determinante para los planificadores del sistema eléctrico, tanto líneas eléctricas, como generación. En algunas poblaciones de Israel durante el verano al medio día los equipos de climatización pueden representar el 20% de la demanda en algunas localizaciones. Esta punta de potencia se suele dar entre las 12:00-14:00. Se detecta una alta correlación entre las predicciones meteorológicas y la demanda eléctrica. Se ha empleado un modelo de regresión. El CC podría acarrear un incremento de 4ºC, que conduciría a un alza de la punta de potencia en verano del 10% (Segal, 1992).

Se estima la demanda eléctrica en Chipre para el año 2030, se aplica un modelo econométrico empleando variables macroeconómicas, precios y las condiciones climáticas. Si las tendencias actuales continúan se prevé que el consumo se triplique en los próximos 20-25 años, incrementándose sobre todo en los sectores residencial y comercial. La temperatura media en el mediterráneo Este se espera que crezca 1ºC para el año 2030, con este hecho la demanda será un 2.9% mayor, de si el clima se mantuviese inalterado. Además se estima el incremento sobre la potencia punta entre 85-95 MW para 2030.

Se estima que el coste de la producción de electricidad extra debido al CC será de 200 millones de euros desde hoy hasta el 2030. La generación eléctrica en un 95% se basa en el petróleo. Su economía se sustenta en turismo y servicios financieros. En un principio se empleó los datos de demanda entre 1960-2004. Se analizó la demanda descompuesta en los siguientes sectores: residencial, comercial, industrial y agrícola. Se empleó el método de series temporales y un vector de corrección de error. Una simple ecuación de autoregresión fue empleada para cada variable energética. A corto plazo las oscilaciones más grandes son producidas por el clima, a largo plazo coge relevancia sueldos y precios. El sector servicio es menos elástico con sueldos, precios y clima. Se considera dos escenarios con y sin CC. Se emplea un modelo autoregresivo dinámico uniecuacional (ARDL). Se trata de un modelo similar al que emplea la Agencia Internacional de la Energía, La Comisión Europea o el USA Energy Information Administration. Donde se realizan las estimaciones en base a las estimaciones de población, crecimiento del PIB, precios internacionales del Fuel y otros parámetros exógenos.

Los modelos ARDL se han empleado en las estimaciones energéticas hasta los años 80. Entonces aparecieron los métodos de cointegración dejando a los modelos econométricos desfasados. La transparencia del método ARDL donde se ve cada uno de los pesos de las variables exógenas, con el modelo logarítmico, más la suma de un error de media cero y una varianza determinada. Como se emplea el modelo logarítmico, los coeficientes expresan elasticidades con cada una de las variables.

Las estimaciones de consumo eléctrico del sector agrícola no son nada robustas.

Los coeficientes se han mantenido constantes las últimas décadas en el sector industrial, pero ha variado considerablemente en los sectores residencial y comercial. La elasticidad frente a precios y clima ha decrecido en términos absolutos, pero la elasticidad frente a los salarios ha aumentado. El empleo extendido de acondicionadores ha hecho que la demanda dependa más de las condiciones meteorológicas.

El 1º paso es realizar la estimación de las variables exógenas hasta el 2030.

- La estimación del precio del crudo ha sido extraída de la EIA (US Department of Energy, Energy Information Administration), Annual Energy Outlook 2008, Report DOE/EIA-0383 (2008), Washington, DC, June 2008. /http://www.eia.doe.gov /oiaf/aeo/index.htmlS.
- Empleando datos históricos y un modelo de regresión se ha buscado la relación entre el precio del crudo y el de Fuel-oil
- Se ha estimado la evolución del precio del Fuel hasta el 2030

- Por otro lado se ha buscado la relación entre el precio del Fuel y el de la electricidad y se estima este último

- Inicialmente para calcular los grados-día frío y calor se ha considerado que las condiciones son las mismas que la media de la última década.

El consumo de electricidad aumenta en el mundo, pero por unidad de PIB se mantiene o incluso se ha reducido algo. En Chípre no encontramos signos de estabilización, por las malas medidas de ahorro y el extensivo empleo de acondicionadores.

Por otro lado se ha considerado que la temperatura media subirá desde 2008 hasta 2030 1ºC de media, de forma lineal, aunque observaciones meteorológicas recogidas muestran que el incremento en invierno es bastante mayor del producido en verano. Con esta consideración se incrementa la estimación en un 2,9%. Así, en Chipre ha comenzado a aplicar políticas en favor del ahorro energético. (Zachariadis 2010).

Se ha estudiado la demanda eléctrica mes a mes en Tailandia, como factores climáticos se han considerado la temperatura, la humedad, la pluviometría y la velocidad del viento. Se han recogido datos de 1997 hasta el 2007. Pero siendo conscientes que en un futuro cercano el CC podrá modificar todos estos factores. (Bunnoon, 2013)

Se presenta un review de los impactos del CC sobre la demanda de electricidad, haciendo alusión a cualquier parámetro climático: velocidad del viento, precipitaciones... Aunque lo más habitual es sobre la temperatura, en este caso el efecto sobre la demanda se valora empleando grados día de calor o de frío.

Estas variables se establecen una temperatura de referencia para calor, que se considera a partir de la cual a partir de ella, la mayoría de la gente acciona los equipos de aire acondicionado, y otra para frío referido a instalaciones de calefacción.

La temperatura de referencia es aquella donde la demanda eléctrica es inferior considerando exclusivamente consideraciones térmicas.

La curva no es simétrica, ya que para producir frío los equipos consumen habitualmente sólo electricidad, no así en el caso de calefacción.

Según el emplazamiento que se trate, la temperatura de referencia es mayor o menor, y se empleará instalaciones de aire acondicionado o de calefacción.

Hay dos tipos de temáticas:

- Los primeros tratan de los cambios que aparecerán en la demanda eléctrica debido a los efectos térmicos en la edificación, incrementándose en lugares cálidos y reduciéndose en lugares fríos.
- Los segundos tratan de cómo va a afectar el cambio climático a diferentes dispositivos de generación, como hidroeléctricas, turbinas de gas, centrales solares, eólicas, etc... (Chandramowli,Shankar N. 2014)

Se revisaron los estudios sobre el impacto del cambio climático en el uso de energía en los edificios de las distintas partes del mundo. El concepto de grados-día es ampliamente utilizado para medir la influencia del clima sobre los requisitos de calefacción y refrigeración. En los climas fríos severos, reducción de la demanda de calor muy probablemente mayores que el modesto aumento de refrigeración en verano. Un aumento de la temperatura tiene diferentes impactos en la demanda de electricidad en función de la distribución geográfica de las principales zonas climáticas y el papel predominante de energía eléctrica para calefacción y refrigeración. Para los edificios no residenciales con grandes cargas internas (excepto los climas fríos severos), la reducción de la densidad de carga de iluminación tendría grandes ahorros de energía y por lo tanto el potencial de mitigación. El aumento de la temperatura de punto de verano establecido sería una medida de conservación de energía eficaz para mitigar el impacto del cambio climático en el verano de enfriamiento del consumo de energía. La mayor parte de la información climática utilizada actualmente para la construcción de análisis del diseño y la energía es histórico y hay una necesidad de revisión y actualización periódica de tomar las perspectivas de cambio climático futuro en consideración, especialmente el impacto de las temperaturas extremas en la selección de las condiciones de diseño al aire libre. (Li, 2012)

Por lo que el desarrollo de nuevas tecnologías que produzcan un incremento en la eficiencia en el consumo, distribución y generación de la electricidad, es una urgencia para paliar los efectos del Cambio Climático. (Francis, 2007)

Es necesario urgentemente técnicas de modelado que capturen los efectos de los factores que relacionan la presión del aire, la temperatura media, la velocidad del viento, la lluvia, la humedad relativa, la irradiación solar, la nubosidad... con la demanda eléctrica. Y establecer mediante simuladores como van a evolucionar estos factores en cada emplazamiento con el CC. (Chang, 2011)

El siguiente estudio estima que el CC podría suponer una subida, por si mismo, sobre la demanda eléctrica en Estados Unidos de América del orden del 14%-23%, entre los años 2010 y 2055 (Smith, Tirpak 1989).

El CC podría producir un cambio en el patrón de demanda (Mallette, 2010).

La demanda a largo plazo en Turquía se verá afectada por la población, PIB, el CC, así como los cambios de hábito de vida, el crecimiento industrial, las pérdidas técnicas, etc. Siendo todo ello fuente de incertidumbre (Kucukdeniz 2011).

4.5.6 Conclusiones

El Cambio Climático traerá una subida de la temperatura en Canarias y una reducción de las lluvias en las islas. Esto se traducirá en un incremento de demanda eléctrica para la climatización de espacios, la refrigeración de alimentos, de productos y procesos industriales que requieran frío.

Además, se ha analizado la escasez de lluvias en Canarias, y la fuerte dependencia de la desalación. Esto se incrementará doblemente, uniéndolo a la necesidad de bombear a más cota el agua desalada. Que en el caso de Gran Canaria tiene fijada cota máxima para el envío de agua desalada actualmente los 300 m, (Plan hidrológico de GC, 2014). Pero la Isla cuenta con una cota de 1.949 m, en el pico de las Nieves y varias poblaciones y cultivos que sobrepasan los 300 m citados.

En esta tesis no se ha considerado el efecto que tendrá el CC sobre la demanda hasta el año 2.025, por no haber encontrado un índice de fluctuación de la demanda eléctrica con la temperatura en Canarias. Pero sabemos que va a tener una afección a medio-largo plazo, ya que si bien en este momento existen pocos equipos de climatización operativos en las islas, un incremento en las temperaturas hará variar la respuesta social a ese efecto térmico. Provocando un mayor empleo por parte de la población de estos equipos, buscando el confort perdido.

Además habrá que estudiar el efecto que tendrá el CC sobre los sistemas de generación que disponemos, y sus recursos. Al Emplear el agua del mar como refrigerante y este calentarse, qué efecto tendrá al estar también el aire más caliente. Qué efecto tendrá sobre la radiación solar en las islas, y sobre los vientos alisios, y sobre las centrales de bombeo que dispondremos en casi todas las islas para almacenar energía.

No debemos olvidar que un incremento en la temperatura ambiente, tendrá un pequeño efecto de reducción en el rendimiento de todo tipo de motores:

- El rendimiento de una máquina térmica de Carnot sólo depende de la temperaturas máxima y mínima entre las que trabaja por lo que, dadas estas dos temperaturas, su cálculo es trivial. En el caso de motores de combustión que queman hidrocarburos podemos considerar una temperatura mínima (que sería la del ambiente) de 17ºC (290 K) y una máxima de 1.570 ºC (1.843 K). Este es el rendimiento teórico de todo motor de combustión, luego un incremento de la temperatura mínima, va a provocar una pequeña reducción, en el y bajo rendimiento de este equipo. Para vehículos modernos en su punto óptimo de trabajo el rendimiento estaría en (30% para gasolina, 40% para gasoil).
- El incremento de la temperatura exterior reduce el rendimiento de los equipos de acondicionamiento de aire y refrigeración, donde casi la totalidad funcionan siguiendo el ciclo de compresión mecánica.
- Un motor eléctrico que funciona con sobretemperatura ve afectada su eficiencia neta de forma severa. Básicamente, las pérdidas de carga de un motor (I^2R) se verán incrementadas de forma lineal si el devanado de la máquina tiene una temperatura mayor que la nominal, debido a que existe una relación directa de aumento de resistividad del cobre en función de la temperatura.

4.6 Precio de la Electricidad en España

El precio de la electricidad en España ha sido estipulado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y de valides a nivel nacional. Hasta este mes en que entra en vigor el *Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares*. Por lo que cada sistema no peninsular incluirá en el precio de la electricidad de venta los costes de generación de su propio sistema.

Pero desde la publicación del *Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, el precio de la electricidad está liberalizado y se pacta entre las comercializadoras y los clientes*. Aunque se ha establecido la existencia de una tarifa de último recurso.

La conocida por *Tarifa de Último Recurso* (TUR), es una tarifa del suministro eléctrico fijada por el Gobierno de España sobre el precio de la electricidad. Está vigente desde el 1 de julio de 2009 y reemplaza a la Tarifa Integral debido al proceso de liberalización de la energía promovido por la Unión Europea. En caso del suministro de gas natural la TUR lleva operativa desde julio de 2008. Una de las novedades que introduce esta liberalización de la energía la constituye el hecho de que la TUR, debe ser ofrecida por las compañías comercializadoras de último recurso y deben ser distintas de la compañía distribuidora que cubra esa zona. Las tarifas de último recurso serán de aplicación a los consumidores

conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW, que contraten el suministro con un comercializador de último recurso. Existe un único tipo de tarifas de último recurso denominado Tarifa TUR que se aplica a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

Pero a partir del 1 de julio de 2015 ha empezado la facturación de la luz por horas, la medida no afecta todos los españoles. El sistema que cobra por la electricidad tarifas distintas según la hora del día (con precios vinculados a la demanda) solo podrán aprovecharlo los hogares que tengan ya contadores inteligentes, siempre que estos estén conectados a la red. Pero, además, los clientes deben estar dados de alta en la llamada tarifa regulada, que ahora se llama Precio Voluntario del Pequeño Consumidor (PVPC).

Tratando de localizar los precios de la electricidad en España, nos encontramos con diferentes documentos y distintas tablas, debido a que existen diversos comercializadores con diversos precios y tarifas. Luego las tarifas que observábamos se referirán al precio del suministro de un comercializador de último recurso, el cual viene fijado por el estado, incluyendo o no impuestos. En el cálculo del importe final de la factura habría que añadir el impuesto de electricidad vigente (5,11%) y el IVA general vigente (21%). Adicionalmente el comercializador de último recurso, repercutirá otros conceptos regulados que facture el distribuidor, como por ejemplo: alquiler de equipos, derechos de acometida, derecho de extensión y verificación. Todo ello dificulta la comparación de precios.

En un determinado momento el Gobierno de España, para impedir implicar los costes del sistema eléctrico sobre los consumidores, creó el déficit tarifario, el cual tras una larga década no ha parado de escalar. El caso es que acostumbrados a un periodo de precios módicos de la electricidad, en los últimos años no ha parado de crecer su valor. En cuanto a energía consumida, y en cuanto a potencia contratada, en breve deberemos todos de disponer de un contador denominado inteligente, con el que se permita diferenciar el periodo de consumo, aplicando diferente precio a cada franja horaria. El año 2019 será el previsto para ello en toda Europa.

Con respecto al precio de la electricidad en España, se ha incrementado enormemente en los últimos años. (Noceda, M.A. 2013). Por todo ello se procede a presentar algunas fuentes de información.

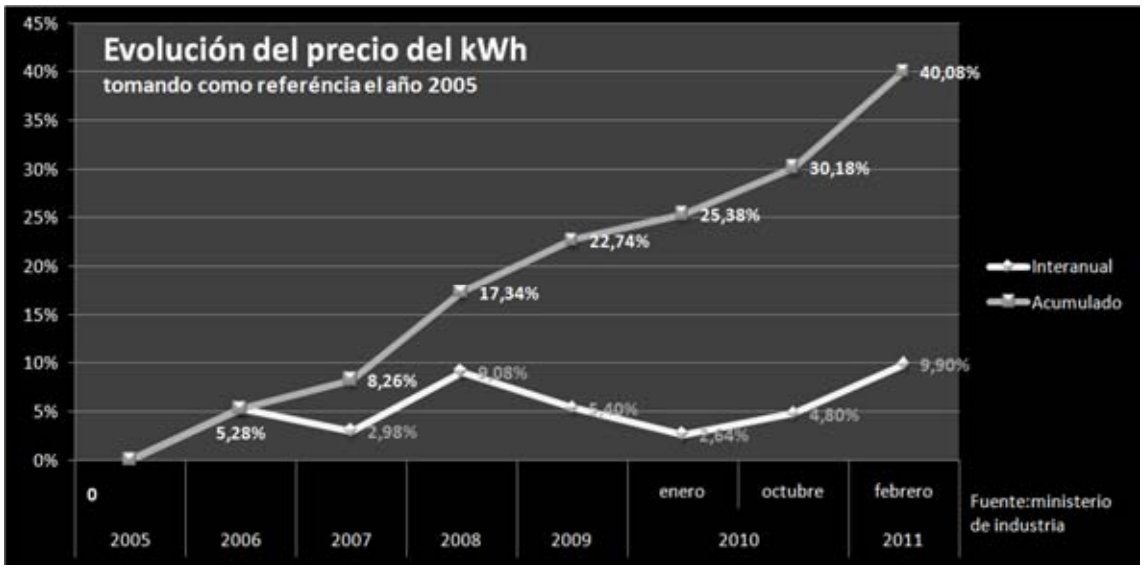


Figura 4-10. Precio de la electricidad desde 2005 hasta 2011. Fuente: http://e3illumination.com

Unesa (Asociación Española de la Industria Eléctrica)

En este informe de la Comisión Nacional de la Energía (CNE), y en este otro balance de UNESA, la diferencia de precios de la electricidad para uso doméstico entre 2005 y 2010 es casi del 41%, Figura 4-10.

Javier Arranz Lázaro. Coordinador Departamento Productos y Servicios. OCU. 30 de Noviembre de 2011

Desde Octubre de 2007 la factura de un hogar medio se ha incrementado un 52% (de 471€ a 718 €) frente al 8,4% de incremento del IPC. Desde octubre de 2007 el precio del kWh ha subido un 58% y un 8% el término potencia, Figura 4-11 y Figura 4-12.

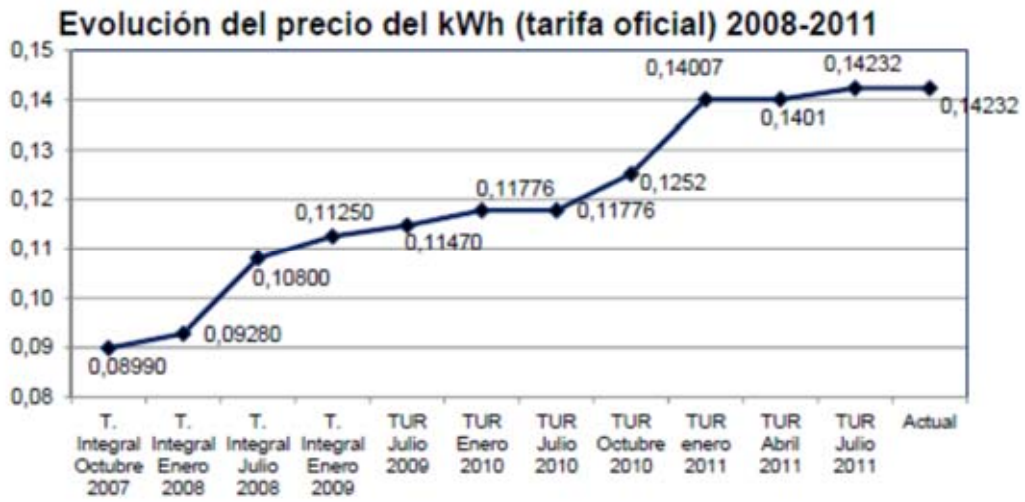


Figura 4-11. Precio de la electricidad desde 2008 hasta 2011

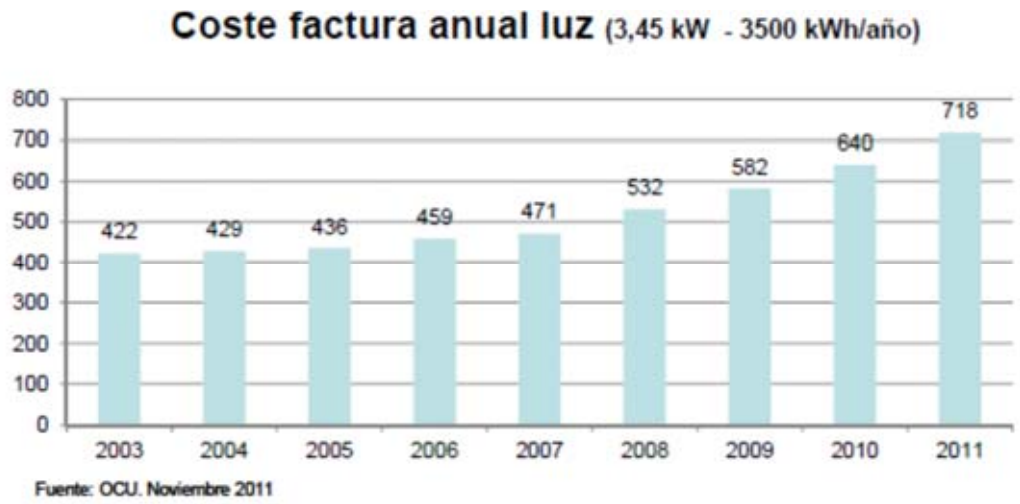
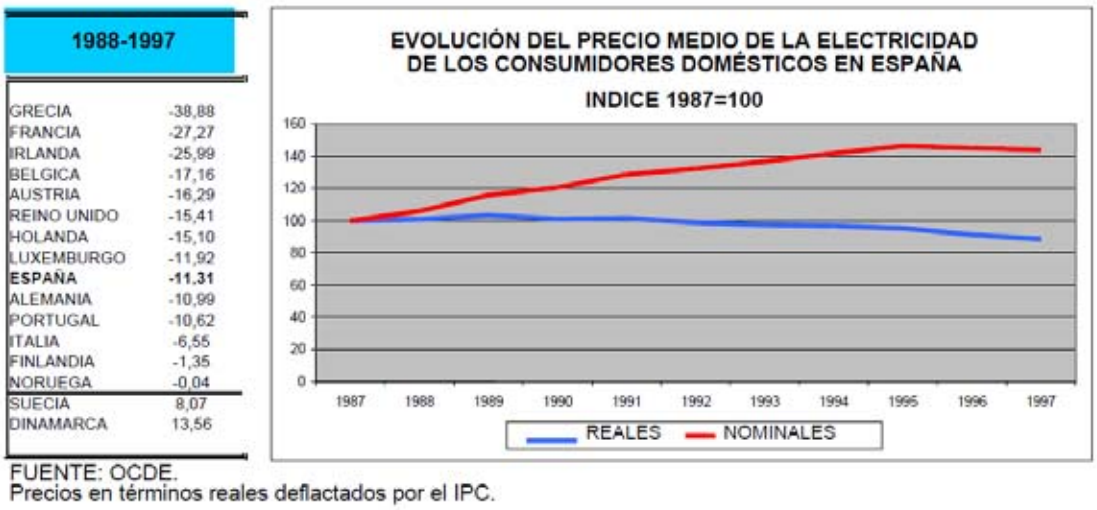


Figura 4-12. Evolución del Coste de la electricidad. Fuente: OCU

El economista

En este caso se refleja la evolución de la tarifa eléctrica con respecto al ICP (Figura 4-13), desde el año 1997 hasta el año 2011.Mostrando como desde el año 1997 hasta el año 2001 el precio de la electricidad decrecía año tras año. A partir del año 2006 comienza un incremento por encima del IPC, a pesar del falseamiento de los precios reales, debido al apartarse de la realidad por la creación del déficit tarifario, el año 1997.

Figura 4-13. Evolución de la Tarifa eléctrica en los últimos años. Fuente: www.eleconomista.es



1988-1997	
GRECIA	-38,88
FRANCIA	-27,27
IRLANDA	-25,99
BELGICA	-17,16
AUSTRIA	-16,29
REINO UNIDO	-15,41
HOLANDA	-15,10
LUXEMBURGO	-11,92
ESPAÑA	**-11,31**
ALEMANIA	-10,99
PORTUGAL	-10,62
ITALIA	-6,55
FINLANDIA	-1,35
NORUEGA	-0,04
SUECIA	8,07
DINAMARCA	13,56

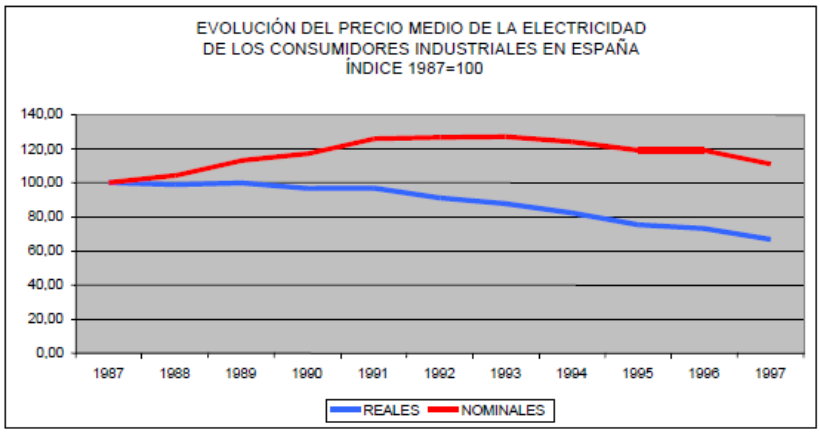
FUENTE: OCDE.
Precios en términos reales deflactados por el IPC.

Figura 4-14. Tasa de variación acumulada de precios medios de consumidores domésticos (%)

Comisión nacional del sistema eléctrico. Los precios de la electricidad en el entorno Europeo. 10/02/1999

Se observa en las Figura 4-14 y Figura 4-15 como ha ido evolucionando el precio medio de la electricidad de los consumidores domésticos e industriales.

	1988-1997
GRECIA	-49,63
ESPAÑA	**-33,27**
PORTUGAL	-28,34
ALEMANIA	-27,60
REINO UNIDO	-26,64
BELGICA	-27,83
IRLANDA	-20,61
FRANCIA	-18,75
FINLANDIA	-13,60
SUECIA	-12,24
ITALIA	-11,23
AUSTRIA	-7,76
DINAMARCA	2,70
HOLANDA	3,11

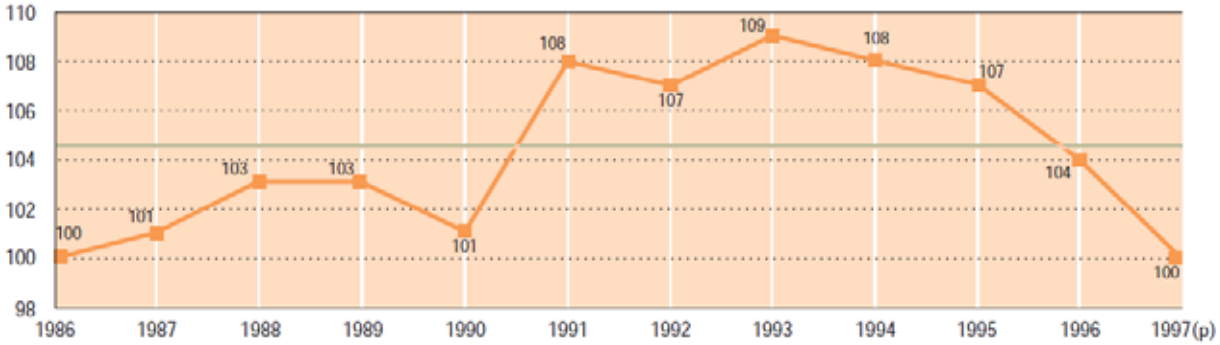


Fuente: OCDE.
Se utiliza para deflactar los precios el deflactor del PIB.

Figura 4-15. Tasa de variación acumulada de precios medios de electricidad de consumidores industriales. Excluye impuestos (%).

Comisión del sistema eléctrico nacional. Comparación de precios de la electricidad en el entorno Europeo.

La figura 4.15Figura 4-16 refleja el precio de gasto en electricidad de un hogar entre los años 1986 hasta el 1997, con respecto al año 1986.



Fuentes: INE, OFICO y UNIPEDE.
Consumidor tipo doméstico: 3500 kWh anuales. Serie deflactada por el IPC (previsión IPC 1997 del 2,7%: Presup. Grales. Estado, MEH).

Figura 4-16. Evolución del precio de la electricidad en España para usos domésticos en términos reales.

Ministerio de Industria, Energía y Turismo del Gobierno de España. Eurostat

Se dispone de un documento que elabora periódicamente el *Ministerio de Industria, Energía y Turismo* y va publicando en el cual se compara los precios de la electricidad en España con el conjunto de la Unión Europea y algunos países en concreto. Se presentan el último, que es el publicado en 2013. En ellos se observa que el precio de la electricidad en España se halla por encima de la media Europea, tanto a nivel doméstico como industrial, tanto en las Figura 4-18 y Figura 4-17, como en la Tabla 4-58.

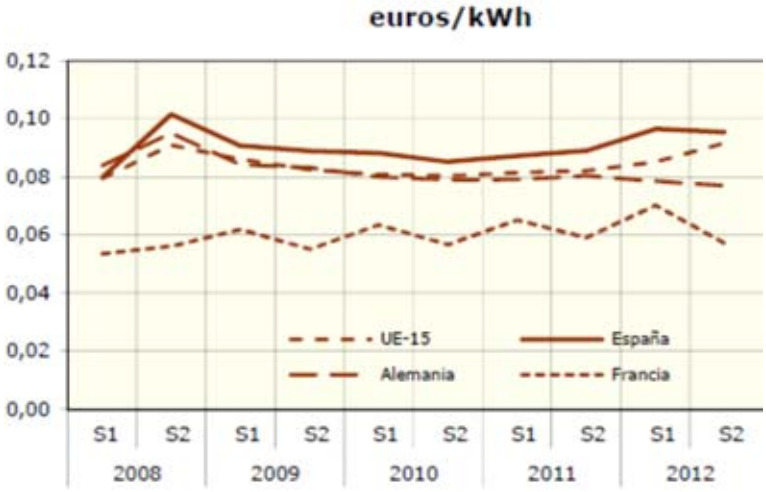


Figura 4-18. Precio electricidad uso doméstico

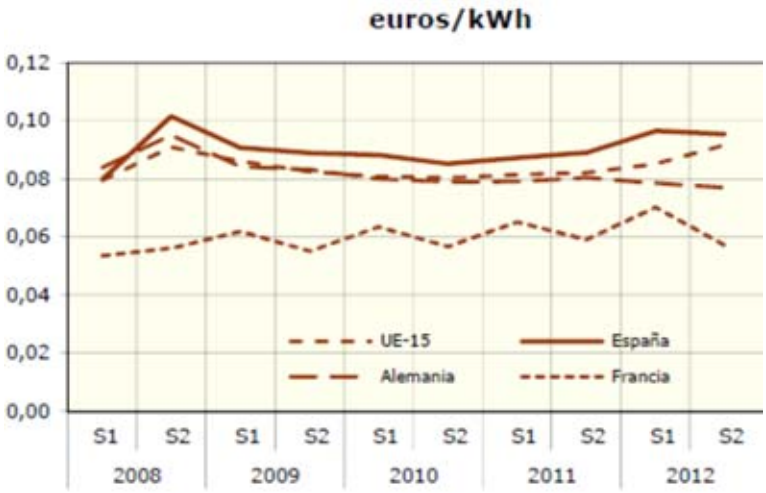


Figura 4-17. Precio electricidad uso Industrial

Tabla 4-58. Precio neto de la electricidad para uso doméstico y uso industrial. Fuente: Eurostat

Fecha Actualización: 03/07/2013

IV.9. PRECIO NETO DE LA ELECTRICIDAD PARA USO DOMÉSTICO Y USO INDUSTRIAL
Euros/kWh

	Uso doméstico (1)							Uso industrial (2)						
	UE-27(3)	UE-15	Alem.	Esp.	Fran.	Reino Unido	Portugal	UE-27 (3)	UE-15	Alem.	Esp.	Fran.	Reino Unido	Portugal
2004	0,100	0,103	0,126	0,089	0,090	0,084	-	0,062	0,063	0,074	0,054	0,050	0,048	-
2005	0,103	0,104	0,133	0,090	0,090	0,084	-	0,067	0,068	0,078	0,069	0,050	0,057	-
2006	0,108	0,109	0,137	0,094	0,090	0,097	-	0,075	0,077	0,087	0,072	0,050	0,080	-
2007	0,118	0,121	0,143	0,100	0,092	0,125	-	0,083	0,084	0,095	0,081	0,054	0,095	-
Tasas de variación interanual en %														
2004	-	-0,9	-0,6	1,5	1,7	-12,7	-	-	-2,2	6,2	1,9	0,8	-11,3	-
2005	2,3	1,6	6,0	1,7	0,0	-0,1	-	7,9	7,6	5,4	27,5	0,0	19,2	-
2006	5,2	4,9	3,0	4,4	0,0	16,1	-	12,2	12,3	11,7	5,1	0,0	40,2	-
2007	9,7	10,1	4,3	6,8	2,3	29,1	-	9,4	9,5	8,6	12,3	8,2	18,9	-
Nueva metodología (4)														
2008 S1	0,118	0,117	0,130	0,112	0,091	0,139	0,107	0,079	0,080	0,084	0,080	0,053	0,084	0,070
2008 S2	0,125	0,123	0,134	0,128	0,091	0,153	0,107	0,083	0,083	0,083	0,085	0,051	0,098	0,070
2009 S1	0,123	0,124	0,140	0,129	0,091	0,140	0,126	0,085	0,086	0,084	0,091	0,062	0,099	0,083
2009 S2	0,121	0,123	0,136	0,138	0,091	0,134	0,138	0,082	0,083	0,083	0,089	0,055	0,087	0,082
2010 S1	0,122	0,123	0,138	0,142	0,094	0,132	0,109	0,081	0,081	0,080	0,088	0,064	0,084	0,076
2010 S2	0,125	0,125	0,137	0,149	0,100	0,138	0,106	0,081	0,080	0,079	0,085	0,057	0,085	0,076
2011 S1	0,128	0,129	0,141	0,160	0,099	0,137	0,102	0,082	0,082	0,079	0,087	0,065	0,086	0,084
2011 S2	0,131	0,131	0,140	0,168	0,102	0,151	0,107	0,082	0,082	0,080	0,089	0,059	0,089	0,083
2012 S1	0,134	0,134	0,144	0,177	0,099	0,160	0,111	0,086	0,085	0,079	0,097	0,070	0,099	0,099
2012 S2	0,138	0,137	0,143	0,179	0,103	0,170	0,117	0,091	0,092	0,077	0,095	0,057	0,105	0,090
Tasas de variación interanual en % (4)														
2009 S1	3,9	6,2	7,9	15,1	-0,7	0,4	17,7	7,4	8,3	0,5	13,5	16,1	16,8	18,9
2009 S2	-2,7	0,0	1,3	8,1	-0,2	-12,4	29,7	-2,2	0,0	0,2	5,0	8,7	-11,2	16,8
2010 S1	-0,4	-1,0	-1,4	9,5	3,5	-5,6	-13,5	-5,4	-6,2	-5,1	-2,8	2,4	-14,9	-8,6
2010 S2	2,9	1,9	0,8	8,0	9,6	3,0	-23,3	-1,1	-2,5	-5,2	-4,0	2,7	-1,5	-7,4
2011 S1	4,9	4,5	1,8	12,7	5,7	3,3	-7,1	1,6	0,9	-1,1	-1,1	2,7	2,0	10,8
2011 S2	5,2	4,9	1,8	12,9	2,2	9,3	0,7	1,4	2,1	1,8	4,5	4,2	4,3	8,9
2012 S1	4,8	3,7	2,5	10,6	-0,8	17,4	8,9	4,4	4,7	-0,6	10,8	7,8	15,7	17,8
2012 S2	5,3	4,0	2,7	6,2	0,9	12,7	9,9	11,1	11,8	-4,2	7,1	-3,4	17,6	8,2

(1) Los precios son sin impuestos. Hogar de tipo medio (90 m²) que realiza aproximadamente un tercio de su consumo por la noche

(2) Los precios son sin impuestos y la tarifa corresponde a una potencia máxima de 500 kW y un consumo de aproximadamente 2.000 MWh/año en 4.000 horas

(3) Hasta 2006 era UE-25

(4) Eurostat aplica a partir de 2007 una nueva forma de calcular estos datos que son semestrales. La tarifa doméstica es para hogares cuyo consumo anual está comprendido entre 2.500 y 5.000 kWh. La tarifa industrial es para abonados de consumo comprendido entre 2.000 y 20.000 MWh/año.

4.6.1 Artículos relacionados con el efecto del precio de la electricidad sobre la demanda eléctrica

En el estudio (Atakhanova, 2007), se obtiene que la elasticidad de la demanda frente a los precios en Kazakhstan es baja para todos los sectores, siendo la inferior la del sector residencial. Se menciona estudios donde se afirma que el consumo per cápita se dispara con los ingresos económicos de la familia. La elasticidad de los precios sobre la demanda es del 0,37% antes de 1999 y 0,72% después.

En (Bianco, 2009) para investigar el consumo de electricidad en Italia más allá de 2030, un modelo de regresión múltiple se ha aplicado, empleando PIB y población, pues la elasticidad frente a los precios es muy baja. Se ha obtenido una baja elasticidad frente a los precios de la electricidad (-0,088) para largo plazo y una alta frente a los salarios. La elasticidad frente al PIB es elevada (2,20) para largo plazo. El precio no afecta casi nada al consumo, así que las políticas de promoción de ahorro y eficiencia no pueden basarse en este principio.

En (Cullen 1999) se determina que en los últimos años se ha incrementado el uso de equipos de aire acondicionado en verano en Monte Carlo, incrementando el pico de demanda estival. Este último es fundamental para evitar colapsos por no disponer las compañías de la suficiente potencia disponible. El modelo típico para determinar el pico de demanda residencial eléctrica en verano, es la temperatura media, precio de la electricidad, precio de las energías que la sustituyen, número de clientes e indicadores económicos como los sueldos.
Dentro de la metodología se realiza una serie de concesiones:

- Cuando la temperatura se incrementa sube la demanda por el empleo de los acondicionadores
- Cuando los precios de la electricidad suben disminuye el consumo
- Cuando los sueldos son mayores la gente consume más electricidad
- Sería conveniente emplear el porcentaje de población rural, pues estos requieren de menos electricidad
- La edad se contempla como un factor importante, pues la gente joven realiza un mayor consumo habitualmente, no obstante no se ha implementado en el modelo
- A mayor número de viviendas mayor consumo
- La Población y el número de clientes incrementa la demanda
- La presencia de los niños en las casas durante las vacaciones de verano incrementa la demanda esos meses.

El artículo (Inglesi, Blignaut 2010) afirma que en Sudáfrica sólo el sector industrial es sensible a cambios en el precio de la electricidad. No existen los suficientes incentivos para reducir el consumo o incrementar la eficiencia. A pesar de ello se observa un incremento en la eficiencia en los últimos años. En Sudáfrica existen dos periodos en cuanto el consumo eléctrico del año 95-00 donde el crecimiento era del 12% y del 00-05 dónde es del 34%. Siempre el sector mayor consumidor de energía eléctrica ha sido el sector industrial. Se ha empleado una regresión lineal para determinar la sensibilidad de la demanda frente al precio de la electricidad, concretamente *seeming unrelated regression*. El sector industrial muestra una relación negativa entre el precio y la demanda, en el sector comercial es positiva. Siendo ambigua en el sector agrícola, transporte y la minería. En el sector residencial la relación es positiva, pero la influencia que presenta el nivel económico con el consumo es mucho más elevada que el efecto de la sustitución por otras fuentes de energía.

El resultado tan variado en los diferentes sectores económicos podría señalarnos una baja influencia del precio de la electricidad en la demanda. En un futuro se espera cambios, por la aparición de mejoras en la eficiencia por las nuevas tecnologías. Y por la aparición de fuentes energéticas más económicas.

En (Moreno, 2011) se busca predecir las puntas de demanda en España en el periodo 2011-2020. Se han observado tres hechos: La eficiencia en la punta de invierno, tendencia a incrementarse la punta de verano, incremento tendencial del valle anual de demanda. Esta predicción puede ser muy útil a fin de identificar el tipo de plantas de generación necesarias para una estructura óptima del sistema eléctrico. En caso de que las estimaciones se queden cortas la demanda podría verse insatisfecha, resultando una baja calidad. Pudiendo ocasionar cortes de suministro en ciertas zonas. Por otro lado una estimación muy alta dará lugar a grandes inversiones de capital que pasarán varios años hasta que comiencen a rentar. De ahí la importancia de buenas proyecciones cumpliendo con:

- - Seguridad en el suministro, pues la electricidad no es sencilla de almacenar en grandes cantidades, por el largo proceso de realización de estas infraestructuras. Desde que se solicita el proyecto hasta que se halla en funcionamiento un planta de gas con ciclo combinado puede llevar 5 años, otras térmicas o embalses de 10 a 15 años.
- - Alta calidad ambiental exigida a las líneas eléctricas y plantas de generación
- - Bajo coste, lo que se asocia a un mercado libre y competitivo

La realización del transporte de electricidad y gas es aprobada y costeada por el Gobierno Central y realizada por empresas privadas.
La generación es realizada y gestionada por capital privado e incentivada por el Gobierno.
Un rápido ratio de crecimiento de la demanda provoca un consumo excesivo de la capacidad de carga base, lo que provoca un elevado precio de la electricidad generada y merma en la calidad ambiental, poniendo en peligro el suministro. Esto puede repercutir negativamente en el PIB. Los beneficios aumentan con una demanda responsable. Una reducción en la potencia punta puede significar una reducción en los costes de explotación (reducción en los costos por combustible y por empleo de plantas de mayor eficiencia) y en los costes por capacidad.
Son varios los factores a considerar en la demanda eléctrica de un país. La climatología y su evolución, el Cambio Climático, así como las horas de luz, el precio de la electricidad, el día de la semana, hábitos de uso, parámetros demográficos, ciclos económicos y de negocio. Eventos sociales, un partido de futbol puede disparar la demanda, por ejemplo. Otras afecciones son las políticas de ahorro y las continuas mejoras en eficiencia de los dispositivos y equipos de consumo. Las mejoras en los tendidos también contribuyen a reducir las pérdidas.
El método de Cobb- Douglas puede ser aplicado de forma global o parcial a cada uno de los sectores que queramos considerar refleja bastante bien la naturaleza del desarrollo de la demanda.
Una consideración o escenario es el BAU (Business As Usual). El año seleccionado como base 2009 presenta puntas de temperaturas extremas, lo que nos facilita estimar las puntas de demanda en años venideros. La demanda se refiere en barras de las centrales, por lo que excluye sus propios autoconsumos. La energía empleada para almacenamiento por bombeo no es considerada en este estudio.
Las puntas de los años 2000-2009 se emplearán para la validación del modelo.

Hay fuertes evidencias que tanto para la demanda industrial como para la residencial existe una simetría en la distribución de los países del G7. Y aunque España no pertenezca, la industrial sigue esa tendencia, sólo por la crisis deja de cumplir en 2009.
Se considerará una reducción en las pérdidas por transporte y distribución. El Plan de Energías renovables de España resulta ambicioso, apostando holgadamente con el objetivo europeo del 20-20-20.
Se ha considerado la evolución en el consumo industrial, la posible introducción masiva de VHE, número de horas de luz diarias, el clima y la evolución demográfica.
Presumiblemente en 2018 todos los contadores habrán sido cambiados y avisaran de los precios horarios, permitiendo control remoto de los equipos. Ya las lámparas incandescentes tienen prohibida su venta y se ha introducido en el modelo.
Del estudio aparece una tendencia similar en las puntas de demanda de invierno (la anual) y verano. La introducción de correcciones en el modelo empleando el método de uso final, podría considerar un incremento adicional en la punta de verano debido a mayor demanda por refrigeración. Pero esta tendencia puede invertirse o estabilizarse por medidas de eficiencia, de hecho existe un objetivo a introducir energías renovables en las instalaciones de acondicionamiento, algo nada usual hasta hoy.
Las tendencias observadas es que altos precios de la electricidad hará que los consumidores empleen aplicaciones más eficientes y otras medidas de ahorro.
Existe un ambicioso plan de implantación de energías renovables, pero estas generalmente son incapaces de aportar estabilidad y capacidad de regulación al sistema. No obstante aporta grandes ventajas.

- flexibilidad para incrementar su capacidad
- breve tiempo de construcción
- bajo precio

Sus debilidades son:

- bajo número de horas operativas al año
- dependencia del precio del gas
- unn elevado número de paradas-arranques de una central convencional incrementa la necesidad de mantenimiento y acorta la eficiencia y la vida útil de ciertos componentes (Moreno, 2011).

En el artículo (Zachariadis, 2007), emplea datos de 1960 a 2004 de los sectores residencial y servicios que son los que presentan mayor crecimiento en la isla de Chipre. Se ha empleado el test de causalidad de Granger. Obteniéndose que el sector servicios es menos elástico y retorna antes al equilibrio y que el residencial. En el sector residencial a largo plazo existe una causalidad: Entre el precio de la electricidad y el consumo. Bidireccional entre consumo y los salarios. En el sector comercial a largo plazo: con la actividad económica y el precio de la electricidad. Se ha empleado como variable macroeconómica el VAB de servicios y construcción para el sector comercial. Para el residencial el salario medio. Se ha sumado los grados día de frío y calor, aunque la demanda eléctrica es mayor para el caso de frío que de calor donde entran los combustibles, no obstante el disponer de insuficiente información haría poco operativo el considerarlas separadamente. No se ha considerado diferentes zonas climáticas. En cualquier caso la variable más influyente a corto plazo para determinar la demanda son las condiciones meteorológicas. Se han estimado los dos sectores separadamente. No se ha considerado el precio de energías sustitutorias pues no tendría efecto, difícilmente podría reemplazar al uso que se le da a la electricidad en la isla. Los grados día son muy significativos para estimar el consumo en los sectores comercial y residencial.

En (Patiño 2013), indica que en España las revisiones del precio de la electricidad en el año 2013, el Ejecutivo no ha modificado la parte regulada, por lo que fueron las subastas, que afectan a cerca de 20 millones de hogares españoles y pymes, las que determinaron el precio de la electricidad. La media anual supone un encarecimiento por encima del 3,5%: en enero subió un 3%; en abril, descendió un 6,62%, y en julio, subió un 1,2%. En agosto, como consecuencia de la reforma eléctrica, se encareció un 3,2%. Desde octubre del año pasado, el incremento de la luz ha sido del 1,18%, ya que en la última revisión de 2012 descendió un 2,3%. Según Industria, la luz ha aumentado un 63% entre 2003 y 2011. El incremento ha generado protestas de las asociaciones de usuarios. La Organización de Consumidores y Usuarios (OCU) la ha calificado como "otro puñetazo directo al estómago de los consumidores" y ha criticado que la factura media en España ya ronde los 800 euros al año. En un comunicado, la OCU ha señalado que "ahora, más que nunca, el consumidor debe reaccionar y tomar medidas para reducir su factura", y ha llamado a apuntarse en la primera plataforma de compra colectiva de energía de la historia de España, Quiero Pagar Menos Luz, que ya aglutina a más de 175.000 personas, y que tienen de plazo hasta el 14 de octubre de 2013.

En el (Diario Crítico 2014) obtenemos la siguiente noticia. Los técnicos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) han concluido la investigación sobre la subasta eléctrica del mes pasado, que anticipaba una subida de la luz del 11%, que fue anulada por el superregulador al detectar "circunstancias atípicas". Sin embargo, en el informe se detalla que no se han encontrado evidencias de manipulación de la subasta eléctrica, según publica 'El País' de forma destacada, que también apunta que sí se apreció un "inusual tirón del precio", en tanto la puja anticipaba una subida de la luz del 11%, que tras la intervención del Gobierno quedó en el 2,3%. El rotativo recuerda que la subasta ha quedado anulada, y ahora tanto Competencia como Industria trabajan en una nueva fórmula para volver a fijar los precios con criterios de mercado y no mediante la intervención urgente.

(Patiño 2013) informa que el 1 de enero de 2014 se revisarán de nuevo los precios de la luz en España. Todo apunta a un repunte. Algunos expertos vaticinan fuertes subidas, que podrían incluso superar el 7%. Como en cada revisión trimestral, se genera gran polémica por parte de los usuarios. Este año, además de los clientes domésticos, también están especialmente combativos los clientes industriales, que, como cada cierto tiempo, airean el fantasma de la deslocalización si los precios de la energía en España siguen subiendo. ¿Qué hay de cierto tras todo el ruido de cada revisión trimestral de la electricidad? ¿Realmente está tan cara? ¿De verdad los precios que pagan las grandes industrias son un factor que les forzaría a emigrar fuera de España? El precio de la luz, y sus revisiones trimestrales, se ha ido plagando con el tiempo de mitos, leyendas negras y falacias. Ni todo es lo que parece, ni todo parece lo que realmente es. Un análisis estadístico de las cifras que maneja Eurostat desmonta algunos de los tópicos más extendidos en España sobre la electricidad. La media, el primer error Cuando se habla de subidas de la luz, se suele hacer la media, y se consideran todos los clientes como un todo, como si fueran iguales. Pero esto no es cierto. A unos clientes les afecta más que a otros las revisiones de la luz. Depende del consumo, de la potencia contratada y del perfil del cliente. Por ejemplo, el usuario doméstico está pagando en estos momentos una media de 0,1752 euros por kilovatio hora de electricidad. Pero los usuarios con menos consumo están pagando el kilovatio hora más caro que los de más consumo, al tener que asumir los mismos costes fijos en menos kilovatios. Así, por ejemplo, un usuario con un consumo de entre 1.000 y 2.000 kilovatios hora paga a 0,24 euros el kilovatio, y otro con un consumo de entre 5.000 y 15.000 kilovatios lo paga a 0,1724

euros. El hogar no es la gran víctima Parece que los domésticos son los peor parados de la subida de precios de la luz en España, pero realmente, quien más lo sufre son las pymes. Hoy por hoy, los clientes con consumos de entre 20 megavatios hora y 500 megavatios hora (pequeñas y medianas empresas) están pagando la luz en España por encima de 0,18 euros el kilovatio/hora, más que lo que pagan los domésticos. Los precios que pagan en estos momentos las pymes españoles están entre los más caros de Europa. Ahora bien, hay países muy significativos, como Alemania, con precios más caros. En concreto, 0,21 euros por kilovatio hora. La gran industria paga menos aquí que en Alemania A medida que los tramos de consumo aumentan, España se va alejando de los puestos de cabeza en cuanto a precios de la luz, con lo cual se desmonta el mito de que los precios de la luz están acribillando a las grandes industrias. Al menos, eso es lo que se desprende de las estadísticas de Eurostat, que incluyen impuestos. Para una empresa con consumos de entre 2.000 y 20.000 megavagatios hora al año, el precio del kilovatio es de 0,1266 euros en España, frente a la media europea de 0,132 euros. Los grandes países de la zona euro, como Alemania e Italia, tienen precios sensiblemente más caros, siempre por encima de 0,17 euros. Para una empresa con consumos de entre 20.000 y 70.000 megavatios, el kilovatio sale a 0,104 kilovatios en España, frente a los más de 0,11 de la media europea. En Reino Unido es 0,12 euros, y en Alemania, 0,15 euros.

(Amusa, 2009) muestra que actualmente la electricidad en Sudáfrica se produce con carbón, así que el considerar en las predicciones precios de combustibles sustitutos no aporta nada, pues no van a entrar de ninguna forma. Los precios de venta de la electricidad son artificialmente bajos, un conocimiento adecuado de la elasticidad-precio ayudará a los responsables políticos en la elaboración de las políticas de precios que influyen en forma adecuada los patrones de consumo, y fomentan un mayor enfoque en la conservación y la eficiencia energética. Así, a día de hoy, los precios de la electricidad tienen un efecto insignificante sobre la demanda. Además para la demanda anual se ha descartado considerar el efecto de la temperatura sobre la demanda, por ser esta muy constante a lo largo del año. Los resultados han indicado que el sueldo es el mayor indicador del consumo eléctrico.

(Bartlett, Maurice S. 1950) incluye unos análisis estadísticos preliminares que indican que el IPC, la tasa de cambio real y el precio internacional de combustibles (debido a que la generación de energía eléctrica en nuestro país es principalmente hidráulica), no afectan el precio de la energía eléctrica apreciablemente en el largo plazo, por el contrario, las variables que tienen un efecto importante sobre el precio del kilovatio×hora de energía son el PIB, la demanda de energía eléctrica y, por supuesto, el nivel de embalses.

(Bianco, 2010), (Bianco, 2013) obtienen que los precios de la electricidad no han sido considerados dentro del grupo de variables explicativas por su baja elasticidad frente a la demanda eléctrica.

(Blázquez, 2013) encuentran que los precios de la electricidad manifiestan una reducida elasticidad con la demanda eléctrica, a pesar de ello, se ha incluido en el juego de variables explicativas empleadas.

(Hondroyiannis, 2002) establece que por lo que respecta al consumo de energía eléctrica residencial en Grecia, es independiente de la evolución económica. Se determina principalmente por tendencias en la riqueza de largo plazo, por las tendencias y modas

internacionales, por el consumo, gustos y hábitos, que no están directamente relacionados con las fluctuaciones de la actividad económica.

(Iqbal, 2013) indica que la disponibilidad de alternativas baratas como el carbón, el gas y otras fuentes renovables va a cambiar la dinámica de la relación entre el consumo de electricidad y el precio de la electricidad.

(Khadaroo, 2013) muestra como la demanda de electricidad es inelástica al precio en el largo plazo, lo que sugiere que la electricidad puede ser clasificada como necesidad, dados los patrones de consumo de los Mauritanos y/o el grado de sustitución, hacia fuentes alternativas de energía, es limitado.

En (Koen, 2014) obtienen que en Sudáfrica el PIB ha tenido un efecto significativo en la demanda de electricidad, mientras que el precio de la electricidad con las elasticidad que produce, no ha sido un factor importante para estimar.

(Morales, 2013) afirma que el consumo De Energía Eléctrica Residencial De La Zona Metropolita De Monterrey Nuevo León En México. Se estima la función de la demanda al estilo Cobb-Douglas, con series de tiempo de 1993-2010, en frecuencia mensual, y el enfoque de cointegración de Engel-Granger. El objetivo de este trabajo es estimar el efecto sobre el consumo residencial, del número de hogares, precio, ingresos y efectos estacionales. Se ha deducido que para corto plazo es el número de hogares lo que marcan, siendo los ingresos y el precio de la electricidad lo que más marca a largo plazo. Ya que podemos cambiar a equipos más eficientes, o emplear una nueva fuente de energía. Los estados que consumen más electricidad son los que más desarrolladas encuentran su estructura productiva. Para trabajar con series de tiempo se emplean tres pasos:

- Que las variables sean integradas del mismo orden, para ello se emplea la prueba de Dickey Fuller Aumentada.
- Realizar pruebas de cointegración al estilo Engel-Granger, encontrando los efectos a largo plazo.
- Estimar el modelo de corrección de errores, para encontrar los efectos de corto plazo y la velocidad de ajuste hacia el equilibrio.

4.6.2 Conclusión

Para hacer un estudio de cómo ha evolucionado el precio de la electricidad desde el año 1996 a la actualidad, únicamente se puede hacer para aquellos casos que se puedan acoger a la tarifa de último recurso, ya que todos los demás casos estarán en el mercado liberalizado, donde el precio es libre. Tomamos el caso de un consumidor doméstico con una potencia contratada de por ejemplo 3,45 kW y un consumo anual de electricidad de 3.600 kWh/año. Hasta diciembre de 2006 consideramos la tarifa general 2.0 para una potencia $P \leq 15$ kW, desde enero de 2007 a junio de 2009 consideramos la tarifa 2.0.2 para una potencia $2{,}5 \text{ kW} < P \leq 5$ kW. A partir del 1 de julio de 2009, la actividad de suministro a tarifa deja de formar parte de la actividad de distribución, tal como exige la Directiva 2003/54/CE y el suministro pasa a ser ejercido en su totalidad por los comercializadores en libre competencia. Por otra parte, en el artículo 18 de la Ley del Sector Eléctrico, en la redacción dada por la Ley 17/2007, del 4 de julio, se establece la obligación de crear las tarifas de último recurso, únicas para todo el territorio nacional, que son los precios máximos establecidos por la Administración para determinados consumidores, para los cuales se concibe el suministro eléctrico como servicio universal, tal como contempla la

directiva 2003/54/CE. Se considera a partir de julio de 2009 la tarifa de último recurso sin discriminación horaria.

En base a lo dicho y considerando la publicación de los precios a nivel nacional, para los distintos periodos de tiempo, siendo:

- precios año 1996. Real Decreto 2204/1995, de 28 de diciembre (BOE 29/12/1995)
- precios año 1997. Real Decreto 2657/1996, de 27 de diciembre (BOE 28/12/1996)
- precios año 1998. Real Decreto 2016/1997 de 26 de diciembre (BOE 27/12/1997)
- precios enero 1999. Real Decreto 2821/1998, de 23 de diciembre (BOE 30/12/1998)
- precios abril 1999. Real Decreto Ley 6/1999, de 16 de abril (BOE 17/04/1999)
- precios enero 2000. Real Decreto 2066/1999, de 30 de diciembre (BOE 31/12/1999)
- precios enero 2001. Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre (BOE 30/12/2000)
- precios enero 2002. Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre (BOE 28/12/2001)
- precios enero 2003. Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre (BOE 31/12/2002)
- precios enero 2004. Real Decreto 1802/2003, de 26 de diciembre (BOE 27/12/2003)
- precios enero 2005. Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre (BOE 31/12/2004)
- precios enero 2006. Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre (BOE 28/12/2005)
- precios julio 2006. Real Decreto 809/2006, de 30 de junio (BOE 01/07/2006)
- precios enero 2007. Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre (BOE 30-12-2006)
- precios julio 2007. Real Decreto 871/2007, de 29 de junio (BOE 30-06-2007)
- precios enero 2008. Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre (BOE 29-12-2007)
- precios julio 2008. Orden ITC/1857/2008, de 26 de junio (BOE 28-06-2008)
- precios enero 2009. Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre (BOE 31-12-2008)
- precios julio 2009. Resolución de 29 de junio (BOE 30-06-2009)
- precios enero 2010. Resolución de 29 de diciembre (BOE 31-12-2009)
- precios julio 2010. Resolución de 28 de junio (BOE 30-06-2010)
- precios octubre 2010. Resolución de 29 de septiembre (BOE 30-09-2010)
- precios enero 2011. Resolución de 28 de diciembre (BOE 29-12-2010)
- precios abril 2011. Resolución de 30 de marzo (BOE 31-03-2011)
- precios julio 2011. Resolución de 30 de junio (BOE 01-07-2011)
- precios del 1 de octubre 2011 al 22 de diciembre de 2011. Resolución de 29 de septiembre (BOE 30-09-2011), modificada por la Resolución de 25 de abril de 2012
- precios del 23 de diciembre 2011 al 31 de diciembre de 2011. Resolución de 29 de septiembre (BOE 30-09-2011), modificada por la Resolución de 2 de febrero de 2012
- precios del 1 de enero 2012 al 31 de marzo de 2012. Resolución de 30 de diciembre (BOE 31- 12-2011), modificada por la Resolución de 25 de abril de 2012

- precios del 1 de abril 2012 al 31 de mayo de 2012. Resolución de 25 de abril (BOE 26-04-2012)
- precios del 1 de junio 2012 al 30 de junio de 2012. Resolución de 25 de abril (BOE 26-04-2012)
- precios del 1 de julio al 30 de septiembre de 2012. Resolución de 28 de junio (BOE 29-06-2012)
- precios a partir del 1 de octubre de 2012. Resolución de 27 de septiembre (BOE 29-09-2012)

Con esto obtenemos estos los datos empleados y son reflejados en las siguientes figuras:

Figura 4-19. Coste anual de electricidad de un consumidor doméstico medio

Como se puede observar en las Figura 4-19 y Figura 4-20, comparando el coste anual para el consumidor doméstico entre el mes de enero de 2006 y el mes de enero de 2012, el incremento es del 89,4%. Teniendo en cuenta que el precio baja en abril de 2012, comparando el precio entre octubre de 2006 y octubre de 2012, el incremento es del 65,3%.

4.6.3 Predicciones

No existen predicciones. A priori, en estos momentos en España se ha congelado toda ayuda a las energías renovables. El petróleo mantiene un reducido precio, aunque en la península dependen más del Gas, pues la moratoria nuclear detiene cualquier iniciativa en este sentido. Y la previsión del Cambio climático es que llueva menos en España, que cuenta con una amplia red hidroeléctrica.

Por lo que es previsible que el coste de producción de electricidad se incremente. Además el déficit tarifario está lejos de solucionarse.

Pero, por otro lado, está que el precio de la electricidad en España es de los más elevados de Europa. Con lo que subir su precio, prohibiendo las renovables, es restar competitividad a la economía.

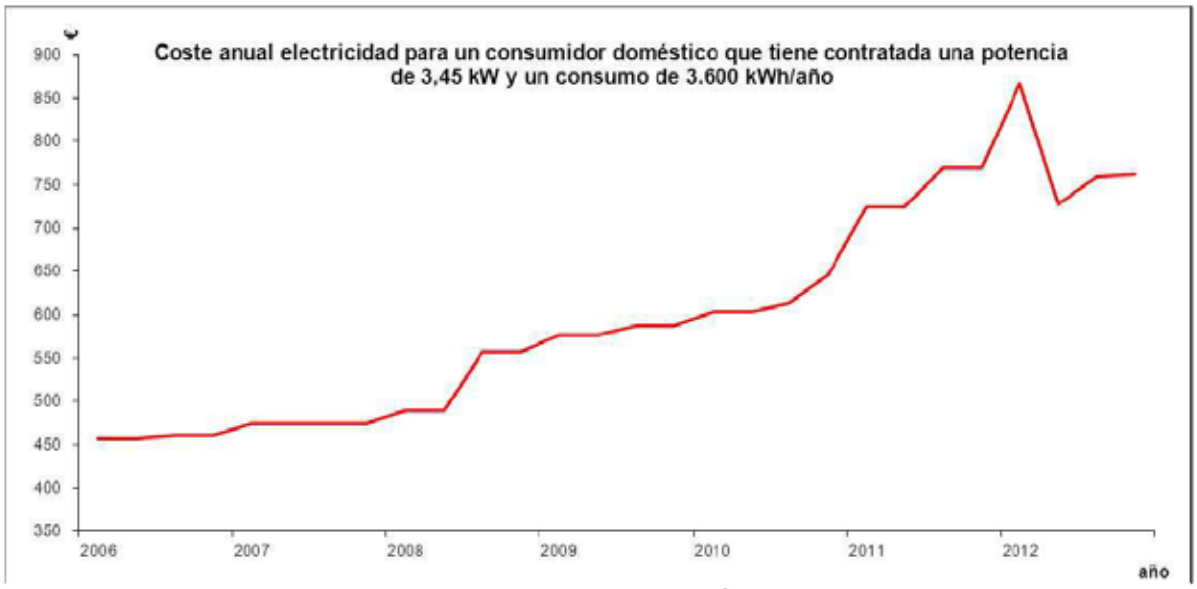


Figura 4-20. Coste anual de un consumidor doméstico medio entre 2006-2012

Por lo que todo apunta a un crecimiento moderado de su precio en los próximos años. Y una revisión de la actual política respecto a las renovables, ya que España es un país con un sol y un viento generoso. Y todo apunta a hacer buen uso de él.

Para complicar más el problema, si desde mucho antes del comienzo de este estudio, hasta septiembre de 2015 el precio de compra por lo consumidores de la electricidad era el mismo, para el mismo tipo de contrato en toda España. Esto ha cambiado por el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

De forma que en Lanzarote y Fuerteventura pagarán lo mismo, pues están unidas eléctricamente y forman un único sistema, pero las restantes islas pagarán precios distintos en función del coste de generación en cada una.Se ha desistido de la posibilidad de realizar una previsión de la evolución del precio de la electricidad en España, pues carecería de una fiabilidad mínima para ser incluida en ningún estudio.

4.7 Otros datos de posible interés para un análisis sectorial

Son aspecto que afectan al consumo, pero por carecer de datos de su evolución en el pasado, y de estimaciones de evolución futura, no se han contemplado en los modelos de predicción.

4.7.1 El turismo y su repercusión en el consumo

El turismo extranjero en las islas llegado en avión (Tabla 4-59). Sólo aparecen aquellas islas que cuentan con aeropuertos internacionales, quedando excluidas La Gomera y el Hierro cuyos datos habría que restarlos de la isla de Tenerife, o los turistas podrían haber realizado un viaje por etapas, y haberse acercado unos pocos días a esas islas menores, por mar o por aire desde otra isla.

Tabla 4-59. Número de turistas extranjeros por islas. Fuente: del ISTAC facilitados por AENA.

	LANZAROTE	FUERTEV.	G.CANARIA	TENERIFE	LA PALMA
1990	763.936	380.951	1.736.908	1.950.897	40.157
1991	878.248	536.573	1.891.526	2.197.333	56.467
1992	998.094	632.006	2.009.740	2.298.327	80.994
1993	1.039.550	675.825	2.186.288	2.554.227	89.506
1994	1.247.699	822.742	2.491.917	2.909.786	96.952
1995	1.348.700	912.087	2.592.007	3.012.568	106.566
1996	1.381.195	911.201	2.602.220	2.993.084	119.418
1997	1.466.570	958.975	2.733.978	3.157.343	117.007
1998	1.662.427	1.131.983	2.987.098	3.440.551	127.093
1999	1.719.949	1.272.648	3.136.262	3.591.020	135.376
2000	1.750.507	1.305.874	3.109.066	3.675.206	135.324
2001	1.791.722	1.341.319	3.058.759	3.811.990	133.412
2002	1.781.374	1.332.012	2.886.791	3.659.397	118.929
2003	1.853.085	1.414.108	2.865.475	3.582.195	121.922
2004	1.770.176	1.314.017	2.769.898	3.457.070	116.104
2005	1.688.223	1.317.765	2.708.140	3.442.787	120.048
2006	1.682.716	1.422.630	2.753.696	3.559.669	111.328
2007	1.618.335	1.472.647	2.715.027	3.412.139	110.398
2008	1.587.237	1.457.315	2.685.267	3.362.808	123.958
2009	1.367.483	1.193.829	2.349.533	2.964.844	106.567
2010	1.461.568	1.424.482	2.481.672	3.118.852	103.507
2011	1.714.766	1.797.653	2.913.431	3.784.693	107.635
2012	1.696.532	1.633.142	2.855.510	3.794.425	121.884

Con respecto al turismo nacional sólo se han encontrado datos para los años 2010-2012 (ISTAC) (Tabla 4-60). Observamos que su peso es relevante en torno al 20% del turismo total, que dejamos de contabilizar al excluirlo del cómputo total. Pero nos interesa su peso anual, ya que son las diferencias lo que nos ayuda a tasar su influencia.

Tabla 4-60. Número de turistas nacionales por islas

TURISMO DE ESPAÑA	2012	2011	2010
Lanzarote	292.960	367.611	417.889
Fuerteventura	90.745	121.932	169.953
Gran Canaria	414.240	463.963	443.180
Tenerife	677.834	751.859	867.852
La Palma	17.068	20.223	21.836

Artículos que relacionan el turismo con la demanda eléctrica:

En (Lai, 2010) se ha comprobado la relación entre el consumo per cápita de electricidad y los ingresos. También se ha comprobado que la variación mensual o estacional está directamente relacionada con la temperatura media y las horas de luz diarias. Así mismo el número de turistas y la población. Las metodologías empleadas son tres: regresión múltiple, ANN y wavelet ANN. En todos los casos se ha verificado la alta relación de los factores económicos, principalmente los turísticos, como la ratio de ocupación hotelera,

demografía y condiciones climáticas. Son muchos los países en que se observa la relación entre el PIB y el consumo energético y de electricidad. Se cita decenas de artículos que han estudiado la relación entre el crecimiento económico y la variación de la demanda eléctrica. Los autores relacionan el PIB y la demanda eléctrica con la población y el número de turistas, más concretamente con los de clase alta. Es obvia la influencia del sector turístico en el PIB de la ciudad, a pesar de otras influencias como la temperatura u otros factores económicos.

(Bakhat, 2011) en las islas Baleares el turismo no puede ser considerada una actividad energéticamente intensiva, pues los niveles de ocupación no se traducen en un importante factor del consumo de energía.

(Egelioglu, 2001) entre otras variables explicativas para estimar la demanda eléctrica en el norte de Chipre ha empleado el número de turistas, el precio de la electricidad, él de otras energías competitivas, los grados día de calor y de frío y nuevos negocios.

(Irsag, 2012) el turismo representa un sector emergente en Croacia. Así la demanda energética de este sector económico nacional no para de incrementarse. Se quiere presentar una correlación entre la expansión del turismo y la demanda de energía a largo plazo. En este artículo no se centra exclusivamente en la demanda eléctrica, si no energética en general. Así se ha considerado el calor perdido por las paredes exteriores de los edificios en invierno y otros como maquinaria, ACS, luces, etc. La contribución del flujo solar que reduce la demanda de calefacción en invierno e incrementa las necesidades de refrigeración en verano. Es de resaltar un pequeño pico en la demanda del año 2020, y después comienza una reducción. Para el año 2040 las medidas de ahorro y las Energías Renovables ya mejorado su coste energético juegan un papel relevante.

(Mohamed, 2005) se ha empleado un modelo de regresión lineal múltiple, empleando como variables explicativas el PIB, precio medio y población. Se ha encontrado que la demanda de electricidad en Nueva Zelanda se halla correlacionada con todas las variables: número de clientes, precio de la electricidad y número de turistas. Esta última tendrá poca relevancia pues se ha excluido del modelo.

4.7.2 El paro en las islas

En la Tabla 4-61 se muestran los datos de paro para los años 2.002-2.011 (ISTAC).

Al igual que ha ocurrido a nivel nacional, las tasas de paro se han disparado en todas las islas, reduciendo los ingresos de muchas familias, que como se ha analizado en muchos de los artículos tiene un efecto directamente proporcional con la demanda de electricidad. A título de ejemplo se citan artículos que hacen referencia a la relación entre los ingresos y la demanda eléctrica: (Atakhanova, 2007), (Morales, 2013), (Lai, 2010).

Tabla 4-61. Tasa de paro media anual por islas

	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002
Lanzarote	31,74	32,78	29,19	16,50	9,12	9,65	10,68	9,27	8,30	9,92
Fuerteventura	31,91	33,21	29,18	17,84	9,99	10,71	11,22	9,49	9,02	9,63
Gran Canaria	32,00	30,31	27,67	18,66	11,80	12,66	13,33	11,62	11,14	11,04
Tenerife	27,18	26,36	24,19	16,16	9,37	11,03	10,32	12,80	12,15	11,52
La Gomera	29,30	25,39	24,12	16,65	9,97	12,43	11,81	11,66	11,28	11,49
La Palma	28,38	26,26	23,57	17,07	10,52	12,56	11,94	13,13	13,02	11,31
El Hierro	27,78	27,13	25,65	16,64	9,93	12,07	11,84	13,50	12,79	11,16

4.7.3 El número de personas por vivienda

En el documento (Gobierno de Canarias 1997) se observa que en 1991, Canarias es la Comunidad Autónoma con mayor promedio de residentes (3,74%) por vivienda principal en todo el Estado (3,30%). Por islas, la de mayor índice de número de ocupantes por vivienda es Lanzarote (3,85%), seguida de Gran Canaria (3,79%) y Fuerteventura (3,78%). Según el análisis comparativo que posteriormente realizó el Instituto Canario de Estadística (ISTAC), entre 1991 y 1996 el número medio de personas por vivienda en Canarias pasa de 3,6 a 3,4. Por islas, el mayor valor en 1996 corresponde a Gran Canaria (3,45), seguida de La Palma y Fuerteventura. Es una pena no contar con datos más recientes en Canarias, aunque la tendencia a nivel internacional de todos los países avanzados es a reducir el índice de ocupación de viviendas. Cada vez las familias son menos numerosas y las separaciones matrimoniales son una práctica habitual, la reducción de la natalidad y la existencia de familias monoparentales (Figura 4-21).

Como era de esperar se observa una reducción de ocupantes de las viviendas con el paso del tiempo, con las estadísticas que disponemos, no podemos observar, ni considerar su evolución anual dentro del periodo de estudio, por lo que no podremos tasar su influencia. Pero sabemos que al dispersarse la población en mayor número de viviendas, produce un incremento en la demanda eléctrica, como se indica en estos artículos que emplea como parámetro para estimar la demanda eléctrica la población y el número de viviendas, o índice de ocupación de las mismas (Blokhuis, Brouwers et al. 2011),(Nagasaka, Al Mamun 2004), (Valero Calero 2010).

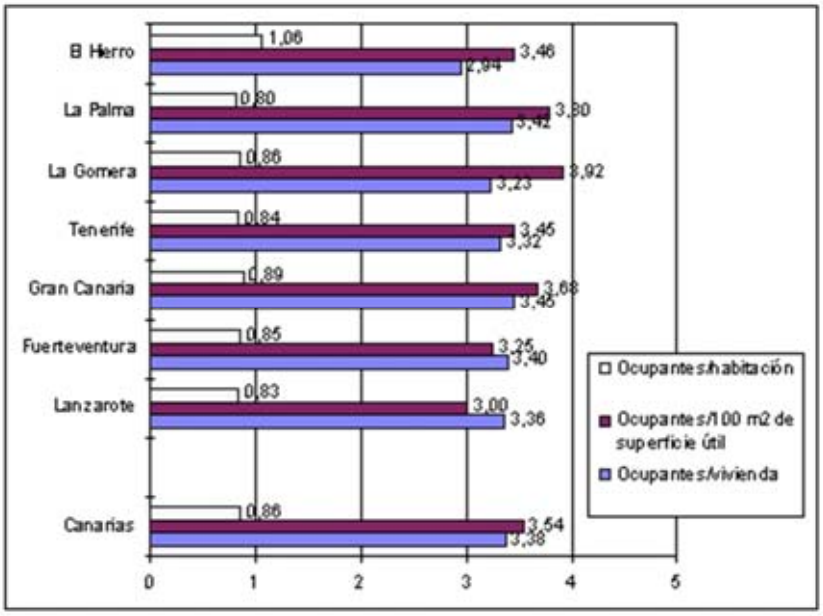


Figura 4-21. Indicadores de ocupación en viviendas familiares, según isla. Canarias 1996. Fuente: Encuesta de Población de Canarias 1996.Las viviendas: características principales

4.7.4 Superficie cultivada de regadío

Se ha obtenido la superficie de regadío por isla, a fin de poder valorar un posible incremento o decremento del agua de riego y su afección en la demanda eléctrica. Los valores están expresados en hectáreas en la Tabla 4-62. En general se observa un ligero incremento del suelo empleado para este tipo de cultivo en estos años, salvo en las islas de La Gomera y Tenerife.

Tabla 4-62. Superficie cultivada de regadío (ha). Fuente:ISTAC)

	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
Lanzarote	694,0	746,0	801,5	916,5	821,0	884,0	830,0	638,5	463,0	305,5	140,5
Fuerteventura	373,0	392,0	388,2	350,4	350,2	301,0	273,0	251,5	266,0	231,0	186,0
Gran Canaria	8.081,0	8.186,0	8.482,3	8.965,7	9.189,7	9.397,7	8.826,8	8.770,0	7.624,0	7.367,0	7.312,5
Tenerife	10.489,8	10.394,5	10.725,1	11.019,6	11.085,8	11.178,5	10.831,7	10.439,4	10.466,5	10.460,4	11.021,0
La Gomera	784,7	758,6	767,9	768,7	758,3	764,1	777,8	815,7	896,7	904,2	984,0
La Palma	4.527,9	4.463,9	4.472,2	4.656,7	4.651,3	4.656,9	4.655,4	4.503,6	4.625,6	4.193,1	4.226,0
El Hierro	364,0	359,0	383,4	388,3	386,3	375,8	361,7	319,0	297,0	305,5	291,5

4.7.5 Consumo eléctrico por el ciclo del agua en Canarias

La carencia de agua, así como consideraciones medioambientales en las islas Canarias obliga a reutilizar y desalar el agua. Esto implica una gran cantidad de consumo energético. Estas cantidades no paran de crecer. Así presentamos en la Tabla 4-63 dos años no consecutivos del total del agua desalada en Canarias, a fin de observar su evolución. En cuatro años ha estado cerca de duplicarse la cifra.

Tabla 4-63. Total de Agua desalada. Fuente: Consejería de Agricultura, Ganadería, Pesca y Aguas. Gobierno de Canarias

hm^3/año	2004	2008
LANZAROTE	11	18,3
FUERTEVENTURA	5,9	10,9
GRAN CANARIA	40,5	67,5
TENERIFE	21,4	35,6
LA GOMERA	0,7	1,5
EL HIERRO	0,3	0,5
LA PALMA	3,6	7,2
Total	**83,4**	**141,5**

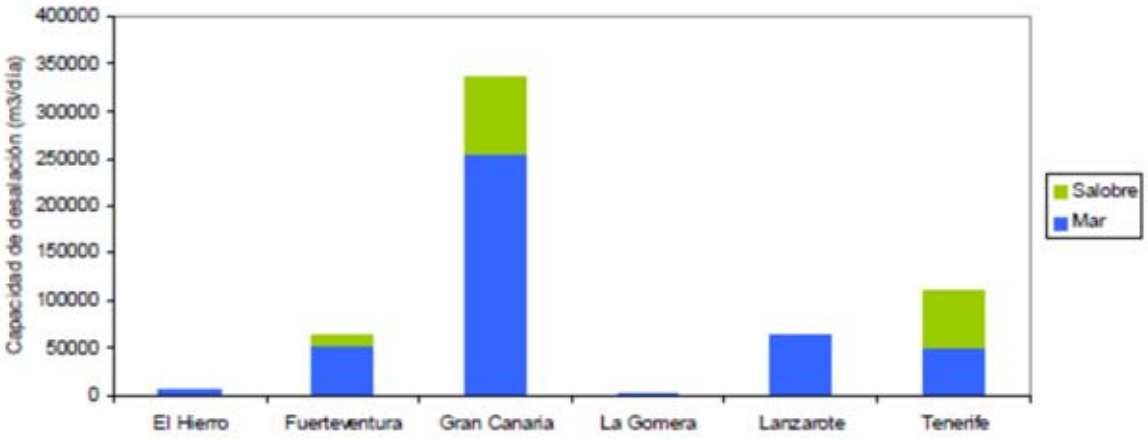


Figura 4-22. Capacidad de desalación por isla. Fuente Ministerio de Agricultura, alimentación y Medio ambiente

En el informe (Aeren, 2010) a cerca de la isla de La Palma. Alrededor de un 20% del consumo eléctrico de La Palma se va en bombeos. Esto hace que la pluviometría sea un fuerte factor a considerar en la demanda eléctrica insular de cada isla. En Canarias en general y en La Palma en particular es alarmante la dependencia del petróleo. Según datos del año 2005 la procedencia del agua de La Palma es:

Manantial: 650 pozos: 707 galerías: 1394 superficie: 0 (litros/habitante/día)

En La Palma el agua hay que sacarla de debajo de la tierra y bombearla. Se trata de una isla muy permeable y que produce muchos sedimentos, por lo que no cuenta con ninguna presa, sólo balsas.

Obsérvese que La Palma, junto con la Isla de La Gomera son las únicas islas canarias que se autoabastecen de agua, sin necesidad de desalación, ver Figura 4-21, y a pesar de ello, cuenta con una elevada dependencia eléctrica dentro del ciclo del agua, debido al bombeo por sus fuertes desniveles y la necesidad de captación subterránea.

INVESTIGACIÓN EMPÍRICA

Capítulo 5. Metodología seleccionada y aplicación

De acuerdo al objetivo de la tesis, se realiza estimaciones de la demanda de energía eléctrica (DEE) para la isla Gran Canaria. Iniciamos como punto de partida, las estimaciones para toda la Región, al ser los datos económicos disponibles sólo a nivel regional, según consta en el capítulo 4. En base a ello, se ha optado por aplicar la metodología sobre la demanda anual. Al contar sólo con datos económicos a nivel archipiélago, se estima la demanda eléctrica anual del mismo. Después también se estimará la demanda de energía eléctrica anual, así como la potencia pico de Gran Canaria para cada año.

La construcción de predicciones de la demanda de energía eléctrica se realizará para tres aplicaciones: DEE en Canarias, DEE en Gran Canaria y Potencia pico en Gran Canaria. Del estado del arte y contextualización de la tesis, Capítulo 2, se extrajeron los métodos seleccionados para aplicar en el presente trabajo son, como métodos de inteligencia artificial: dos algoritmos evolutivos, Algoritmos Genéticos (GA) y Evolución diferencial (ED); además Redes Neuronales Artificiales ANN, y Máquinas de Vectores Soporte (SVM). Y dentro de los paramétricos se ha optado por Regresión Lineal Múltiple (RML) y Regresión logarítmica (RLog).

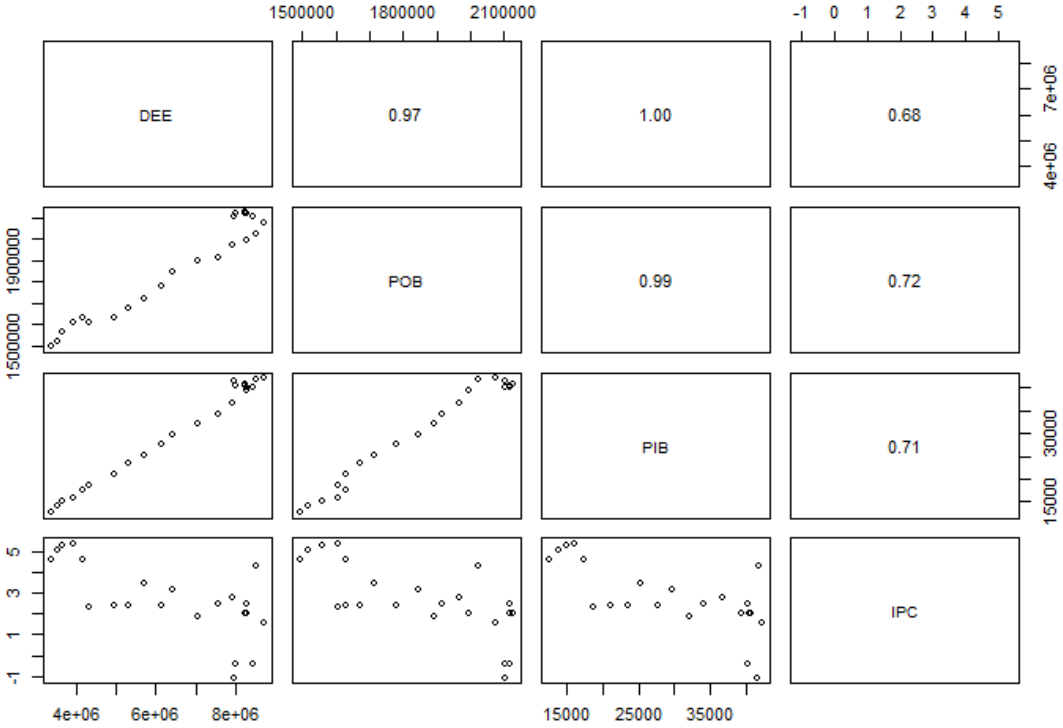


Figura 5-1. Gráfico matricial de dispersión de las variables de estudios en el periodo 2006-2014. Región Canaria

5.1 Análisis de la demanda anual en el archipiélago Canario

5.1.1 Variables a considerar

Las variables explicativas serán PIB y la población, y estudiaremos el añadir una tercera variable que será el IPC, de acuerdo a lo expuesto en el Capítulo 2 y Capítulo 4. Así variables explicativas consideradas para construir las estimaciones de demanda eléctrica a largo plazo serán Población (POB) y Producto Interior Bruto (PIB) y analizando el efecto de incluir o no el Índice de Precios al Consumo (IPC), estas variables últimas con valores anuales de la Comunidad Autónoma de Canarias.

Si bien, considerando todos los datos del periodo de estudio se observa una fuerte dependencia lineal no sólo de la DEE con la población (POB) y el PIB sino también entre estas dos variables explicativas (ver Figura 5-1), si consideramos los datos del periodo 2006-2014, esta colinealidad desaparece, tal y como se puede apreciar en la Figura 5-2. Es decir, en el periodo con años de la crisis económica se acentúa la dependencia no lineal entre la DEE y las variables explicativas (ALTHAUS, GW. 2015).

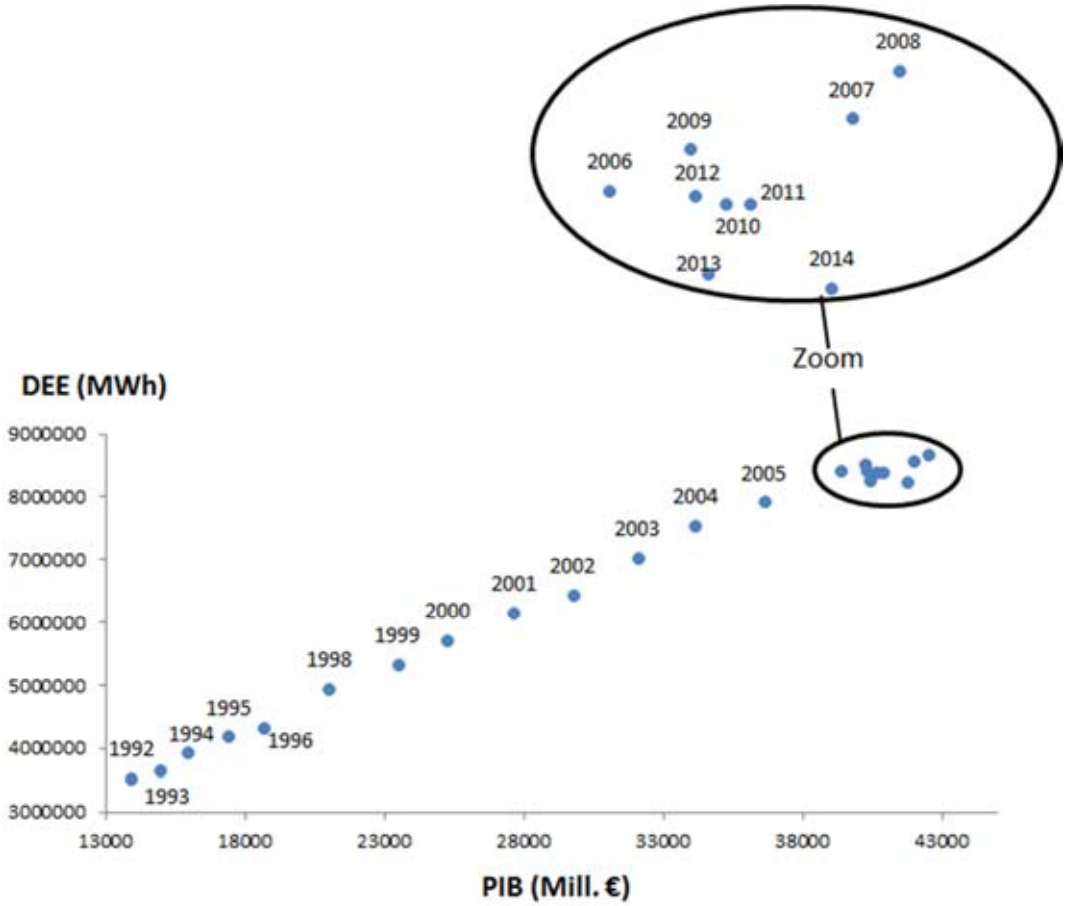


Figura 5-2. DEE respeto al PIB (Región Canaria, 1991-2014)

Resulta verdaderamente interesante el poder analizar de forma independiente la demanda eléctrica asociada a cada uno de los sectores económicos. Tal y como realizan muchos estudios consultados: (residencial, comercial, industrial, agrícola…).

Pues cada uno manifiesta una sensibilidad distinta a diferentes parámetros. Pero tras la búsqueda de datos realizada en el capítulo 4, se ha podido constatar que en Canarias esto no ha sido posible por falta de disponibilidad de datos abundantes. Luego se realizará el análisis sobre la demanda eléctrica global. Los resultados los obtenemos alimentados de una serie de datos, en el período 1991-2014 sin contar con el año 1997 (pues en ese año no se realizó censo de la población en las islas), entre los que se encuentran la demanda eléctrica (**DEE**), la población (**POB**) en las islas y el **PIB** de la Comunidad Autónoma de Canarias. Se consideran siempre dos modelos o casos: uno incluyendo estas dos variables explicativas y otro incluyendo además el IPC de la Comunidad Autónoma de Canarias.

Una vez recopilados los datos disponibles, se ha procedido a buscar predicciones de los mismos que permitan, una vez elegido el modelo de predicción de la demanda eléctrica para el conjunto de las islas, estimar dicha demanda en el futuro con horizonte temporal 2025.

A la hora de aplicar el modelo se han dividido los datos en dos subconjuntos: uno de aprendizaje (entrenamiento), **train**, que consta de los datos asociados a 18 de los años considerados y otro de test, que consta de los 5 años restantes y que han sido elegidos aleatoriamente, junto con 2014, el último año de la serie. Dichos años son: 1992, 2001, 2004, 2009 y 2014.

5.1.2 Regresión lineal

El análisis de regresión lo iniciamos con la técnica estadística muy utilizada, y bien conocida. En este estudio, se considera la regresión lineal múltiple para la función DEE:

$$DEE = \beta_1 \text{POB} + \beta_2 \text{PIB} + \beta_3 \text{IPC} + \beta_4 \qquad \text{ec (5.1)}$$

Los parámetros ßi son coeficientes que se determinan con el ajuste de mínimos cuadrados.

Empleando Regresión lineal múltiple con el POB y PIB como variables explicativas se obtiene la siguiente ecuación:

$$DEE = 3427738 - 1{,}8808POB + 217{,}3941PIB \qquad \text{ec (5.2)}$$

Observamos como el término de la población adquiere un término negativo, lo que no tiene sentido real, si no la elevada colinealidad existente entre el PIB y la POB. Logrando los resultados según la siguiente tabla de valores de predicciones sobre los años de entrenamiento (Tabla 5-2.) y sobre los años test, hasta 2014, junto con las predicciones (Tabla 5-1.).

Tabla 5-1. Valores en los años test y predicciones con RML empleando (PIB y POB)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
3605671	6090250	7254653	8193325	8495859	8651049	8783828	8918675
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
9055619	9197911	9342373	9489034	9637930	9802391	9969526	10138969

Tabla 5-2. Valores en los años de entrenamiento con RML empleando (PIB y POB)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
3360875	3748703	3875009	4147528	4475977	4934675	5371097	5699621	6436610
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
6846136	7696119	8223000	8687013	8694512	8242867	8279512	8176628	8203770

Añadiendo el IPC a las dos variables explicativas anteriores se obtiene:

$$DEE = 3272363 - 1{,}84439POB + 218{,}4116PIB - 19947{,}86IPC \qquad \text{ec (5.3)}$$

Otra vez observamos un valor negativo en el término de Población, que denota alguna incoherencia. De donde se extrae la siguiente tabla de valores para los años test, hasta 2014, y años estimados (Tabla 5-3) y los años de entrenamiento (Tabla 5-4).

Tabla 5-3. Valores en los años test y predicciones con RML empleando (PIB ,POB e IPC)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
3621400	6075752	7253667	8147404	8437428	8654230	8785771	8921384
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
9057109	9200125	9345321	9490732	9640383	9805352	9972999	10142965

Tabla 5-4. Valores en los años de entrenamiento con RML empleando (PIB, POB e IPC)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
3364485	3771150	3902153	4161047	4444025	4907926	5371097	5702295	6442513
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
6830334	7705568	8220202	8733629	8689565	8245709	8282898	8189126	8158561

Los errores producidos con este método se presentan en la Tabla 5-5, evaluados el error con el MAPE (Error Medio Absoluto Porcentual):

$$MAPE = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\left|\frac{100\varepsilon_i}{DEE_i}\right| \qquad \text{ec(5.4)}$$

Tabla 5-5. Error cometido con el ajuste mediante RML

Error: MAPE	sin IPC	con IPC
Entrenamiento	1,29%	1,25%
Test	3,31%	3,41%

Se ha señalado el problema de colinealidad entre las dos variables empleadas, el PIB y la población. Acerca de la colinealidad se trató en el apartado 2.2.6 y se mostró como varios autores aplicaron métodos no lineales, como PLS, pero otros siguieron aplicando la regresión con ambas variables pues obtenían mejores resultados que prescindir de alguna de ellas. Aquí se ha practicado regresión lineal, sobre las estimaciones de demanda anual. Empleando sólo como variable explicativa el PIB, y posteriormente sólo la población, obteniendo las siguientes ecuaciones y los siguientes valores de error. Demostrando que se produce mayor error en estos casos, tal como indicaba la bibliografía consultada.

$$DEE = (1108285{,}7238 + 175{,}5486PIB) \qquad \text{ec(5.5)}$$
$$DEE = (-8921677 + 8{,}302772POB\ ) \qquad \text{ec(5.6)}$$

Tabla 5-6. Error cometido con el ajuste mediante RML

	DEE demanda Anual	
Error: MAPE	solo PIB	solo POB
Entrenamiento	2,55%	6,28%
Test	4,02%	4,97%

Resultando los dos valores de error MAPE para el test superior que empleando ambas variables simultáneamente, por lo que se considera seguir empleando ambas variables a pesar de la colinealidad existente.

Se constata un menor error empleando sólo el PIB, frente a emplear sólo la población, como variable explicativa.

5.1.3 Regresión Logarítmica

El análisis de regresión logarítmica, donde a pesar de ser de una relación no lineal, se realiza una transformación logarítmica, resolviendo una regresión lineal en el plano transformado. En este estudio, se considera la regresión lineal logarítmica múltiple para la función DEE:

$$\log(DEE) = \beta_1 \log(POB) + \beta_2 \log(PIB) + \beta_3 \log(IPC) + \beta_4 \qquad \text{ec (5.7)}$$

Los parámetros ßi son coeficientes que se determinan con el ajuste mínimos cuadrados.

Empleando Regresión logarítmica múltiple con el POB y PIB como variables explicativas se obtiene la siguiente ecuación:

$$log(DEE) = 9{,}00341 - 0{,}13936log(POB) + 0{,}84412log(PIB) \qquad ec\ (5.8)$$

En el caso actual aparece una limitación a la hora de emplear esta expresión, en cuanto qué en ciertas ocasiones se trabaja con tasas de variación de las variables explicativas, en lugar de valores absolutos, en el presente caso ocurre disminuciones de un año para otro en la población, y en el PIB. Se ha descartado el trabajar con tasas de variación, empleando los valores brutos de la variable en cada año.

Observamos como el término de la población adquiere un término negativo, lo que no tiene sentido real, si no la elevada colinealidad existente entre el PIB y la POB. Logrando la siguiente tabla de valores los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-7), así en la (Tabla 5-8) se presenta los resultados obtenidos para los años empleados en el entrenamiento.

Tabla 5-7. Valores en los años test y estimados con RLog empleando (PIB y POB)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
3522730	6144463	7271950	8218542	8459278	8603023	8710128	8818567
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
8928356	9040518	9154090	9269088	9385531	9507813	9631822	9757449

Tabla 5-8. Valores en los años de entrenamiento con RLog empleando (PIB y POB)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
3246130	3730543	3920369	4211520	4483842	4937183	5404932	5728505	6510804
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
6910974	7687029	8139784	8538464	8589866	8271697	8308566	8218940	8240816

Añadiendo el IPC a las dos variables explicativas anteriores se obtiene:

$$DEE = 8{,}68554 - 0{,}13218 logPOB + 0{,}85595 logPIB + 0{,}04555 \log(IPC + 5) \quad \text{ec (5.9)}$$

Otra vez observamos un valor negativo en el término de Población, que denota alguna incoherencia. Al presentar el IPC en algunos años números negativos se le ha tenido que sumar una cantidad constante, para que siempre adquiera un valor positivo la suma.

Se representa en las siguientes tablas de valores obtenidos, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-9), así en la (Tabla 5-10) se presenta los resultados de los años empleados en el ajuste.

Tabla 5-9. Valores en los años test y estimaciones con RLog empleando (PIB, POB e IPC)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
3621400	6075752	7253667	8147404	8437428	8654230	8785771	8921384
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
9057109	9200125	9345321	9490732	9640383	9805352	9972999	10142965

Tabla 5-10. Valores en los años de entrenamiento con RLog empleando (PIB, POB e IPC)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
3364485	3771150	3902153	4161047	4444025	4907926	5371097	5702295	6442513
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
6830334	7705568	8220202	8733629	8689565	8245709	8282898	8189126	8158561

Los errores producidos con este procedimiento son:

Tabla 5-11. Error cometido con el ajuste mediante RLog

Error: MAPE	sin IPC	con IPC
Entrenamiento	1,46%	1,46%
Test	1,66%	2,46%

5.1.4 Algoritmos Genéticos

Los Algoritmos Evolutivos (AE) son métodos de búsqueda global, inspirados en procesos de la eficiente evolución de los seres vivos. La simplicidad y la habilidad de eficiente búsqueda de las mejores soluciones son características que motivan sin lugar a dudas el uso de los mismos. Los EA surgen a principios de los 60 con la Programación Evolutiva (Fogel, LJ. 1966), empleando únicamente el operador mutación. En 1965, Schwefel

(Schwefel,HP 1980) y Rechenberg (Rechenberg, M. 1973) plantean las bases de las Estrategias Evolutivas. Entre ellos los GA han sido los más aplicados a resolver problemas de optimización en muchas disciplinas de la ciencia e ingeniería (Golberg, D. 1989). Fue John Holland (Holland, JH. 1973), quien pone en escena internacional los GA incorporando a su vez la recombinación o cruce genético para generar diversidad de nuevas soluciones candidatas a ser las óptimas en el símil de obtención de descendientes.

Los AE operan en una dinámica de poblaciones, evolucionando en el tiempo una población de soluciones candidatas a ser las óptimas, bajo un proceso iterativo de paso de una generación a otra que hacen evolucionar favorablemente las soluciones aproximadas hasta convertirlas en las óptimas. Son métodos heurísticos de búsqueda, pues en cada iteración hay operaciones, principalmente cruce y mutación, que se realizan con probabilidades asignadas.

Hemos utilizado un Algoritmo Genético de Evolución Flexible descrito en el artículo (Winter, 2005) , en el que la selección la realizamos por torneo (Brindle, A. 1981) y uso de la conocida función de compartición de recursos o creación de nichos para explorar simultáneamente alrededor de diferentes óptimos locales o soluciones de similar calidad y sin embargo localizadas en zonas distintas del espacio de búsqueda (Golberg, Richardson, 1987).

La ventaja del algoritmo de evolución flexible, es que posee la característica de no tener que elegir a priori entre los posibles métodos de muestreo (cruce, mutación) existentes, siendo el algoritmo implementado quien decide cuál usar en cada etapa de la evolución en función del aprendizaje conseguido durante la propia resolución del problema de optimización. Así los operadores están sujetos a un cierto juego de cooperación-competición entre sí, mientras el algoritmo como agente inteligente decide cuál y qué usar de estos (mediante asignaciones numéricas a parámetros asociados a los operadores) para favorecer la eficiencia computacional del proceso global de optimización. Las principales características del algoritmo son las de poseer una Estructura dinámica de Operadores, la de Ampliar el Código Genético de cada solución y la inclusión de Mecanismos de Control Probabilístico en el proceso evolutivo. Los operadores de cruce y mutación incluidos en el software utilizado están descritos en (Winter, 2003).

Una de las contribuciones de la tesis doctoral es la función propuesta para ajuste de la función demanda de energía eléctrica para encontrar con algoritmos evolutivos los coeficientes óptimos, esta función combina el ser una función exponencial (como caso de regresión logarítmica) con exponentes fraccionarios y con aplicación de logaritmos a las variables de mayores valores numéricos. Cada fracción en el exponente de exponencial, se denomina la función SSmicmen de Michaelis-Menten.

$$\boldsymbol{DEE} = \mathbf{exp}\left(\frac{a_1 log(POB)}{(a_2+log(POB))} + \frac{a_3 log(PIB)}{(a_4+log(PIB))} + \frac{a_5 IPC}{(a_6+IPC)} + a_7\right) \qquad \text{ec (5.10)}$$

donde los $\boldsymbol{a_i}, \mathbf{1} \leq \boldsymbol{i} \leq \mathbf{7}$, son coeficientes reales que serán los óptimos en la minimización del MAPE de la $\boldsymbol{DEE}$ en los años de ajuste.

Ha sido sorprendente que con una sola función explicita (no suma de funciones como equivalen teóricamente y de forma implícita, las redes neuronales o las máquinas de soporte vectorial) y pocos parámetros se hallan obtenido tan buenos resultados.

Se ha elegido esta función frente a otras alternativas, porque la función exponencial tiene capacidad flexible de adaptarse según valores y signos de los parámetros a tendencias de

la función demanda creciente o decreciente con menor o mayor intensidad, y tendencias de demanda que pueden tener carácter asintótico. La aplicación de logaritmos a algunas variables (POB, PIB) tiene el objetivo de comprimir el rango de valores de las mismas, así reducimos el espacio de búsqueda para cada una de estas variables. Por otro lado cada fracción del exponente tiene también variadas posibilidades de adaptación, su representación en casos 1D como puede ser DEE respecto al POB, o bien DEE respecto al PIB, cambia mucho según signos de los parámetros dando representaciones gráficas muy distintas en sus proyecciones en 1D con asíntotas también distintas.

La inspiración de la función no lineal propuesta surge de las siguientes gráficas de funciones (aquí respecto de una variable):

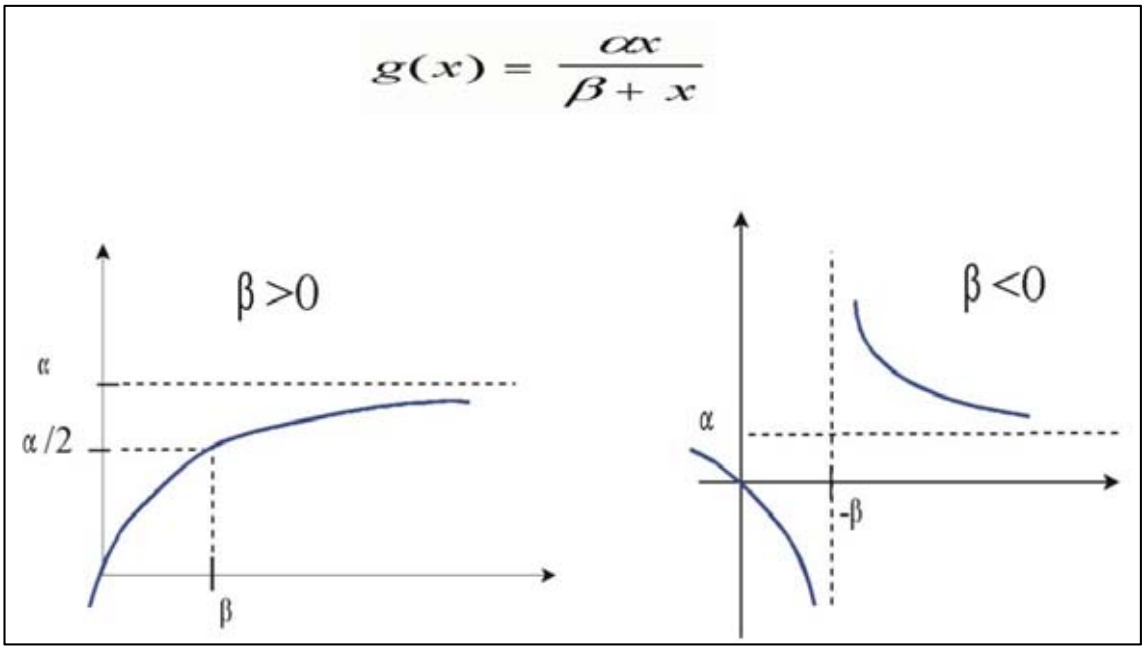


Figura 5-3. Representación de la primera ecuación matemática

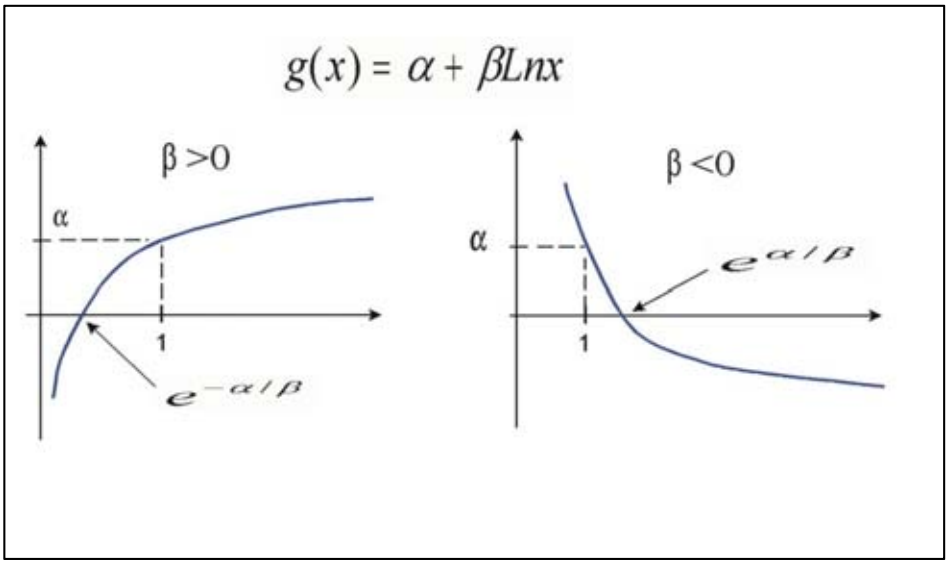


Figura 5-4. Representación de la segunda ecuación matemática

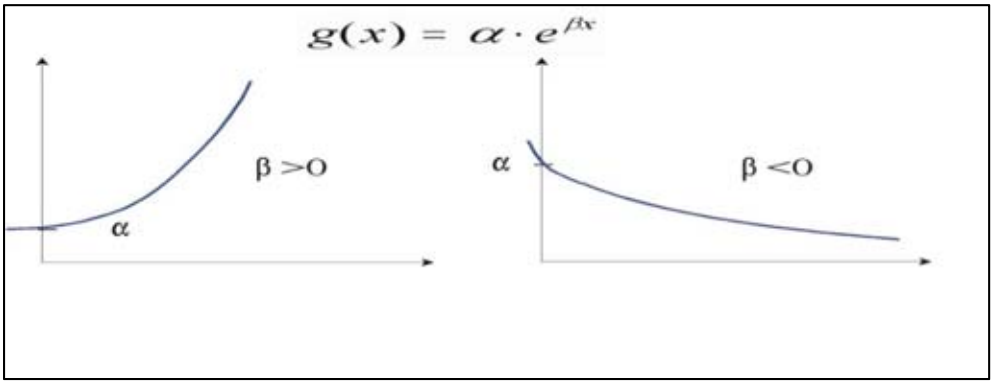


Figura 5-5. Representación de la tercera ecuación matemática

Dónde observamos que dependiendo de los signos de los parámetros tienen distintas representaciones, distintas asíntotas y adaptables por tanto a aproximar funciones como las de demanda, las cuales tienen en el largo plazo marcadas tendencias.

A fin de aprovechar la ventaja de compresión de los valores numéricos y así del espacio de búsqueda se ha considerado la población y el PIB como argumentos de logaritmos:

$$DEE = e^{\frac{a_1 \log(POB)}{(a_2 + \log(POB))} + \frac{a_3 \log(PIB)}{(a_4 + \log(PIB))} + \frac{a_5 IPC}{(a_6 + IPC)} + a_7} \qquad \text{ec (5.11)}$$

Por lo que la expresión incluyendo como variables explicativas la Población y el PIB.

$$DEE = e^{\frac{-1058{,}996 \log(POB)}{(3968{,}6115 + \log(POB))} + \frac{-4096{,}4226 \log(PIB)}{(-4656{,}9415 + \log(PIB))} + 10{,}4534} \qquad \text{ec (5.12)}$$

Se representa en las siguientes tablas de valores obtenidos, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-12), así en la (Tabla 5-13) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste.

Tabla 5-12. Valores en los años test y estimaciones con GA empleando (PIB y POB)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
3541813	6218991	7354451	8266672	8519936	8660399	8771743	8884605
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
8998973	9116774	9235941	9356643	9479233	9611577	9746102	9882555

Tabla 5-13. Valores en los años de entrenamiento con GA empleando (PIB y POB)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
3257059	3747496	3933435	4232349	4527459	4998955	5478785	5804730	6580590
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
6981777	7769294	8235325	8642634	8671902	8315839	8350781	8260405	8283267

Por lo que la expresión incluyendo como variables explicativas la Población, el PIB y el IPC.

$$DEE = e^{\frac{-1098,806687\log(POB)}{(4056,725629+\log(POB))}+\frac{-1220,703082\log(PIB)}{(-1383,789306+\log(PIB))}+\frac{0,005632IPC}{(1,195351+IPC)}+10,429354} \quad \text{ec (5.13)}$$

Se refleja en las tablas los valores obtenidos, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-14), así en la (Tabla 5-15) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste.

Tabla 5-14. Valores en los años test y estimaciones con GA empleando (PIB, POB e IPC)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
3500908	6186833	7333113	8200908	7946227	8650593	8763355	8877675
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
8992846	9112208	9232978	9354551	9478829	9613034	9749478	9887907

Tabla 5-15. Valores en los años de entrenamiento con GA empleando (PIB, POB e IPC)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
3215777	3706921	3893241	4192417	4485265	4958987	5441457	5772050	6553653
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
6954189	7753521	8221655	8641593	8660929	8302954	8338311	8249199	8217575

Los errores producidos con este procedimiento son:

Tabla 5-16. Error cometido con el ajuste mediante GA

Error: MAPE	sin IPC	con IPC
Entrenamiento	1,70%	1,51%
Tests	2,56%	1,44%

5.1.5 Máquinas de vectores Soporte

Las Máquinas de Vectores Soporte tienen su origen en una generalización del método "generalized portrait" propuesto por Vapnik y Lerner [24] para resolver problemas de clasificación linealmente separables [25]. Inicialmente se aplicó al problema de clasificación en dos clases, buscando el hiperplano que separara los puntos de una clase respecto de la otra, y que a su vez tuviera la máxima distancia (margen) con los puntos que están más cerca del hiperplano. Al vector formado por los puntos más cercanos al hiperplano se le llama vector de soporte. Las SVM surgen así como clasificadores lineales basados en teorías de aprendizaje estadístico y en el marco del principio de minimización del riesgo estructural, frente a los que usan el principio de minimización del riesgo empírico, como es el caso de las redes neuronales. Un coeficiente de regularización, C, pondera la minimización del riesgo estructural frente a la minimización del riesgo empírico, otorgando a los SVM una buena capacidad de generalización a costa de cometer más errores en la fase de entrenamiento y facilitando formular las SVM como problemas de optimización cuadrática de funcional convexo y, por tanto, con un único óptimo global.

A fin de superar las limitaciones del aprendizaje lineal, se recurre a formular los SVM con funciones denominadas Kernel, utilizando una proyección o transformación, Φ, en general no lineal. Las funciones kernel se definen como el producto escalar de las imágenes de dicha transformación, $k(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_j) = \langle \Phi(\mathbf{x}_i), \Phi(\mathbf{x}_j) \rangle$. La formulación de las SVM con las funciones kernel facilita la implementación computacional. Las soluciones de problemas

de clasificación y regresión buscadas por algoritmos basados en el kernel, operan así con las funciones Φ sólo implícitamente, sin ser preciso conocer sus expresiones. Tratan de encontrar fundamentalmente:

$$f(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^{n} \alpha_i k(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}) \qquad \text{ec (5.14)}$$

Donde $\alpha_i, 1 \leq i \leq n$, son coeficientes que se determinan con el modelo y n es el número de puntos de entrenamiento.

Entre los kernels más utilizados tenemos:

$$k(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_j) = \exp\left(\left\|\mathbf{x}_i - \mathbf{x}_j\right\|^2 / \sigma^2\right) \quad \text{(Función Gaussiana; } \|\cdot\| \text{ es la norma euclídea)} \qquad \text{ec (5.15)}$$

$$k(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_j) = \mathbf{x}_j^T \mathbf{x}_i \qquad \text{(Función Lineal)} \qquad \text{ec (5.16)}$$

$$k(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_j) = \left(t + \mathbf{x}_j^T \mathbf{x}_i\right)^d \qquad \text{(Función Polinómica)} \qquad \text{ec (5.17)}$$

Una de las ventajas de las Máquinas de Vector Soporte es su eficiencia con pocos datos de entrenamiento.

Los resultados se obtuvieron con la función *ksvm* de la librería **kernlab** en R (Karatzoglou, 2004), cuyos parámetros se recogen en laTabla 5-17.

Tabla 5-17. Parámetros utilizados en la función ksvm de la librería kernlab en R.

Parámetros	Valores
Formulations	ε-SVR
Kernels	Gaussian / Lineal
Optimizer	SMO
Model Selection	Hyper-parameter estimation for Gaussian kernels
ε	0,1
C	3; 5; 10; 15; 20; 25; 30
σ	0,01; 0,05; 0,1; 0,2; 0,5; 0,7; 0,9

5.1.5.1 Aplicación mediante SVM al conjunto de Canarias

Como se ha explicado anteriormente se ha realizado los cálculos del algoritmo de SVM empleando los dos kernel, lineal y Gaussiano RBF. Empleando como variables explicativas la Población y el PIB, con o sin el IPC. En cada caso para diversos valores de C (coeficiente de regulación), en el caso del Gaussiano para diversos valores de σ. Con cada modelo se ha determinado el error producido sobre los valores de test y sobre los valores de entrenamiento. Y de esta forma se escogerá el modelo, con los parámetros que presente un (MAPE), error menor en los valores de test. En el Anexo A de este documento se adjunta las tablas obtenidas mediante SVM.

5.1.5.2 Comparación de los errores empleando SVM

La Tasa de error empleada es la misma que en apartados anteriores, el MAPE.

Se presentará la Tabla 5-18 los errores (MAPE) producidos empleando como variables explicativas: POB, PIB e IPC.

Tabla 5-18. Valor del Error Porcentual Absoluto Medio MAPE, con MSV, empleando el POB, PIB e IPC

		Entradas :POB,PIB,IPC								
		Kernel lineal	Kernel Gaussiano							
	C		Sigma= 0,01	Sigma= 0,05	Sigma= 0,1	Sigma= 0,15	Sigma= 0,2	Sigma= 0,5	Sigma= 0,7	Sigma= 0,9
TRAIN	3	2,055097102	4,723909583	2,59365622	2,629629358	2,721964606	2,610525188	2,824017029	2,565879645	2,581191304
	5	1,593930632	3,151455139	2,487429181	2,409426108	2,512281788	2,587813363	2,824017029	2,565879645	2,581191304
	10	1,59902383	2,743773668	2,285666512	2,412129668	2,512281788	2,587813363	2,824017029	2,565879645	2,581191304
	15	1,599097504	2,62498121	2,285666512	2,412129668	2,512281788	2,587813363	2,824017029	2,565879645	2,581191304
	20	1,576980955	2,540583743	2,285666512	2,412129668	2,512281788	2,587813363	2,824017029	2,565879645	2,581191304
	25	1,683174464	2,494488286	2,285666512	2,412129668	2,512281788	2,587813363	2,824017029	2,565879645	2,581191304
	30	1,683236903	2,425474516	2,285666512	2,412129668	2,512281788	2,587813363	2,824017029	2,565879645	2,581191304
TEST	3	3,627498334	4,167356406	3,034358851	3,477327917	3,595278407	4,031058701	4,233912206	4,288503155	4,374277693
	5	3,641754412	3,221942325	2,923993479	3,034384735	3,659854319	4,072895869	4,233912206	4,288503155	4,374277693
	10	3,639180656	2,731034918	2,092287836	3,035092517	3,659854319	4,072895869	4,233912206	4,288503155	4,374277693
	15	3,639174973	2,649564449	2,092287836	3,035092517	3,659854319	4,072895869	4,233912206	4,288503155	4,374277693
	20	3,644250932	2,536587748	2,092287836	3,035092517	3,659854319	4,072895869	4,233912206	4,288503155	4,374277693
	25	3,65176462	2,420411616	2,092287836	3,035092517	3,659854319	4,072895869	4,233912206	4,288503155	4,374277693
	= 30	3,651810337	2,318014362	2,092287836	3,035092517	3,659854319	4,072895869	4,233912206	4,288503155	4,374277693

Pudiendo observar que empleando SVM con kernel Gaussiano, con un valor de sigma (σ = 0,05) y con un valor del parámetro C entre 10 y 30, se obtiene el menor error tanto en los valores tipo test, como en los valores de entrenamiento.

En la Tabla 5-19 se presentan los errores (MAPE) producidos empleando como variables explicativas: POB y PIB.

Tabla 5-19. Valor del Error Porcentual Absoluto Medio MAPE, con MSV, empleando el POB y PIB

		Entradas :POB,PIB								
		Kernel lineal	Kernel Gaussiano							
			Sigma= 0,01	Sigma= 0,05	Sigma= 0,1	Sigma= 0,15	Sigma= 0,2	Sigma= 0,5	Sigma= 0,7	Sigma= 0,9
TRAIN	3	1,745461	4,234388787	2,940301683	2,57824421	2,493942348	2,427199647	2,036409605	2,133468693	1,908193165
TRAIN	5	1,512869	3,685694559	2,607185779	2,494253053	2,345604387	2,245124826	2,055165965	2,133468693	1,908193165
TRAIN	10	1,447172	3,041547472	2,316021936	2,101320719	1,93662884	1,979503216	2,055165965	2,133468693	1,908193165
TRAIN	15	1,44717	2,885198026	2,241180249	1,921635883	1,93662884	1,979503216	2,055165965	2,133468693	1,908193165
TRAIN	20	1,447168	2,629328708	2,13629681	1,921635883	1,93662884	1,979503216	2,055165965	2,133468693	1,908193165
TRAIN	25	1,447166	2,582487665	2,043773336	1,921635883	1,93662884	1,979503216	2,055165965	2,133468693	1,908193165
TRAIN	30	1,447166	2,538901604	2,045015892	1,921635883	1,93662884	1,979503216	2,055165965	2,133468693	1,908193165
TEST	3	3,800599	4,758012783	2,933343413	2,825150673	2,741865995	2,70818995	2,385906477	3,318037961	2,957381601
TEST	5	3,717487	4,148455566	2,571342454	2,850388896	2,753775245	2,743646645	2,382362632	3,318037961	2,957381601
TEST	10	3,42636	3,499081406	2,794893653	2,728468649	2,779123111	2,746226446	2,382362632	3,318037961	2,957381601
TEST	15	3,425212	3,32300954	2,960267331	2,778678305	2,779123111	2,746226446	2,382362632	3,318037961	2,957381601
TEST	20	3,424956	3,108961158	3,141506014	2,778678305	2,779123111	2,746226446	2,382362632	3,318037961	2,957381601
TEST	25	3,426351	2,952215648	3,465124227	2,778678305	2,779123111	2,746226446	2,382362632	3,318037961	2,957381601
TEST	30	3,424624	2,777894813	3,487596899	2,778678305	2,779123111	2,746226446	2,382362632	3,318037961	2,957381601

Pudiendo observar que empleando SVM con kernel Gaussiano, con un valor de sigma (σ = 0,5) y con un valor del parámetro C entre 5 y 30, se obtiene el menor error sobre los valores tipo Test, mientras sobre los valores de entrenamiento se obtiene para el mismo valor de sigma, pero C=3.

En cualquier caso los valores del error sobre los valores tipo test son menores empleando las tres variables explicativas (POB, PIB, IPC), empleando el kernel Gaussiano RBF, con los valores de los parámetros sigma=0,05 y C=10.

Se representa en las siguientes tablas de valores obtenidos, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-20), así en la (Tabla 5-21) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste. Habiendo empleado SVM con kernel Gaussiano σ =0,05 y C=10, empleando las tres variables explicativas POB, PIB e IPC. Por ser el que menor error presenta.

Tabla 5-20. Valores en los años test y estimaciones con SVM empleando (PIB, POB e IPC)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
3650615	6152249	7384280	8045798	7990051	8572495	8618520	8671168
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
8712969	8762588	8810961	8846559	8891776	8936452	9972999	9021673

Tabla 5-21. Valores en los años de entrenamiento con SVM empleando (PIB, POB e IPC)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
3475910	3855560	4068677	4246545	4522559	4837094	5269595	5521780	6566248
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
7093657	7798073	8150961	8334386	8498369	8400235	8426854	8389322	8063647

Se representa en las siguientes tablas de valores obtenidos, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-22), así en la (Tabla 5-23) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste. Habiendo empleado SVM con kernel Gaussiano σ =0,5 y C=10, empleando sólo dos variables explicativas POB y PIB. Por ser el que menor error presenta de los que no emplean el IPC como variable explicativa.

Tabla 5-22. Valores en los años test y estimaciones con SVM empleando (PIB y POB)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
3645167	6170007	7451173	8233610	8351573	8301546	8316387	8322604
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
8319755	8316832	8304270	8281819	8249374	8242541	8223353	8190669

Tabla 5-23. Valores en los años de entrenamiento con SVM empleando (PIB y POB)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
3580105	3825208	4102253	4353167	4364695	4754563	5257374	5653821	6635531
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
7097866	7930777	8303380	8525602	8483428	8202310	8184112	8175115	8185467

5.1.6 Evolución Diferencial

Se incorpora el método de Evolución Diferencial (ED), elegido por la demostrada alta eficiencia en la resolución de muchos casos test complejos (Das, Swagatam 2011).

La población es inicializada (primera generación) aleatoriamente, considerando los valores mínimos y máximos de cada variable, según la expresión:

$$\boldsymbol{x_{p,m}^{1} = x_{m}^{min} + rand(0,1) \cdot (x_{m}^{max} - x_{m}^{min})} \qquad \text{ec (5.18)}$$

La mutación consiste en la construcción de ***NP*** vectores mutantes, los cuales son creados a partir de tres individuos elegidos al azar, llamados vectores objetivo (target vectors), $\boldsymbol{x_a}$, $\boldsymbol{x_b}$, $\boldsymbol{x_c}$. Los vectores mutantes ($\boldsymbol{n_p^g}$) son obtenidos de la siguiente manera:

$$\boldsymbol{n_p^g = x_c + F \cdot (x_a - x_b)} \qquad \text{ec (5.19)}$$

Con ***a, b, c*** $\boldsymbol{\epsilon}$**{1,2,…,NP}** distintos entre sí**.**

F es un parámetro que controla la tasa de mutación, y se encuentra en el rango [0,2]. La buena elección de este parámetro, relacionado con la velocidad de convergencia, incrementa la precisión de la solución por la capacidad de escapar de óptimos locales. En general, la habilidad de realizar búsqueda local (explotación) se logra a través de valores de F pequeños y, por el contrario, realizar búsqueda global (exploración) se consigue con mayores valores de F. Con el objetivo de explorar el espacio de soluciones en las primeras iteraciones y explotarlo en las últimas, se ha empleado un factor de mutación variable.

Una vez obtenidos los ***NP*** vectores mutantes, la recombinación se efectúa de manera aleatoria, comparándolos con los vectores originales ($\boldsymbol{x_p^g}$), obteniendo los vectores de prueba (trial vectors, $\boldsymbol{t_p^g}$) de la siguiente manera:

$$\boldsymbol{t_{p,m}^g = \begin{cases} n_{p,m}^g \; si \; rand(0,1) < GR \\ x_{p,m}^g \; en \; otro \; caso \end{cases}} \qquad \text{ec (5.20)}$$

GR es un parámetro que controla la tasa de recombinación. Nótese que la comparación se hace variable por variable, por lo que el vector de prueba será una mezcla entre los vectores mutantes y originales.

Finalmente, la selección se realiza simplemente comparando los vectores de prueba con los originales, de manera que el vector de la generación siguiente será aquel que tenga el mejor (menor en el presente problema de minimización) valor de la función a optimizar (f_{opt}):

$$\boldsymbol{x_p^{g+1} = \begin{cases} t_p^g \; si \; f_{opt}(t_p^g) < f_{opt}(x_p^g) \\ x_p^g \; en \; otro \; caso \end{cases}} \qquad \text{ec (5.21)}$$

Se han ajustado los parámetros que intervienen en todos los métodos a fin de lograr el mejor ajuste posible, los más característicos se incluyen en la tabla. Con el ED se ajusta la misma función exponencial no lineal que ajustamos anteriormente con Algoritmos Genéticos, y los mejores resultados han sido obtenidos con el parámetro de mutación (F) variable, con una expresión similar pero más general a la propuesta en (Guerra, JG. 2015):

$$F(n) = F_{ini} - \frac{(F_{ini} - F_{fin})}{1 + e^{2 \cdot \ln(S) - \frac{4}{N_{max}} \cdot \ln(S) \cdot n}} \qquad \text{ec (5.22)}$$

Donde n es el número de iteraciones, F_{ini} y F_{fin} valores de las ordenadas de las asíntotas horizontales de la función F(n), N_{max} el número máximo de iteraciones y S un factor de forma.

A modo de ejemplo, en la Figura 5-6 se muestran 3 funciones de este tipo para F_{ini}=0,7 y F_{fin}=0,1, con tres valores distintos de S.

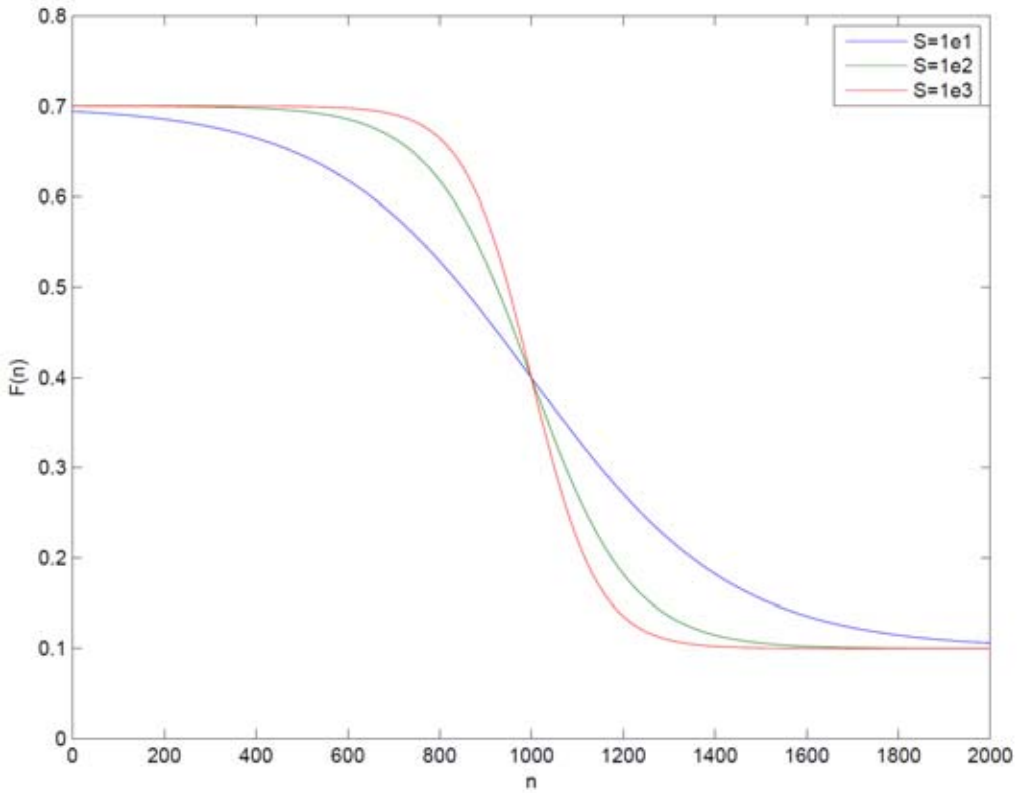


Figura 5-6. F(n) para Fini=0,7, Ffin=0,1, Nmax=2000. Las curvas en azul y verde son las que mejores resultados han proporcionado, como se puede ver en la tabla (5.24)

Una vez ajustados los parámetros empleando como variables explicativas sólo PIB y POB, se obtuvo con los siguientes valores.

Tabla 5-24. Valores de los parámetros de la función de mutación

	F_{ini}	F_{fin}	S	CR
Modelo sin IPC	0,7	0,1	10	0,1
Modelo con IPC	0,7	0,1	100	0,4

Con ellos se obtuvieron los siguientes valores de coeficientes, sobre la misma expresión que se expuso con GA. Empleando sólo como variable explicativa el PIB y POB y posteriormente se añadirá el IPC. Calculando con estos métodos los parámetros incluidos en la ecuación (5.8), se obtiene en la tabla 5.25 empleando y sin emplear el IPC entre las variables explicativas.

Tabla 5-25. Valores de los parámetros de la ecuación (5.8). Mediante ED

	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7
PIB y POB	-2467,318	7000,000	-100,000	-128,719	12,066	0	0
PIB, POB e IPC	-780,547	4745,376	-3025,718	-3543,803	0,033	1,861	9,216

Se representa en las siguientes tablas de valores obtenidos empleando como variables explicativas el PIB y el POB, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-26), así en la (Tabla 5-27) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste.

Tabla 5-26. Valores en los años test y estimaciones con ED empleando (PIB y POB)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
3495530	6170899	7305794	8195309	8457448	8596222	8710860	8827144
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
8945069	9067173	9190793	9316107	9443484	9583472	9725987	9870702

Tabla 5-27. Valores en los años de entrenamiento con ED empleando (PIB y POB)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
3211446	3695440	3875023	4173661	4479228	4955832	5437603	5761556	6526760
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
6926562	7719906	8195027	8609115	8623949	8241986	8275759	8184679	8208235

Se refleja en las tablas los valores obtenidos añadiendo como variables explicativas el IPC, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-28), así en la (Tabla 5-29) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste.

Tabla 5-28. Valores en los años test y estimaciones con ED empleando (PIB, POB e IPC)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
3526713	6153831	7295335	8016967	7940541	8613131	8721899	8832122
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
8939551	9053792	9169322	9281649	9400365	9525493	9652517	9781278

Tabla 5-29. Valores en los años de entrenamiento con ED empleando (PIB, POB e IPC)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
3244116	3736911	3928322	4219439	4474856	4935596	5408577	5752021	6537391
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
6913020	7721731	8159801	8615227	8595851	8283658	8320529	8245042	8037864

Los errores producidos con este procedimiento son:

Tabla 5-30. Error cometido con el ajuste mediante ED

Error: MAPE	sin IPC	con IPC
Entrenamiento	1,50575%	1,38720%
Tests	2,79540%	1,75582%

5.1.7 Redes Neuronales Artificiales

Una ANN con una única capa oculta puede aproximar hasta el nivel deseado cualquier función continua en un intervalo, por lo tanto las ANN multicapa son aproximadores universales de funciones, operando este tipo de red con una analogía matemática al desarrollo en funciones, que recuerda a la expresión de series de Fourier, pero aquí es un desarrollo en funciones sigmoideas (Martín, B. 2006).

A continuación se describen los pasos que conlleva el diseño de una red neural para aproximar una función.

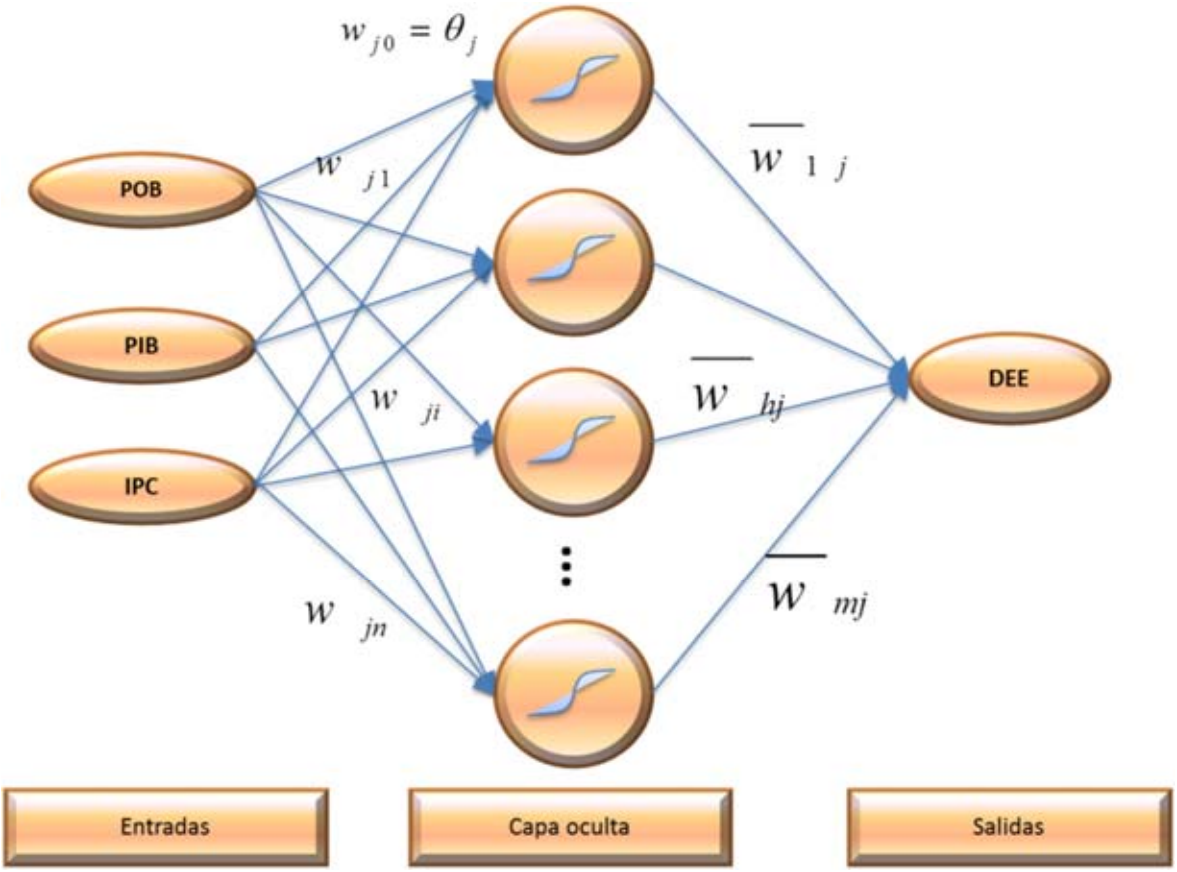


Figura 5-7. Estructura de la ANN

5.1.7.1 Definir la arquitectura

La selección de la arquitectura de la red consiste básicamente en determinar las entradas, preparación de los datos, tamaño de la red y función de activación. Una ANN de única capa oculta puede aproximar hasta el nivel deseado para cualquier función continua en un intervalo (Funahashi K.1989). En este trabajo, la ANN contiene una capa oculta (Figura 5-7).

Los datos se normalizan dentro del intervalo [-1,1]:

$$X = \frac{2x-(x_{max}+x_{min})}{(x_{max}-x_{min})} \qquad \text{ec(5.23)}$$

Siendo x_{max} (resp. x_{min}) el máximo de los x (resp. mínimo).

La ecuación que define la relación entre la salida deseada, en este caso la DEE, y las entradas: PIB, POB, IPC, es:

$$DEE = \sum_{s=0}^{l} \overline{w_{hs}}\, k_s = \sum_{s=0}^{l} \overline{w_{hs}}\, f(p_s) \qquad \text{ec (5.24)}$$

Donde l es el número de neuronas ocultas, $p_s = w_{s1}POB + w_{s2}PIB + w_{s3}IPC$ es la entrada de la neurona oculta s, $1 \leq s <= l$, f es la función de activación de la red, $k_s = f(p_s)$ es la salida de la neurona oculta s, y los coeficientes W_{hs} , $\overline{W}_{hs}$ son los pesos de las ANN.

Se entrena la red para un número limitado de episodios, variando en cada entrenamiento el número de neuronas ocultas. El número de neuronas con una convergencia satisfactoria se toma como tamaño de la capa oculta.

Las funciones de salida de las neuronas ocultas deben ser senoidales (Duch W.1999) (Chandra P.2003). Generalmente, la función más usada es la tangente hiperbólica (anti-simétrica) o la sigmoidal (simétrica), que se definen como:

$$tanh(x) = \frac{e^{x} - e^{-x}}{e^{x} + e^{-x}} \qquad \text{ec (5.25)}$$

$$sigm(x) = \frac{1}{e^{-x} + 1} \qquad \textit{ec (5.26)}$$

En este trabajo se usa la función ec. (5.25) por ser la preferiblemente usada en la literatura (LeCun Y.1998) (Haykin S.1998).

5.1.7.2 Algoritmo de entrenamiento

Los algoritmos utilizados para ajustar los pesos de la red, con el fin de minimizar el error, se basan en métodos de optimización no lineales locales (Haykin S.1998), aunque también se han utilizado técnicas de optimización global para el entrenamiento de las ANN (Han F.2013). Los métodos de optimización locales no lineales son algoritmos que se basan en el gradiente descendiente, como el algoritmo de retropropagación estándar (Haykin S.1998), y los algoritmos de segundo orden utilizan el Hessiano (Rumelhart DE.1987). En este trabajo se utiliza el algoritmo "Resilient Backpropagation" (Rprop) (Riedmiller M.1993) (Riedmiller M.1994). El Rprop es un método rápido de primer orden, y sus requisitos de memoria son menores que los métodos de segundo orden.

El algoritmo Rprop funciona en procesamiento por lotes, es decir, los pesos se actualizan basándose en los valores del error correspondientes al error total sobre el conjunto de entrenamiento. Si la p^{th} salida deseada es $t^{(p)}$ y la salida obtenida mediante la red es $y^{(p)}$ para el conjunto de p^{th} entrada, y si hay P número de ejemplos de entrenamiento, entonces el error se calcula mediante el error cuadrático medio (ECM) definido como:

$$ECM = \frac{1}{P}\sum_{p=1}^{P}\left(t^{(p)} - y^{(p)}\right)^2 \qquad \text{ec (5.27)}$$

Para cada procedimiento de inicialización de la ANN, 30 redes diferentes (con distintos pesos aleatorios iniciales) son entrenadas durante un máximo de 200 iteraciones para evitar el sobre-entrenamiento.

El rendimiento sobre los datos de entrenamiento y los conjuntos de datos de prueba se calcula (para cada red entrenada) usando el ECM y se conserva la mejor red cuyo ECM es más pequeño.

5.1.7.3 Estructura de la Red Neuronal Artificial empleada

Aquí los resultados se obtuvieron con un tipo de predicción directa con la ANN descrita en laTabla 5-31, obtenida a partir del aprendizaje realizado con el algoritmo Rprop (Riedmiller M.1993) aplicado a nuestra base de datos.

Tabla 5-31. Estructura de la ANN utilizada

Estructura de la ANN	Configuración
Transformación datos iniciales	[-1,1]
Número de neuronas (1º capa, 2ºcapa, 3ºcapa)	3-7-1
Función activación oculta / salida	Tanh / Lineal
Algoritmo	Rprop
Episodios (máx.)	200

Se representa en las siguientes tablas de valores obtenidos empleando como variables explicativas el PIB y el POB, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-32), así en la (Tabla 5-33) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste.

Tabla 5-32. Valores en los años test y estimaciones con ANN empleando (PIB y POB)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
3658114	6214672	7361789	8242730	8465113	8584980	8681808	8778851
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
8875510	8973064	9068762	9161775	9251659	9344150	9431301	9512295

Tabla 5-33. Valores en los años de entrenamiento con ANN empleando (PIB y POB)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
3531580	3792644	3940352	4158855	4342127	4774926	5308285	5712040	6622257
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
7030659	7751624	8153471	8503705	8603666	8284351	8313940	8236200	8256009

Se refleja en las tablas los valores obtenidos añadiendo como variables explicativa el IPC, los años test, hasta 2014, y los estimados (tabla 5.34.), así en la (tabla 5.35.) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste.

Tabla 5-34. Valores en los años test y estimaciones con ANN empleando (PIB, POB e IPC)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
3628033	6251434	7486345	8072616	8200588	8478431	8557180	8646143
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
8718627	8810956	8901559	8972086	9058068	9167508	9272719	9372466

Tabla 5-35. Valores en los años de entrenamiento con ANN empleando (PIB, POB e IPC)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
3434661	3699804	3769795	3858812	4300098	4750020	5340286	5566055	6454571
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
7219320	7878830	8380990	8783906	8620701	8188592	8196831	8156488	8029029

Los errores producidos con este procedimiento son:

Tabla 5-36. Error cometido con el ajuste mediante ANN

Error: MAPE	sin IPC	con IPC
Entrenamiento	1,45302	1,85835
Test	3,10132%	2,45927%

5.2 Análisis de la demanda y la potencia pico en Gran Canaria

5.2.1 Variables a considerar

En cualquier caso, se han aplicado los seis métodos seleccionados, con las dos variables explicativas clásicas consideradas en estos estudios consultados, de cara a estimaciones de demanda eléctrica a largo plazo: Población (POB) de la isla de Gran Canaria y Producto Interior Bruto (PIB). El Índice de Precios al Consumo (IPC), que se incluirá y excluirá para observar su efecto. Las variables económicas son respecto de la Comunidad Autónoma de Canarias, pues carecemos de estos datos a nivel insular, incluso a nivel provincial.

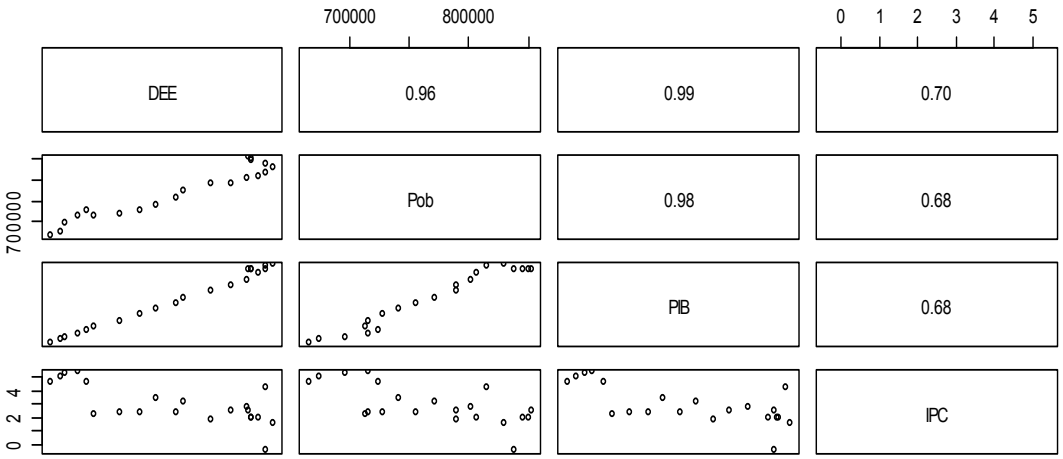


Figura 5-8. Gráfico matricial de dispersión de las variables de estudios de la DEE. En el periodo 2006-2014. Gran Canaria

Si bien, consideramos todos los datos del periodo de estudio se observa una fuerte dependencia lineal no sólo de la DEE con la población (POB) y el PIB sino también entre estas dos variables explicativas (ver Figura 5-8), si consideramos los datos del periodo 2006-2014, esta colinealidad desaparece, tal y como se puede apreciar en la Figura 5-9. Es decir, en el periodo con años de la crisis económica se acentúa la dependencia no lineal entre la DEE y las variables explicativas (ALTHAUS, GW. 2015). Resulta interesante el observar la linealidad tan marcada que ha existido todos estos años anteriores entre la demanda en una de las islas, y el PIB del archipielago, Figura 5-8.

Dado la pérdida de linealidad existente a raíz del año 2006 en adelante (Figura 5-9), es la base de estudiar el comportamiento ante métodos de estimación no lineales, así como introducción de nuevas variables explicativas.

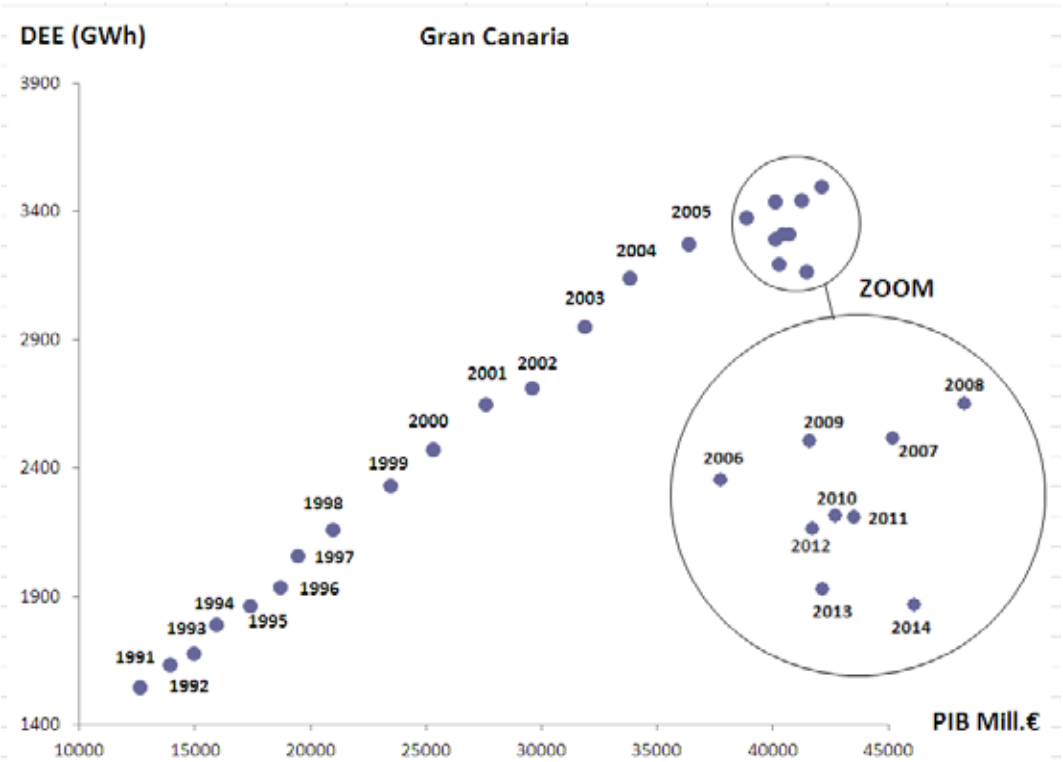


Figura 5-9. DEE en Gran Canaria respeto al PIB (Comunidad Autónoma)

Algo similar ocurre entre la Potencia Pico en la isla de Gran Canaria y las mismas variables explicativas, como se puede observar en las Figura 5-10. y Figura 5-11.

La Potencia pico anual es muy sensible a acontecimientos puntuales, como eventos deportivos, religiosos que provoquen un uso masivo de televisores y todos los equipos del hogar, o condiciones climatológicas adversas, no obstante estas no se han incluido, dado su aleatoriedad y la escases de eventos de este tipo.

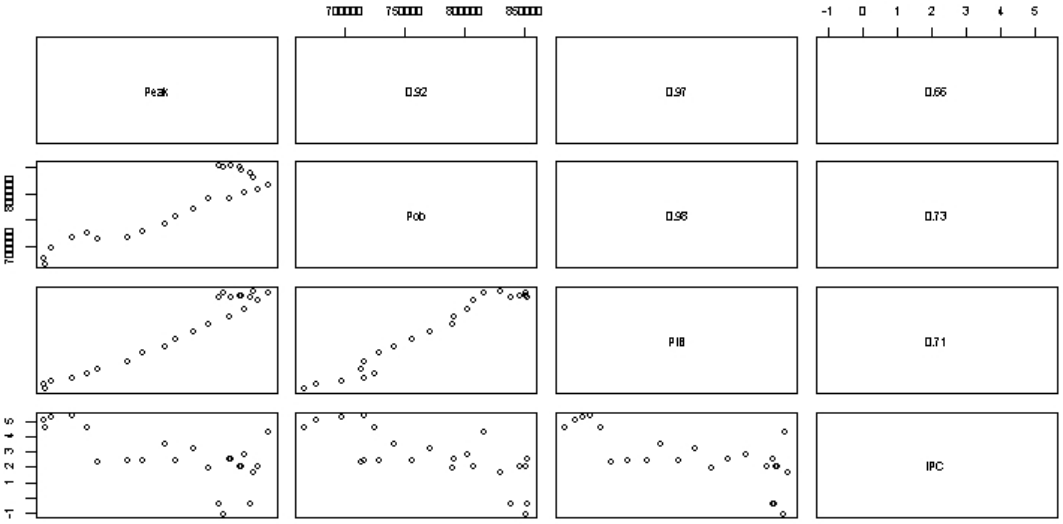


Figura 5-10. Gráfico matricial de dispersión de las variables de estudios de la potencia pico (2006-2014). Gran Canaria

El estimar la potencia pico es siempre más complicado, por resultar un valor puntual, y no una integración a lo largo de un año. Pero resulta un valor más condicionante para el sistema eléctrico, que en caso de verse sometido a ese valor durante un tiempo, deberá operar con absoluta normalidad. Este factor es absolutamente necesario para el operador del sistema, más que para cada uno de los integrantes del mismo.

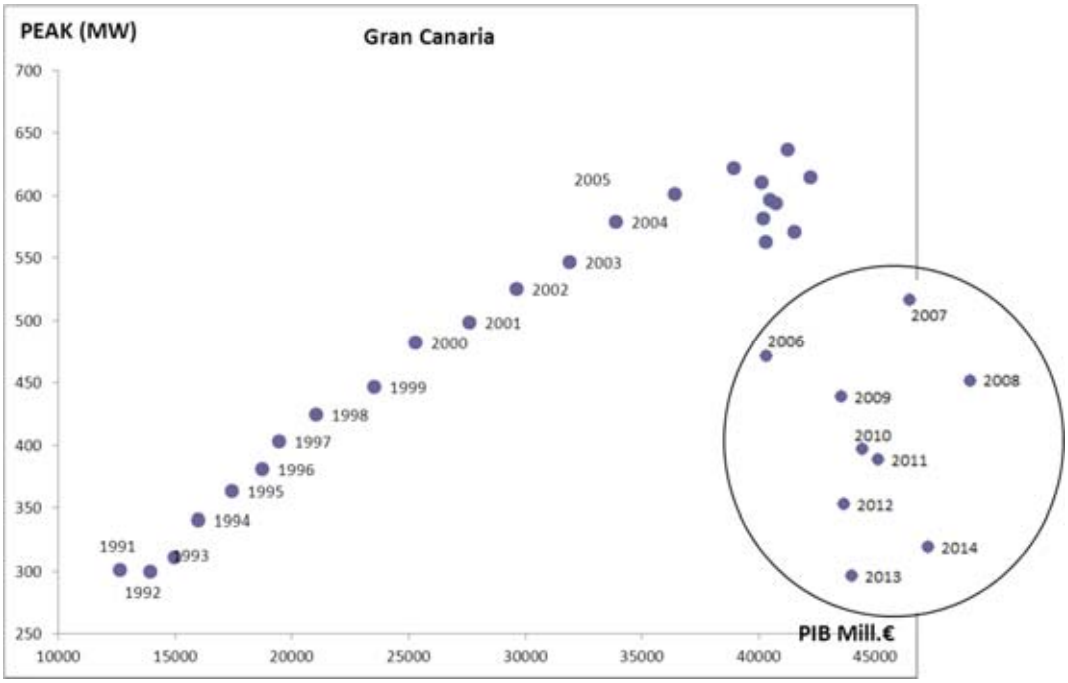


Figura 5-11. Potencia pico en Gran Canaria respeto al PIB (Comunidad Autónoma)

En cualquier caso se han empleado los mismos métodos empleados para Canarias, las mismas variables explicativas: Población de Gran Canaria (POB) y Producto Interior Bruto (PIB). Incluyendo o no el Índice de Precios al Consumo (IPC), todas estas variables económicas respecto de la Comunidad Autónoma de Canarias, por carecer de datos de

variables económicas para cualquiera de las siete islas en particular, que abarquen el periodo de estudio.

Las herramientas estadísticas empleadas y las variables explicativas serán las mismas que las empleadas en el apartado anterior.

5.2.2 Regresión lineal

El análisis de regresión es una técnica estadística utilizada para analizar la dependencia entre una variable, la dependiente, y una variable (regresión simple) o más variables (regresión múltiple) adicionales, las explicativas. En este estudio, se considera la regresión lineal múltiple para la función DEE y PL:

$$DEE = \beta_1 \text{POB} + \beta_2 \text{PIB} + \beta_3 \text{IPC} + \beta_4 \qquad \text{ec(5.28)}$$

Los parámetros ßi son coeficientes que se determinan con el ajuste mínimos cuadrados.

5.2.2.1 RML aplicado a la DEE de Gran Canaria

Empleando Regresión lineal múltiple con el POB y PIB como variables explicativas se obtiene la siguiente ecuación de la demanda eléctrica anual en Gran Canaria:

$$DEE = (\,5728308{,}2247 - 8{,}5189POB + 116{,}8399PIB\,)/1000 \qquad ec(5.29)$$

Observamos como el término de la población adquiere un término negativo, lo que no tiene sentido real, si no la elevada colinealidad existente entre el PIB y la POB. Logrando la siguiente tabla de valores de predicciones sobre los años de entrenamiento (Tabla 5-37) y años test, hasta 2014, junto con las predicciones (Tabla 5-38). en GWh.

Tabla 5-37. Valores de DEE en los años test y predicciones con RML empleando (PIB y POB)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
1600,68	2515,87	2953,14	3274,20	3328,93	3393,85	3458,02	3523,29
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
3589,67	3663,05	3737,57	3813,21	3890,24	3992,55	4096,82	4202,33

Tabla 5-38. Valores de DEE en los años entrenamiento con RML empleando (PIB y POB)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
1527,49	1539,45	1495,89	1589,48	1835,15	2086,44	2270,71	2370,36	2618,08
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
2726,47	3144,68	3402,30	3599,37	3590,20	3253,50	3241,37	3161,93	3172,62

Añadiendo el IPC a las dos variables explicativas anteriores se obtiene, la demanda eléctrica anual en Gran Canaria:

$$DEE = (6124560 - 8{,}871328POB + 115{,}9116PIB - 32552{,}16IPC\,)/1000 \quad ec(5.30)$$

Otra vez observamos un valor negativo en el término de Población, que denota alguna incoherencia. De donde se extrae la siguiente tabla de valores para los años test, hasta 2014, y años estimados (Tabla 5-39) y los años de entrenamiento (Tabla 5-40).

Tabla 5-39. Valores de DEE en los años test y estimaciones con RML empleando (PIB, POB e IPC)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
1579,88	2554,13	2958,03	3350,75	3422,47	3387,16	3453,57	3517,82
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
3586,42	3659,00	3732,71	3810,79	3886,99	3989,47	4093,92	4199,60

Tabla 5-40. Valores de DEE en los años de entrenamiento con RML empleando (PIB, POB e IPC)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
1527,53	1503,54	1449,26	1564,35	1887,60	2132,70	2310,30	2368,00	2610,83
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
2752,87	3133,28	3412,88	3530,01	3602,84	3249,03	3235,02	3139,17	3243,96

5.2.2.2 RML aplicado a la PL de Gran Canaria

Se procede de igual forma con la potencia pico de Gran Canaria (PL). Empleando una regresión lineal múltiple con el POB y PIB como variables explicativas se obtiene la siguiente ecuación:

$$PL = (\,797{,}448036748 - 0{,}001000896POB + 0{,}015971184PIB\,) \qquad ec(5.31)$$

Observamos como el término de la población adquiere un término negativo, lo que no tiene sentido real, si no la elevada colinealidad existente entre el PIB y la POB. Logrando la siguiente tabla de valores de predicciones sobre los años de entrenamiento (Tabla 5-41) y años test, hasta 2014, junto con las predicciones (Tabla 5-42), en MW.

Tabla 5-41. Valores de PL en los años test y predicciones con RML empleando (PIB y POB)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
336,75	481,91	547,39	599,13	608,70	618,38	627,34	636,46
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
645,73	655,85	666,12	676,54	687,16	700,76	714,62	728,65

Tabla 5-42. Valores de PL en los años de entrenamiento con RML empleando (PIB y POB)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
332,19	338,91	336,01	350,27	382,04	416,75	443,97	459,68	498,47
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
516,33	575,51	611,51	639,81	640,89	597,49	596,61	586,05	587,59

Añadiendo el IPC a las dos variables explicativas anteriores se obtiene la siguiente expresión de la potencia pico anual:

$$PL = (796{,}3043 - 0{,}0009998518POB + 0{,}01597356PIB + 0{,}09119731IPC\,) \qquad ec(5.32)$$

Otra vez observamos un valor negativo en el término de Población, que denota alguna incoherencia. De donde se extrae la siguiente tabla de valores Test y Predicciones. Los

mismos cálculos realizados anteriormente incluyendo el IPC aparecen en las Tabla 5-43 y Tabla 5-44, en MW.

Tabla 5-43. Valores de PL en los años test y predicciones con RML empleando (PIB, POB e IPC)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
343,81	481,84	547,38	598,92	608,44	618,40	627,36	636,48
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
645,75	655,86	666,14	676,55	687,17	700,77	714,63	728,66

Tabla 5-44. Valores de PL en los años de entrenamiento con RML empleando (PIB, POB e IPC)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
332,19	339,02	336,14	350,34	381,89	416,62	443,86	459,69	498,50
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
516,26	575,55	611,49	640,01	640,86	597,51	596,63	586,12	587,40

Los errores producidos con este procedimiento son:

Tabla 5-45. Error cometido con el ajuste mediante RLM

	DEE demanda Anual		Pico de Potencia anual	
Error: MAPE	sin IPC	con IPC	sin IPC	con IPC
Entrenamiento	4,76944%	4,79197%	3,2719%	3,2719%
Test	4,51288%	4,59429%	5,9151%	6,3865%

Se ha señalado el problema de colinealidad entre las dos variables empleadas, el PIB y la población. De problema de la colinealidad se trató en el apartado 2.2.6. Y se mostró como varios autores aplicaron métodos no lineales, como PLS, pero otros siguieron aplicando la regresión con ambas variables pues obtenían mejores resultados que prescindir de alguna de ellas.

Aquí se ha practicado regresión lineal, sobre las estimaciones de pico de potencia y demanda anual. Empleando sólo como variable explicativa el PIB, y posteriormente la población, obteniendo las siguientes ecuaciones y los siguientes valores de error.

$$DEE = (523241{,}84119 + 70{,}51586PIB)/1000 \qquad ec(5.33)$$

$$PL = (185{,}46339628 + 0{,}01049936PIB\ ) \qquad ec(5.34)$$

$$DEE = (-6407378 + 11{,}66232POB\ )/1000 \qquad ec(5.35)$$

$$PL = (-\ 857{,}4535 + 0{,}001750659POB\ ) \qquad ec(5.36)$$

Tabla 5-46. Error cometido con el ajuste mediante RLM

	DEE demanda Anual		Pico de Potencia anual	
Error: MAPE	solo PIB	solo POB	solo PIB	solo POB
Entrenamiento	4,6150%	7,7563%	4,3641%	8,3207%
Test	6,6154%	8,5002%	6,2670%	7,0309%

Resultando los cuatro valores de error MAPE para el test superior a los obtenidos empleando ambas variables simultáneamente, por lo que se considera seguir empleando ambas variables a pesar de la colinealidad existente.

Se constata un menor error empleando el PIB, frente a la población, como variable explicativa.

5.2.3 Regresión Logarítmica

El análisis de regresión logarítmica, es una técnica estadística utilizada para analizar la dependencia entre una variable, donde a pesar de partir de una relación no lineal, se realiza una transformación logarítmica de la variable objetivo y de las variables explicativas, obteniendo una relación lineal, al igual que en el caso anterior puede tratarse de una sola variable explicativa (regresión simple) o más variables (regresión múltiple). En este estudio, se considera la regresión lineal logarítmica múltiple para la función DEE:

$$log(DEE) = \beta_1 \, log(POB) + \beta_2 \, log(PIB) + \beta_3 \, log(IPC) + \beta_4 \qquad ec(5.37)$$

Los parámetros ßi son coeficientes que se determinan con el ajuste mínimos cuadrados.

5.2.3.1 RLog aplicado a la DEE de Gran Canaria

Empleando Regresión logarítmica múltiple con el POB y PIB como variables explicativas se obtiene la siguiente ecuación para la demanda anual:

$$log(DEE) = 43{,}935708 - 3{,}2206256 log(POB) + 1{,}412082 log(PIB) \qquad ec(5.38)$$

En el caso actual aparece una limitación a la hora de emplear esta expresión, en ciertas ocasiones se trabaja con tasas de variación de las variables explicativas, en lugar que con valores absolutos, en el presente caso dado que se han presentado disminuciones de un año para otro en la población, y en el PIB. Se ha descartado el trabajar con tasas de variación, empleando los valores brutos de la variable en cada año.

Observamos como el término de la población adquiere un término negativo, lo que no tiene sentido real, si no la elevada colinealidad existente entre el PIB y la POB. Logrando la siguiente tabla de valores los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-47), así en la (Tabla 5-48) se presenta los resultados obtenidos para los años empleados en entrenamiento, en MWh.

Tabla 5-47. Valores de DEE en los años test y predicciones con RLog empleando (PIB y POB)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
1437066	2631179	3040157	3193105	3192277	3231498	3285326	3340046
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
3395674	3461125	3527823	3595748	3665163	3775722	3890909	4009651

Tabla 5-48. Valores de DEE en los años de entrenamiento con RLog empleando (PIB y POB)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
1307168	1439018	1446242	1571457	1827268	2132496	2361866	2476232	2720578
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
2798299	3204685	3459894	3629176	3545836	3144143	3114226	3034279	3042185

Añadiendo el IPC a las dos variables explicativas anteriores se obtiene:

$$log(DEE) = 46{,}2105539 - 3{,}3492397 logPOB + 1{,}3904287 logPIB - 0{,}1508782 log(IPC + 5) \quad ec(5.39)$$

Otra vez observamos un valor negativo en el término de Población, que denota alguna incoherencia. Al presentar el IPC en algunos años números negativos se le ha tenido que sumar una cantidad constante, para que siempre adquiera un valor positivo la suma.

Se representa en las siguientes tablas de valores obtenidos, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-49), así en la (Tabla 5-50) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste, en MWh.

Tabla 5-49. Valores de DEE en los años test y estimados con RLog empleando (PIB, POB e IPC)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
1426861	2659329	3035203	3393508	3468863	3217951	3277121	3330032
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
3391365	3455352	3520532	3595033	3662968	3773557	3888827	4007658

Tabla 5-50. Valores de DEE en los años de entrenamiento con RLog empleando (PIB, POB e IPC)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
1313064	1416585	1414860	1550610	1879902	2183032	2406688	2461595	2696059
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
2832996	3169584	3470554	3478692	3569576	3132287	3099868	2989058	3225774

5.2.3.2 RLog aplicado a la PL de Gran Canaria

Empleando Regresión logarítmica múltiple con el POB y PIB como variables explicativas se obtiene la siguiente ecuación para la potencia pico anual:

$$\log(PL) = 17{,}4206275 - 1{,}4992033 \log(POB) + 0{,}8883444 \log(PIB) \qquad \text{ec(5.40)}$$

En el caso actual aparece una limitación a la hora de emplear esta expresión, en ciertas ocasiones se trabaja con tasas de variación de las variables explicativas, en lugar que con valores absolutos, en el presente caso dado que se han presentado disminuciones de un año para otro en la población, y en el PIB. Se ha descartado el trabajar con tasas de variación, empleando los valores brutos de la variable en cada año.

Observamos como el término de la población adquiere un término negativo, lo que no tiene sentido real, si no la elevada colinealidad existente entre el PIB y la POB. Logrando la siguiente tabla de valores los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-51), así en la (Tabla 5-52) se presenta los resultados obtenidos para los años empleados en entrenamiento, en MW.

Tabla 5-51. Valores de PL en los años test y estimados con RLog empleando (PIB y POB)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
321,44	498,80	559,40	595,17	599,82	606,28	613,07	619,93
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
626,87	634,64	642,51	650,47	658,55	670,02	681,80	693,79

Tabla 5-52. Valores de PL en los años entrenamiento con RLog empleando (PIB y POB)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
300,60	327,11	332,73	352,88	384,87	424,84	457,16	475,29	515,00
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
530,82	582,83	613,54	635,69	632,19	592,10	590,27	581,36	582,49

Añadiendo el IPC a las dos variables explicativas anteriores se obtiene:

$$log(PL) = 16{,}67790864 - 1{,}45821025 logPOB + 0{,}89638435 logPIB + 0{,}05113263 \log(IPC + 5) \qquad \text{ec}(5.41)$$

Otra vez observamos un valor negativo en el término de Población, que denota alguna incoherencia. Al presentar el IPC en algunos años números negativos se le ha tenido que sumar una cantidad constante, para que siempre adquiera un valor positivo la suma.

Se representa en las siguientes tablas de valores obtenidos, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-53), así en la (Tabla 5-54) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste, en MW.

Tabla 5-53. Valores de PL en los años test y predicciones con RLog empleando (PIB, POB e IPC)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
322,26	497,15	559,89	583,18	583,32	607,31	613,75	620,73
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
627,31	635,19	643,16	650,72	658,90	670,38	682,17	694,17

Tabla 5-54. Valores de PL en los años entrenamiento con RLog empleando (PIB, POB e IPC)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
300,16	328,87	335,22	354,51	381,24	421,58	454,38	476,38	516,72
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
528,75	585,20	613,12	645,11	630,98	593,01	591,35	584,46	571,17

Los errores producidos con este procedimiento son:

Tabla 5-55. Error cometido con el ajuste mediante RLog

	(DEE) demanda Anual		(PL) Pico de Potencia anual	
Error: MAPE	sin IPC	con IPC	sin IPC	con IPC
Entrenamiento	6,343741%	6,157222%	1,816488%	1,650174%
Test	4,701525%	5,419137%	3,630513%	3,539182%

5.2.4 Algoritmos Genéticos

Siguiendo la metodología explicada en el apartado 5.1.3.

El buen uso de un GA radica en que operen en la búsqueda de los óptimos con equilibrio denominado entre la explotación y la exploración. La intensidad en la que se premia buenas soluciones candidatas en cada iteración es la denominada explotación y el mayor nivel de producción de diversidad de soluciones candidatas induce un comportamiento del GA con mayor exploración en el espacio de búsqueda.

5.2.4.1 GA aplicado a la DEE de Gran Canaria

Por lo que la expresión obtenida incluyendo como variables explicativas la Población y el PIB, es la siguiente para la demanda eléctrica anual de Gran Canaria.

$$DEE = e^{\frac{-3008,704log(POB)}{(2934,03+\ log(POB))} + \frac{-2140,386log(PIB)}{(-2459,845+log(PIB))} + 19,671} \qquad ec.(5.42)$$

De donde se extrae la Tabla 5-56 de valores para los años Test y las Predicciones, en MWh.

Tabla 5-56. Valores en los años test y estimaciones con GA empleando (PIB y POB)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
1629458	2648410	3028898	3309711	3358822	3403652	3443527	3483869
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
3524682	3568871	3613603	3658859	3704799	3763829	3824216	3885593

Obteniéndose la Tabla 5-57 de valores para los años de entrenamiento, en MWh:

Tabla 5-57. Valores en los años de entrenamiento con GA empleando (PIB y POB)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
1515165	1682161	1731743	1845921	1996707	2204545	2389039	2502743	2759828
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
2875190	3176138	3350707	3486798	3495883	3306130	3304604	3258529	3265684

Por lo que la expresión incluyendo como variables explicativas la Población, el PIB y el IPC.

$$DEE = e^{\frac{-3363log(POB)}{(3998+\ log(POB))} + \frac{-774log(PIB)}{(-935+log(PIB))} + \frac{0.00IPC}{(1,07+IPC)} + 17,57} \qquad ec(5.43)$$

Se ha entrenado la red con el IPC, y la ecuación ganadora es la que anula el término del IPC, al multiplicarlo por cero. De donde se extrae la Tabla 5-58 de valores en años Test y Predicciones, y la Tabla 5-59 con las estimaciones de los años empleados en el ajuste, en MWh.

Tabla 5-58. Valores en los años test y estimaciones con GA empleando (PIB, POB e IPC)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
1618704	2633661	3033551	3317130	3146662	3409160	3448486	3488173
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
3528418	3571410	3614917	3659032	3703685	3759149	3815791	3873307

Tabla 5-59. Valores en los años de entrenamiento con GA empleando (PIB, POB e IPC)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
1506161	1676670	1730804	1844056	1959808	2184968	2366864	2481219	2756000
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
2879927	3179380	3357540	3498659	3482676	3308909	3310102	3266235	3282590

5.2.4.2 GA aplicado a la PL de Gran Canaria

Por lo que la expresión obtenida incluyendo como variables explicativas la Población y el PIB, para determinar la potencia pico anual en Gran Canaria es la siguiente.

$$PL = e^{\frac{-1791,5513log(POB)}{(1027,8997+log(POB))} + \frac{-3962,003log(PIB)}{(-4019,96664+log(PIB))} + 19,3921} \qquad ec(5.44)$$

De donde se extrae la Tabla 5-60 los valores en años Test y Predicciones, y de la Tabla 5-61. los relativo a los años de entrenamiento en MW.

Tabla 5-60. Valores en los años test y estimaciones con GA empleando (PIB y POB)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
306	498	566	605	610	618	625	633
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
641	650	659	668	677	690	704	718

Tabla 5-61. Valores en los años entrenamiento con GA empleando (PIB y POB)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
284	312	318	339	374	417	453	473	516
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
534	592	627	652	648	602	600	589	591

Por lo que la expresión incluyendo como variables explicativas la Población, el PIB y el IPC.

$$PL = e^{\frac{-3048,736log(POB)}{(3620+log(POB))} + \frac{-2560log(PIB)}{(-2970+log(PIB))} + \frac{0.198IPC}{(10,16+IPC)} + 8,686} \qquad ec(5.45)$$

De donde se extrae la Tabla 5-62 de los años de Test y Predicciones futuras, en MW.

Tabla 5-62. Valores en los años test y estimaciones con GA empleando (PIB, POB e IPC)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
311	498	574	604	605	648	655	663
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
670	678	686	694	703	713	724	736

Obteniéndose la Tabla 5-63 de los años de entrenamiento, en MW:

Tabla 5-63. Valores en los años entrenamiento con GA empleando (PIB, POB e IPC)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
288	323	335	355	373	412	447	476	526
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
541	606	633	677	659	629	630	625	598

Los errores producidos con este procedimiento son:

Tabla 5-64. Error cometido con el ajuste mediante GA

	(DEE) demanda Anual		(PL) Pico de Potencia anual	
Error: MAPE	sin IPC	con IPC	sin IPC	con IPC
Entrenamiento	1,55%	1,34%	2,69%	2,39%
Test	2,68%	1,64%	2,44%	3,39%

5.2.5 Máquinas de vectores Soporte

De igual forma y con los mismos criterios que fue empleado el método de SVM para la demanda anual para el archipiélago Canario, se va a emplear para la demanda eléctrica y la potencia pico anual en la isla de Gran Canaria. Manteniendo el mismo modo de operar. Adjuntando en este apartado los datos obtenidos para su posterior análisis.

Como se ha explicado anteriormente se ha realizado los cálculos del algoritmo de SVM empleando los dos kernel, lineal y Gaussiano RBF. Empleando como variables explicativas la Población y el PIB, con o sin el IPC. En cada caso para diversos valores de C, en el caso del Gaussiano para diversos valores de σ. Con cada modelo se ha determinado el error producido sobre los valores de test y sobre los valores de entrenamiento. Y de esta forma se escogerá el modelo, con los parámetros que presenten un error menor.

A continuación se reflejarán los valores obtenidos para cada uno de los casos anteriores.

5.2.5.1 SVM aplicado a la DEE y la PL de Gran Canaria

Al igual que se realizó para Canarias, se ha aplicado las SVM en el cálculo de la DEE y la PL de Gran Canaria. Las tablas que reflejan los resultados de aplicar kernel lineal y Gaussiano, con los diferentes valores de C y en al caso del Gausiano σ, se acompañan en el Anexo-1. Por lo que se pasa directamente a ver los errores cometidos.

5.2.5.2 Comparación de los errores empleando SVM para la DEE de Gran Canaria

Se presentará las tablas resumen de los errores producidos empleando como variables explicativas: POB, PIB e IPC. Para diversos juegos de parámetros de las SVM.

Pudiendo observar que empleando SVM con kernel Gaussiano, con un valor de sigma ($\sigma = 0.05$) y con un valor del parámetro C de 5, se obtiene el menor error en las estimaciones de los años Test (Tabla 5-65).

Se presentará las tablas resumen de los errores producidos empleando como variables explicativas sólo POB y PIB (Tabla 5-66).

Tabla 5-65. Valor del Error Porcentual Absoluto Medio MAPE, con MSV, empleando el POB, PIB e IPC

		Entradas :POB,PIB,IPC								
		Kernel lineal	Kernel Gaussiano							
	C		Sigma= 0,01	Sigma= 0,05	Sigma = 0,1	Sigma= 0,15	Sigma = 0,2	Sigma = 0,5	Sigma = 0,7	Sigma = 0,9
TRAIN	3	2,299	4,545	2,302	2,481	2,467	2,565	2,338	2,188	2,226
TRAIN	5	1,994	3,699	2,236	2,380	2,469	2,549	2,338	2,188	2,226
TRAIN	10	1,994	2,815	2,201	2,374	2,465	2,549	2,338	2,188	2,226
TRAIN	15	2,006	2,350	2,201	2,374	2,465	2,549	2,338	2,188	2,226
TRAIN	20	2,007	2,264	2,201	2,374	2,465	2,549	2,338	2,188	2,226
TRAIN	25	1,994	2,153	2,201	2,374	2,465	2,549	2,338	2,188	2,226
TRAIN	30	1,994	2,147	2,201	2,374	2,465	2,549	2,338	2,188	2,226
TEST	3	4,699	4,483	2,577	3,045	2,805	3,633	4,079	4,153	4,227
TEST	5	4,929	3,957	2,088	2,313	2,979	3,800	4,079	4,153	4,227
TEST	10	4,929	3,579	2,102	2,381	3,010	3,800	4,079	4,153	4,227
TEST	15	4,935	3,683	2,102	2,381	3,010	3,800	4,079	4,153	4,227
TEST	20	4,935	3,518	2,102	2,381	3,010	3,800	4,079	4,153	4,227
TEST	25	4,929	3,272	2,102	2,381	3,010	3,800	4,079	4,153	4,227
TEST	= 30	4,930	3,264	2,102	2,381	3,010	3,800	4,079	4,153	4,227

Tabla 5-66. Valor del Error Porcentual Absoluto Medio MAPE, con MSV, empleando el POB e PIB

		Entradas :POB,PIB								
		Kernel lineal	Kernel Gaussiano							
			Sigma= 0,01	Sigma= 0,05	Sigma= 0,1	Sigma= 0,15	Sigma= 0,2	Sigma= 0,5	Sigma= 0,7	Sigma= 0,9
TRAIN	3	1,995	4,929	2,639	2,380	2,439	2,357	1,591	1,677	1,779
TRAIN	5	1,995	4,229	2,595	2,278	2,209	1,971	1,591	1,677	1,779
TRAIN	10	1,915	2,903	1,919	1,966	1,999	1,967	1,591	1,677	1,779
TRAIN	15	2,058	2,827	1,807	1,966	1,999	1,967	1,591	1,677	1,779
TRAIN	20	2,058	2,642	1,813	1,966	1,999	1,967	1,591	1,677	1,779
TRAIN	25	2,058	2,573	1,820	1,966	1,999	1,967	1,591	1,677	1,779
TRAIN	30	2,058	2,398	1,820	1,966	1,999	1,967	1,591	1,677	1,779
TEST	3	4,468	5,703	3,091	2,857	2,667	2,731	1,930	2,968	3,211
TEST	5	4,468	5,137	3,258	2,780	2,831	2,665	1,930	2,968	3,211
TEST	10	4,545	4,015	2,666	2,836	2,778	2,659	1,930	2,968	3,211
TEST	15	4,645	3,937	2,771	2,835	2,778	2,659	1,930	2,968	3,211
TEST	20	4,645	3,699	2,770	2,835	2,778	2,659	1,930	2,968	3,211
TEST	25	4,645	3,660	2,777	2,835	2,778	2,659	1,930	2,968	3,211
TEST	30	4,645	3,701	2,777	2,835	2,778	2,659	1,930	2,968	3,211

Pudiendo observar que empleando SVM con kernel Gaussiano, empleando sólo el PIB y la POB, con un valor de sigma ($\sigma = 0.5$) y con un valor del parámetro C entre 3 y 30, se obtiene el menor error sobre los valores tipo Test y de entrenamiento.

En el caso de incorporar el IPC a las variables explicativas, se incrementa el error sobre los valores tipo Test. Por lo que el menor error será empleando el kernel Gaussiano RBF, con los valores de los parámetros sigma=0,05 y C=5 y sólo 2 variables explicativas.

Se representa en las siguientes tablas de valores obtenidos, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-67), así en la (Tabla 5-68) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste, en (MWh). Habiendo empleado SVM con kernel Gaussiano σ =0,05 y C=5, empleando las tres variables explicativas POB, PIB e IPC. Por ser el que menor error presenta.

Tabla 5-67. Valores en los años test y estimaciones con SVM empleando (PIB, POB e IPC)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
1637813	2620310	3063755	3209269	3162502	3418757	3431002	3446331
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
3456588	3471631	3486085	3494817	3507873	3525925	3543523	3560440

Tabla 5-68. Valores en los años de entrenamiento con SVM empleando (PIB, POB e IPC)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
1557091	1744457	1847664	1931961	2001467	2116870	2292942	2406897	2772855
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
2965500	3201220	3315677	3367563	3416790	3371574	3376161	3366670	3204941

Se representa en las siguientes tablas de valores obtenidos, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-69), así en la (Tabla 5-70) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste, en (MWh). Habiendo empleado SVM con kernel Gaussiano σ =0,5 y C=10, empleando sólo dos variables explicativas POB y PIB. Por ser el que menor error presenta de todos los casos sin emplear el IPC.

Tabla 5-69. Valores en los años test y estimaciones con SVM empleando (PIB y POB)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
1627249	2611320	3088470	3350433	3292858	3262095	3255444	3245846
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
3233294	3224148	3212101	3197176	3179425	3182928	3182266	3176599

Tabla 5-70. Valores en los años de entrenamiento con SVM empleando (PIB y POB)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
1611408	1698170	1819102	1931816	1943759	2090545	2289218	2436652	2780211
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
2975946	3254840	3371495	3438403	3426229	3314181	3284497	3257647	3256618

5.2.5.3 Comparación de los errores empleando SVM para la PL de Gran Canaria

Se presentará las tablas resumen de los errores producidos empleando como variables explicativas: POB, PIB e IPC. Para diversos juegos de parámetros de las SVM.

Tabla 5-71. Valor del Error Porcentual Absoluto Medio MAPE, con MSV, empleando el POB, PIB e IPC

		Entradas :POB,PIB,IPC								
		Kernel lineal	Kernel Gaussiano							
	C		Sigma= 0,01	Sigma= 0,05	Sigma= 0,1	Sigma= 0,15	Sigma= 0,2	Sigma= 0,5	Sigma= 0,7	Sigma= 0,9
TRAIN	3	3,548	5,184	2,529	1,692	1,888	1,952	1,889	1,901	1,860
	5	3,315	4,595	2,075	1,536	1,751	1,709	1,864	1,901	1,860
	10	3,313	3,379	1,641	1,488	1,609	1,707	1,864	1,901	1,860
	15	3,316	2,926	1,614	1,488	1,609	1,707	1,864	1,901	1,860
	20	3,314	2,825	1,614	1,488	1,609	1,707	1,864	1,901	1,860
	25	3,315	2,417	1,614	1,488	1,609	1,707	1,864	1,901	1,860
	30	3,316	2,073	1,614	1,488	1,609	1,707	1,864	1,901	1,860
TEST	3	6,674	5,690	4,268	3,527	4,006	4,152	4,212	4,173	4,194
	5	6,042	4,991	3,451	3,591	4,028	4,037	4,272	4,173	4,194
	10	6,048	3,955	3,287	3,617	3,826	4,043	4,272	4,173	4,194
	15	6,043	3,432	3,270	3,617	3,826	4,043	4,272	4,173	4,194
	20	6,043	3,432	3,270	3,617	3,826	4,043	4,272	4,173	4,194
	25	6,038	2,778	3,270	3,617	3,826	4,043	4,272	4,173	4,194
	= 30	6,043	2,369	3,270	3,617	3,826	4,043	4,272	4,173	4,194

Pudiendo observar que empleando SVM con kernel Gaussiano, con un valor de sigma (σ = 0.01) y con un valor del parámetro C= 30, se obtiene el menor error tanto en los valores tipo Test.

Se presentará las tablas resumen de los errores producidos empleando como variables explicativas: POB y PIB (Tabla 5-72).

Pudiendo observar que empleando SVM con kernel Gaussiano, con un valor de sigma (σ = 0.1) y con un valor del parámetro C =10, se obtiene el menor error sobre los valores tipo Test.

En cualquier caso los valores del error sobre los valores tipo Test son menores empleando sólo dos variables explicativas (POB, PIB), que incluyendo el IPC, empleando el kernel Gaussiano RBF, con los valores de los parámetros sigma=0,1 y C=10.

Tabla 5-72. Valor del Error Porcentual Absoluto Medio MAPE, con MSV, empleando el POB e PIB

		Entradas :POB,PIB								
		Kernel lineal	Kernel Gaussiano							
			Sigma= 0,01	Sigma= 0,05	Sigma= 0,1	Sigma= 0,15	Sigma= 0,2	Sigma= 0,5	Sigma= 0,7	Sigma= 0,9
TRAIN	3	3,333	7,232	2,450	2,235	2,467	2,467	1,847	1,630	1,910
	5	3,342	5,915	2,240	2,165	2,223	1,907	1,864	1,682	1,969
	10	3,309	4,410	2,100	1,715	1,665	1,643	1,905	1,853	1,971
	15	3,309	3,761	1,820	1,614	1,553	1,652	1,954	1,840	1,971
	20	3,309	3,258	1,709	1,587	1,557	1,663	1,999	1,840	1,971
	25	3,310	3,060	1,608	1,586	1,562	1,673	2,005	1,840	1,971
	30	3,309	2,657	1,538	1,585	1,567	1,697	2,005	1,840	1,971
TEST	3	6,192	8,267	2,757	2,582	2,868	2,804	2,443	2,015	2,199
	5	5,897	6,869	2,292	2,442	2,670	2,670	2,480	2,106	2,292
	10	5,888	5,266	2,261	1,916	1,919	2,006	2,534	2,330	2,318
	15	5,887	4,920	2,177	2,033	2,075	2,023	2,707	2,358	2,318
	20	5,887	4,582	2,170	2,146	2,085	2,043	2,874	2,358	2,318
	25	5,886	4,372	2,162	2,146	2,090	2,060	2,891	2,358	2,318
	30	5,888	4,171	2,154	2,146	2,101	2,067	2,891	2,358	2,318

Se representa en las siguientes tablas de valores obtenidos, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-73), así en la (Tabla 5-74) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste. Habiendo empleado SVM con kernel Gaussiano σ =0,01 y C=30, empleando tres variables explicativas POB, PIB e IPC, en (MW).

Tabla 5-73. Valores en los años test y estimaciones con SVM empleando (PIB, POB e IPC)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
304,85	493,97	559,84	575,91	569,35	616,77	620,47	625,03
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
628,63	633,43	638,24	641,99	646,79	652,75	658,76	664,77

Tabla 5-74. Valores en los años de entrenamiento con SVM empleando (PIB, POB e IPC)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
292,12	322,64	339,11	366,21	392,64	417,50	446,59	463,85	516,03
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
538,66	582,95	603,41	625,42	620,02	604,98	605,58	603,68	572,40

Se representa en las siguientes tablas de valores obtenidos, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-75), así en la (Tabla 5-76) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste, en (MW). Habiendo empleado SVM con kernel Gaussiano σ =0,1 y C=10, empleando como variables explicativas sólo POB y PIB. Por ser el que menor error presenta empleando dos o tres variables explicativas.

Tabla 5-75. Valores en los años test y estimaciones con SVM empleando (PIB y POB)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
304,65	509,07	580,34	592,35	586,20	585,15	586,87	588,42
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
589,80	591,89	593,82	595,56	597,11	602,15	607,04	611,64

Tabla 5-76. Valores en los años de entrenamiento con SVM empleando (PIB y POB)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
289,29	323,73	343,11	364,73	376,13	407,42	446,23	474,82	536,15
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
558,70	597,64	615,99	625,31	614,33	586,44	582,40	576,88	577,08

Los errores producidos con este procedimiento son:

Tabla 5-77. Error cometido con el ajuste mediante SVM

	(DEE) demanda Anual		(PL) Pico de Potencia anual	
Error: MAPE	sin IPC	con IPC	sin IPC	con IPC
Entrenamiento	1,591%	2,236%	1,715%	2,073%
Test	1,930%	2,088%	1,916 %	2,369 %

5.2.6 Evolución Diferencial

Se incorpora el método de Evolución Diferencial (ED), elegido por la demostrada alta eficiencia en la resolución de muchos casos test complejos (Das, Swagatam 2011). Se ha aplicado este método tanto para estimar la potencia pico, como la demanda en Gran Canaria.

5.2.6.1 ED aplicada a la DEE de Gran Canaria

Con ellos se obtuvieron los siguientes valores de coeficientes, sobre la misma expresión que se expuso con GA. Empleando sólo como variable explicativa el PIB y POB y posteriormente se añadirá el IPC. Calculando con este método los parámetros incluidos en la ecuación (5.8), se obtiene en la Tabla 5-78 empleando y sin emplear el IPC entre las variables explicativas.

Tabla 5-78. Valores de los parámetros de la ecuación (5.8). Mediante ED

	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7
PIB y POB	-1821,320	1716,590	-3330,136	-3776,947	20,000	0,000	0,000
PIB, POB e IPC	-3999,886	5101,140	-3044,757	-3598,808	0,042	2,442	16,669

Se representa en las siguientes tablas de valores obtenidos empleando como variables explicativas el PIB y el POB, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-79), así en la (Tabla 5-80) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste, en (MWh).

Tabla 5-79. Valores en los años test y estimaciones con ED empleando (PIB y POB)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
1627678	2653689	3036689	3317732	3366557	3411601	3451893	3492661
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
3533909	3578630	3623907	3669718	3716228	3776232	3837634	3900055

Tabla 5-80. Valores en los años de entrenamiento con ED empleando (PIB y POB).

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
1512726	1679947	1729183	1844019	1996838	2206850	2392806	2507121	2765481
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
2881069	3185009	3361551	3498864	3506984	3313591	3311716	3264946	3272153

Se refleja en las tablas los valores obtenidos añadiendo como variables explicativas el IPC, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-81), así en la (Tabla 5-82) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste, en (MWh).

Tabla 5-81. Valores en los años test y estimaciones con ED empleando (PIB, POB e IPC)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
1613902	2625157	3019247	3234278	3206425	3426917	3464916	3505275
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
3544047	3587562	3631602	3673909	3719086	3774435	3830933	3888297

Tabla 5-82. Valores en los años de entrenamiento con ED empleando (PIB, POB e IPC)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
1498187	1675903	1733447	1846193	1972095	2173232	2357698	2484927	2752059
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
2862048	3174914	3336382	3502323	3488248	3325085	3327391	3291479	3203670

5.2.6.2 ED aplicada en la PL de Gran Canaria

Con ellos se obtuvieron los siguientes valores de coeficientes, sobre la misma expresión que se expuso con GA. Empleando sólo como variable explicativa el PIB y POB y posteriormente se añadirá el IPC. Calculando con este método los parámetros incluidos en la ecuación (5.8), se obtiene en la Tabla 5-83 empleando y sin emplear el IPC entre las variables explicativas.

Tabla 5-83. Valores de los parámetros de la ecuación (5.8). Mediante ED

	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7
PIB y POB	-1795,995	1.000,0	-3.976,83	-4.000,00	20,000	0,000	0,000
PIB, POB e IPC	-3.049,018	3.625,77	-2.577,506	-2.944,071	0,1278	11,525	8,524

Se representa en las siguientes tablas de valores obtenidos empleando como variables explicativas el PIB y el POB, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-84), así en la (Tabla 5-85) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste, en (MW).

Tabla 5-84. Valores en los años test y estimaciones con ED empleando (PIB y POB)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
305	497	563	602	607	614	621	629
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
637	646	655	664	673	687	700	714

Tabla 5-85. Valores en los años de entrenamiento con ED empleando (PIB y POB)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
283	310	316	337	372	416	451	471	514
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
531	589	624	649	645	598	596	586	587

Se refleja en las tablas los valores obtenidos añadiendo como variables explicativas el IPC, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-86), así en la (Tabla 5-87) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste, en (MW).

Tabla 5-86. Valores en los años test y estimaciones con ED empleando (PIB, POB e IPC)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
298	488	563	606	611	640	647	655
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
662	671	679	687	696	707	718	729

Tabla 5-87. Valores en los años de entrenamiento con ED empleando (PIB, POB e IPC)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
276	310	321	342	363	402	437	463	513
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
532	594	624	661	652	621	621	615	600

Los errores producidos con este procedimiento son:

Tabla 5-88. Error cometido con el ajuste mediante ED

	(DEE) demanda Anual		(PL) Pico de Potencia anual	
Error: MAPE	sin IPC	con IPC	sin IPC	con IPC
Entrenamiento	1,6100%	1,3012%	2,6814%	4,1088%
Test	2,6960%	2,5600%	2,5003 %	2,6704%

5.2.7 Redes Neuronales Artificiales

Aplicamos las funciones de ANN a la estimación de la demanda eléctrica de Gran Canaria y de la potencia pico anual. El procedimiento y metodología es el explicado en el apartado 5.1.7 de este capítulo.

5.2.7.1 ANN aplicada en la DEE de Gran Canaria

Aquí los resultados se obtuvieron con un tipo de predicción directa con la ANN descrita en la Tabla 5-31, obtenida a partir del aprendizaje realizado con el algoritmo Rprop (Riedmiller M.1993) aplicado a nuestra base de datos.

Se representa en las siguientes tablas de valores obtenidos empleando como variables explicativas el PIB y el POB, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-89), así en la (Tabla 5-90) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste, en (MWh).

Tabla 5-89. Valores en los años test y estimaciones con ANN empleando (PIB y POB)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
1660031	2649714	3072089	3313358	3344663	3376222	3406090	3435848
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
3465493	3497743	3529866	3561828	3593720	3636478	3679195	3721454

Tabla 5-90. Valores en los años de entrenamiento con ANN empleando (PIB y POB)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
1599342	1695494	1735503	1824403	1937728	2128870	2332224	2472066	2786898
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
2920363	3210646	3360624	3466755	3465945	3306097	3301814	3287119	3268694

Se refleja en las tablas los valores obtenidos añadiendo como variables explicativa el IPC, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-91), así en la (Tabla 5-92) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste, en (MWh).

Tabla 5-91. Valores en los años test y estimaciones con ANN empleando (PIB, POB e IPC)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
1662777	2654919	3085949	3252345	3266767	3474191	3497076	3525044
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
3547915	3577036	3606224	3630461	3659861	3695110	3731064	3767515

Tabla 5-92. Valores en los años de entrenamiento con ANN empleando (PIB, POB e IPC)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
1621703	1703040	1752171	1855511	2023272	2166298	2346969	2452372	2808488
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
2942343	3247962	3356390	3574010	3482959	3397908	3404289	3287119	3248295

5.2.7.2 ANN aplicada en la PL de Gran Canaria

Se representa en las siguientes tablas de valores obtenidos empleando como variables explicativas el PIB y el POB, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-93), así en la (Tabla 5-94) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste, en (MW).

Tabla 5-93. Valores en los años test y estimaciones con ANN empleando (PIB y POB)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
310	514	570	594	596	601	608	614
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
621	628	635	643	651	662	673	683

Tabla 5-94. Valores en los años de entrenamiento con ANN empleando (PIB y POB)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
299	323	340	361	376	414	457	485	531
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
544	590	617	635	630	590	587	578	579

Se refleja en las tablas los valores obtenidos añadiendo como variables explicativa el IPC, los años test, hasta 2014, y los estimados (Tabla 5-95), así en la (Tabla 5-96) se presenta los resultados para los años empleados en el ajuste, en (MW).

Tabla 5-95. Valores en los años test y estimaciones con ANN empleando (PIB, POB e IPC)

1992	2001	2004	2009	2014	2015	2016	2017
312	511	571	580	579	602	607	612
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
617	623	628	634	640	648	656	665

Tabla 5-96. Valores en los años de entrenamiento con ANN empleando (PIB, POB e IPC)

1991	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2002
302	322	335	357	379	414	454	482	534
2003	2005	2006	2007	2008	2010	2011	2012	2013
545	592	611	640	622	593	591	582	569

Los errores producidos con este procedimiento son:

Tabla 5-97. Error cometido con el ajuste mediante ANN

	(DEE) demanda Anual		(PL) Pico de Potencia anual	
Error: MAPE	sin IPC	con IPC	sin IPC	con IPC
Entrenamiento	1,2333%	1,8080%	1,4134%	1,190%
Test	2,6768%	2,5236%	2,9785%	2,8107%

Capítulo 6. Análisis de resultados

En el Capítulo 5 se han aplicado seis modelos diferentes de estimación (RML, RLog, GA, ED, ANN, SVM), empleando 2 o 3 variables explicativas (PIB, POB, IPC). En este capítulo se realizará una comparativa de los resultados, a fin de poder extraer algunas conclusiones. Se actuará de forma análoga con los tres problemas planteados (DEE Canarias, DEE Gran Canaria, PL Gran Canaria), para finalmente tratar de poder obtener conclusiones comunes.

6.1 Análisis de los resultados obtenidos para la demanda eléctrica anual en Canarias

Se compara los errores sobre los valores de los años test y entrenamiento de cada uno de los métodos, empleando y sin emplear el IPC como variable explicativa, ver Tabla 6-1. Se observa como el método que obtiene un menor error de test es GA, seguido de la ANN.

El modelo de RML obtiene menor error sin emplear el IPC, no obstante todos los métodos no lineales y la RLog logran menor error considerando esta variable.

Llama la atención el bajo valor de error cometido mediante la regresión logarítmica, que compite con los métodos más complejos al emplear sólo dos variables explicativas. Perdiendo fuerza frente al resto al incorporar el IPC. Dejando claro que siendo un método clásico, ni mucho menos es un método en desuso, aportando una facilidad de realización, fácil comprensión, suministrando una expresión matemática que relaciona las variables explicativas con la variable objetivo y una tasa de error bastante reducida. Se ha constatado en el Capítulo 2, que sigue empleándose mucho en la actualidad.

Tabla 6-1. Valores del MAPE con los métodos empleados para la DEE de Canarias

	TEST						ENTRENAMIENTO					
MAPE(%)	RML	RLog	GA	SVM	**ED**	ANN	RML	RLog	GA	SVM	ED	ANN
PIB y POB	3,31	2,67	2,56	2,38	2,80	3,10	1,29	1,47	1,70	2,04	1,51	1,45
PIB, POB e IPC	3,41	2,46	1,44	2,09	1,76	1,66	1,25	1,46	1,51	2,29	1,39	1,86

Se han empleado 6 modelos, pertenecientes a tres familias, las regresiones clásicas, los algoritmos evolutivos (AE) y las máquinas de aprendizaje. En este caso las soluciones a la estimación de los modelos de cada familia, se hallan muy cercanas, así las dos estimaciones de las regresiones se hallan en la parte superior solapadas, son las dos estimaciones más elevadas de las realizadas. Las dos estimaciones inferiores son las obtenidas mediante las máquinas de aprendizaje (ANN y SVM), siendo esta última, por mucho, la menor de todas las predicciones. En medio se encuentran solapadas las estimaciones de los dos algoritmos

evolutivos aplicados (GA y ED), los cuales están empleando la misma ecuación de ajuste. Todo ello se puede observar en la Figura 6-1.

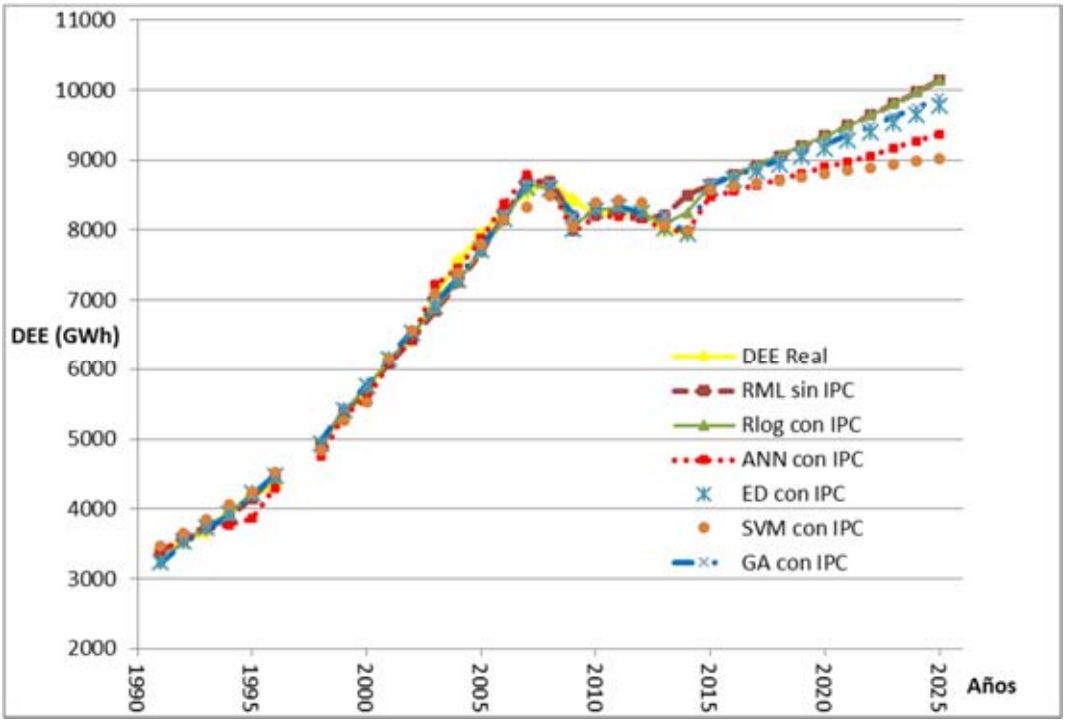


Figura 6-1. Estimaciones de la DEE de Canarias obtenida con los diferentes métodos

Con una diferencia respecto a las estimaciones extremas para el año 2.025 del 12,43%, se puede afirmar que en general todos los modelos manifiestan un crecimiento para los próximos años bastante cercano. Previendo un crecimiento en los próximos once años de los siguientes valores, respecto al valor real del año 2014, (ver Tabla 6-2).

Tabla 6-2. Crecimiento de la DEE de Canarias en el intervalo 2014-2025. Con los diversos métodos

RML	Rlog	GA	SVM	ED	ANN
27,60%	27,65%	24,44%	13,53%	23,09%	17,95%

Empleando las regresiones y AE se obtiene un incremento entre el 23% y el 27% de la demanda actual, con los modelos de SVM y ANN, la demanda se incrementará entre un 13% y un 18%.

6.2 Análisis de los resultados obtenidos de las estimaciones de la demanda eléctrica anual en Gran Canaria

Se compara los errores sobre los valores de los años test y entrenamiento de cada uno de los métodos, empleando y sin emplear el IPC como variable explicativa. Se observa como el método que obtiene un menor error de test es GA, seguido de las SVM, ver Tabla 6-3.

Los modelos de Regresión obtienen menor error al prescindir del IPC como variable explicativa, no obstante todos los métodos no lineales logran menor error considerando esta variable, salvo SVM. En el caso de GA, al prescindir del IPC se obtiene una mayor tasa

de error, pero al incluir el IPC como variable explicativa, resulta ser cero el coeficiente del IPC. Con lo que realmente prescinde de él el modelo obtenido.

Con el método SVM se obtiene la menor tasa de error al prescindir del IPC como variable explicativa. Logrando en este caso un error sólo superado por GA al emplear las tres variables explicativas.

Tabla 6-3. Valores del MAPE con los métodos empleados para la DEE de Gran Canaria

	TEST						ENTRENAMIENTO					
MAPE(%)	RML	RLog	GA	SVM	ED	ANN	RML	RLog	GA	SVM	ED	ANN
PIB y POB	4,51	4,70	2,68	1,93	2,70	2,68	4,77	6,34	1,55	1,59	1,61	1,23
PIB, POB e IPC	4,59	5,42	1,64	2,09	2,56	2,52	4,79	6,16	1,34	2,24	1,30	1,81

Tras reflejar en la Figura 6-2 las diferentes estimaciones obtenidas con los diversos métodos, para la demanda eléctrica anual en Gran Canaria se observa lo siguiente. Al igual que ocurrió en el caso anterior, las seis estimaciones se ordenan por familia, y otra vez las superiores son las regresiones clásicas, las inferiores las máquinas de aprendizaje, ocupando el medio los algoritmos evolutivos.

Pero en el análisis de estimaciones de la DEE en Gran Canaria, las predicciones divergen más de lo que ocurría al analizar la demanda en Canarias en el apartado anterior.

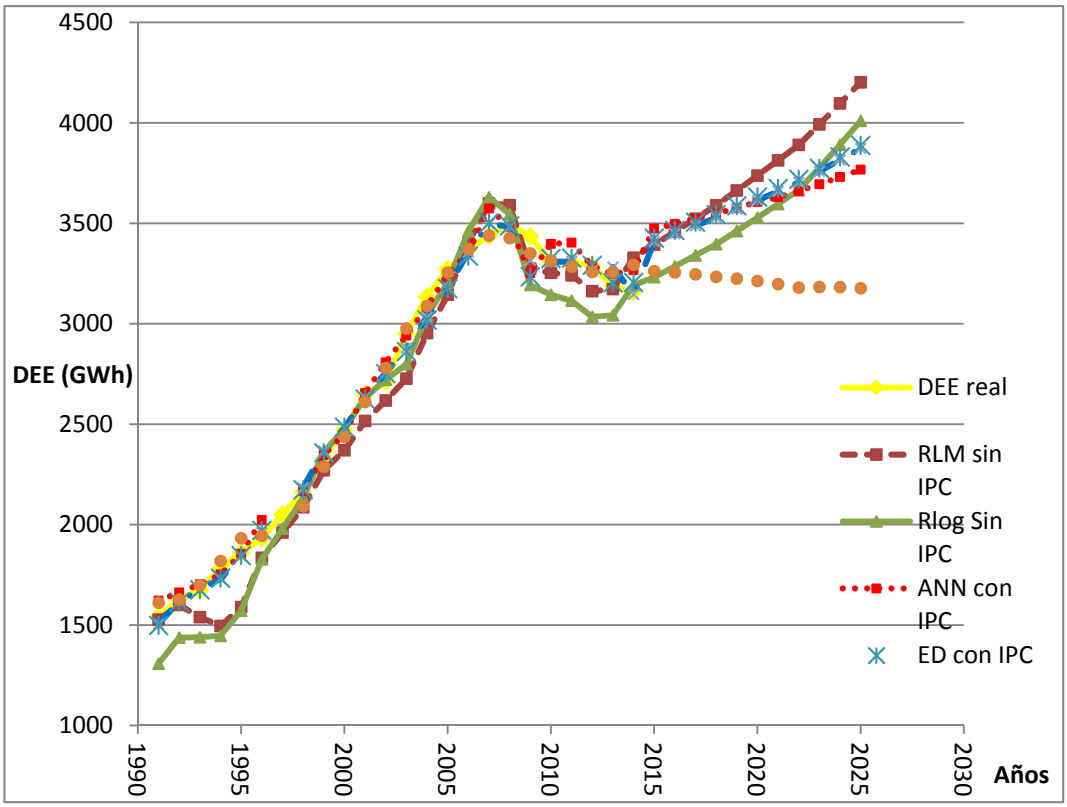


Figura 6-2. Estimaciones de la DEE de Gran Canaria obtenida con los diferentes métodos

Con el modelo que se obtiene una mayor estimación futura es con RLM, y con el que se logra una menor estimación es SVM. Con una diferencia respecto a los valores extremos

para el año 2.025 del 32,29% en general todos los modelos manifiestan un crecimiento para los próximos años, bastante cercano. Previendo un crecimiento en los próximos once años de los siguientes valores, respecto al valor real del año 2014.

Tabla 6-4. Crecimiento de la DEE de Gran Canaria en el intervalo 2014-2025. Con los diversos métodos

RML	Rlog	GA	SVM	ANN	ED
33,03%	26,93%	22,61%	0,56%	19,26%	23,09%

Se podría afirmar que se producirá un incremento entre el 20% y el 33% de la demanda actual, salvo con el modelo de SVM, con el cual la demanda se estancaría en su valor los próximos 11 años.

6.3 Análisis de los resultados obtenidos de las estimaciones de la potencia pico anual en Gran Canaria

Se compara los errores sobre los valores de los años test y entrenamiento de cada uno de los métodos, empleando y sin emplear el IPC como variable explicativa. Se observa como el método que obtiene un menor error de test es SVM, seguido de los GA.

Como se constata en la Tabla 6-5, los modelos de RML, SVM y ED obtienen menor error sin emplear el IPC como variable explicativa, que aplicándola. No obstante los restantes métodos logran menor error considerando esta variable. La diferencia entre los errores incluyendo o excluyendo el IPC no son significativos, resultando muy similar en ambos casos. **Podría ser que el IPC no resultase una variable relevante en el caso de estimación de una potencia punta**.

Tabla 6-5. Valores del MAPE con los métodos empleados para la PL de Gran Canaria

	TEST						ENTRENAMIENTO					
MAPE(%)	RML	RLog	GA	SVM	**ED**	ANN	RML	RLog	GA	SVM	ED	ANN
PIB y POB	6,38	3,63	2,44	1,92	2,50	2,98	3,27	1,82	2,69	1,71	2,68	1,41
PIB, POB e IPC	6,39	3,54	2,34	2,37	2,67	2,81	3,27	1,65	3,39	2,07	4,11	1,19

En la Figura 6-3 se observa como con el modelo que se obtiene una mayor estimación futura es con GA, y con el que se logra una menor estimación es SVM. Con una diferencia respecto a sus valores para el año 2.025 del 20,33% en general todos los modelos manifiestan un crecimiento para los próximos años, bastante cercano. Previendo de un crecimiento en los próximos once años de los siguientes valores, respecto al valor real del año 2014, reflejado en la Tabla 6-5.

Con el modelo que se obtiene una mayor estimación futura es con GA, y con el que se logra una menor estimación es SVM. Con una diferencia respecto a sus valores para el año 2.025 del 20,33% en general todos los modelos manifiestan un crecimiento para los próximos años, bastante cercano. Previendo un crecimiento en los próximos once años de los siguientes valores, respecto al valor real del año 2014.

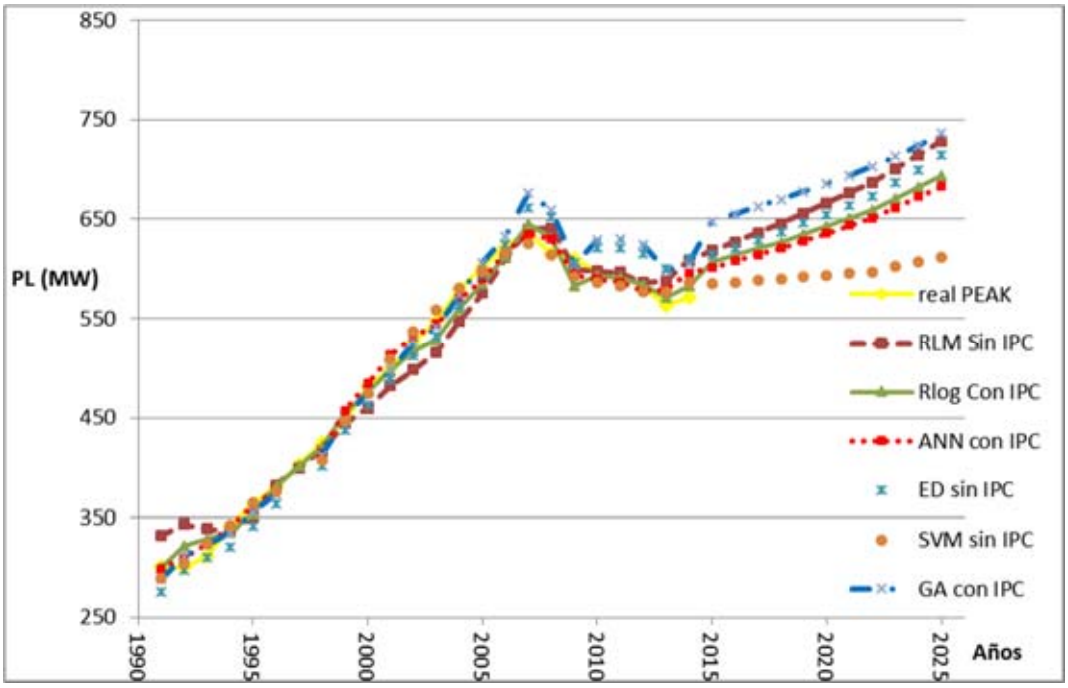


Figura 6-3. Estimaciones de la PL de Gran Canaria obtenida con los diferentes métodos

Con el modelo que se obtiene una mayor estimación futura es con GA, y con el que se logra una menor estimación es SVM. Con una diferencia respecto a sus valores para el año 2.025 del 20,33% en general todos los modelos manifiestan un crecimiento para los próximos años, bastante cercano. Previendo un crecimiento en los próximos once años de los siguientes valores, respecto al valor real del año 2014.

Tabla 6-6. Crecimiento de la PL de Gran Canaria en el intervalo 2014-2025. Con los diversos métodos

RML	Rlog	GA	SVM	ANN	ED
27,62%	21,58%	28,91%	7,13%	19,67%	25,05%

Se podría afirmar que se producirá un incremento en los próximos 11 años entre el 20% y el 28% del actual pico de potencia, salvo con el modelo de SVM, con el cual la potencia pico crecería poco más del 7%.

6.4 Análisis de los tres problemas propuestos

Una vez mostrados los resultados de los tres problemas analizados, se podría concluir en que:

- Con SVM en todos los casos se ha obtenido una muy buena tasa de error, siendo la de menor valor en el caso de las PL de Gran Canaria y segunda en el caso de DEE de Gran Canaria. Con este método se ha obtenido unas estimaciones mucho más bajas que con los restantes modelos.
- Con GA se ha logrado la menor tasa de error tanto en el caso de la DEE de Canarias, como de Gran Canaria, quedando en segundo puesto respecto a la estimación de la PL de Gran Canaria. Se ha obtenido siempre un valor de estimación intermedio, por debajo de las regresiones y por encima de las ANN y las SVM. Salvo en la

estimación de la PL de Gran Canaria donde manifiesta la mayor de las estimaciones.

- Aplicados 6 métodos pertenecientes a 3 familias. En general las soluciones se han agrupado por familia. Así en la estimación de las dos DEE, las mayores estimaciones, casi idénticas son las de las regresiones clásicas. Las dos estimaciones intermedias son las de los AE, estas en principio son las que más deberían asemejarse, pues emplean la misma formulación matemática minimizando el error en el ajuste. Obteniendo en estos dos casos que las estimaciones inferiores son las de las máquinas de aprendizaje artificial, (ANN y SVM). Esto no ocurre en el último caso, donde al estimar la PL en Gran Canaria, las dos menores estimaciones siguen siendo las de las SVM y ANN. Pero las restantes cuatro se encuentran muy unidas, siendo la superior la de GA.
- En los tres casos analizados tanto con las regresiones, como con los AE, se obtienen un margen en las estimaciones bastante estrecho.
- Se ha proyectado al 2025 los valores de las demandas, con uso sólo de los métodos, utilizando la información de los años de entrenamiento, a fin de establecer comparaciones y comportamiento diferenciado de tendencias que se obtienen con cada uno de los métodos. Desde un punto de vista práctico, y ante nuevos escenarios, se revisaría cada tres o cuatro años las estimaciones, y teniendo en cuenta todos los años históricos.
- El crecimiento de la DEE en Gran Canaria y en Canarias es muy similar con todos los métodos empleados, lo que en principio parecería razonable. Salvo del SVM, donde para el caso de Canarias crecería un 13,53% y en el caso de Gran Canaria se estancaría con un crecimiento del 0,56% en 11 años.

Capítulo 7. Factores influyentes en la futura demanda eléctrica

En este capítulo se exponen una serie de consideraciones que actualmente no están implantadas suficientemente, pero ya apuntan al futuro con fuerza, y podrían afectar de forma potente a cualquier estudio de estimación de demanda eléctrica futura, así que se ha querido agruparlas y especular algo respecto del efecto que podrían tener sobre la estimación de la demanda eléctrica dentro de la ventana considerada, o sea hasta el año 2.025. Algunas ya han sido consideradas en estudios previos, como la mejora en la eficiencia o la incorporación de vehículos eléctricos a la red, otras no se han observado nunca en el análisis bibliográfico realizado.

También se incluye últimas noticias en medios de comunicación convencionales sobre tendencias en la demanda, a nivel mundial hasta Canarias. Estos datos no han tenido tiempo de ser procesados por artículos más técnicos.

7.1 Vehículos eléctricos

7.1.1 Ahorro con el coche eléctrico. Estudio

La incorporación de los vehículos eléctricos enchufables (VHE) a la red tendrá efectos sobre la demanda, por lo que se ha realizado una búsqueda que aporte idea de afección y tiempos de incorporación, para estimar si su aparición va a caer dentro de la ventana de este estudio, hasta el año 2.025 y qué consecuencias tendrá sobre la demanda.

Decir que se encuentra en la red multitud de estudios acerca de este tema, desaconsejando mayoritariamente a día de hoy el uso habitual de un vehículo del tipo eléctrico, aunque su incursión dentro del mercado es cuestión de tiempo. Para el estudio expuesto previamente los datos considerados son los siguientes.

Recientemente se ha sabido del coste del nuevo modelo de coche eléctrico. Este modelo a cambio de un precio de partida similar al que puede tener uno de combustible convencional, cobra un alquiler mensual por el uso y disfrute de la batería. El precio varía en función del compromiso de alquiler que se firme con el concesionario y en función de los kilómetros realizados anualmente. El compromiso que se adquiere es como una especie de permanencia de alquiler lo que garantiza al concesionario unos ingresos mensuales durante un tiempo determinado y el poder amortizar la batería en ese tiempo. No está permitido el sustituir la batería de alquiler por una propia durante ese periodo de tiempo. Sin embargo, el no conocer estos datos, debido a la falta de registros, hace que no podamos sacar conclusiones sobre si es más rentable la compra o el alquiler de la batería. Con toda esta incertidumbre y a la vez con todos los datos que se muestran a continuación, se ha realizado una media teniendo en cuenta distintos contratos y franjas horarias. En este precio va incluido la parte proporcional de la potencia contratada así como los alquileres de contadores y demás.

El coche eléctrico sería más rentable que uno de gasolina si recorriese al año más de 14.000 km, lo que supone que diariamente habría de realizar al menos 39 km. Sin embargo frente a un coche híbrido debería realizar al año más de 88.213 km, lo que supone 242 km diarios, lo que podría ser difícil, al disponer de una autonomía de tan sólo 160 km. Por lo que casi nunca será más rentable un vehículo eléctrico que uno híbrido. Pero la rentabilidad de un vehículo híbrido supera a uno de gasolina en cualquier caso. (Sáenz, 2013)

Tabla 7-1. Tabla para realización de comparativa de coste de diferentes tecnologías de vehículos

Precio mensual de la batería	79€ - 165€
Precio de la gasolina	1,4 €/l
Precio de la electricidad	0,20 €/kWh
Consumo vehículo de gasolina	7 l/100 km
Consumo vehículo híbrido	3,9 l/100 km
Consumo vehículo eléctrico	15,125 kWh/100km
Datos técnicos del vehículo (Sáenz, 2013)	- 80 cv de potencia - Alcanza los 135 km/h - Acelera de 0-100km/h en 8,1 s - Tipo de vehículo: Berlina compacta - Longitud: 4,086 m - Anchura: 1,788 m - Altura: 1,540 m - Potencia max. Motor: 60 kW - Par: 222 Nm - Autonomía: 160 km - Nº de asientos: 5 - Peso en vacío: 1.395 kg - Capacidad Batería de 22 kWh

7.1.2 Previsión de implantación de los vehículos eléctricos

Primeramente se mostrará unas noticias recientes, y posteriormente se incluye un comentario sobre el tema.

La panacea del coche eléctrico se retrasa en el mercado y los grandes fabricantes como Mercedes, Ford y Nissan, por un lado, y Toyota y BMW, por otro, se alían para investigar alternativas más plausibles de aquí a quince años. La búsqueda de El Dorado de los fabricantes de automóviles toma un nuevo rumbo. El coche eléctrico con batería de ion-litio cede terreno a la pila de hidrógeno. Este sistema de generación de energía, totalmente limpio, podría convertirse en la bestia negra de la industria petrolera y la solución ecológica y económica que demandan los consumidores. Los grandes grupos están trabajando en varias líneas de investigación en movilidad sostenible. Por un lado, la producción de motores más eficientes y estructuras más ligeras, que permiten a los vehículos consumir menos gasolina y emitir menos dióxido de carbono (CO2). Por otro lado, "existen los coches eléctricos y los híbridos. Pero el sistema más limpio del futuro es la pila de combustible de hidrógeno. Aunque esta tecnología es la más retrasada", dice Francisco Roger, socio de Automoción de KPMG en España (Medina, Escribano 2013).

"Los coches de pila de combustible están impulsados por electricidad producida a partir de hidrógeno y oxígeno [el proceso sólo genera vapor de agua y calor]. Es parecido a un modelo eléctrico pero en lugar de una batería de litio, que es muy contaminante y difícil de reciclar, utiliza una pila de hidrógeno, que es libre y está en el aire", firma Roger. "Es una tecnología complicada que requiere mucha inversión e investigación. Su madurez no llegará hasta dentro de quince años, por lo menos", aclara Roger, que añade que "las necesidades de inversión han provocado grandes alianzas de fabricantes".

Las marcas unen fuerzas para maximizar las inversiones en pilas de hidrógeno, porque "la visión de que el eléctrico era el futuro ya está pasada. La realidad no es tan bonita como se planteó y los plazos e inversiones se van a alargar mucho, hasta que los coches sean competitivos, rentables y comercializables", comenta Roger. La última alianza ha sido a tres bandas entre la alemana Daimler (Mercedes), la norteamericana Ford y la japonesa Nissan. Los tres socios quieren desarrollar un sistema de célula de combustible común, que pueda ser adaptado para que cada uno lance sus propios vehículos, sin emitir CO2. Cada compañía (acumulan más de sesenta años de I+D en este campo), realizará una inversión equivalente en el proyecto. La estrategia tiene como objetivo dotar a los modelos de cada marca de una tecnología común que les permita comercializar vehículos de pila de combustible más asequibles y a gran escala en 2017, popularizando esta tecnología. Daimler calcula que los tres grupos podrían alcanzar unas ventas de seis dígitos, aunque sin concretar cifras. Daimler, Ford y Nissan afirman que esta colaboración envía una señal a proveedores, reguladores y al resto de la industria para impulsar un mayor desarrollo de estaciones de recarga de hidrógeno y otras infraestructuras necesarias para que este tipo de vehículos pueda venderse de forma masiva. La japonesa Toyota y la alemana BMW también han sellado un acuerdo similar. Ambos grupos, que ya colaboraron en otros campos de movilidad respetuosa con el medio ambiente, extienden esa colaboración a la pila de combustible y a las baterías de litio-aire. Ambas compartirán sus tecnologías y desarrollarán de forma conjunta un sistema de pila de combustible para vehículos que comprenda también un depósito de hidrógeno, un motor y una batería. Toyota, que lidera la tecnología híbrida en el mundo, y BMW, se han fijado el año 2020 como plazo para avanzar con el hidrógeno. Además, investigarán para desarrollar una batería de litio-aire con una densidad energética muy superior a la de las actuales de ion-litio (Medina, Escribano 2013).

Las matriculaciones de vehículos eléctricos siguieron en octubre con importantes avances y registraron un crecimiento del 188,1 % sobre el mismo mes de 2012, aunque con volúmenes muy bajos, traducidos en 170 unidades, informó el Instituto de Estudios de Automoción (IEA).

Con el resultado de octubre, en el acumulado de los diez meses se han matriculado 747 coches eléctricos, un 94,5 % más que en el mismo periodo del año pasado, cuando se vendieron 384 unidades.

A la relación de vehículos eléctricos movidos por baterías se une el vehículo eléctrico Renault Twizy, del que en octubre se matricularon 38 unidades, un 22,6% más que hace un año, con el que el acumulado se eleva a 186, un 79,3 % menos que los 898 de enero-octubre de 2012.

En cuanto al reparto de matriculaciones de vehículos eléctricos por comunidades, en octubre, Madrid contabilizó 72 unidades (+2.300 %), muy por delante de Cataluña, con 24 (-54,7 %), y de Andalucía, con 20 (frente a ninguno de octubre de 2012). En este mes, ningún territorio dejó de matricular vehículos de este tipo. En el conjunto del año, Madrid acumula 301 matriculaciones (+135,2 %), seguida de las 137 de Cataluña (+19,1 %) y las 58 de Andalucía (+383,3 %). (Revista eólica y del VHE, 2013)

El coche eléctrico es uno de esos mitos del progreso que periódicamente nos venden tanto empresarios como políticos electos. Sería el medio llamado a sustituir a los vehículos, tanto privados como públicos, que conforman el creciente parque móvil mundial y que se alimentan mediante combustibles fósiles.

Es uno de esos productos 'verdes' y 'sostenibles' con el que grandes empresas multinacionales lavan su imagen en campañas publicitarias que utilizan para esconder la realidad de sus líneas de negocio, que no son sostenibles en ningún caso. Para algunos políticos también es un buen producto para vender: además de 'sostenibilidad', invertir en el coche eléctrico es apostar por la investigación, por el empleo y por el futuro económico de su ámbito geográfico.

El último capítulo de esta burbuja la hemos vivido en Euskadi con la quiebra del proyecto Hiriko, que ahora agoniza en los tribunales de justicia. Este proyecto, que ha contado con ayudas millonarias del Gobierno central, del vasco y de la Diputación Foral de Álava, se ha convertido en un sumidero de dinero público sin ningún resultado práctico ni aplicación a nivel comercial que justifique la inversión realizada. Al menos el proyecto ha servido para que ingenieros e investigadores hayan tenido trabajo durante algunos años antes de verse sin empleo y sin perspectivas de tenerlo. Y para que algunos gestores se llenen los bolsillos gracias a sueldos injustificables. (Salgado 2013)

Al margen de lo que los amantes de las teoría conspiranoicas aseguran, que las grandes compañías petrolíferas y automovilísticas han frenado el desarrollo de estos vehículos, el coche eléctrico está inventado, desarrollado y comercializado desde los años 70 del siglo pasado, cuando la crisis provocada por el embargo de la OPEP a los países occidentales a raíz de la Guerra del Yom Kippur, llevó a estos países a buscar la eficiencia energética en el diseño de productos directamente dependientes del petróleo.

A priori, el coche eléctrico es una apuesta de futuro seductora. Su eficiencia energética es innegable y no emite gases contaminantes, por lo que es respetuoso con el medio ambiente y, por tanto, nos ayuda a luchar contra el cambio climático. Pero solo sobre el papel. El vehículo en si no emite gases contaminantes ya que se alimenta de electricidad. Lo que hay que valorar es de dónde viene esa electricidad. Si se ha generado en centrales térmicas o de ciclo combinado, las emisiones que se evitan en las ciudades por las que circulan estos coches se producen en origen, con lo que el resultado final es el mismo. Si la electricidad proviene de una central nuclear, el problema son los residuos tóxicos que genera, al margen de los peligros por todos conocidos de este tipo de instalaciones. La única opción limpia es que se usen energías renovables como la solar o la eólica, pero desde el gobierno central se están poniendo cada vez más trabas a su desarrollo. Además, es imposible sustentar un parque de vehículos eléctricos similar al actual mediante energías renovables, al menos en las condiciones actuales de desarrollo de las tecnologías de captación, almacenamiento y distribución de dichas energías.

Pero, ¿por qué el coche eléctrico no acaba de despegar y no lo hará nunca de forma masiva? Hay que tener en cuenta que, mientras los precios del barril de petróleo se han mantenido bajos, el motor eléctrico no ha podido competir con la eficiencia y la versatilidad de los motores de combustión. Ahora que el precio del petróleo ha sobrepasado la barrera de los 100 dólares por barril, los fabricantes y los consumidores han apostado por coches híbridos, que cuentan con las ventajas de ambos modelos, la eficiencia de la gasolina o el diésel para viajes interurbanos y la limpieza de los motores eléctricos en recorridos urbanos.

Pero los factores determinantes para que el coche eléctrico no se convierta en una alternativa viable a la automoción tal y como la conocemos hoy en día son principalmente dos: la escasez de litio, material necesario para construir baterías para mover todos los vehículos que ahora circulan por el mundo, y la fuerte inversión necesaria para crear y consolidar una red eficiente de 'electrolineras' que alimenten a todos esos vehículos y que sea capaz de absorber los fuertes picos de demanda que generarían al recargarse todos al mismo tiempo (Salgado 2013).

Así pues, creo que no veremos jamás al coche eléctrico recorriendo nuestras carreteras del mismo modo que hoy día vemos a los vehículos con motor de combustión. Lo más probable es que, en el futuro, solamente se utilicen por personas de alto poder adquisitivo o como vehículos destinados a servicios de emergencias o de seguridad. Pero administraciones como el Gobierno vasco, a través del EVE, continúan subvencionando la compra de vehículos eléctricos, ignorando estos datos y desperdiciando unos fondos que tendrían mejores usos en la coyuntura económica actual. Si lo que queremos es un vehículo realmente sostenible y con futuro, tendremos que comprarnos una bicicleta (Salgado 2013).

Se habla mucho de la quimera del coche eléctrico, pero no se encuentran prácticamente alusiones al camión eléctrico, al tractor eléctrico, a la excavadora eléctrica... lo cual es bastante lógico si se tiene en cuenta que la densidad energética máxima que se espera para las baterías de litio, de alrededor de 0,5 Megajulios por litro, es unas cien veces inferior a la de la gasolina o el gasoil. Y es que es inviable fabricar maquinaria de altas prestaciones basándose en baterías eléctricas por falta de potencia de las mismas. Sin embargo, la apuesta por las baterías no está exenta de problemas. La tecnología utilizable hoy en día es la de las baterías de litio en sus diferentes variantes, pero el litio tiene diversos problemas, no siendo el menor de ellos la limitada producción mundial de este metal (unas 30.000 toneladas anuales de litio metálico, apenas suficiente para producir unos pocos millones de híbridos tipo Chevrolet Volt; piénsese que en el mundo hay alrededor de mil millones de coches y vehículos ligeros, por lo que reemplazar todo este parque automovilístico llevaría siglos, y eso sin contar los otros muchos usos del litio, como las baterías de los portátiles, los móviles y las tabletas, la cerámica, cierta metalurgia industrial especializada y hasta medicamentos para la estabilización del ánimo). Las baterías también presentan el problema conocido como «efecto memoria» o «histéresis», por razón del cual su capacidad disminuye en cada ciclo de carga, y esto dificulta encontrar modelos de negocio económicamente razonables y que sean atractivos para el cliente, ya que las baterías tendrán que ser reemplazadas varias veces durante la vida del vehículo o de la instalación industrial (Turiel 2012).

Otros organismos si apuestan por su implantación, como podemos observar en la Figura 7-1 extraída de (REE 2013), pero sale fuera de nuestro periodo de estimación la implantación de vehículos eléctricos o híbridos enchufables.

Siendo sólo testimoniales para el 2.025 y se considera una implantación masiva para el año 2.050. (Blokhuis, 2011)

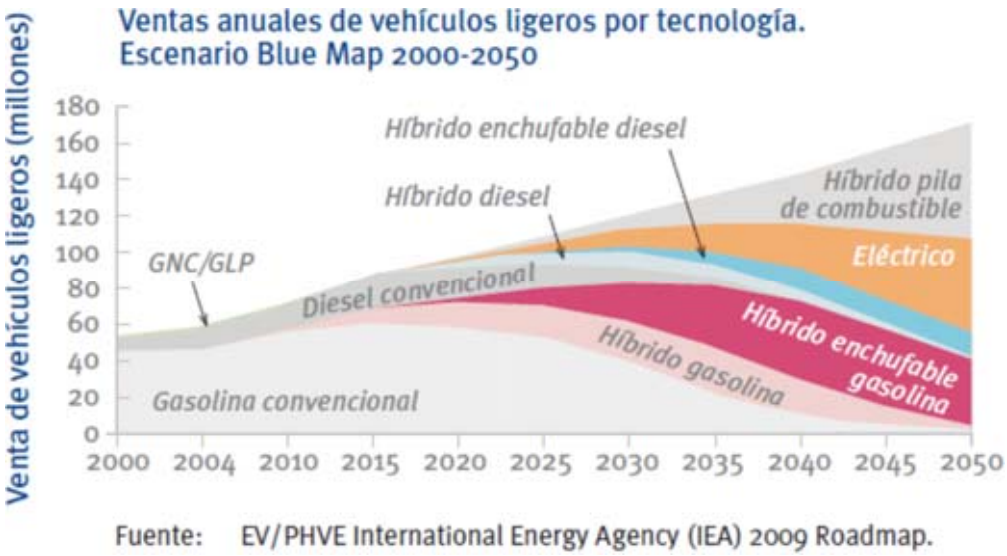


Figura 7-1. Previsión de implantación de los vehículos eléctricos en el mundo. Fuente: REE

Actualmente podemos encontrar afirmaciones como esta en prensa: En China están adoptando una política de apoyo muy decidida. En EE UU también, y las ventas de vehículos eléctricos suben de modo significativo. Europa aún va por detrás, pero quizás por la lenta implantación de las infraestructuras. El desarrollo ha sido más lento de lo que esperábamos, pero no va a ser un nicho insignificante. Es imposible cumplir la nueva normativa de emisiones de EE UU sin que buena parte de la gama sea eléctrica. No tengo duda de que los coches eléctricos formarán parte del futuro y vamos a conservar nuestro liderazgo tecnológico y nuestra oferta. La satisfacción de los clientes es muy alta, la tecnología está bajo control, los costes bajan y las baterías mejoran. Todo avanza hacia un mercado de consumo masivo.

Carlos Ghosn, consejero delegado de Reault Nissan. 19/10/2014 El País:

Ya hoy en día están circulando los primeros vehículos de pila de combustible, así podemos leer esta noticia en enero de 2015: Toyota vuelve a incrementar la producción de su coche de hidrógeno: el Toyota *Mirai*. Los japoneses no se han querido pillar los dedos con este coche (lo del hidrógeno hoy en día sigue siendo una apuesta muy arriesgada) y al principio sólo tenían pensado fabricar un puñado de unidades para ver cómo iba evolucionando el asunto.

Pero el atractivo precio del coche y lo novedoso de esta tecnología han jugado en favor del Toyota *Mirai*. Se puso a la venta en Japón en diciembre, y durante el primer mes a la venta ya se han pedido más de 1.500 coches, y eso que la producción estimada para el primer año era de solo 700. Pero no acaba aquí la cosa y es que Toyota también tiene pensado traerlo a Europa y a EE.UU. donde es más que probable que repita "éxito". Las nuevas cifras que manejan los japoneses son 700 unidades fabricadas en 2015, 2.000 unidades en 2016 y 3.000 unidades para 2017.

Varias noticias sobre baterías pueden ser leídas en la página de Motor Pasión:

A los coches eléctricos se sigue frenando la autonomía y el tiempo de recarga, pero los precios de la baterías están cayendo en picado, ya se habla de nuevas baterías, como las aluminio-aire sin limitaciones por los materiales, y con autonomías que en un futuro pudiera pasar de los 5.000 km, con densidades energéticas de 8.100 Wh/kg.

http://www.motorpasionfuturo.com/tag/baterias

En cualquier caso sea eléctricos los vehículos o mediante pila de hidrógeno, ambas necesitarán de la red eléctrica para obtener su energía, lo que implicará un incremento de su consumo.

7.1.3 Artículos relacionados con el efecto del VHE en la demanda

(Blokhuis, 2011) establece que un vehículo medio se haya no operativo entre 20-22 horas al día, su incorporación a la red eléctrica permitiría suavizar de forma relevante las puntas de demanda. Permitiendo reducir las pérdidas en la red de transporte eléctrico, mejorando el aprovechamiento de la misma. Lo que también es responsabilidad de los usuarios.

(Camus, Farias et al. 2011) analiza para Portugal diferentes escenarios de penetración de vehículos eléctricos, en 2020, con diversos protocolos de recarga y con diferentes mix de generación eléctrica y diferentes precios de la electricidad. Tratando de cuantificar la contribución del transporte y la producción de electricidad, en el consumo global de energía, empleo de combustibles fósiles y emisiones de CO_2.
El V2G[1] puede ser una adecuada forma de mitigar las emisiones de CO_2, si la generación de electricidad es mediante una fuente baja en carbono. Los vehículos de media se encuentran detenidos el 95% de su vida útil, por lo que sería muy interesante contar con él de forma que contribuyese al funcionamiento óptimo del sistema eléctrico, pudiendo proporcionar al dueño ganancias económicas mientras se halla detenido. Debido a que los recursos energéticos, así como el mix de generación de cada país son diferentes, no puede trasladarse las conclusiones de este estudio a otros países, tan sólo la metodología. Se desarrollaron unas herramientas en Matlab.

- Simulador Económico, Energético y de impactos medioambientales
- Simulador del mercado de electricidad, que aporta las curvas donde se refleja que porcentaje de la demanda contribuye cada tecnología, y cómo afecta la climatología a las diversas tecnologías de generación.

El precio de la electricidad que paga el usuario cada hora debería ser reflejo de la última tecnología de generación que entra a despachar. El periodo de tiempo en el que se realiza mayoritariamente la recarga de las baterías de los vehículos es crucial a la hora de realizar este análisis. Podría ocurrir que por la tarde noche, justo donde se presenta el pico de demanda eléctrica diaria, fuese el horario en que mayoritariamente la gente llegase a casa y pusiera en carga su vehículo. Esto requeriría costosas inversiones en nuevas unidades de generación y reforzamiento de la red. El planteamiento más optimista es aquel en que la recarga se realiza en horas valles, a altas horas de la noche, allanando la curva de consumo.

En el presente estudio, realizado por (Camus, Farias et al. 2011), se considera un recorrido diario medio de 35 km y anual de 12.800 km. Formado por un mix de trayectos tal que: un 24% urbano, 57% rural y 19% autopista. Como resultado se obtiene que una penetración masiva de V2G contribuya a disminuir el consumo energético de España, el consumo de combustibles fósiles y las emisiones de CO_2. En ambos sectores el de generación eléctrica y el de transporte.

[1] *V2G son los vehículos eléctricos conectables a la red, que se recargan con la misma, pero también son capaces de verter energía a la red según en qué condiciones. Actuando todos estos vehículos como un sistema de almacenamiento distribuido de energía eléctrica, consumiendo y volcando su energía.*

En (Camus, Silva et al. 2009), los vehículos afectarán a la demanda de electricidad al incrementarla. No obstante hay una expectación de que el impacto no será grande al realizarse la carga en horas valle. Se comprueba que en caso de una alta penetración de estos vehículos, si la carga se realizase simultáneamente los picos podrían ser más elevados de lo esperado. Es importante que tanto el distribuidor, como el regulador del sistema entiendan el problema y anticipen ideas que permitan mejorar de forma óptima el sistema en su totalidad en el futuro. Se ha realizado un estudio en seis regiones de USA, considerando la demanda eléctrica y el parque móvil. Así no se requeriría nueva generación eléctrica para una penetración del 50% de VHE, siempre que se realice una adecuada gestión de carga, creando las adecuadas normas sobre despacho óptimo. Con la recarga en horas valle se espera una mayor eficiencia de la red, así como una reducción de los costos de energía, una reducción de las emisiones de CO_2 y un incremento en las de SO_2. Los vehículos suelen hallarse aparcados entre el 93%-96% de su vida. Los sistemas eléctricos se hallan preparados para dar respuesta instantánea al consumidor. Se estima la carga de los vehículos eléctricos de 7kWh durante 2 horas. Se han estimado tres escenarios de penetración de los vehículos eléctricos en Portugal.

Uno de los fenómenos observados es como con los años se incrementa la diferencia entre el valor pico que crece rápidamente frente al consumo mínimo que crece con menor pendiente.

El mejor momento para recargar el vehículo para el sistema sería la hora valle, pero para el consumidor podría ser desde que llega a casa y conecta el vehículo a la red. El incremento de la generación mediante fuentes renovables, muchas de ellas no gestionables va a ser muy elevado en el país. (Camus, Silva et al. 2009) Realizan dos simulaciones, las dos en situaciones extremas:

1. La recarga se lleva a cabo desde que todos los propietarios llegan a casa, en plena hora pico. En este caso y previendo un año de baja pluviometría, el sistema sería incapaz de cubrir la punta, lo que haría repuntar los precios de la electricidad en horas puntas.
2. La mayor parte de la recarga se realiza en el valle de demanda durante la noche. El empleo de VHE podría incrementar el mínimo de demanda, lo que propiciaría el incremento del número de grupos base de generación. El impacto de una recarga de los VHE incontrolada sería desastroso para el sistema, afirma (Camus, Silva et al. 2009)

(Hadley, Tsvetkova 2009) comenta acerca de la introducción de los vehículos eléctricos en USA, podría conllevar el incremento en las puntas de demanda eléctrica, reducir los márgenes de reserva e incrementar los precios. El tipo de generación que se emplee para realizar las recargas dependerá de la región de la que se trate y del horario de recarga. Los VHE prometen reducir la dependencia del petróleo foráneo, pudiendo reducir las emisiones de CO_2 a la mitad y el consumo de petróleo en más de un 75%. Las ventajas en zonas con sistemas de generación eléctrica de bajo carbono son muchísimo mayores, en otras con alto carbono podrían ser inexistentes. En cualquier caso se controla muchísimo mejor las emisiones de un foco (la central), que de miles de focos (cada uno de los tubos de escape de los vehículos). El mayor impedimento para la rápida expansión de los vehículos eléctricos está en las baterías. Se estima que los vehículos eléctricos coparán el 25% del mercado de coche y camionetas para el año 2020, eso implica que para el año 2020 y 2030 en las carreteras de USA habría 20 y 50 millones respectivamente. En California se estima que la potencia punta crezca un 9% para el 2020 y un 28% para el 2030 en el peor de los

escenarios, esto considerando que la introducción de los VHE no afectarán, al recargarse en horas valles. El precio de la electricidad es la variable más sensible al horario de recarga de estas baterías. Por lo que debería realizarse programas de gestión de demanda, una de las medidas es la variación horaria de precios. Se ha contemplado 3 escenarios en que la recarga se realiza con una potencia de 1.4, 2 y 6 kW, así como varios escenarios según horarios en las recargas. De todas las regiones de USA sólo en Florida y con una potencia baja de la carga 1.4-2 kW y realizando la recarga en horario valle se obtendría una reducción del precio de la electricidad. En todos los restantes escenarios y regiones se incrementaría el precio de la misma, según afirma (Hadley, Tsvetkova 2009).

(Leo 2011) trata el efecto que las intermitencias de las energías solar y eólica podrían tener en la red son poco conocidas. Frente a este efecto a fin de mejorar el aprovechamiento de las mismas surge el almacenamiento energético, esto llevaría asociado un elevadísimo coste. El uso a gran escala de los vehículos eléctricos podría dar solución a integrar las renovables al transporte y a facilitar la integración de las renovables en las redes eléctricas aportando un almacenamiento masivo de energía en sus baterías. El vehículo V2G puede extraer o inyectar energía a la red. Allanando la curva de consumo y mejorando la utilización de las energías renovables. Se ha creado un modelo que relaciona el uso de los vehículos eléctricos, las energías renovables y la red eléctrica. Siendo el objetivo de crear unos estándares para que en 2015 pueda en USA circular 1 millón de V2G. La demanda responsable exigirá de unos precios variables. Siendo el comercializador el que trate con el gestor del sistema y los clientes, potenciando el consumo en las franjas horarias adecuadas aplicando los costes a sus clientes.
Así se busca el elevar los precios en horas pico y eventos críticos, así mismo reducir los precios cuando la demanda es mucho menor. Podría ser mediante la recepción de una simple orden de conexión o desconexión de la carga (Carga simple). O mediante un ratio de ajuste de la carga en cada momento (Carga modulada), aportando en este caso regulación.

También (Lopes, Soares et al. 2011), comenta el efecto beneficioso que presenta las energías renovables no gestionables, con el empleo del VHE como almacenamiento energético. Se trata la afección medioambiental del VHE y la operación técnica de la red. El empleo masivo del VHE provocará un impacto en el diseño y operación de los sistemas eléctricos, pero facilitará el empleo de energías no contaminantes como pueden ser el sol y el viento. Se estudia dos casos, el primero adoptar estrategias de control de carga para poder realizar la carga de un gran número de vehículos sin tener que reforzar la red. Por otro lado la incorporación en el interface de carga a la red de los vehículos, de forma que facilite la operación en isla con generación no gestionable, como la eólica o solar, donde los VHE ayuden a apoyar al control primario de frecuencia y estabilidad del sistema. Convirtiendo al VHE conectado a la red en una carga muy flexible.

(Mallette, 2010) trata de explorar el potencial impacto de la introducción de los VHE, la más efectiva gestión de este recurso, a fin de incrementar la participación en la gestión de la demanda. Midwest Reliability Organization es la segunda organización de este tipo del país donde hasta el 10,4% de los clientes participan directamente en un programa de gestión de la carga. Se espera que los beneficios de la gestión de carga crezcan como parte inseparable del mercado energético. Una barrera a este sistema es la baja penetración de dispositivos avanzados de medida. Aunque un simple reloj podría evitar que por ejemplo la recarga del vehículo se realice en horas pico. Además los Vehículos eléctricos son una solución a la integración masiva de energías renovables en los sistemas eléctricos.

El objetivo en (Matijas, 2011), es analizar el error de la estimación de demanda sobre un juego de datos. Para ello se ha realizado un estudio sobre 24 países de Europa. Se ha observado como el error ha sido afectado por las condiciones climáticas, la evolución del mercado, la evolución del PIB y la penetración de renovables. La nueva iniciativa como el VHE también producirá error en las expectativas realizadas.

(Moreno 2011) realiza un estudio sobre caracterización de picos y valles en España, se ha considerado la evolución en el consumo industrial, la posible introducción masiva de VHE, número de horas de luz diarias, el clima y la evolución demográfica.

(REE 1998), trata sobre estimación de la demanda, sólo se hará mención a largo plazo, por ser el motivo del estudio. Se habla exclusivamente de los métodos estadísticos. No menciona la lógica difusa, ni las redes neuronales, ni otros métodos afines.

- Modelo econométrico. Se trata de averiguar las relaciones entre las variables que influyen sobre la demanda y la misma, para lo que ensaya con diversos tipo de ecuaciones, lineales, no lineales, polinómicas, multiplicativas, aditivas... Se considera que los factores que en el pasado han determinado la demanda se mantendrán invariables en el futuro, o podría hallarse la tendencia de estos factores. Todo ello basándonos en series históricas de datos. Claro que podría aparecer en un futuro nuevas variables que al incorporarse y no ser consideradas podrían acarrear un error considerable. Un ejemplo de ello podría ser el VHE.
- Análisis del uso final. Se ha empleado principalmente en los estudios de demanda residencial, aunque podría ser aplicado a otros sectores. Se estima el consumo de cada uno de los electrodomésticos, y se multiplica por el número de ellos.

(Seifi, 2011) indica que a día de hoy la generación coincide en cada instante al consumo más las pérdidas. La energía eléctrica no se almacena. Esto que hoy es una realidad a medio plazo podría cambiar los motivos son varios, entre ellos la incursión de los VHE actuando como almacenamiento distribuido.

(Kirtlan 2008) afirma que los cambios como la aparición de nuevos usos como el VHE, se introducen creando nuevos escenarios.

7.1.4 Conclusiones

En estos artículos se introducen consideraciones de varios países y bajo diferentes suposiciones. En diversos estudios consultados a fecha actual, todo parece apuntar que el vehículo híbrido será el llamado los próximos años a reemplazar a los vehículos de combustión interna a medio plazo, además en Estados Unidos, China y Japón se está apostando por la integración de los VHE más fuertemente que Europa, lo que hará que su repercusión sobre el sistema eléctrico no sea de forma relevante en la ventana de estimación adoptada, y así se considerará.

Todas las compañías eléctricas apuestan por el VHE pues significa hacerse con ese gran mercado energético. La Compañía REE afirma en su página web, que a día de hoy se podría recargar la cuarta parte del parque móvil nacional sin inversión adicional en la red de transporte, ni sistema de generación, si se realizara una recarga lenta nocturna de los vehículos (REE 2013).

7.2 Ahorro de Energía

El ahorro energético ha de dejarse de mirar como un objetivo de pobres, sino como todo lo contrario, una excelencia ambiental, modernidad y desarrollo de valores positivos. Por ello debe entrar en la educación, como un valor social.

Información social dificultosa:

- La gasolina se compra en litros, el gas en metros cúbicos, la electricidad en kWh. No parece sencillo para un usuario comparar productos energéticos expresados en diferentes unidades.
- La difícil equiparación de consumos energéticos en gases contaminantes emitidos
- La ausencia de información parcializada, que permita separar el consumo en iluminación, calefacción, ACS, etc. (Sampedro, J. 2000)

El ahorro energético promueve la implantación de luminarias y electrodomésticos eficientes, dispositivos de control en motores, etc. Los beneficios de la gestión de la demanda y el ahorro energético son:

- Evitar algunas inversiones en generación
- Ahorrar inversiones en las redes de transporte y distribución
- Si una parte de la demanda que se deja de consumir coincide con periodos de precios elevados, o sea, disminuimos las puntas de potencia, podrá reducirse los precios de generación. Siendo éste un ahorro asociado al termino de potencia.
- Las medidas sobre la demanda podrían hacer reducir el consumo general.
- La demanda puede realizar funciones asociadas a los servicios complementarios, actuando como reserva en caso de poder deslastrar parte de consumo en ocasiones pico, actuando como reserva de operación.

7.2.1 Objetivo Europeo

La Directiva 2010/31/UE aprobada por el Parlamento y el Consejo Europeo en mayo de 2010 tiene como principal objetivo mejorar la eficiencia energética en un 20 por ciento para el 2020. O lo que es lo mismo, para realizar una actividad la demanda de energía debe ser un 20% inferior para obtener la misma producción. Esta norma, que los estados deberán trasponer, obliga a renovar un mínimo de edificios públicos e impone auditorías energéticas a las grandes empresas. Además, a partir del 31 de diciembre de 2020, todos los edificios nuevos deben tener un consumo de energía casi nulo. Los nuevos edificios que estén ocupados y que sean propiedad de las autoridades públicas deben cumplir los mismos criterios después del 31 de diciembre de 2018.

Además el conocido objetivo energético de Europa del 20, 20, 20 en el año 2020, se refiere a mejorar la eficiencia energética de todo sistema en un 20%, que el 20% de nuestra energía primaria proceda de energías renovables y reducir un 20% nuestras emisiones de CO_2. Mediante acuerdos voluntarios de reducción del consumo o realización de auditorías energéticas, o el requerimiento de dispositivos a fin de reducir la potencia punta en equipos e instalaciones por norma.

7.2.2 Normativas Española en pro del Ahorro Energético

Son muchas las leyes que poco a poco nos dirigen hacia un ahorro energético. Casi todas vienen desde Europa y debemos trasponerlas a nuestra legislación mediante leyes o Reales

Decretos. Esto irá día a día en aumento, pues la energía, su procedencia, correcta gestión y empleo, es un problema mundial.

Código técnico de la edificación

Presenta cinco capítulos de ahorro energético, aislamiento térmico, alumbrado, instalaciones térmicas, solar térmica y fotovoltaica, del gasto energético en Europa (el 40% se presenta en la edificación) y su reciente adaptación en el año 2013, por la necesidad de transponer la *Directiva 2010/31/UE* del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios.

Certificación energética en los edificios

Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.

Alumbrado exterior

Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior.

Empleo de biocombustibles en el sector transporte

Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo. En 2013, Europa ha reducido su objetivo del 10% al 6% del total de combustible empleado para el transporte terrestre sea biocombustible.

Fin de las bombillas incandescentes

En función de la *Directiva Europea Ecodesign 2009/125/CE*, en España después del 1 de septiembre de 2012, se prohíbe la fabricación e importación de la bombilla incandescente.

Energía pensada principalmente en el sector transporte

La *Directiva 2014/94/UE* del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2014, relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos. Habla y se dirige principalmente a la energía empleada en el sector transporte y establece unas premisas a contemplar en este aspecto. En el cual se emplea el 30% de la energía mundial. Casi toda fósil, y petróleo principalmente.

7.2.3 Voluntad social

A fin de plasmar la voluntad social hacia el fin del despilfarro y el ahorro, se apunta una noticia reciente:

El gasto en alumbrado público en España se ha doblado en los últimos cinco años, hasta alcanzar los 830 millones de euros en 2012, según un estudio de la Universidad Complutense. Medidas a fin de lograr un ahorro (Universidad C de Madrid, 2013). Son más medios de comunicación los que publican la noticia. Esto refleja la sensibilidad social en contra del gasto excesivo, y en pro del ahorro.

7.2.4 Tecnología

Son numerosos los desarrollos técnicos que favorecen el ahorro energético, como son la tecnología *LED* en alumbrado, o el desarrollo enorme de la domótica, consiguiendo un capítulo completo en el nuevo *Reglamento electrotécnico de Baja Tensión del 2002*. Los electrodomésticos exponen su clasificación energética, y ya en los contratos de compra/venta y alquiler, los edificios, pisos o viviendas unifamiliares deben incorporar la certificación energética entre sus papeles. Así, el ahorro de energía va formando parte de nuestra vida desde lo más básico, desde la prohibición de venta del clásico bombillo, hasta los vehículos híbridos que van haciéndose hueco entre el parque móvil en pro de un mayor ahorro en la circulación. La frenada regenerativa ha calado en toda la audiencia de Fórmula 1 y se implanta en los vehículos híbridos. Y así asistimos a una invasión del uso racional de la energía en muchos de nuestros ámbitos. Sensores de presencia en hoteles y baños públicos y un sinfín de aplicaciones que hace unos pocos años eran sorprendentes, hoy forman parte de nuestra vida cotidiana.

La técnica de desalación de agua por osmosis inversa, con los sistemas de recuperación de la presión de la salmuera, frente a las turbinas pelton de antaño, han reducido el consumo energético requerido a valores próximos a 3,5kWh/m^3.

7.2.5 Pobreza Energética en España

Hay una pobreza que no se ve, que se vive en la intimidad del hogar y que pasa casi inadvertida por la mayor atención (relativa) que captan otras formas de pobreza más visibles en estos tiempos de crisis. (Page 2013) nos muestra como en España uno de cada diez ciudadanos, hasta unos cuatro millones, no puede asumir el coste de la energía necesaria para asegurar unas condiciones de habitabilidad de su vivienda aceptables. Las dificultades (o imposibilidad) de pagar la luz y el gas estarían detrás, según algunos expertos, de entre 2.300 y 9.300 muertes prematuras al año.

No contamos con datos en Canarias, donde tenemos la suerte de contar en costa con un clima mucho más benigno que en la Península. Pero tenemos una de las tasas de paro más altas de toda España. Así que no cabe duda que habrá gente que limite su consumo de electricidad, o lo rescinda por no poder hacer frente a los pagos, ante la mala situación económica a la que nos enfrentamos, y las continuadas subidas del gas y de la luz. Se puede leer lo siguiente: El recibo de la luz sube más del 70% en seis años sin poner freno al déficit. *El País. 28 de junio de 2012.*

Si poder hacer nada, pues "*Para que no se penalice a los que más consumen*". Esta frase, extraída de la nota de prensa del ministerio de Industria del 4 de febrero de 2007, evidencia la intención tras el aumento de la parte fija del recibo de la luz: penalizar el ahorro. El pasado 31 de enero se aprobaba una resolución para subir el término de potencia de la factura de la luz que penaliza a los hogares que más ahorren.

Además se adjunta la noticia: Unesa denuncia que el 58% del recibo de la luz son impuestos. *El País 9 de junio de 2015*.

Con lo que a una familia con ingresos recortados, de poco le sirve reducir su consumo para abaratar el coste del recibo, cuando más de la mitad de lo pagado son impuestos, y el término que más ha subido son los gastos fijos por potencia contratada. En muchos casos se verá abocada a prescindir de estos servicios.

Lo que si conocemos es que la tasa de paro en Canarias el 3º trimestre de 2015 es del 28,6%, es la 2º mayor de España, sólo se está detrás de Andalucía.

7.2.6 Artículos que han considerado la eficiencia energética en la demanda

A continuación se cita una serie de artículos que en sus estudios de estimación de la demanda eléctrica han considerado una mejora en la eficiencia energética, que afectaría negativamente al incremento en la demanda.

En (Atakhanova, 2007), el modelo seleccionado para estimar la demanda eléctrica de Kazakhstan es una regresión mediante función logarítmica. Se han incluido sólo 3 factores: población, cambios en la estructura económica (PIB) y mejoras en la eficiencia energética. Se ha considerado en este caso, para la demanda, unos coeficientes anuales de mejora de la eficiencia energética del 3,5% para la industria y del 1% para el sector servicios.

En (Blokhuis, 2011) nos habla de Holanda, muchos municipios se han marcado objetivos de implantación de renovables y ahorro energético para el año 2.040. Lo que se ha considerado a fin de reducir la estimación de demanda.

(Ghods, 2011) emplea el Método del Uso Final, pero apunta que el principal defecto de este método es que considera una relación constante entre cada electrodoméstico y su consumo eléctrico. Esto podría ser cierto unos pocos años, pero en adelante las tendencias en ahorro energético y los precios de la electricidad indudablemente cambiarán esta relación.

(Inglesi, 2010) nos advierte que no existen los suficientes incentivos para reducir el consumo o incrementar la eficiencia. A pesar de ello se observa un incremento en la eficiencia en los últimos años, y se espera que se mantenga en un futuro.

(Mirasgedis, 2007) en su artículo habla sobre el cambio climático afectará a la demanda de electricidad de todos los sectores, siendo el residencial el más afectado, pero este efecto podrá limarse mediante las nuevas normativas sobre edificios, mejora en la eficiencia de electrodomésticos y alumbrado, etc.

(Moreno 2011) indica que ya las lámparas incandescentes tienen prohibida su venta y se ha introducido en el modelo. En el estudio aparece una tendencia similar en las puntas de demanda de invierno (la anual) y verano. La introducción de correcciones en el modelo empleando el método de uso final, podría considerar un incremento adicional en la punta de verano debido a mayor demanda por refrigeración. Pero esta tendencia puede invertirse o estabilizarse por medidas de eficiencia, de hecho existe un objetivo a introducir energías renovables en las instalaciones de acondicionamiento, algo nada usual hasta hoy. Las tendencias observadas es que altos precios de la electricidad hará que los consumidores empleen aplicaciones más eficientes y otras medidas de ahorro.

(Narayan, Smyth 2009) examina la causalidad sobre la demanda de electricidad de las exportaciones y el crecimiento del PIB en los países del Medio Oriente. Se alerta sobre la necesidad de implantar políticas de mejora de la eficiencia energética, reduciendo igualmente las emisiones de CO_2, lo que nunca ha preocupado al gobierno, cuidando que

las políticas de reducción del consumo eléctrico no afecten al crecimiento económico. La relación entre el PIB, las exportaciones y la demanda de electricidad ya ha sido estudiada mediante cointegración de Granger. En el presente artículo se emplean varios métodos, en primer lugar una regresión lineal, después una logarítmica, acabando en el método de Granger, que se basa en una relación logarítmica entre las variables. Una de las conclusiones establece que el incrementar las exportaciones es una forma de crecimiento económico sin repercusiones ambientales. Se concluye que establecer políticas de ahorro energético reduciendo la demanda, no tiene por qué afectar a las exportaciones. Una de las carencias de dicho estudio es que la intensidad energética de la producción industrial varía según el tipo de actividad, así si en un futuro se reestructura, variaría el factor demanda-crecimiento económico. Las subvenciones a la energía y los bajos e irreales precios de los mismos no propician un uso responsable de ésta.

(Newsham, Bowker 2010) nos indica que se podría lograr un importante ahorro con medidas tan sencillas como: Subir la temperatura de encendido del equipo de aire acondicionado en 1 o más grados, o reducir el ciclo de funcionamiento del equipo: si una vez arranca se mantiene en operación 40 minutos, que se mantenga 20 minutos solamente. Además de la energía demandada se reduciría la Potencia Pico.

En (Pao 2009) se investiga la causalidad entre la demanda eléctrica y el crecimiento económico durante 1980-2007 usando la cointegración y el error de corrección del modelo. Se establece un modelo válido para estimaciones a largo plazo. El otro objetivo es establecer un nuevo modelo para la corrección de errores (ECSTSP), para la estimación de ambos la demanda eléctrica y el crecimiento económico. De acuerdo con Engle y Granger una combinación lineal de dos o más series no estacionarias puede ser estacionaria. Se plantea la posibilidad de bidireccionalidad, el crecimiento económico conlleva un incremento en la demanda eléctrica, y podría ser viceversa. Así medidas de ahorro energético podría frenar el crecimiento económico. Los datos desde 1990-2007 se han empleado para calcular el parámetro de estabilidad. Ambas series el PIB y la demanda parece ser no estacionaria en nivel. La demanda presenta una marcada estacionalidad y tendencia al crecimiento. La cointegración implica la existencia de una causalidad al menos en una dirección, posteriormente comprobamos la unidireccionalidad de dicha relación. Por lo que encomienda al país a aplicar políticas de ahorro energético, dado que reducirá el gasto y las emisiones, sin afectar al crecimiento económico. Se ha realizado un análisis de diversos países asiáticos en vías de desarrollo. En el futuro se plantea analizar la causalidad y relación entre la demanda eléctrica del sector industrial y el empleo o los salarios, empleando modelos multivariables lineales o no.

En el artículo (Parkpoom, Harrison 2008) nos comentan que no se considera los efectos de la mejora en la eficiencia energética, ni la microgeneración, ni la incorporación de las energías renovables a las instalaciones térmicas como las de acondicionamiento de aire.

En (Tang 2008) se busca estudiar la relación entre el crecimiento económico y la demanda, mediante cointegración y un test de causalidad de Granger, a largo plazo. Se parte de los datos desde 1972-2003, empleando la técnica de Gandolfo para interpolar datos. Se comprueba la causalidad, se ha detectado una bidireccionalidad, el crecimiento económico provoca un incremento en la demanda, y viceversa, eso indica entre otras cosas la alta dependencia energética del país. Un país que está dirigiendo sus esfuerzos para implantar

más renovables, sobre todo hidroeléctrica, a fin de ir desarrollando su industria de cara al año 2020.

(Valero Calero 2010) afirma que la demanda eléctrica de un país está asociada al tejido productivo y al bienestar de sus habitantes. Se cuenta con los datos de España entre los años 1970-2007. Cabe destacar el efecto que pudo tener la eficiencia energética de la economía en dicho periodo. Así se predice la demanda futura entre 2009-2035, (25 años). España cuenta con un mix de generación bien diversificado, y un alto crecimiento de un 3,8% anual entre 1988-2008.

El problema comienza con la identificación de variables y con la selección del modelo. Las variables a largo plazo son económicas, demográficas y tecnológicas.

En (Ishiguro y Akiyama, 1995), se han empleado: PIB, nº viviendas, precio de la electricidad, precio de otras energías sustitutivas, nivel de actividad industrial, Temperatura mínima y máxima, mejora en la Eficiencia lograda año a año. Todas las variables se expresan en tasa de variación. Se ha empleado un modelo de regresión lineal, al ajustar el modelo en periodos donde se produce un marcado desajuste se introduce variables de intervención. Para recoger la tendencia de la eficiencia energética en el consumo final de electricidad podría emplearse una tendencia temporal indicada.
En (Valero Calero 2010) se han considerado 3 escenarios económicos para España. El 1º con salida en V de la crisis actual (se considera el periodo de decrecimiento similar al de recuperación), el 2º con una salida más lenta y el 3º con estancamiento prolongado de la economía.
El INE ofrece una proyección de la evolución de la población hasta el año 2035.
El número de personas por vivienda caerá. Actualmente es de 1,7 personas vivienda, se considera tres escenarios para las diversas variables. Así se considera:

- El número de personas por vivienda oscilará desde 1,6 a 1,1 personas por vivienda en 2035.
- El incremento de las temperaturas va de 4ºC mínimas y máximas, hasta 0,8 y 0,4ºC mín y máx respectivamente, en el tercer y último escenario.
- Eficiencia energética, también se presentan 3 evoluciones diferentes. El modelo que se escogió en un principio sobre estimaba de forma creciente al paso de los años los valores considerados con respecto a los datos con los que se cuentan en el periodo (1970-2007). Esto se achacó a una tendencia en la mejora de la eficiencia.

Todas las variables están expresadas como tasa de variación. Para simular la liberalización del mercado eléctrico y otros efectos se ha añadido al modelo una variable impulso. En (Valero Calero 2010) se manifiesta que existe una gran inelasticidad de la demanda eléctrica frente a los precios, debido a la dificultad de ante un incremento sustituir un tipo de energía por otro, dado que el cambio debe venir acompañado por una fuerte inversión.

En (Von Hirschhausen, 2000) se emplea como modelo la función de Cobb-Douglas, lo que es equivalente a una regresión logarítmica. Se quiere estimar la demanda eléctrica en China, se cuentan con datos del periodo 2000-2010, el que la economía de la nación derive de agricultura e industria pesada hacia industria ligera y servicios podría reducir la demanda frente al PIB, en cualquier caso se ha considerado también el efecto de la mejora en la eficiencia energética. Si bien China consume el 10% de la energía primaria del mundo,

sólo el 3.5% del GLP, pues emplea mayormente carbón. Las perspectivas de desarrollo se han agravado por limitaciones estructurales, perjudicando al campo frente a los grandes centros de consumo. Se ha asumido constante la elasticidad de la demanda frente a los precios y salarios, así como un crecimiento en la demanda energética. La mejora de la eficiencia se considera autónoma, es decir independiente de los precios de la electricidad, se estima en 1% anual. La elasticidad de la demanda frente a los salarios se ha considerado del 0.7. La elasticidad frente al precio es más difícil de estimar y depende del plazo, a largo plazo se ha considerado entre el -0.7 y -1. Se ha considerado diferentes escenarios económicos, obteniendo un crecimiento del 20% en el más optimista de los casos y del 81% en el peor. Se ha considerado también que la eficiencia de las centrales térmicas se incrementará desde el 30% actual hasta un 35%, también se ha considerado una reducción en las pérdidas de transporte y distribución de energía. A fin de ampliar el alcance, se ha separado los sectores y establecido distintos supuestos que amplían los escenarios anteriores. El disgregar en sectores implica estimar el desarrollo económico de cada uno. Así la función Cobb- Douglas es aplicada a cada uno de los sectores individualmente. Se realiza un estudio por provincias en China.

(Zachariadis 2010) indica que el consumo de electricidad aumenta en el mundo, pero por unidad de PIB se mantiene o incluso se ha reducido algo. En Chípre no se encuentra signos de estabilización, por las malas medidas de ahorro y el extensivo empleo de acondicionadores de aire. Chipre ha comenzado a aplicar políticas en favor del ahorro energético.

En (REE 1998) aporta que para Gestionar la demanda en España: conseguir que los consumidores modifiquen su uso eléctrico y mejoren la eficiencia. La intensidad eléctrica ha estado creciendo en los últimos años. Es decir la cantidad de electricidad consumida por su actividad productiva, es mayor hoy que hace unos años. Esto es mala señal pues indica que para la producción de la misma riqueza se requiere un mayor consumo eléctrico. Una de las causantes de esta situación ha sido la evolución a largo plazo de la influencia de la temperatura. Los usos térmicos de la electricidad han evolucionado sensiblemente en los últimos años y es de esperar que siga dicha evolución, por lo pronto se ha publicado una directiva comunitaria que promueve el empleo de energías renovables en la calefacción y acondicionamiento de espacios, lo que tendrá su efecto en el consumo con dicho fin.

(Kirtlan 2008) muestra que cambios como grandes saltos en la mejora de la eficiencia o la aparición de nuevos usos como el VHE, se introducen creando escenarios. La intensidad energética ha ido cambiando con el tiempo. Su evolución en Nueva Zelanda indica la tendencia de mejora en la eficiencia, o cambio en la actividad económica.

En (Valero Calero 2010) se analiza que efecto podría tener la eficiencia energética y se realiza un ejercicio de predicción anual del consumo de electricidad hasta el año 2035. En cuanto a la eficiencia energética se considera una tendencia incremental pero con tres pendientes de mejora.
Numerosos estudios demuestran que es hasta cierto punto posible desacoplar el desarrollo económico del consumo de energía, mediante acciones de ahorro e incremento de la eficiencia energética.
Los beneficios de la gestión de la demanda y el ahorro energético son:

- - Evitar algunas inversiones en generación
- - Ahorrar inversiones en las redes de transporte y distribución
- - Si una parte de la demanda que se deja de consumir coincide con periodos de precios elevados, o sea disminuimos las puntas de potencia, podrá reducirse los precios de generación. Siendo este un ahorro asociado al termino de potencia.
- - Las medidas sobre la demanda podría hacer reducir el consumo general.

Para evitar consumos excesivos podría implantarse un coste de consumo progresivo. Pero es difícil, pues en el caso residencial habría que conocer el número de personas que forman esa familia, temperatura ambiente, etc.
El ahorro energético promueve la implantación de luminarias y electrodomésticos eficientes, dispositivos de control en motores, etc.

(Adom, 2012:1) Han considerado el incremento en la eficiencia de los equipos eléctricos tanto a nivel industrial, como doméstico. El resultado del estudio reveló que, las tendencias de crecimiento histórico experimentadas en la demanda eléctrica nacional se explican, por el incremento en los ingresos, cambios estructurales y efectos de la urbanización que compensó con creces los efectos negativos en la eficiencia.

(Adom, Akoena 2012:2) indica que se ha detectado que por cada 1% que mejora el rendimiento industrial, se ahorra un 0,386% en el consumo residencial debido a la mejora de la eficiencia energética.

7.2.7 Conclusiones

Todos los dispositivos de consumo energético van optimizando su diseño para reducir su demanda, el número de dispositivos de control sobre los distintos equipos va en aumento, por lo que a pesar de haber avanzado en este sentido, queda un amplio camino que culminar. Las normativas van apoyando el minimizar el consumo energético impulsando cambios tecnológicos, o cambios de uso.

El empobrecimiento energético de la población de España, y de Canarias, se ha de contemplar, ya que no será simplemente el hecho de que la población se mentalice en consumir menos electricidad, sino que simplemente habrá casos en que no puedan pagarla.

Actualmente se ha incrementado brutalmente el precio de la potencia contratada frente al de energía consumida, por lo que una familia poco pudiente, a pesar de acortar fuertemente su consumo, no ve que su recibo disminuya en la misma proporción. Esto ha creado un aluvión de solicitudes de reducir la potencia contratada a las compañías eléctricas en el último año.

Según el Informe Mundial de la Energía se malgasta el 30% de la energía primaria en los países industrializados. Por lo que el margen de mejora es amplio.

Como el ahorro energético ha comenzado desde hace unos años, se considera su efecto dentro de los datos con los que se cuentan, y no conocemos cual va a ser su efecto a medio, largo plazo, por lo que no se ha introducido este factor en el actual contexto, por considerar el efecto implícito en los datos que se emplea.

La mejora de la eficiencia no sólo afecta a los consumidores, sino a todo el sistema, red de distribución, transporte y generación. Así que tendrá un gran efecto a considerar los próximos años.

7.3 Demanda eléctrica evolución reciente

7.3.1 Demanda eléctrica en Canarias

La demanda eléctrica en Canarias ha caído un 3,8% en Canarias durante los primeros nueve meses del año con respecto al mismo periodo del año pasado, según ha informado el 23 de octubre de 2013, en una nota la compañía Endesa. (Europa Press 2013)

Por islas, los descensos más acusados fueron en La Palma (-7,5%) y La Gomera (-7,1%), seguido de Tenerife (-4,2%), Fuerteventura (-3,6%), Gran Canaria (-3,4%) y Lanzarote (-2,8%). En el lado opuesto, solo El Hierro (0,5%), experimentó un crecimiento en la demanda.

En Gran Canaria, Endesa tuvo que hacer frente en estos nueve meses a una demanda de electricidad de 2.530,7 GWh [gigavatios hora]. La producción bruta de las dos centrales de la isla ascendió durante este mismo período a 2.443,3 GWh, lo que supone un descenso del 3,7% con respecto al mismo período del año anterior. A 30 de septiembre de 2013, las centrales de Gran Canaria sumaban una potencia instalada de 999,5 MW.

En el caso de Tenerife, la producción bruta de las dos centrales de la isla ascendió durante este mismo período a 2.404,2 GWh, lo que representa un descenso de la producción de las centrales del 2,6% con respecto al mismo período del año anterior. A finales de septiembre, las centrales de Tenerife sumaban una potencia instalada de 1.054,2 GW.

7.3.2 Demanda eléctrica en España

En diciembre del año 2012 podemos leer en *Expansión digital. 30 de noviembre de 2012*:

La demanda de electricidad cae un 1,7% en lo que va de año. La demanda peninsular de energía eléctrica descendió un 2,8% en noviembre, una vez tenidos en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, y se situó en términos brutos en 20.166 gigavatios hora (GWh), un 1,8% menos que en el mismo mes del año anterior. En una nota, Red Eléctrica de España (REE) indica además que, en los once primeros meses del año 2012, y una vez corregidos los efectos del calendario y las temperaturas, el consumo fue un 1,7% inferior al del año anterior. La demanda eléctrica bruta fue en este periodo de 230.864 GWh, un 0,9% menos que en el mismo periodo de 2011.

http://www.expansion.com/2012/11/30/empresas/energia/1354275448.html

7.3.3 Futuro de la Demanda eléctrica mundial

Podemos leer una noticia de la Agencia Internacional de Energía (IEA), en noviembre de 2012.

La demanda de electricidad en el mundo podría subir más del 70% entre el 2010 y el 2035, impulsada mayormente por el creciente consumo de las economías emergentes.

La proyección global sobre energía presentada por la IEA indicó que el aumento de la demanda se produciría con un alza del 2,2%. Más del 80% del incremento provendrá de países que no pertenecen a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). China registrará un aumento del 38% y la demanda de India subirá un 13%.

7.3.4 Artículos relacionados con predicciones de la demanda eléctrica

En (IMF Business School 2013) informa que *la disminución de la demanda de energía eléctrica incrementa el consumo de energías renovables. La demanda de energía eléctrica en España ha disminuido en el mes de julio un 3,2% en comparación con el mismo mes del año 2012, según datos del informe de la Red Eléctrica de España (REE) publicado esta semana. En el periodo comprendido entre enero y julio del 2013, el consumo se ha visto reducido en un 2,7% respecto al año pasado y se ha visto sustituido en un 34% por las energías renovables. En total, el 54,4% de la producción de electricidad del mes de julio se obtuvo de tecnologías libres de* CO_2*. La energía hidráulica generó un 11,6%, la eólica un 12,7%, la energía solar un 4,6%, la solar térmica un 3,1% y la térmica un 1,9%. Estos datos positivos para el sector de las energías renovables coinciden con la inauguración de la primera central termosolar del mundo instalada en Lleida. Se trata de una central que combina la energía solar termoeléctrica con la biomasa.*

En (Fernández 2013) se afirma que la crisis recorta el consumo eléctrico en España, este descendió un 1,2% en 2012, según el 'Avance del informe del sistema eléctrico español'. Asimismo, creció la producción de electricidad con carbón y del conjunto de las energías renovables La crisis económica y las suaves temperaturas hicieron disminuir el consumo eléctrico en España el año pasado. La demanda peninsular de energía eléctrica durante 2012 fue de 252.191 gigavatios/hora (GWh), un 1,2% inferior a la del 2011. Pero el descenso real alcanzaría el 1,7% si se tienen en cuenta los efectos del calendario laboral y de las temperaturas, así como el relacionado con el día adicional de 2012 por ser año bisiesto, según los datos del Avance del informe del sistema eléctrico español del 2012 de Red Eléctrica de España (REE), la empresa encargada del transporte de dicha energía. A diferencia de lo sucedido en la península, la demanda anual de energía eléctrica en el resto de territorios (archipiélagos y ciudades norteafricanas) aumentó en el pasado año un 1% respecto al 2011. Las Baleares encabezan la lista con un crecimiento del 1,7%, seguidas por Canarias (0,5%), Ceuta (5,5%) y Melilla (1,4%).

(Martínez 2014) aporta que Endesa cree que la demanda eléctrica subirá un 0,1% en 2014. El débil crecimiento del consumo eléctrico supone un cambio de tendencia. En 2014, ha comenzado con una caída de la demanda del 0,6% en los meses de enero y febrero y corregidos efectos de calendario y temperatura, según las cifras oficiales remitidas por REE. La demanda eléctrica, uno de los principales indicadores de la situación económica del país, solo repuntará un 0,1% en 2014, según la proyección realizada por Endesa y presentada esta mañana a los inversores. Esta cifra contrasta con las cada vez más optimistas previsiones de crecimiento del Producto Interior Bruto (PIB) proyectadas por el Gobierno y multitud de organismos internacionales. Endesa considera que la demanda crezca a un ritmo mayor en los años siguientes hasta alcanzar una tasa de crecimiento interanual media del 1,8% en el periodo 2013-2018. El mayor incremento se registrará en 2016 y será del 2,8%, según sus previsiones.

(Marcos Fano, 2010) muestra que en España, en términos de demanda, esta se ha incrementado en 1999-2008 en un 43%, si bien en el año 2009 como consecuencia de la crisis se redujo en un 4,2% respecto al año anterior. Es la primera vez que se da en la historia reciente del sector una reducción del consumo de este calibre.

(Turiel 2012) indica que el futuro que es más razonable esperar en cuanto a la generación renovable es un estancamiento más o menos en los niveles actuales, cuando no una caída progresiva por la destrucción de la demanda eléctrica subsiguiente a una crisis económica sistémica y la imposibilidad de sustituir eléctricamente algunos usos de la energía.

7.3.5 Conclusiones

La caída en los últimos años de la demanda eléctrica en España y en Canarias:

Durante estos últimos años, las variaciones han sido siempre negativas, por lo que se produce un descenso en el consumo de electricidad, comparado con los periodos anteriores. Es la primera vez que se observa una situación en la que se producen caídas de demanda de esta magnitud. Este tipo de situaciones son claves y deben de ser consideradas de forma aislada en cualquier modelo de previsión. Por esta razón, es necesario volver a diseñar los modelos para tener en cuenta este fenómeno, que se une a las variables que afectan de manera relevante en el consumo, como son el efecto del calendario y la temperatura. Un buen modelo debe contemplar toda la problemática que influye en la demanda de electricidad, para así conseguir un adecuado ajuste y llegar a hacer una estimación lo más cercana a la realidad.

Parece ser que con la actual situación económica de España y de Canarias en particular, se ha dado paso a un periodo de decremento en la demanda eléctrica, algo nunca anteriormente visto. Y que no sabemos cuánto tiempo seguirá. Unos de los factores de mayor peso para la demanda son el nivel económico y la población. Y en este momento ambos se están resintiendo, con una huida de población inmigrante y local a buscar trabajo fuera, una elevada tasa de desempleo y una precaria situación económica, con contracción del PIB y caída de los precios, (IPC negativos).

A pesar de un repunte y buenas estimaciones del PIB para los próximos años, los niveles de demanda eléctrica previos a la crisis tardarán en recuperarse.

7.4 Potencia interrumpible en España

7.4.1 Interrumpibilidad

El ministerio de José Manuel Soria entiende que, en un momento de caída de la demanda de energía eléctrica en España (bajó un 1,2 % en el 2011, como consecuencia de la crisis), mantener una retribución como la interrumpibilidad, diseñada en su día a modo de compensación a las grandes industrias consumidoras de energía, a cambio del desvío de su potencial eléctrico en caso de necesidad.

En estos momentos en España sobra capacidad de generación, y el pago por poder interrumpir la actividad de una empresa para abastecer con su energía una demanda determinada que se presente, como un gran apagón, es un gasto prescindible, explican fuentes del ministerio, que cifran en 600 millones de euros la cantidad destinada anualmente a este concepto.

Para poder entender todo el "caos" anterior hay que diferenciar dos tipos de compensaciones, en el caso de los grandes demandantes industriales:

1. **Compensación/subvención al precio de la energía que contratan en el mercado**
2. **Pago por un servicio al sistema eléctrico**

A cuál de las dos posibilidades, hoy por hoy, se acoge el sistema eléctrico en el caso de la interrumpibilidad, es clara.

En la medida en que el servicio de interrumpibilidad es una herramienta de gestión del sistema de la que dispone el Operador del Sistema, de características similares a los servicios de reserva del sistema proporcionados por las instalaciones de producción, sería deseable que éste se proporcionara igualmente en competencia. En consecuencia, el coste de dicho servicio debería ser incluido dentro del coste de la energía, en lugar de financiarse

con cargo a los peajes de acceso. La financiación de dicho servicio se realizaría a través del correspondiente pago de la demanda no interrumpible. En este caso, el servicio de interrumpibilidad podría ser provisto mediante un mecanismo de mercado, al igual que el resto de servicios de ajuste que proveen los generadores.

7.4.2 Como se rige en España

La interrumpibilidad es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico en situaciones de emergencia. Consiste en reducir la potencia activa demandada hasta el valor de potencia residual requerida. Este servicio se activa en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por Red Eléctrica, como operador del sistema, a los consumidores que sean proveedores de este servicio.

El servicio de interrumpibilidad entró en vigor en el año 2008, conforme a la Orden ITC 2370/2007, modificada sucesivamente por la Orden ITC/1857/2008, la Orden ITC/3801/2008, la Orden ITC/1732/2010, la Orden IET/3586/2011 y la Orden IET/2804/2012.

Los consumidores industriales que reúnen los requisitos definidos en la normativa pasan a ser proveedores de este servicio de operación, previo proceso de habilitación por parte del operador del sistema, de autorización por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas y de formalización de un contrato entre las partes.

Figura 7-2. Mapa de Potencia Interrumpible en España

La Orden ha requerido otros desarrollos normativos para regular las especificaciones técnicas de este servicio, los contratos a firmar con los consumidores y P.O. 14.9 y 15.1, los procedimientos de operación necesarios para su aplicación. El marco normativo se completa con las disposiciones relativas al modelo de contrato y con el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio. El Sistema de Comunicación, Ejecución y Control de la Interrumpibilidad (SCECI) es el conjunto de equipos comunicados entre sí que permiten la ejecución de las órdenes de interrupción y el seguimiento de su grado de cumplimiento.

A 1 de marzo de 2013 se encontraban en vigor 144 contratos de interrumpibilidad de los cuales 130 corresponden al sistema peninsular, 13 al sistema canario y 1 al sistema balear.

La normativa respecto a este aspecto ha seguido evolucionando, así aparecen:

Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad

Resolución de 1 de agosto de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y el modelo de adhesión al marco legal establecido para la participación de las subastas

Resolución de 17 de diciembre de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los aspectos relativos al procedimiento de subasta extraordinaria para la temporada eléctrica 2015, en el marco del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad

Resolución de 4 de febrero de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija el precio medio de la energía a aplicar en el cálculo de la retribución del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores de los sistemas eléctricos no peninsulares a los que resulta de aplicación la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, durante el primer trimestre de 2015

7.4.3 Artículos relacionados con la interrupción de cargas en un sistema eléctrico

En (Behrangrad, Sugihara et al. 2010) se realiza un estudio económico de diversos tipos de reservas, y se determina que el contar con unidades de generación negativas, (se trata de unos socios, que por contrato, aceptan una serie de interrupciones al año, que cuentan como generación negativa), a los cuales, en caso de necesidad se desconectarán del sistema, disponiendo inmediatamente de más energía para otros posibles usuarios. Este método resulta económico frente a disponer unos grupos para actuar unas pocas horas al año.

7.4.4 Conclusiones

Sin afectar a la previsión de demanda eléctrica, la interrumpibilidad si afecta a la gestión de la demanda, pues la existencia de estos contratos realiza la función de una reserva de respuesta rápida. Limitando o evitando los grandes picos ocasionales, o interrupciones masivas en caso de averías.

En el caso de España el 12% de la potencia disponible adicional (4.000 MW) se halla tan sólo para poder cubrir las primeras 100 horas de mayor demanda del año, y 1.000 MW para sólo 9 horas. La reducción de estas puntas podrá evitar el uso de esta generación y el alivio de las redes de transporte y distribución.

El beneficio de este método de gestión de la demanda es que puede realizar funciones asociadas a los servicios complementarios, actuando como reserva en caso de poder deslastrar parte del consumo en ocasiones pico, o de avería, actuando como reserva de operación.

7.5 Generación distribuida y autoconsumo

7.5.1 ¿Qué es la generación distribuida?

La mayor parte de las centrales presentan un gran tamaño, y debido a consideraciones medioambientales se hallan a bastante distancia de las ciudades, por lo que a estos sistemas hay que equiparlos de una amplia red de transporte eléctrico, y posterior red de distribución hasta cada una de las unidades de consumo.

Estas centrales operan en muchos casos con una energía primaria contaminante, sea combustible sólido, líquido o gaseoso, o con material nuclear. Las energías renovables que mayoritariamente disponemos en España, aportan energía no gestionable, esto es energía que se produce e inserta a la red eléctrica de forma totalmente aleatoria, sin ninguna capacidad de control, que no sea su conexión o desconexión. Siendo estas energías la solar térmoeléctrica sin almacenamiento, fotovoltaica, y la eólica. Esto ocasiona que no sean consideradas como reserva para el sistema y se limite su contribución, sobre todo en sistemas insulares.

También, en el caso de grandes centrales convencionales, grandes huertas fotovoltaicas o grandes parques eólicos, establecen una importante distancia con las poblaciones, en búsqueda de suelo más barato que el urbano y con el paso del tiempo no verse obligadas a desmontarse por la presión del crecimiento de las urbes.

La generación distribuida se presenta como alternativa, o complementaria a este concepto. Se trata de incorporar a la red eléctrica de múltiples pequeñas unidades de generación, que pueden usar redes de gas urbanas y aplicar cogeneración, o emplear energías renovables como energía primaria. Creando una gran cantidad de unidades de generación que junto a dispositivos de almacenamiento de energía y conectadas por la red de distribución, aporten su potencia más cercana a los consumidores.

Esta tecnología introduciría un gran número de problemas técnicos a las redes de distribución actuales que están diseñadas y protegidas en árbol, siempre fluyendo la energía de arriba hacia abajo. Aquí la potencia podría fluir en cualquier dirección, cambiar las características de la red, y dificultar el control de los parámetros de frecuencia y tensión. A pesar de ello, las ventajas son muchas, el uso de energías limpias, carentes de impacto ambiental por estar incluido en la edificación, y prescindir de necesidad y pérdidas por transporte por generarse cerca de donde se consume.

Las redes eléctricas serán seguramente en un futuro inteligentes, de forma que además de los conductores de potencia estén los de datos, que permitan el trasvase de información. Pudiendo conectar nuestro VHE en cualquier punto de la red, se identifica y recarga, la factura se dirigirá al propietario del vehículo. O vender energía a la red desde nuestro vehículo, o desde nuestra casa a la red en ciertas horas a un determinado precio. O comprar energía a un precio y en otras horas vender a precio distinto.

Por lo que ambos conceptos son algo futurista, pero ya se trabaja en ello, y dada la escasez de combustibles convencionales sin duda se acabará imponiendo. Abriendo un verdadero comercio de energía.

Todo ello se controlaría con las Smart-grid, (redes inteligentes) en las que se trabaja desde hace unas décadas.

7.5.2 Edificios de cero emisiones de CO_2

Todos los edificios que inicien su construcción en la Europa comunitaria deberán ser autosuficientes energéticamente y reducirán a casi cero las emisiones de gases nocivos a la atmosfera, como el CO_2.

Este ambicioso objetivo acaba de ser aprobado por abrumadora mayoría de los eurodiputados en la revisión que tramita el Parlamento de la *directiva 2010 / 31 / UE* sobre eficiencia energética de los edificios, esta normativa será de obligada aplicación en 2018 para edificios públicos y 2020 para todos los edificios.

Esto podrá reducir en algo la demanda eléctrica sin duda, pero lo que si provocará un cambio en la generación de la energía eléctrica consumida en los edificios de nueva construcción, que en vez de venir desde las centrales, una parte importante se generará en los mismos.

7.5.3 La Demanda Eléctrica se redefine con el autoabastecimiento

Cuando hablamos de demanda eléctrica de un edificio o de una ciudad o Región o País, hablaremos de lo que consume, o de lo que viene de fuera, y estaremos restando lo que se autoabastece.

Esto es un dilema, y para que el autoabastecimiento hasta ahora anecdótico, sea una obligación en todo edificio de nueva construcción, dentro de nuestra banda de estudio que es hasta el año 2025.

En las cifras que reflejamos en el pasado no incorporamos el autoconsumo. Cuando hablamos de demanda hablamos de la energía que circula por la red, o sea, que hoy la industria que cuenta con autoconsumo, como ocurre con alguna que tiene sus propios aerogeneradores, esa energía no aparece reflejada, ya que no circula por la red eléctrica. Hoy en Canarias son pocos, en su mayoría industrias y con la eólica. Por lo que es mínimo el error cometido, pero esto cambiará muchísimo en los próximos años. Ocupando el autoconsumo un puesto importante en nuestro sistema energético. Y más en el caso de Canarias con los buenos valores de viento y de radiación solar que se dispone.

A julio de 2015, se estaba pendiente de que el Gobierno de la nación publique un Real Decreto sobre autoabastecimiento, pero se ha ido dilatando en el tiempo. Actualmente se cuenta con el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Todo lo referente al sector eléctrico se verá condicionado por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Actualmente se acaba de publicar el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

7.5.4 Artículos relacionados con el efecto del autoconsumo en la demanda

En (REE 1998) se observa que a día de hoy, la generación coincide en cada instante al consumo más las pérdidas. La energía eléctrica no se almacena. Esto que hoy es una realidad a medio plazo podría cambiar, los motivos son varios, pero uno de ellos sería la generación distribuida, principalmente renovable.

En (Blokhuis, 2011) se observa que son muchas las preocupaciones de los sistemas eléctricos: El Cambio Climático, la dependencia del petróleo, el medio ambiente, accidentes, garantizar el suministro. Sin olvidar el crecimiento de las Puntas de demanda y el incremento de la generación distribuida. Se ha analizado 3 distintas políticas energéticas. Por vivienda se espera una reducción en el consumo de gas del 15%, el Cambio Climático y el mejor aislamiento, así como la implementación de Bombas de calor lo conlleva. Respecto a la electricidad: se espera una ligera disminución dependiendo de la política energética. Un incremento del consumo por conexión en el sector terciario (servicios). La industria representa el 40% de la demanda, se espera un incremento ligero por conexión. Por qué se ha escogido el año 2040 como horizonte: Está comenzando la penetración de tecnologías que modificarán el uso de la electricidad. Su introducción

requerirá un vasto periodo. La tardanza en el tiempo desde que se decide la necesidad de una infraestructura de generación o transporte de electricidad hasta que esta se halla operativa. Muchos municipios se han marcado objetivos de implantación de renovables y ahorro energético para ese año de corte. El crecimiento de la potencia punta por conexión si no se implantan políticas que gestione la demanda se dispararía. Pues a la máxima demanda, habría que sumarle la potencia de la bomba de calor, más la carga del VHE. Pudiendo pasar de 198 MVA en 2009, a aproximadamente 600 MVA en 2040. Las redes en un futuro serán híbridas, empleando generación centralizada y distribuida. Existen varias incertidumbres: El crecimiento de la población y nº de hogares, consumo de cada uno y uso que harán de la electricidad, evolución de la eficiencia, precios, y la aparición de nuevas tecnologías.

(Kirtlan 2008) Especial cuidado se tendrá con la generación distribuida que podría enmascarar la verdadera demanda asociada al PIB. Esta generación distribuida podría contribuir o no a limar los picos dependiendo de la época o del puro azar ocultando la relación de la potencia punta de potencia con las variables exógenas.

7.5.5 Conclusiones

La pregunta es, ¿a qué llamaremos demanda eléctrica? A la energía que atraviesa la red de transporte, se le sumaría la que se inyecta en la red de distribución. O añadimos esas producciones generadas y autoconsumidas por los clientes, que no salen a la red pública, pues todo se queda en casa.

Lo cierto es que en el autoconsumo hasta hoy las instalaciones generadoras disponen de contador en la generación y él de venta. Por lo que se conoce el autoconsumo, pero ¿en un futuro será así? ¿Se manejarán esas cifras?

Las estimaciones de demanda realizadas en este trabajo, se ha referido siempre a la demanda total, independientemente de cómo se abastezca. Si con autoconsumo, o por compra a la red.

7.6 La Implantación de Contadores inteligentes

Esto implica el instalar contadores horarios a todos los clientes. Podría optarse por reducir su consumo en los momentos de máxima demanda, para ahorrar parte de los peajes de la red de distribución o costes por cargo de potencia que la red cobra.

Para evitar consumos excesivos podría implantarse un coste de consumo progresivo. Pero es difícil, pues en el caso residencial habría que conocer el número de personas que forman esa familia, temperatura ambiente, etc.

La aparición de contadores horarios crea en el consumidor la conciencia de periodo de precios caros, pudiendo modificar las pautas de consumo.

En diversos países han experimentado con tarifas eléctricas de considerable éxito para la reducción de las puntas de demanda, creando complementos de nocturnidad, estacionalidad e interrumpibilidad.

El 1 de julio en España comenzó la tarificación de la electricidad consumida por horas. Variando su precio en diferentes franjas.

http://economia.elpais.com/economia/2015/06/30/actualidad/1435689438_475045.html

7.6.1 Objetivo Europeo

La *directiva comunitaria 2012/27/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 25 de octubre de 2012*, Propone que se hallen instalados al menos el 80% de los consumidores mediante este dispositivo antes del año 2019. Con lo que las distribuidoras contarán con información a tiempo real del consumo de los hogares. Teóricamente, los contadores inteligentes también deberían permitir a las empresas adaptar mejor la producción de energía al consumo real, y al consumidor tener una mejor comprensión del gasto energético que genera y aprovechar tarifas especiales (nocturnas, por franjas horarias, etc.).

Lo que provocará cambio en las pautas de consumo, facilitando la incorporación del autoconsumo, por ser estos dispositivos bidireccionales.

En cualquier caso esto allanará la curva de demanda al ser más cara la electricidad en ciertas horas, que otras. Llegado el día donde la generación de electricidad cuente con un importante componente renovable, en horas de elevado recurso el precio de la energía caerá, y subirá cuando este resulte escaso. Facilitando la integración de renovables, y si se dispusiera de elementos almacenadores de elevada eficacia, se compraría energía a un precio y posteriormente lo se podría vender a otro como han realizado tradicionalmente las centrales de bombeo en España.

Muchos electrodomésticos modernos a día de hoy cuentan con un reloj que permite retrasar su puesta en funcionamiento, como lavadoras. Esta práctica permitirá el operar en horas de bajo coste. Así muchos electrodomésticos podrán realizar discriminación horaria de operación, variando su modo según el precio de la electricidad en cada franja horaria.

Esta implantación permitirá el establecer políticas de demanda responsable, variando el precio de la electricidad en franjas horarias.

7.6.2 Artículos sobre los contadores inteligentes y su efecto en la demanda

(Ahmed 2003) destaca que la solución técnica a los continuos incrementos de la punta de potencia puede ser: construcción de nuevas plantas de generación, nuevas líneas de transporte o distribución, políticas agresivas de ahorro energético, o gestión de demanda cambiando las pautas de los consumidores. Este último es uno de los objetivos que se persigue con la implantación de los contadores inteligentes.

En (Cappers, Goldman et al. 2010) denomina "*Demand Response*" a la metodología que ofrece una forma viable, efectiva evitando una gran inversión siendo capaz de reducir la potencia pico en 38 GW en USA. Cambiando el precio de la electricidad en intervalos de tiempo, o incentivando pagos para bajar el uso de la electricidad en momentos punta, o cuando la fiabilidad del sistema esté en peligro. Así habrá que estudiar el precio en tiempo real, y su variación. La reducción del pico nacional motivado por esta política es del 5% en 2006 y del 5,8% en 2008. New York tiene tres programas diferentes de demanda responsable. . Programa Responsable de Demanda de Emergencia (programa voluntario donde se paga estrictamente por la energía), Día a Delante de Demanda Responsable y Caso de Recurso Especial (Se paga por la capacidad contratada y por reducir la carga en horas puntas, además incluye penalizaciones por no cumplir con la demanda durante los eventos programados). La demanda responsable ha ido evolucionando en USA, pero ofrece una reducción del pico de demanda en torno al 10%. Así existen rangos de reducción del pico en verano del 3% al 9% en la mayoría de las regiones, salvo en el medio-oeste de Estados Unidos donde se alcanza una reducción de casi el 20%.

(Daneshi, 2008) indica que la demanda de los diferentes sectores: comercial, industrial y residencial se comportan de diferente manera, y pueden presentar diferentes tasas de crecimiento. Por lo que un análisis desglosado es lo más acertado y lo que se realiza. La carga residencial y en menor medida la comercial presenta una estacionalidad. La carga industrial se denomina carga de base por su comportamiento homogéneo a lo largo del año. La relación de la demanda con la temperatura se ha realizado mediante lógica fuzzy.

(Leo 2011) indica que la demanda responsable exigirá de unos precios variables. Siendo el comercializador el que trate con el gestor del sistema y los clientes, potenciando el consumo en las franjas horarias adecuadas aplicando los costes a sus clientes. Así se busca el elevar los precios en horas pico y eventos críticos, así mismo reducir los precios cuando la demanda es mucho menor.

En (Mallette, 2010) muestra como el evitar el consumo en horas pico, permite una producción eléctrica más limpia, pues evitamos la entrada de grupos de rápida respuesta y elevado consumo específico, así como paradas y arranque de grupos. Así mismo, abaratamos los precios de explotación del sistema, al evitar grandes inversiones económicas por saturación en ciertas horas de líneas eléctricas o generación. Los consumidores serán más conscientes de los costes de la electricidad que ellos consumen en cada instante, sentirá más incentivados a controlar su consumo. Mejorará la eficiencia del sistema en su totalidad. Sin una diferenciación tarifaria horaria, el cliente no encontrará incentivo a reconducir su consumo eléctrico. Simplemente actuará cambiando su rutina diaria de consumo.

(Matijas, 2011) afirma que la influencia en la implantación de contadores inteligentes tendrá su efecto también en la estimación de la demanda eléctrica.

(Moreno 2011)Informa que presumiblemente en 2018, en España, todos los contadores habrán sido cambiados y avisaran de los precios horarios, permitiendo control remoto de los equipos.

En (Newsham, Bowker 2010) aporta como han surgido un número de estrategias en reducir la demanda de las horas pico. A fin de allanar la curva de consumo. A estas estrategias se les denominan Demanda responsable. La potencia pico crece por encima de lo que es la demanda global. Sobre todo debido al consumo doméstico en verano. Las estrategias se dividen en dos cobrar más cara la electricidad en horas punta, y más barata en otras horas. O bonificar por la energía no consumida en horas punta. Se pasa a describir los diferentes programas.

- Times of use (TOU): El día se divide en bloques de una hora, y en cada uno la energía tiene distinto precio. El mismo sistema se aplica cada día.
- Critical Peak Pricing (CPP): Es similar al caso anterior, pero introduce una serie de eventos diarios, donde se cambia el precio.
- Real Time pricing (RTP): El precio puede variar realmente y no es conocido con mucha antelación 1 o 2 días antes. Y obedecen al precio real de mercado.
- Peak Times Rebates (PTR): El cliente recibe un bono por no usar potencia en horas pico
- Independientemente de esto el pico estacional, en gran medida se origina por la punta de calor. Y esto podría atenuarse de la siguiente forma:
- Subiendo la temperatura de encendido del equipo de aire acondicionado 1 o más grados.
- ·Reduciendo el ciclo de funcionamiento del equipo: si una vez arranca se mantiene en operación 40 minutos, que se mantenga 20 minutos solamente.

De los métodos expuestos el más efectivo es el CPP, con el que se reduce la potencia pico en un 30%, según (Newsham, Bowker 2010).

En (Palensky, Dietrich 2011) se afirma que es más inteligente y barato el influir sobre las cargas que el construir una nueva central eléctrica. Tiene sentido el desarrollo de la generación distribuida y el consumo responsable. DMS. Los tipos de consumo responsable son: Energía eficiente EE, Tiempo de uso TOU, Demanda responsable DR, Reserva rodante SR.

- EE: Todos tenemos equipos o parte de una instalación consumiendo más de lo necesario por un deterioro de algún equipo. Luego el contar con un dispositivo de control que pueda alertar de ello. Existen diversas técnicas para ello. Como observar parámetro exterior que nos den una idea de cuál debería ser el consumo, como la temperatura exterior, o un contaje de energía consumida semanalmente, o comparación con una instalación similar externa, o cualquier otro método. En cualquier caso el esperar lo que se ha de consumir y vigilar que no sobrepase por otras razones nuestra expectativa es un logro. Y nos evitará consumos excesivos por filtros sucios, averías, dejar encendida una luz cuando no era necesario, etc.
- ·TOU: varía el coste de la energía en diversas franjas de tiempo, a fin de evitar picos de consumo, o hacer coincidir el consumo con la generación renovable.
- · DR: Un control directo sobre las cargas hará que se ajusten al precio de la energía horario fijado con anterioridad.
- SR: Las cargas deben estar preparadas para salir de la red, al recibir una señal de la misma, y actuar como una fuente virtual.

Con todo esto estaremos ante un uso más racional de la energía, nos muestra (Palensky, Dietrich 2011).

En (Xiao, 2010) informa que muchas Plantas de Generación sucias están operativas alrededor del mundo. El ratio de crecimiento de la demanda eléctrica ha crecido en muchos países rápidamente, esto ha requerido el empleo de Plantas de generación de rápido montaje y baja eficiencia, sin una adecuada planificación. Como consecuencia observamos el crecimiento del precio en las pasadas décadas durante los picos de potencia, sobre todo las puntas de verano en días muy calurosos. La Gestión de una demanda responsable está funcionando en Estados Unidos de América desde 1999. Con él se ha logrado: Reducir los picos de potencia y su contribución a incrementar las faltas en los sistemas eléctricos, reducir los costos de generación al reducir el uso de las Plantas de menor rendimiento, y se ha incrementado la eficiencia del sistema al repercutir los costes del sistema de generación horario directamente en el consumidor.

En (Hu, Chen et al. 2010) se presenta un método no lineal de optimización donde respecto al precio real, se realiza la gestión de la demanda buscando la reducción de costes en la producción de energía. Mientras la demanda global de energía eléctrica está aumentando, se está suavizando el alto riesgo económico de establecer una nueva central eléctrica. El precio por hora de la energía eléctrica está disponible para los consumidores, con un día de antelación en Dinamarca. Así ellos pueden modificar su demanda para reducir sus costes eléctricos en la medida de lo posible.

(Ardakani, 2014) indica que el sector comercial del Norte de Chipre ha estimado una reducción de un 58% de su demanda eléctrica aplicando un sistema de Gestión de Demanda (DSM). Además de reemplazar los equipos actuales por otros más eficientes: lámparas, refrigeradores... e incorporar fuentes de energías renovables. En este estudio se ha empleado un modelo de redes neuronales y se ha comparado con otros, resultando el más preciso la combinación de redes neuronales con optimización mediante enjambre de

partículas. Por lo que el método de shuffled frog-leaping (SFL) algorithms, salió con menor acierto en esta aplicación.

7.6.3 Conclusiones

El uso que la población realiza de la electricidad con precio indistinto, a una electricidad, con precio variable en intervalos de tiempo, hará cambiar el perfil de consumo, allanado la curva de demanda, y provocando un cambio en el uso de la energía eléctrica, sin duda alguna.

Evitando la entrada de ciertos generadores durante los grandes picos, pocas horas al año, con lo que esas unidades de uso escaso y poca eficiencia podrá minimizarse. O transmitir su coste de forma puntual sobre los demandantes en sus horas de empleo, y no ponderado como resulta actualmente.

Este aspecto afectará a la estimación de la potencia pico, reduciendo la misma, pero no creemos que repercuta en la cantidad de energía eléctrica demandada. Estos mecanismos producen un ahorro no en energía, sino en potencia, ya que el consumidor tratará de desplazar su curva de consumo hacia precios más favorables. Se contempla medidas encaminadas a la adopción de nuevas pautas de consumo, que no han de significar una pérdida de bienestar.

La acción será tanto más efectiva cuanto más incluya el precio de la electricidad los costes de su consumo. Actualmente los gastos fijos como el concepto de Accesibilidad, Potencia contratada e Impuestos son grandes e inamovibles, lo que podría traducir en irrelevante el ajustar en horario los consumos eléctricos.

Se entiende por gestión de la demanda de electricidad al conjunto de acciones, cuyo fin es influir en el uso que realizan los consumidores de la electricidad, para producir cambios hacia el ahorro y el momento en que se realiza el consumo.

Estas pautas, así como una mejora en la eficiencia energética podrían evitar algunas inversiones en generación, en las redes de transporte y distribución.

La ubicación próxima a los centros de producción reducen las necesidades de redes de transporte y de sus pérdidas asociadas. Así en Argentina existen tarifas nodales de red, en que se paga según la localización del consumidor.

En el caso de España el 12% de la potencia disponible adicional (4.000 MW) para poder cubrir las primeras 100 horas de mayor demanda del año, y 1.000 MW para sólo 9 horas. La reducción de estas puntas podrá evitar el uso de esta generación y el alivio de las redes de transporte y distribución.

Los beneficios de la gestión de la demanda y el ahorro energético son:

- Evitar algunas inversiones en generación
- Ahorrar inversiones en las redes de transporte y distribución
- Si una parte de la demanda que se deja de consumir coincide con periodos de precios elevados, o sea disminuimos las puntas de potencia, podrá reducirse los precios de generación. Siendo un ahorro asociado al termino de potencia.
- Las medidas sobre la demanda podría hacer reducir el consumo general.
- La demanda puede realizar funciones asociadas a los servicios complementarios, actuando como reserva en caso de poder deslastrar parte de consumo en ocasiones pico, actuando como reserva de operación.

Para evitar consumos excesivos podría implantarse un coste de consumo progresivo. Pero es difícil, pues en el caso residencial habría que conocer el número de personas que forman esa familia, temperatura ambiente, etc…

La aparición de contadores horarios crea en el consumidor la conciencia de periodo de precios caros de consumo eléctrico, lo que antes no se contemplaba. Esto podría modificar las pautas de consumo, haciendo que se plantee el prescindir o atenuar cargas que antes ni se consideraba. Pues por primera vez, se tiene en mente de forma continua, que el consumo eléctrico es igual a gasto económico.

7.7 Incremento del empleo de la bomba de calor frente al gas

7.7.1 Aerotermia

En el caso de la aerotermia, o bomba de calor aerotérmica, si utilizamos un equipo con clasificación energética A, la transformación de energía eléctrica en energía térmica tendrá un rendimiento superior al 300%, por lo que pagaremos aproximadamente 0,05€/kWh. Hay que destacar que este tipo de calefacción tiene un problema y es la disminución de su rendimiento con temperaturas externas muy bajas, por lo tanto, aunque teóricamente es el sistema más económico, el coste podría ser superior los días más fríos.

Es un precio similar a los pellets de biomasa, y algo casi igual al gas de precio 0,06€/kWh. Pero en todos aquellos emplazamientos en donde no existe canalización de gas, la aerotérmia está ganando adeptos, e imponiéndose en aplicaciones térmicas. Tanto termos para ACS, como calefacción.

Esto es emplear la electricidad, para extraer el calor del aire y emplear esa energía térmica en nuestro beneficio. Reemplazando a los combustibles convencionales. En la gráfica empleada aparece el efecto Joule, como electricidad.

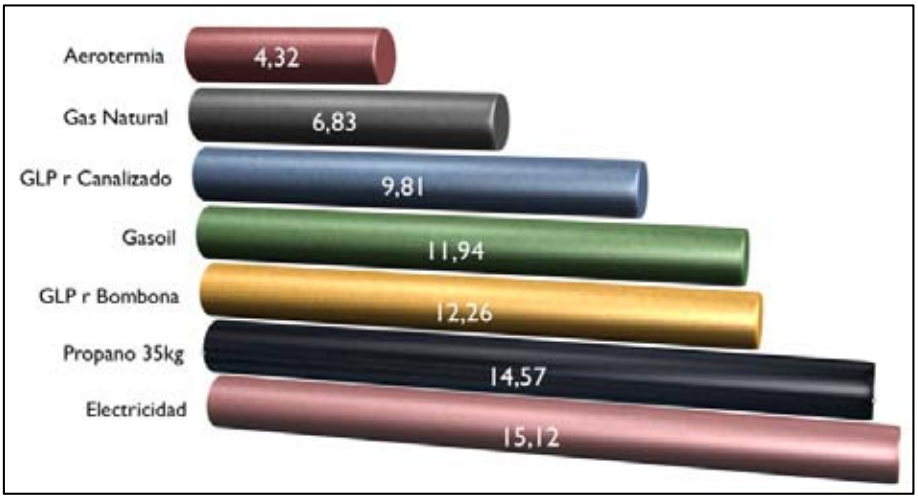


Figura 7-3. Precios de técnicas para la producción de calor. Fuente: IDAE

En cualquier caso estamos hablando de producir calor en viviendas por calefacción o ACS, pero a medida que nos separemos más de la temperatura ambiente, cae la eficiencia de este sistema, por lo que para las grandes necesidades térmicas industriales no presenta ningún interés esta tecnología.

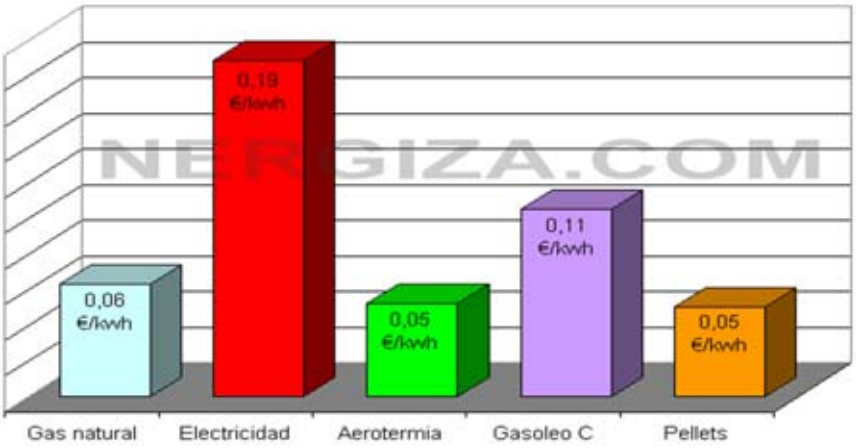


Figura 7-4. Precios de sistemas de producción de calor. Fuente: Nergiza.com

Las dos figuras anteriores cuentan con un año de diferencia, mientras la Figura 7-3es de 2013, la Figura 7-4 es del 2012. Ambas coinciden en clasificar a la aerotermia como la más eficiente, y las bombas de calor no pararán de evolucionar. Por comodidad, limpieza y eficiencia acabará por imponerse como sistema más empleado de todos en generación de calor de Baja Temperatura.

7.7.2 Artículos sobre bombas de calor aerotérmicas y la demanda eléctrica

En (Blokhuis, 2011) comenta que en Holanda existe una tendencia de ir restringiendo la distribución de combustibles fósiles en las ciudades, reemplazándolas por dispositivos eléctricos, como bombas de calor. Por vivienda se espera una reducción en el consumo de gas del 15%, debido a tres efectos: El cambio climático, la mejora en aislamiento, así como la implementación de Bombas de calor.

En (Turiel 2012) indica la imposibilidad de sustituir eléctricamente algunos usos de la energía. Las particularidades de la electricidad hacen que día a día cobre protagonismo como vector energético y como energía final. Pero hay muchos sectores energéticos donde la electricidad no es viable, y no puede reemplazar a los combustibles fósiles. Entre ellos aquellos sistemas de elevadas potencias, grandes grúas o maquinaria de gran potencia, y procesos con alta demanda de energía térmica. Debido entre otros motivos, a que la densidad energética máxima que se espera para las baterías de litio, de alrededor de 0,5 Megajulios por litro, es unas cien veces inferior a la de la gasolina o el gasoil.

(Kwon, Pil Seok 2014)Ha elaborado un método para evaluar un sistema energético flexible en el año 2050 en Dinamarca. Dentro del consumo se ha estimado el gasto en transporte y producción de combustible sintético, las bombas de calor, además de las cargas características existentes a día de hoy. Se realiza un análisis del consumo eléctrico dentro de los diferentes sectores económicos.

7.7.3 Conclusiones

En poblaciones como en las islas en que no existen redes de gas en sus ciudades, el empleo de la electricidad como productor de energía térmica de baja temperatura, tanto para producir ACS, como calefacción irá desplazando con el tiempo a las instalaciones en que se servían de bombonas de butano, o depósitos de otros combustibles líquidos o gaseosos.

Mucho más cara es la electricidad, pero mucho más limpia y cómoda, y día tras día gana en eficiencia, y la diferencia de precio se irá atenuando.

Esto repercutirá en incrementar la demanda eléctrica, ya que cargas térmicas de Baja Temperatura, que hasta ahora eran realizadas por combustibles, a día de hoy y en un futuro cercano van a ser satisfechas mediante energía eléctrica, empleando bombas de calor aerotérmicas.

CONCLUSIONES

Capítulo 8. Conclusiones y trabajos futuros

Empresas privadas y públicas requieren estimaciones a largo plazo de la demanda de energía eléctrica (DEE). Entre las eléctricas: el transportista y gestor del sistema, la distribuidora, las empresas de generación y las comercializadoras.

También las empresas suministradoras de combustibles a las centrales de generación. Asimismo, las Administraciones Públicas responsables de la Planificación y Gestión del Territorio, para reservar suelo donde ubicar las infraestructuras que garanticen el suministro energético a las distintas actividades que se desarrollan en el mismo.

Si las predicciones realizadas resultan ser muy bajas, podrían producirse deficiencias en el suministro de energía, con inconvenientes para distintos sectores económicos, pero si resultan ser excesivas, se podría incurrir en una elevada e improductiva inversión económica. Por todo ello es importante disponer de buenas estimaciones de la demanda de energía eléctrica.

En sistemas eléctricos aislados, caso de las islas canarias, aún el tema tiene una mayor relevancia, pues al no estar interconectado con otros sistemas, los sistemas eléctricos deben estar dimensionados para facilitar el afrontar los picos de demandas que puedan presentarse.

La evolución económica es el factor que más influye sobre el consumo eléctrico de cada país y de cada región, en las estimaciones a largo plazo. Se ha constatado que en el periodo de estudio, se ha producido debido a la crisis económica una ruptura de la tendencia lineal anteriormente a la crisis entre la demanda de energía eléctrica y el PIB entre otras variables. En años de crisis económica y financiera, como la actual, se constata una gran variabilidad del Producto Interior Bruto (PIB) y del Índice de Precios de Consumo (IPC). Este último sensible a la evolución del precio de la energía y al establecimiento de políticas monetarias.

Nuevos factores influirán cada vez más en la predicción de la DEE: la eficiencia energética global, el autoconsumo con la integración de energías renovables en los edificios, el uso de bombas de calor aerotérmicas, la incorporación del vehículo eléctrico. También cambios sociales como el tipo de familia, la edad de la población y el número de personas por vivienda, condicionando el consumo per cápita. El cambio climático y la implantación de los contadores inteligentes afectarán al consumo, entre otras cuestiones, modificando la sensibilidad social. Cada vez será más complejo predecir una evolución futura de la DEE. La diferencia de precio horario al consumidor residencial puede modificar las pautas de consumo, reduciendo la potencia punta en la demanda.

Nuevos escenarios implica mayores esfuerzos, tanto al considerar nuevas variables, como en la búsqueda y uso de métodos eficientes de la ingeniería computacional.

De acuerdo al objetivo de la tesis, se ha realizado estimaciones a largo plazo de la demanda de energía eléctrica (DEE) para la isla Gran Canaria. Iniciamos como punto de partida, las estimaciones para toda la Región, al ser los datos económicos disponibles sólo a nivel regional, y anuales. La construcción de las estimaciones se ha realizado con distintos métodos y con año horizonte 2025. Después se ha estimado la demanda de energía eléctrica y la Potencia Pico de Gran Canaria para cada año. La construcción de las predicciones de la demanda de energía eléctrica se ha realizado así para valores anuales de la DEE en Canarias, para la DEE en Gran Canaria y para la Potencia Pico en Gran Canaria.

Para obtener conclusiones objetivas, se realiza una comparativa de resultados obtenidos en todas las estimaciones de la DEE con uso de distintos métodos de predicción y de distinta naturaleza. Así se han considerado de las técnicas estadísticas clásicas, de uso hoy en día aún muy extendidas, la Regresión Lineal Múltiple y la Regresión Logarítmica Múltiple. Una técnica de aprendizaje estadístico eficiente en ajustes con limitados número de datos, Máquinas de Vectores Soporte. La técnica de aprendizaje automático muy utilizada, una Red Neuronal. Además para el ajuste de la función propuesta, un Algoritmo Genético de Evolución Flexible con uso de la conocida función sharing de compartición de recursos en la selección por torneo y un Algoritmo de Evolución Diferencial con parámetro de mutación variable, ambas entre las técnicas de computación evolutiva.

Los datos se han particionado en dos grupos: años de ajuste funcional o de entrenamiento de los métodos y años test para la evaluación a posteriori de la capacidad de generalización o bondad del método de predicción. Los años test se eligieron aleatoriamente, si bien se forzó a que entre ellos hubiera al menos un año de la actual crisis económico-financiera y, como es usual en la literatura, se incorporó el último año-dato. Así se ha realizado una comparativa de los resultados de eficiencia de los distintos métodos, evaluando el porcentaje del error medio absoluto (MAPE), para los años test 1992, 2001, 2004, 2009 y 2014, y siempre para los dos casos de incluir o no la variable IPC.

Tras lo cual se ha obtenido unas conclusiones y se proponen posibles líneas de investigación futuras a raíz de este trabajo.

8.1 Conclusiones

Así esta tesis es un primer paso en la línea de considerar variables no tradicionales, como es el IPC, en años dónde esta variable presenta volatilidad debido a crisis económicas y financieras. Se ha constatado en esta tesis, que la incorporación de esta variable ha mejorado generalmente los resultados de predicción de la demanda de energía eléctrica y que el uso de técnicas con mayor capacidad de emular relaciones no lineales han demostrado mejores resultados de generalización de la estimación de la demanda.

Una contribución de la tesis ha sido la satisfacción de otro objetivo que fue trazado en el inicio de la misma: proponer una función no lineal, explicita, que pudiera modelar la demanda de energía eléctrica de la DEE de la isla de Gran Canaria y que se evaluará utilizando algoritmos genéticos. Se ha propuesto una función no lineal exponencial con exponente suma de términos fraccionarios, cuyos coeficientes ha sido ajustada con algoritmos genéticos y también con otro método de computación evolutiva, un algoritmo de evolución diferencial. Con ambos se han obtenido buenos resultados de ajuste a datos reales y se han comparado los mismos con diversos otros métodos también utilizados en la tesis. Dicha función es la primera vez que se propone en la comunidad científica.

Una conclusión interesante es que la alta colinealidad constatada entre el PIB y la población, en los métodos de regresión estadísticos y aplicaciones realizadas, que implica dejar de tener sentido interpretativo las elasticidades, a pesar de ello no eliminando ninguna de las variables se obtiene mejores resultados que si se eliminan. Este hecho ya fue alertado en el estado del arte consultado que podría producirse, y aquí se ha constatado.

Una contribución de esta tesis ha sido la evaluación de la repercusión de mejora al incluir el IPC, además del PIB y la población, como variable explicativa en las estimaciones de la demanda del consumo eléctrico en el periodo de estudio. La incorporación de la variable IPC mejoró las predicciones de todos los métodos no lineales, y contribuyó a obtener el mejor resultado de predicción de la DEE en las tres estimaciones a largo plazo realizadas (DEE en Canarias, DEE en Gran Canaria y Potencia Pico en Gran Canaria). Manifestándose una menor afección en el caso de la punta de potencia, de hecho el método con menor tasa de error no empleaba el IPC como variable explicativa.

En base a la bibliografía consultada, se observa la conveniencia de estudiar la demanda eléctrica separada en sectores económicos, pues podría ser sensible a variables distintas, y con diferente intensidad. Este tipo de estudio no ha sido posible de realizar con los datos disponibles, mostrados en el Capítulo 2.

Podría ser de interés el mostrar la evolución de la demanda en cada una de las 7 islas, pero se ha observado la falta de variables económicas a nivel insular (Capítulo 2), ello ha determinado el calcular la demanda para toda Canarias, y dada la linealidad entre el PIB regional y la demanda en la isla de Gran Canaria y su potencia pico, se ha realizado el estudio en Gran Canaria. Esta relación podría no ser tan estrecha en otras islas, lo que imposibilitaría realizar el estudio realizado, en la misma.

Se han detectado diversos factores que afectarán a las previsiones de demanda eléctrica y potencia pico en los próximos años, tendrá que vigilarse la evolución de estos factores, para irlos incorporando en las futuras estimaciones que se realicen.

8.2 Líneas futuras de investigación

Se ha destacado lo importante que resulta la determinación lo más precisa posible de la potencia pico en un sistema aislado, pues va a condicionar que el sistema pueda proveer sin una inversión excesiva la demanda solicitada. Dado que no cuenta con apoyo externo en estos casos.

1 Como se refleja en el capítulo 4, donde se buscó y se recolecto datos, hay escasez de los mismos, no encontramos VAB para las diferentes islas, a pesar de que se estuvieron publicando una serie de años. Sería interesante, trabajar en la obtención de datos económicos de cada isla en particular para poder concretar mejor este estudio.

   Por qué las 7 islas son diferentes, así se refleja en notica en prensa el 3/11/2015. La demanda aumentó un 1,1% en Canarias durante los nueve primeros meses del año 2015. De hecho, Fuerteventura fue la única isla que disminuyó su demanda en un 2,3%. (Canarias 7) **http://www.canarias7.es/articulo.cfm?id=395103**

2 En el capítulo 7 se analizan nuevos factores que irán modificando a la demanda eléctrica, uno de ellos será el Cambio Climático provocando un aumento de la temperatura, así como, una disminución en las precipitaciones. Se ha hablado de la

gran cantidad de energía empleada en el sector del agua en Canarias, en Lanzarote y Fuerteventura representa el agua desalada el 100% del consumo.

Pero en La Palma, isla que no desala agua, un análisis afirma que un 20% de su demanda eléctrica corresponde al bombeo de agua (Aeren, 2010).

Por lo que una nueva línea sería el estudio de la demanda eléctrica dentro del sector del agua en Canarias.

Y otra posible estudio, sería la afección que el Cambio Climático tendrá en la demanda de energía eléctrica en las islas. Pues frente a otros emplazamientos donde se aumentará el consumo por incremento de temperatura debida al acondicionamiento de aire. En las islas se va a requerir una mayor desalación y bombeo a mayor altura que la actual.

3 La sociedad está cambiando, y esto se reflejará en la demanda eléctrica, la población envejece, el índice de ocupación por vivienda se ha reducido enormemente. El ocio y entretenimiento se ha modificado. Cómo estos cambios sociales afectarán a nuestro consumo es otra línea de interés.

4 Considerar métodos híbridos, de forma que varios métodos cooperen incluidos en un algoritmo hibridizado para la obtención de la demanda es otra línea de interés futura

5 El analizar cómo se va a considerar la demanda a raíz de la implantación del autoconsumo, será la demanda la necesidad y la energía vendrá parte de la red, y parte de la propia instalación. O será la demanda sólo la energía que viaje por la red, una vez descontado el autoconsumo. Resulta de elevado interés como va a afectar el autoconsumo a la demanda eléctrica, máxime sabiendo que a partir del año 2019, todo edificio que se construya en Europa ha de tratar de suministrar su propia energía.

ANEXOS A LA TESIS

Anexo A Tablas obtenidas mediante el procedimiento de SVM

Anexo A.1. Estimación de la demanda eléctrica anual de Canarias (DEE MWh)

A continuación se reflejarán los valores obtenidos para cada uno de los casos practicados. A recordar sin IPC y con IPC, kernel lineal y kernel Gausiano, con diferentes valores del parámetro σ.

Kernel lineal, empleo de **PIB y POB**, Para los diversos valores de C.

Valores obtenidos empleando un kernel lineal, con las variables PIB y POB, de los años test y los estimados (tabla A-1.1.), y en la (tabla A-1.2.) los años de ajuste.

Tabla A-1.1. Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel lineal, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	3687082	3678176	3657140	3656904	3656850	3657138	3656782
2001	6081374	6094269	6127911	6127894	6127889	6127911	6127884
2004	7213033	7229827	7282069	7282126	7282138	7282069	7282154
2009	8204181	8172034	8181374	8181258	8181232	8181372	8181199
2014	8464771	8455717	8494434	8494436	8494437	8494433	8494437
2015	8620698	8608795	8646246	8646243	8646242	8646245	8646241
2016	8737640	8734174	8782630	8782671	8782681	8782629	8782692
2017	8856361	8861491	8921155	8921241	8921261	8921155	8921285
2018	8976888	8990775	9061851	9061983	9062013	9061851	9062050
2019	9100331	9124499	9208747	9208931	9208973	9208747	9209025
2020	9225638	9260256	9357891	9358129	9358183	9357891	9358250
2021	9352835	9398074	9509312	9509605	9509671	9509313	9509754
2022	9481951	9537985	9663047	9663395	9663474	9663049	9663573
2023	9617489	9690119	9835645	9836074	9836172	9835646	9836294
2024	9755130	9844693	10011088	10011602	10011718	10011091	10011864
2025	9894768	10001434	10188917	10189514	10189650	10188920	10189820

Tabla A-1.2.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel lineal, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	3455198	3441490	3412120	3411850	3411788	3412117	3411711
1993	3854646	3827362	3787652	3787341	3787270	3787649	3787181
1994	4008975	3961263	3900392	3899996	3899906	3900389	3899793
1995	4265967	4224361	4173615	4173259	4173178	4173612	4173076
1996	4523493	4523722	4523505	4523351	4523317	4523503	4523272
1998	4940421	4961250	4989554	4989514	4989505	4989553	4989494
1999	5376558	5405559	5448570	5448590	5448594	5448570	5448599
2000	5682006	5706618	5748499	5748514	5748517	5748498	5748521
2002	6440076	6439549	6462515	6462455	6462441	6462514	6462423
2003	6841939	6840239	6866917	6866871	6866861	6866916	6866847
2005	7643922	7660981	7718926	7719005	7719023	7718926	7719045
2006	8123413	8163746	8254019	8254228	8254275	8254020	8254334
2007	8551440	8608474	8722996	8723302	8723371	8722998	8723458
2008	8607013	8632187	8711385	8711549	8711586	8711385	8711633
2010	8260992	8223291	8227063	8226925	8226894	8227061	8226854
2011	8300563	8260372	8261825	8261678	8261644	8261823	8261602
2012	8203942	8161181	8158517	8158354	8158316	8158515	8158269
2013	8227578	8186719	8186502	8186349	8186314	8186500	8186269

Kernel Gaussiano RBF, empleo de **PIB y POB**, Para los diversos valores de C, Con diversos valores de Sigma,Valores de los años Test y las Predicciones empleando kernel Gaussiano, PIB y POB. Tablas desde la A-1.3 a la A-1.18.

Tabla A-1.3.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,01, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	3786088	3707070	3631065	3627643	3600039	3595641	3590513
2001	5976735	5991731	6022563	6052405	6063643	6087181	6112487
2004	7057664	7118436	7181187	7205664	7217559	7237148	7259887
2009	8211850	8303674	8352955	8341336	8323794	8321686	8324772
2014	8331750	8436781	8501621	8492647	8480017	8476606	8478345
2015	8478748	8589019	8652836	8638457	8621737	8614338	8612327
2016	8539856	8655683	8725117	8710968	8695506	8687015	8683920
2017	8601273	8722723	8797820	8783868	8769654	8760015	8755780
2018	8662982	8790120	8870923	8857134	8844154	8833310	8827878
2019	8719845	8852993	8940405	8927293	8916093	8904230	8897766
2020	8777005	8916229	9010299	8997834	8988404	8975469	8967918
2021	8834447	8979810	9080583	9068733	9061061	9046997	9038302
2022	8892142	9043708	9151229	9139959	9134032	9118780	9108883
2023	8929373	9088287	9206194	9197778	9195930	9180480	9170285
2024	8966390	9132749	9261192	9255669	9257956	9242287	9231771
2025	9003799	9177663	9316681	9314016	9320422	9304481	9293590

Tabla A-1.4.- Valores en los años entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,01, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	3599403	3511725	3422931	3413451	3379647	3370465	3360373
1993	4032044	3956326	3883234	3881925	3855471	3855616	3855471
1994	4280456	4207412	4135216	4134650	4108011	4111907	4115983
1995	4493202	4430407	4371501	4376085	4355121	4362922	4371110
1996	4523079	4475612	4441573	4455890	4446864	4457276	4467757
1998	4817220	4788362	4779269	4802656	4804253	4819881	4835759
1999	5198710	5187885	5199657	5229346	5238559	5258794	5279676
2000	5521513	5522159	5543981	5575152	5586596	5609052	5632595
2002	6399833	6427373	6462989	6488696	6497094	6519619	6544580
2003	6796793	6840230	6885546	6908197	6915686	6936269	6959823
2005	7463988	7541757	7612641	7631123	7639867	7654753	7673334
2006	7791360	7891060	7981613	7999624	8011629	8022789	8037879
2007	8096202	8214588	8319255	8334252	8346686	8352924	8363361
2008	8296219	8411792	8498109	8499263	8498101	8497810	8502299
2010	8287234	8380306	8426596	8411274	8390476	8386190	8387257
2011	8333008	8427152	8472149	8454769	8432236	8426648	8426503
2012	8260961	8351138	8394016	8378108	8356230	8352223	8353580
2013	8272751	8364098	8408273	8392530	8371021	8366864	8368070

Tabla A-1.5.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,05, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	3680747	3634582	3643001	3653858	3668959	3689146	3690889
2001	6113102	6133162	6112133	6100394	6090735	6057698	6055769
2004	7348752	7363163	7340165	7326814	7321903	7306829	7305534
2009	8351549	8318989	8256137	8205740	8177978	8180439	8180267
2014	8457124	8427230	8386534	8351139	8345437	8372536	8373539
2015	8548141	8511588	8469665	8431320	8426878	8461704	8463147
2016	8592593	8556216	8522658	8489725	8493910	8539181	8541134
2017	8635570	8599365	8574341	8546937	8559919	8615848	8618321
2018	8676971	8640933	8624603	8602840	8624779	8691571	8694576
2019	8715332	8680093	8673800	8658768	8690809	8769286	8772857
2020	8752131	8717686	8721572	8713374	8755657	8845999	8850146
2021	8787262	8753604	8767798	8766530	8819182	8921555	8926287
2022	8820616	8787737	8812357	8818105	8881244	8995800	9001125
2023	8847897	8818380	8858410	8875318	8953097	9082527	9088550
2024	8873480	8847358	8902993	8931224	9023816	9168290	9175019
2025	8897380	8874600	8945864	8985441	9092871	9252458	9259898

Tabla A-1.6.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,05, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	3516924	3460829	3472452	3486865	3504933	3533155	3535389
1993	3898666	3862068	3854715	3855224	3855044	3854559	3855176
1994	4134847	4105993	4080659	4069554	4052120	4029851	4029295
1995	4360938	4340727	4312351	4298195	4278111	4248932	4247925
1996	4417371	4404163	4398508	4396994	4398998	4389561	4389460
1998	4754878	4754686	4755066	4756205	4764363	4755461	4755211
1999	5199170	5210896	5210373	5210784	5218567	5204402	5203695
2000	5577843	5595290	5587657	5583954	5585575	5563311	5562066
2002	6601930	6619110	6584044	6563214	6542392	6502106	6499724
2003	7051870	7065299	7027051	7003685	6982513	6947572	6945378
2005	7761506	7767381	7745263	7731088	7730908	7730704	7730129
2006	8080241	8083830	8084209	8084329	8108620	8140942	8141927
2007	8342383	8341074	8358930	8369485	8413780	8475439	8477872
2008	8463527	8445519	8435946	8424211	8446337	8496538	8498557
2010	8398488	8361334	8294011	8239279	8208618	8211770	8211674
2011	8426697	8386993	8317790	8261013	8229369	8233666	8233650
2012	8375130	8337385	8265227	8207232	8171753	8169528	8169176
2013	8385265	8347670	8277345	8220561	8186936	8186852	8186602

Tabla A-1.7.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,1, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	3705455	3714116	3696641	3706476	3706476	3706476	3706476
2001	6126424	6148794	6156018	6157051	6157051	6157051	6157051
2004	7414607	7406814	7436370	7461151	7461151	7461151	7461151
2009	8231356	8181625	8188278	8195977	8195977	8195977	8195977
2014	8331762	8296120	8333298	8363167	8363167	8363167	8363167
2015	8378425	8343418	8382438	8412075	8412075	8412075	8412075
2016	8413111	8383629	8434434	8472364	8472364	8472364	8472364
2017	8445295	8421429	8484166	8530480	8530480	8530480	8530480
2018	8474835	8456663	8531455	8586222	8586222	8586222	8586222
2019	8503293	8491461	8579755	8644155	8644155	8644155	8644155
2020	8529064	8523603	8625456	8699520	8699520	8699520	8699520
2021	8551998	8552927	8668356	8752091	8752091	8752091	8752091
2022	8571951	8579273	8708260	8801644	8801644	8801644	8801644
2023	8596987	8612888	8760855	8868500	8868500	8868500	8868500
2024	8619075	8643509	8810415	8932334	8932334	8932334	8932334
2025	8637781	8670608	8856176	8992189	8992189	8992189	8992189

Tabla A-1.8.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,1, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	3579964	3579044	3559655	3574018	3574018	3574018	3574018
1993	3875977	3881281	3856380	3856017	3856017	3856017	3856017
1994	4076785	4074557	4039394	4027675	4027675	4027675	4027675
1995	4289734	4293792	4260396	4245096	4245096	4245096	4245096
1996	4362716	4393804	4382223	4378412	4378412	4378412	4378412
1998	4706136	4752283	4753826	4753452	4753452	4753452	4753452
1999	5166769	5216523	5226919	5229100	5229100	5229100	5229100
2000	5563182	5604950	5616018	5618127	5618127	5618127	5618127
2002	6635390	6635502	6636070	6635294	6635294	6635294	6635294
2003	7100697	7087806	7093175	7098719	7098719	7098719	7098719
2005	7809469	7792627	7832705	7867361	7867361	7867361	7867361
2006	8112229	8105054	8180637	8242369	8242369	8242369	8242369
2007	8334384	8334856	8439171	8522042	8522042	8522042	8522042
2008	8381324	8364186	8439286	8498535	8498535	8498535	8498535
2010	8253345	8201478	8204295	8208360	8208360	8208360	8208360
2011	8266759	8214222	8215761	8218371	8218371	8218371	8218371
2012	8230850	8175860	8171997	8171233	8171233	8171233	8171233
2013	8240202	8186412	8185124	8186205	8186205	8186205	8186205

Tabla A-1.9.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,15, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	3695225	3700282	3706628	3706628	3706628	3706628	3706628
2001	6123814	6149978	6158579	6158579	6158579	6158579	6158579
2004	7426554	7410363	7461112	7461112	7461112	7461112	7461112
2009	8186956	8183864	8197905	8197905	8197905	8197905	8197905
2014	8288940	8296152	8362808	8362808	8362808	8362808	8362808
2015	8319255	8337651	8405127	8405127	8405127	8405127	8405127
2016	8350884	8374727	8461963	8461963	8461963	8461963	8461963
2017	8379268	8408650	8515772	8515772	8515772	8515772	8515772
2018	8404214	8439210	8566269	8566269	8566269	8566269	8566269
2019	8428460	8468701	8618224	8618224	8618224	8618224	8618224
2020	8449107	8494608	8666490	8666490	8666490	8666490	8666490
2021	8465958	8516718	8710756	8710756	8710756	8710756	8710756
2022	8478826	8534828	8750724	8750724	8750724	8750724	8750724
2023	8500347	8559616	8807392	8807392	8807392	8807392	8807392
2024	8517583	8579964	8859234	8859234	8859234	8859234	8859234
2025	8529906	8595283	8905180	8905180	8905180	8905180	8905180

Tabla A-1.10.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,15, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	3580384	3573781	3580238	3580238	3580238	3580238	3580238
1993	3855543	3855790	3855682	3855682	3855682	3855682	3855682
1994	4051361	4043655	4032334	4032334	4032334	4032334	4032334
1995	4262515	4265523	4250605	4250605	4250605	4250605	4250605
1996	4338312	4375869	4377724	4377724	4377724	4377724	4377724
1998	4686554	4744693	4754098	4754098	4754098	4754098	4754098
1999	5153940	5216432	5231391	5231391	5231391	5231391	5231391
2000	5555072	5606611	5620764	5620764	5620764	5620764	5620764
2002	6635811	6635530	6635665	6635665	6635665	6635665	6635665
2003	7105065	7089041	7098692	7098692	7098692	7098692	7098692
2005	7819778	7798584	7871380	7871380	7871380	7871380	7871380
2006	8122225	8109966	8246254	8246254	8246254	8246254	8246254
2007	8333690	8333836	8521011	8521011	8521011	8521011	8521011
2008	8356041	8363520	8497974	8497974	8497974	8497974	8497974
2010	8199545	8201385	8207652	8207652	8207652	8207652	8207652
2011	8207397	8212539	8215866	8215866	8215866	8215866	8215866
2012	8176420	8175939	8170734	8170734	8170734	8170734	8170734
2013	8185861	8186393	8185586	8185586	8185586	8185586	8185586

Tabla A-1.11.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,2, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	3693768	3699104	3699518	3699518	3699518	3699518	3699518
2001	6139200	6157482	6159628	6159628	6159628	6159628	6159628
2004	7417422	7418728	7455423	7455423	7455423	7455423	7455423
2009	8189896	8190888	8202128	8202128	8202128	8202128	8202128
2014	8291860	8315820	8362340	8362340	8362340	8362340	8362340
2015	8317080	8348720	8394170	8394170	8394170	8394170	8394170
2016	8346250	8387613	8445966	8445966	8445966	8445966	8445966
2017	8371375	8422558	8493822	8493822	8493822	8493822	8493822
2018	8392206	8453260	8537376	8537376	8537376	8537376	8537376
2019	8411771	8483224	8581901	8581901	8581901	8581901	8581901
2020	8426786	8508579	8621621	8621621	8621621	8621621	8621621
2021	8437014	8529032	8656163	8656163	8656163	8656163	8656163
2022	8442241	8544313	8685173	8685173	8685173	8685173	8685173
2023	8456241	8570182	8731770	8731770	8731770	8731770	8731770
2024	8464652	8590137	8771965	8771965	8771965	8771965	8771965
2025	8466795	8603358	8804570	8804570	8804570	8804570	8804570

Tabla A-1.12.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,2, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	3579484	3580085	3580138	3580138	3580138	3580138	3580138
1993	3854486	3856178	3855943	3855943	3855943	3855943	3855943
1994	4055874	4052109	4048430	4048430	4048430	4048430	4048430
1995	4275268	4276653	4270220	4270220	4270220	4270220	4270220
1996	4358549	4380165	4378230	4378230	4378230	4378230	4378230
1998	4719216	4753833	4753610	4753610	4753610	4753610	4753610
1999	5190978	5230313	5232451	5232451	5232451	5232451	5232451
2000	5586391	5620317	5623032	5623032	5623032	5623032	5623032
2002	6635791	6635511	6635563	6635563	6635563	6635563	6635563
2003	7096845	7088071	7096674	7096674	7096674	7096674	7096674
2005	7815579	7820411	7874039	7874039	7874039	7874039	7874039
2006	8122640	8152638	8249761	8249761	8249761	8249761	8249761
2007	8334824	8389662	8520817	8520817	8520817	8520817	8520817
2008	8359552	8404358	8498059	8498059	8498059	8498059	8498059
2010	8200575	8202430	8207580	8207580	8207580	8207580	8207580
2011	8207032	8210133	8212788	8212788	8212788	8212788	8212788
2012	8177178	8174000	8171464	8171464	8171464	8171464	8171464
2013	8186703	8185533	8185928	8185928	8185928	8185928	8185928

Tabla A-1.13.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,5, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	3644964	3645167	3645167	3645167	3645167	3645167	3645167
2001	6170462	6170007	6170007	6170007	6170007	6170007	6170007
2004	7445117	7451173	7451173	7451173	7451173	7451173	7451173
2009	8231427	8233610	8233610	8233610	8233610	8233610	8233610
2014	8344421	8351573	8351573	8351573	8351573	8351573	8351573
2015	8295105	8301546	8301546	8301546	8301546	8301546	8301546
2016	8308248	8316387	8316387	8316387	8316387	8316387	8316387
2017	8312804	8322604	8322604	8322604	8322604	8322604	8322604
2018	8308350	8319755	8319755	8319755	8319755	8319755	8319755
2019	8303609	8316832	8316832	8316832	8316832	8316832	8316832
2020	8289331	8304270	8304270	8304270	8304270	8304270	8304270
2021	8265290	8281819	8281819	8281819	8281819	8281819	8281819
2022	8231398	8249374	8249374	8249374	8249374	8249374	8249374
2023	8222164	8242541	8242541	8242541	8242541	8242541	8242541
2024	8200798	8223353	8223353	8223353	8223353	8223353	8223353
2025	8166223	8190669	8190669	8190669	8190669	8190669	8190669

Tabla A-1.14.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,5, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	3580105	3580481	3580481	3580481	3580481	3580481	3580481
1993	3825208	3825145	3825145	3825145	3825145	3825145	3825145
1994	4102253	4101880	4101880	4101880	4101880	4101880	4101880
1995	4353167	4352507	4352507	4352507	4352507	4352507	4352507
1996	4364695	4364099	4364099	4364099	4364099	4364099	4364099
1998	4754563	4753735	4753735	4753735	4753735	4753735	4753735
1999	5257374	5256377	5256377	5256377	5256377	5256377	5256377
2000	5653821	5652862	5652862	5652862	5652862	5652862	5652862
2002	6635531	6635907	6635907	6635907	6635907	6635907	6635907
2003	7097866	7100120	7100120	7100120	7100120	7100120	7100120
2005	7930777	7940029	7940029	7940029	7940029	7940029	7940029
2006	8303380	8318985	8318985	8318985	8318985	8318985	8318985
2007	8525602	8545939	8545939	8545939	8545939	8545939	8545939
2008	8483428	8497842	8497842	8497842	8497842	8497842	8497842
2010	8202310	8203318	8203318	8203318	8203318	8203318	8203318
2011	8184112	8184591	8184591	8184591	8184591	8184591	8184591
2012	8175115	8175046	8175046	8175046	8175046	8175046	8175046
2013	8185467	8185803	8185803	8185803	8185803	8185803	8185803

Tabla A-1.15.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,7, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	3620636	3620636	3620636	3620636	3620636	3620636	3620636
2001	6015666	6015666	6015666	6015666	6015666	6015666	6015666
2004	7201748	7201748	7201748	7201748	7201748	7201748	7201748
2009	8238280	8238280	8238280	8238280	8238280	8238280	8238280
2014	8357637	8357637	8357637	8357637	8357637	8357637	8357637
2015	8290310	8290310	8290310	8290310	8290310	8290310	8290310
2016	8294322	8294322	8294322	8294322	8294322	8294322	8294322
2017	8286288	8286288	8286288	8286288	8286288	8286288	8286288
2018	8265812	8265812	8265812	8265812	8265812	8265812	8265812
2019	8243144	8243144	8243144	8243144	8243144	8243144	8243144
2020	8207769	8207769	8207769	8207769	8207769	8207769	8207769
2021	8159742	8159742	8159742	8159742	8159742	8159742	8159742
2022	8099377	8099377	8099377	8099377	8099377	8099377	8099377
2023	8065415	8065415	8065415	8065415	8065415	8065415	8065415
2024	8016382	8016382	8016382	8016382	8016382	8016382	8016382
2025	7951743	7951743	7951743	7951743	7951743	7951743	7951743

Tabla A-1.16.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,7, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	3580147	3580147	3580147	3580147	3580147	3580147	3580147
1993	3799024	3799024	3799024	3799024	3799024	3799024	3799024
1994	4101559	4101559	4101559	4101559	4101559	4101559	4101559
1995	4367329	4367329	4367329	4367329	4367329	4367329	4367329
1996	4367532	4367532	4367532	4367532	4367532	4367532	4367532
1998	4770780	4770780	4770780	4770780	4770780	4770780	4770780
1999	5255319	5255319	5255319	5255319	5255319	5255319	5255319
2000	5601085	5601085	5601085	5601085	5601085	5601085	5601085
2002	6401467	6401467	6401467	6401467	6401467	6401467	6401467
2003	6840449	6840449	6840449	6840449	6840449	6840449	6840449
2005	7782664	7782664	7782664	7782664	7782664	7782664	7782664
2006	8236547	8236547	8236547	8236547	8236547	8236547	8236547
2007	8510179	8510179	8510179	8510179	8510179	8510179	8510179
2008	8498362	8498362	8498362	8498362	8498362	8498362	8498362
2010	8204802	8204802	8204802	8204802	8204802	8204802	8204802
2011	8182386	8182386	8182386	8182386	8182386	8182386	8182386
2012	8175222	8175222	8175222	8175222	8175222	8175222	8175222
2013	8186484	8186484	8186484	8186484	8186484	8186484	8186484

Tabla A-1.17.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,9, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	3595633	3595633	3595633	3595633	3595633	3595633	3595633
2001	6099491	6099491	6099491	6099491	6099491	6099491	6099491
2004	7175130	7175130	7175130	7175130	7175130	7175130	7175130
2009	8246744	8246744	8246744	8246744	8246744	8246744	8246744
2014	8358648	8358648	8358648	8358648	8358648	8358648	8358648
2015	8266933	8266933	8266933	8266933	8266933	8266933	8266933
2016	8258666	8258666	8258666	8258666	8258666	8258666	8258666
2017	8235895	8235895	8235895	8235895	8235895	8235895	8235895
2018	8198379	8198379	8198379	8198379	8198379	8198379	8198379
2019	8157657	8157657	8157657	8157657	8157657	8157657	8157657
2020	8102373	8102373	8102373	8102373	8102373	8102373	8102373
2021	8033022	8033022	8033022	8033022	8033022	8033022	8033022
2022	7950462	7950462	7950462	7950462	7950462	7950462	7950462
2023	7895783	7895783	7895783	7895783	7895783	7895783	7895783
2024	7824972	7824972	7824972	7824972	7824972	7824972	7824972
2025	7738259	7738259	7738259	7738259	7738259	7738259	7738259

Tabla A-1.18.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,9, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	3578954	3578954	3578954	3578954	3578954	3578954	3578954
1993	3767376	3767376	3767376	3767376	3767376	3767376	3767376
1994	4093098	4093098	4093098	4093098	4093098	4093098	4093098
1995	4383952	4383952	4383952	4383952	4383952	4383952	4383952
1996	4390560	4390560	4390560	4390560	4390560	4390560	4390560
1998	4837173	4837173	4837173	4837173	4837173	4837173	4837173
1999	5353401	5353401	5353401	5353401	5353401	5353401	5353401
2000	5703972	5703972	5703972	5703972	5703972	5703972	5703972
2002	6446549	6446549	6446549	6446549	6446549	6446549	6446549
2003	6841544	6841544	6841544	6841544	6841544	6841544	6841544
2005	7758096	7758096	7758096	7758096	7758096	7758096	7758096
2006	8221771	8221771	8221771	8221771	8221771	8221771	8221771
2007	8496891	8496891	8496891	8496891	8496891	8496891	8496891
2008	8497996	8497996	8497996	8497996	8497996	8497996	8497996
2010	8204140	8204140	8204140	8204140	8204140	8204140	8204140
2011	8175131	8175131	8175131	8175131	8175131	8175131	8175131
2012	8175223	8175223	8175223	8175223	8175223	8175223	8175223
2013	8186095	8186095	8186095	8186095	8186095	8186095	8186095

Pasamos a emplear el mismo método pasando a añadir a las variables explicativas, el **IPC.**

Presentando los valores obtenidos para kernel lineal, pero esta vez incluyendo como variable explicativa a parte del PIB, POB el IPC, empleando kernel lineal, PIB, POB e IPC, los valores de los años test y las Predicciones en la tabla A-1.19 y los años empleados para entrenamiento se muestran en la tabla A-1.20.

Tabla A-1.19.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel lineal, empleando (PIB, POB e IPC)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	3639196	3678654	3677267	3677258	3686794	3706967	3706968
2001	6000767	6072516	6070232	6070213	6087387	6123602	6123580
2004	7217546	7253984	7253261	7253253	7261621	7280165	7280152
2009	8150498	8164353	8163883	8163883	8167203	8174610	8174625
2014	8353512	8414635	8412573	8412558	8427276	8458228	8458216
2015	8725847	8688460	8690415	8690429	8680846	8662577	8662599
2016	8833802	8808336	8809930	8809941	8803199	8790859	8790873
2017	8950171	8933845	8935196	8935203	8930616	8922814	8922822
2018	9061564	9057526	9058505	9058509	9056852	9055161	9055160
2019	9180825	9188348	9189009	9189009	9190084	9194135	9194126
2020	9301868	9321149	9321485	9321482	9325335	9335227	9335209
2021	9418014	9452211	9452096	9452088	9459498	9476808	9476780
2022	9542703	9589055	9588605	9588594	9598877	9622224	9622188
2023	9666791	9733963	9732908	9732890	9748118	9781815	9781763
2024	9792703	9881139	9879464	9879440	9899719	9943985	9943919
2025	9920539	10030432	10028133	10028102	10053478	10108409	10108328

Tabla A-1.20.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel lineal, empleando (PIB, POB e IPC)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	3362877	3417648	3415550	3415537	3428918	3456761	3456760
1993	3856276	3856000	3855985	3855988	3855917	3856292	3856315
1994	4055089	4015349	4016663	4016678	4007091	3987810	3987855
1995	4269483	4254087	4254501	4254508	4250854	4243715	4243749
1996	4337667	4445734	4441698	4441669	4468014	4522435	4522409
1998	4765428	4887956	4883648	4883614	4913279	4974854	4974814
1999	5223167	5343439	5339364	5339331	5368328	5428744	5428701
2000	5630594	5701219	5699135	5699117	5715893	5751511	5751485
2002	6456923	6472280	6472133	6472132	6475521	6483594	6483596
2003	6802738	6841200	6840104	6840096	6849190	6868810	6868805
2005	7699989	7713356	7713605	7713604	7716256	7723266	7723260
2006	8131104	8187568	8186409	8186395	8199404	8227870	8227838
2007	8723389	8722798	8724250	8724253	8722964	8722858	8722837
2008	8643122	8671851	8671632	8671626	8677944	8692594	8692578
2010	8379659	8311991	8314795	8314819	8298067	8264754	8264798
2011	8425365	8352545	8355526	8355551	8337555	8301674	8301721
2012	8358477	8270184	8273759	8273788	8252003	8208399	8208453
2013	8186877	8186601	8186586	8186589	8186519	8186894	8186917

Kernel Gaussiano RBF, empleo de **PIB, POB e IPC**, Para los diversos valores de C, Con diversos valores de Sigma,Valores de los años Test y las Predicciones empleando kernel Gaussiano, PIB y POB. Tablas desde la A-1.21 a la A-1.36.

Tabla A-1.21.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,01, empleando (PIB, POB e IPC)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	3739360	3628685	3605473	3607307	3607169	3601681	3597774
2001	6080426	6035197	6078917	6096988	6115504	6129216	6143156
2004	7017304	7139661	7221385	7239769	7259260	7273375	7288538
2009	8175977	8141059	8135605	8139995	8141618	8142549	8143816
2014	8259499	8169598	8163882	8174199	8175552	8175132	8178352
2015	8312094	8575800	8643549	8641917	8643932	8641532	8640349
2016	8371692	8635206	8705784	8706664	8709700	8706181	8704655
2017	8424203	8698591	8774911	8777466	8781033	8776422	8774677
2018	8483476	8757798	8837015	8842131	8846706	8840891	8838749
2019	8531871	8816717	8902631	8909970	8915398	8908512	8906298
2020	8580480	8875943	8968607	8978171	8984431	8976429	8974115
2021	8635061	8930147	9026695	9039414	9047011	9037794	9035209
2022	8683907	8989786	9093166	9108135	9116539	9106110	9103363
2023	8715210	9029845	9143799	9163201	9173839	9162673	9160636
2024	8746271	9069702	9194394	9218292	9231184	9219258	9217936
2025	8777605	9109934	9245412	9273802	9288923	9276197	9275568

Tabla A-1.22.- Valores en los años entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,01, empleando (PIB, POB e IPC)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	3643666	3461872	3413887	3410793	3406310	3395003	3384805
1993	3929832	3869273	3856626	3856051	3856184	3856189	3856233
1994	4135774	4116775	4110872	4106256	4105468	4110056	4112978
1995	4439831	4383127	4375890	4373383	4375681	4381071	4383856
1996	4813658	4552183	4522746	4523152	4523788	4522388	4522107
1998	5057992	4850495	4849466	4860159	4869019	4872166	4877420
1999	5394553	5241878	5263516	5280805	5295699	5303451	5313405
2000	5520425	5521457	5579549	5599080	5618160	5631882	5647035
2002	6345671	6440481	6510430	6523391	6540264	6556912	6572943
2003	6858500	6876229	6924309	6939637	6956881	6970670	6983716
2005	7338406	7552090	7651281	7664941	7680748	7692867	7706940
2006	7709757	7891280	7988942	8011851	8031774	8039724	8051553
2007	7692119	8155734	8334349	8333986	8334946	8342699	8360796
2008	8176765	8386893	8469126	8484219	8496977	8497755	8502051
2010	8139567	8380609	8433385	8425738	8425492	8426193	8425574
2011	8179069	8426534	8477999	8468856	8467449	8467367	8465898
2012	8071297	8361331	8425056	8411862	8408404	8409969	8410261
2013	8224199	8196479	8185743	8187123	8186765	8186791	8186544

Tabla A-1.23.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,05, empleando (PIB, POB e IPC)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	3645560	3645964	3650615	3650615	3650615	3650615	3650615
2001	6135767	6133743	6152249	6152249	6152249	6152249	6152249
2004	7368263	7360889	7384280	7384280	7384280	7384280	7384280
2009	7862788	7880184	8045798	8045798	8045798	8045798	8045798
2014	7727435	7766148	7990051	7990051	7990051	7990051	7990051
2015	8564016	8543976	8572495	8572495	8572495	8572495	8572495
2016	8593705	8577399	8618520	8618520	8618520	8618520	8618520
2017	8637078	8623313	8671168	8671168	8671168	8671168	8671168
2018	8662018	8652181	8712969	8712969	8712969	8712969	8712969
2019	8700466	8693742	8762588	8762588	8762588	8762588	8762588
2020	8737540	8733977	8810961	8810961	8810961	8810961	8810961
2021	8754137	8755180	8846559	8846559	8846559	8846559	8846559
2022	8787861	8792150	8891776	8891776	8891776	8891776	8891776
2023	8814294	8823761	8936452	8936452	8936452	8936452	8936452
2024	8839169	8853891	8979806	8979806	8979806	8979806	8979806
2025	8862551	8882539	9021673	9021673	9021673	9021673	9021673

Tabla A-1.24.- Valores en los años entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,05, empleando (PIB, POB e IPC)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	3484129	3481612	3475910	3475910	3475910	3475910	3475910
1993	3855963	3855166	3855560	3855560	3855560	3855560	3855560
1994	4079405	4076370	4068677	4068677	4068677	4068677	4068677
1995	4278776	4271931	4246545	4246545	4246545	4246545	4246545
1996	4523336	4523349	4522559	4522559	4522559	4522559	4522559
1998	4822103	4825776	4837094	4837094	4837094	4837094	4837094
1999	5244042	5248941	5269595	5269595	5269595	5269595	5269595
2000	5520355	5521725	5521780	5521780	5521780	5521780	5521780
2002	6588271	6578212	6566248	6566248	6566248	6566248	6566248
2003	7065848	7058601	7093657	7093657	7093657	7093657	7093657
2005	7797876	7786607	7798073	7798073	7798073	7798073	7798073
2006	8083787	8083439	8150961	8150961	8150961	8150961	8150961
2007	8335332	8334838	8334386	8334386	8334386	8334386	8334386
2008	8423575	8420421	8498369	8498369	8498369	8498369	8498369
2010	8426545	8397850	8400235	8400235	8400235	8400235	8400235
2011	8456460	8426718	8426854	8426854	8426854	8426854	8426854
2012	8451774	8417144	8389322	8389322	8389322	8389322	8389322
2013	7889264	7904140	8063647	8063647	8063647	8063647	8063647

Tabla A-1.25.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,1, empleando (PIB, POB e IPC)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	3698152	3699982	3700924	3700924	3700924	3700924	3700924
2001	6156971	6167326	6165567	6165567	6165567	6165567	6165567
2004	7481866	7488850	7486395	7486395	7486395	7486395	7486395
2009	7783989	7868505	7869405	7869405	7869405	7869405	7869405
2014	7599693	7706079	7707374	7707374	7707374	7707374	7707374
2015	8518405	8546967	8548920	8548920	8548920	8548920	8548920
2016	8536044	8577433	8579826	8579826	8579826	8579826	8579826
2017	8567328	8617013	8619768	8619768	8619768	8619768	8619768
2018	8577775	8640444	8643644	8643644	8643644	8643644	8643644
2019	8604059	8675824	8679354	8679354	8679354	8679354	8679354
2020	8627736	8708564	8712419	8712419	8712419	8712419	8712419
2021	8628426	8722868	8727126	8727126	8727126	8727126	8727126
2022	8646287	8749626	8754200	8754200	8754200	8754200	8754200
2023	8664791	8779930	8784666	8784666	8784666	8784666	8784666
2024	8680435	8807258	8812144	8812144	8812144	8812144	8812144
2025	8692949	8831203	8836231	8836231	8836231	8836231	8836231

Tabla A-1.26.- Valores en los años entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,1, empleando (PIB, POB e IPC)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	3577124	3577237	3578641	3578641	3578641	3578641	3578641
1993	3854810	3855186	3855851	3855851	3855851	3855851	3855851
1994	4035641	4033362	4033805	4033805	4033805	4033805	4033805
1995	4186954	4200889	4203377	4203377	4203377	4203377	4203377
1996	4522471	4522791	4522934	4522934	4522934	4522934	4522934
1998	4799258	4816468	4817096	4817096	4817096	4817096	4817096
1999	5220338	5244151	5244315	5244315	5244315	5244315	5244315
2000	5476910	5517822	5520311	5520311	5520311	5520311	5520311
2002	6634557	6635712	6634806	6634806	6634806	6634806	6634806
2003	7153713	7151794	7147967	7147967	7147967	7147967	7147967
2005	7914900	7916742	7914923	7914923	7914923	7914923	7914923
2006	8187409	8231182	8229952	8229952	8229952	8229952	8229952
2007	8335965	8336074	8335271	8335271	8335271	8335271	8335271
2008	8435493	8497533	8498618	8498618	8498618	8498618	8498618
2010	8409436	8408082	8408845	8408845	8408845	8408845	8408845
2011	8427491	8425865	8426882	8426882	8426882	8426882	8426882
2012	8436763	8410282	8410524	8410524	8410524	8410524	8410524
2013	7796824	7879786	7881100	7881100	7881100	7881100	7881100

Tabla A-1.27.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,15, empleando (PIB, POB e IPC)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	3699208	3694639	3694639	3694639	3694639	3694639	3694639
2001	6128388	6107656	6107656	6107656	6107656	6107656	6107656
2004	7509343	7468815	7468815	7468815	7468815	7468815	7468815
2009	7790765	7805952	7805952	7805952	7805952	7805952	7805952
2014	7554065	7573212	7573212	7573212	7573212	7573212	7573212
2015	8524952	8543674	8543674	8543674	8543674	8543674	8543674
2016	8543992	8571144	8571144	8571144	8571144	8571144	8571144
2017	8572296	8606002	8606002	8606002	8606002	8606002	8606002
2018	8582266	8624311	8624311	8624311	8624311	8624311	8624311
2019	8605028	8653241	8653241	8653241	8653241	8653241	8653241
2020	8624201	8678450	8678450	8678450	8678450	8678450	8678450
2021	8622486	8684343	8684343	8684343	8684343	8684343	8684343
2022	8633769	8701279	8701279	8701279	8701279	8701279	8701279
2023	8649546	8721617	8721617	8721617	8721617	8721617	8721617
2024	8661189	8737562	8737562	8737562	8737562	8737562	8737562
2025	8668228	8748645	8748645	8748645	8748645	8748645	8748645

Tabla A-1.28.- Valores en los años entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,15, empleando (PIB, POB e IPC)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	3579222	3579249	3579249	3579249	3579249	3579249	3579249
1993	3855147	3855621	3855621	3855621	3855621	3855621	3855621
1994	4040021	4047421	4047421	4047421	4047421	4047421	4047421
1995	4147229	4203437	4203437	4203437	4203437	4203437	4203437
1996	4523091	4522098	4522098	4522098	4522098	4522098	4522098
1998	4776891	4790345	4790345	4790345	4790345	4790345	4790345
1999	5186106	5196861	5196861	5196861	5196861	5196861	5196861
2000	5449796	5520532	5520532	5520532	5520532	5520532	5520532
2002	6634757	6635964	6635964	6635964	6635964	6635964	6635964
2003	7163152	7097449	7097449	7097449	7097449	7097449	7097449
2005	7953992	7922140	7922140	7922140	7922140	7922140	7922140
2006	8248337	8227540	8227540	8227540	8227540	8227540	8227540
2007	8335349	8335495	8335495	8335495	8335495	8335495	8335495
2008	8483684	8498688	8498688	8498688	8498688	8498688	8498688
2010	8414286	8410564	8410564	8410564	8410564	8410564	8410564
2011	8427220	8426765	8426765	8426765	8426765	8426765	8426765
2012	8422276	8407957	8407957	8407957	8407957	8407957	8407957
2013	7797072	7816105	7816105	7816105	7816105	7816105	7816105

Tabla A-1.29.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,2, empleando (PIB, POB e IPC)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	3691389	3688937	3688937	3688937	3688937	3688937	3688937
2001	6061114	6054939	6054939	6054939	6054939	6054939	6054939
2004	7459668	7445957	7445957	7445957	7445957	7445957	7445957
2009	7791498	7791613	7791613	7791613	7791613	7791613	7791613
2014	7501768	7501925	7501925	7501925	7501925	7501925	7501925
2015	8528095	8530957	8530957	8530957	8530957	8530957	8530957
2016	8548765	8553067	8553067	8553067	8553067	8553067	8553067
2017	8574101	8579605	8579605	8579605	8579605	8579605	8579605
2018	8583540	8590404	8590404	8590404	8590404	8590404	8590404
2019	8601548	8609426	8609426	8609426	8609426	8609426	8609426
2020	8614918	8623766	8623766	8623766	8623766	8623766	8623766
2021	8609334	8619244	8619244	8619244	8619244	8619244	8619244
2022	8612566	8623330	8623330	8623330	8623330	8623330	8623330
2023	8620335	8631487	8631487	8631487	8631487	8631487	8631487
2024	8622701	8634182	8634182	8634182	8634182	8634182	8634182
2025	8619162	8630921	8630921	8630921	8630921	8630921	8630921

Tabla A-1.30.- Valores en los años entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,2, empleando (PIB, POB e IPC)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	3579396	3579043	3579043	3579043	3579043	3579043	3579043
1993	3855821	3854778	3854778	3854778	3854778	3854778	3854778
1994	4058357	4059596	4059596	4059596	4059596	4059596	4059596
1995	4185896	4201950	4201950	4201950	4201950	4201950	4201950
1996	4521872	4523448	4523448	4523448	4523448	4523448	4523448
1998	4761569	4766250	4766250	4766250	4766250	4766250	4766250
1999	5150103	5153410	5153410	5153410	5153410	5153410	5153410
2000	5501097	5521002	5521002	5521002	5521002	5521002	5521002
2002	6635278	6635525	6635525	6635525	6635525	6635525	6635525
2003	7080911	7061445	7061445	7061445	7061445	7061445	7061445
2005	7930423	7919495	7919495	7919495	7919495	7919495	7919495
2006	8232653	8222569	8222569	8222569	8222569	8222569	8222569
2007	8335264	8335155	8335155	8335155	8335155	8335155	8335155
2008	8498215	8497734	8497734	8497734	8497734	8497734	8497734
2010	8414631	8413310	8413310	8413310	8413310	8413310	8413310
2011	8426962	8426603	8426603	8426603	8426603	8426603	8426603
2012	8406049	8403378	8403378	8403378	8403378	8403378	8403378
2013	7797151	7798184	7798184	7798184	7798184	7798184	7798184

Tabla A-1.31.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,5, empleando (PIB, POB e IPC)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	3687996	3687996	3687996	3687996	3687996	3687996	3687996
2001	6089590	6089590	6089590	6089590	6089590	6089590	6089590
2004	7445811	7445811	7445811	7445811	7445811	7445811	7445811
2009	7799919	7799919	7799919	7799919	7799919	7799919	7799919
2014	7383430	7383430	7383430	7383430	7383430	7383430	7383430
2015	8449547	8449547	8449547	8449547	8449547	8449547	8449547
2016	8441619	8441619	8441619	8441619	8441619	8441619	8441619
2017	8422956	8422956	8422956	8422956	8422956	8422956	8422956
2018	8396053	8396053	8396053	8396053	8396053	8396053	8396053
2019	8364982	8364982	8364982	8364982	8364982	8364982	8364982
2020	8326092	8326092	8326092	8326092	8326092	8326092	8326092
2021	8276278	8276278	8276278	8276278	8276278	8276278	8276278
2022	8222058	8222058	8222058	8222058	8222058	8222058	8222058
2023	8176347	8176347	8176347	8176347	8176347	8176347	8176347
2024	8122453	8122453	8122453	8122453	8122453	8122453	8122453
2025	8060380	8060380	8060380	8060380	8060380	8060380	8060380

Tabla A-1.32.- Valores en los años entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,5, empleando (PIB, POB e IPC)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	3580145	3580145	3580145	3580145	3580145	3580145	3580145
1993	3855707	3855707	3855707	3855707	3855707	3855707	3855707
1994	4091350	4091350	4091350	4091350	4091350	4091350	4091350
1995	4044197	4044197	4044197	4044197	4044197	4044197	4044197
1996	4523095	4523095	4523095	4523095	4523095	4523095	4523095
1998	4754149	4754149	4754149	4754149	4754149	4754149	4754149
1999	5169856	5169856	5169856	5169856	5169856	5169856	5169856
2000	5520975	5520975	5520975	5520975	5520975	5520975	5520975
2002	6634555	6634555	6634555	6634555	6634555	6634555	6634555
2003	7127110	7127110	7127110	7127110	7127110	7127110	7127110
2005	7943397	7943397	7943397	7943397	7943397	7943397	7943397
2006	8263662	8263662	8263662	8263662	8263662	8263662	8263662
2007	8335975	8335975	8335975	8335975	8335975	8335975	8335975
2008	8497722	8497722	8497722	8497722	8497722	8497722	8497722
2010	8426279	8426279	8426279	8426279	8426279	8426279	8426279
2011	8419514	8419514	8419514	8419514	8419514	8419514	8419514
2012	8378534	8378534	8378534	8378534	8378534	8378534	8378534
2013	7797637	7797637	7797637	7797637	7797637	7797637	7797637

Tabla A-1.33.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,7, empleando (PIB, POB e IPC)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	3664752	3664752	3664752	3664752	3664752	3664752	3664752
2001	6125702	6125702	6125702	6125702	6125702	6125702	6125702
2004	7356058	7356058	7356058	7356058	7356058	7356058	7356058
2009	7798360	7798360	7798360	7798360	7798360	7798360	7798360
2014	7358826	7358826	7358826	7358826	7358826	7358826	7358826
2015	8386504	8386504	8386504	8386504	8386504	8386504	8386504
2016	8382896	8382896	8382896	8382896	8382896	8382896	8382896
2017	8352390	8352390	8352390	8352390	8352390	8352390	8352390
2018	8324228	8324228	8324228	8324228	8324228	8324228	8324228
2019	8278675	8278675	8278675	8278675	8278675	8278675	8278675
2020	8223603	8223603	8223603	8223603	8223603	8223603	8223603
2021	8166596	8166596	8166596	8166596	8166596	8166596	8166596
2022	8093504	8093504	8093504	8093504	8093504	8093504	8093504
2023	8032153	8032153	8032153	8032153	8032153	8032153	8032153
2024	7961426	7961426	7961426	7961426	7961426	7961426	7961426
2025	7881769	7881769	7881769	7881769	7881769	7881769	7881769

Tabla A-1.34.- Valores en los años entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,7, empleando (PIB, POB e IPC)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	3579171	3579171	3579171	3579171	3579171	3579171	3579171
1993	3855846	3855846	3855846	3855846	3855846	3855846	3855846
1994	4135332	4135332	4135332	4135332	4135332	4135332	4135332
1995	4085969	4085969	4085969	4085969	4085969	4085969	4085969
1996	4523919	4523919	4523919	4523919	4523919	4523919	4523919
1998	4754824	4754824	4754824	4754824	4754824	4754824	4754824
1999	5195969	5195969	5195969	5195969	5195969	5195969	5195969
2000	5636181	5636181	5636181	5636181	5636181	5636181	5636181
2002	6634953	6634953	6634953	6634953	6634953	6634953	6634953
2003	7057043	7057043	7057043	7057043	7057043	7057043	7057043
2005	7845524	7845524	7845524	7845524	7845524	7845524	7845524
2006	8211940	8211940	8211940	8211940	8211940	8211940	8211940
2007	8334609	8334609	8334609	8334609	8334609	8334609	8334609
2008	8497877	8497877	8497877	8497877	8497877	8497877	8497877
2010	8366112	8366112	8366112	8366112	8366112	8366112	8366112
2011	8352357	8352357	8352357	8352357	8352357	8352357	8352357
2012	8246615	8246615	8246615	8246615	8246615	8246615	8246615
2013	7796838	7796838	7796838	7796838	7796838	7796838	7796838

Tabla A-1.35.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,9, empleando (PIB, POB e IPC)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	3645472	3645472	3645472	3645472	3645472	3645472	3645472
2001	6158253	6158253	6158253	6158253	6158253	6158253	6158253
2004	7257640	7257640	7257640	7257640	7257640	7257640	7257640
2009	7797105	7797105	7797105	7797105	7797105	7797105	7797105
2014	7350202	7350202	7350202	7350202	7350202	7350202	7350202
2015	8331390	8331390	8331390	8331390	8331390	8331390	8331390
2016	8332287	8332287	8332287	8332287	8332287	8332287	8332287
2017	8292589	8292589	8292589	8292589	8292589	8292589	8292589
2018	8262263	8262263	8262263	8262263	8262263	8262263	8262263
2019	8205084	8205084	8205084	8205084	8205084	8205084	8205084
2020	8136865	8136865	8136865	8136865	8136865	8136865	8136865
2021	8071413	8071413	8071413	8071413	8071413	8071413	8071413
2022	7983094	7983094	7983094	7983094	7983094	7983094	7983094
2023	7910162	7910162	7910162	7910162	7910162	7910162	7910162
2024	7827066	7827066	7827066	7827066	7827066	7827066	7827066
2025	7734749	7734749	7734749	7734749	7734749	7734749	7734749

Tabla A-1.36.- Valores en los años entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,9, empleando (PIB, POB e IPC)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	3580505	3580505	3580505	3580505	3580505	3580505	3580505
1993	3840597	3840597	3840597	3840597	3840597	3840597	3840597
1994	4134530	4134530	4134530	4134530	4134530	4134530	4134530
1995	4171975	4171975	4171975	4171975	4171975	4171975	4171975
1996	4523033	4523033	4523033	4523033	4523033	4523033	4523033
1998	4754109	4754109	4754109	4754109	4754109	4754109	4754109
1999	5217924	5217924	5217924	5217924	5217924	5217924	5217924
2000	5808434	5808434	5808434	5808434	5808434	5808434	5808434
2002	6635275	6635275	6635275	6635275	6635275	6635275	6635275
2003	6966695	6966695	6966695	6966695	6966695	6966695	6966695
2005	7730937	7730937	7730937	7730937	7730937	7730937	7730937
2006	8157955	8157955	8157955	8157955	8157955	8157955	8157955
2007	8336001	8336001	8336001	8336001	8336001	8336001	8336001
2008	8497701	8497701	8497701	8497701	8497701	8497701	8497701
2010	8306826	8306826	8306826	8306826	8306826	8306826	8306826
2011	8287158	8287158	8287158	8287158	8287158	8287158	8287158
2012	8108998	8108998	8108998	8108998	8108998	8108998	8108998
2013	7797140	7797140	7797140	7797140	7797140	7797140	7797140

Anexo A.2. Estimación de la demanda eléctrica anual de Gran Canaria (DEE MWh)

A continuación se reflejarán los valores obtenidos para cada uno de los casos practicados. A recordar sin IPC y con IPC, kernel lineal y kernel Gausiano, con diferentes valores del parámetro σ.

Kernel lineal, empleo de **PIB y POB**. Para los diversos valores de C.

Valores de los años Test y las Predicciones, empleando kernel lineal, PIB y POB.

Valores obtenidos empleando un kernel lineal, con las variables PIB y POB, de los años test y los estimados (tabla A-2.1), y en la (tabla A-2.2) los años de ajuste.

Tabla A-2.1.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel lineal, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	1692628	1692641	1690167	1687119	1687125	1687114	1687084
2001	2571241	2571245	2561006	2547963	2547964	2547962	2547955
2004	2993390	2993387	2982045	2967469	2967470	2967469	2967466
2009	3352171	3352176	3326089	3293040	3293032	3293045	3293085
2014	3434144	3434153	3403358	3364423	3364412	3364430	3364484
2015	3493285	3493293	3462326	3423155	3423144	3423163	3423217
2016	3538132	3538137	3508934	3471939	3471929	3471946	3471995
2017	3583677	3583680	3556280	3521511	3521502	3521517	3521561
2018	3629932	3629932	3604377	3571883	3571875	3571889	3571927
2019	3678033	3678029	3654943	3625501	3625494	3625505	3625537
2020	3726868	3726860	3706286	3679950	3679945	3679953	3679978
2021	3776448	3776436	3758420	3735243	3735240	3735246	3735263
2022	3826783	3826767	3811351	3791390	3791388	3791391	3791401
2023	3882539	3882517	3872159	3858463	3858465	3858463	3858458
2024	3939205	3939176	3933987	3926699	3926704	3926697	3926677
2025	3996651	3996615	3996639	3995810	3995817	3995805	3995770

Tabla A-2.2.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel lineal, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	1611285	1611298	1611103	1610918	1610925	1610912	1610876
1993	1734611	1734638	1718436	1698300	1698297	1698301	1698310
1994	1776567	1776606	1748920	1714488	1714479	1714494	1714537
1995	1868927	1868966	1840021	1803989	1803979	1803995	1804042
1996	1982279	1982299	1968398	1951028	1951027	1951028	1951031
1998	2148717	2148725	2143036	2135814	2135818	2135811	2135791
1999	2310865	2310870	2305505	2298624	2298629	2298621	2298600
2000	2421150	2421156	2412757	2402060	2402062	2402058	2402046
2002	2702159	2702165	2687809	2669597	2669596	2669598	2669603
2003	2842799	2842808	2822864	2797649	2797644	2797652	2797674
2005	3156813	3156806	3146247	3132583	3132584	3132582	3132577
2006	3344699	3344680	3341674	3337329	3337334	3337325	3337298
2007	3507179	3507153	3507543	3507359	3507366	3507354	3507317
2008	3518268	3518252	3508631	3495994	3495996	3495993	3495986
2010	3366258	3366268	3335555	3296748	3296737	3296756	3296809
2011	3376186	3376199	3342536	3300059	3300046	3300068	3300130
2012	3333025	3333043	3295441	3248083	3248067	3248093	3248166
2013	3341603	3341621	3304155	3256962	3256947	3256972	3257045

A continuación se adjunta los resultados de aplicar un **Kernel Gaussiano RBF**, empleo de **PIB y POB**. Para los diversos valores de C. Con diversos valores de Sigma en las Tablas desde la A-2.3 a la A-2.18.

Tabla A-2.3.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,01, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	1717359	1682918	1633095	1626715	1628654	1630861	1639920
2001	2528336	2531469	2555948	2559994	2573492	2576246	2579843
2004	2903781	2922792	2965912	2969539	2984315	2986215	2992357
2009	3296024	3316035	3338429	3335804	3341752	3339331	3342549
2014	3388123	3406760	3419369	3414316	3416919	3413106	3415420
2015	3433836	3453761	3465242	3459160	3461004	3456818	3460054
2016	3457022	3479314	3493647	3487276	3489569	3485479	3490293
2017	3480295	3504978	3522162	3515488	3518226	3514228	3520655
2018	3503649	3530744	3550775	3543783	3546962	3543053	3551129
2019	3524585	3554587	3578649	3571470	3575404	3571694	3581736
2020	3545617	3578549	3606649	3599272	3603959	3600444	3612486
2021	3566735	3602622	3634764	3627175	3632613	3629291	3643368
2022	3587934	3626798	3662983	3655169	3661353	3658220	3674366
2023	3599170	3643008	3688208	3680783	3689042	3686568	3705970
2024	3610255	3659149	3713515	3706485	3716856	3715053	3737777
2025	3621484	3675455	3738986	3732337	3744816	3743680	3769756

Tabla A-2.4.- Valores en los años entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,01, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	1637056	1599521	154122	1532954	1533472	1535641	154672
1993	1843007	1804084	1749064	1744661	1744276	1744628	1744655
1994	195667	1913966	1853534	1850424	1847771	1846501	1839057
1995	2044604	2005603	1952966	1951108	1949657	1948446	1939921
1996	203791	2012182	1984823	1983956	1988788	1990257	1990835
1998	2124922	2111447	2107829	2108769	2118731	2121894	2127318
1999	2264409	2258737	2269834	2272443	228487	228835	2294021
2000	2382943	2380601	2397011	2400413	2413157	2416219	2420307
2002	2672393	267844	2704825	2708765	2721492	2723401	2725427
2003	2833555	2841481	2865792	2868832	2879631	2880263	2880336
2005	3036846	3061988	3110747	3113483	312841	3129942	3138271
2006	3142519	3178799	3243683	3246171	3264037	3266305	3280821
2007	3252058	3295442	3367557	3368966	3387521	3389682	3408087
2008	332399	3360423	3413729	3412734	342596	3426014	343968
2010	3335437	3352422	3365791	3361815	3365151	336172	3362965
2011	3360947	3376004	3383502	3378614	338025	3376168	3376195
2012	3351441	3362476	3362557	335731	3357228	3352575	3350065
2013	3357225	336858	3368859	3363513	336342	335875	3356443

Tabla A-2.5.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,05, empleando (PIB y POB)

año /C	3	5	10	15	20	25	30
1992	1638274	1648043	1636001	1655404	1658085	1658737	1658737
2001	2594313	2590223	2614507	2621112	2621507	2621684	2621684
2004	3039364	3038149	3060575	3062193	3063543	3063576	3063576
2009	3355039	3356915	3334114	3307614	3301905	3301839	3301839
2014	3398416	3401479	3362046	3326061	3317381	3317304	3317304
2015	3421606	3426074	3381363	3344214	3334786	3334709	3334709
2016	3437601	3443380	3398865	3364230	3355124	3355050	3355050
2017	3452919	3460016	3415679	3383641	3374847	3374778	3374778
2018	3467521	3475943	3431762	3402401	3393911	3393846	3393846
2019	3482154	3492003	3449207	3423631	3415715	3415655	3415655
2020	3496141	3507418	3465995	3444281	3436933	3436879	3436879
2021	3509441	3522147	3482080	3464303	3457514	3457467	3457467
2022	3522012	3536142	3497412	3483640	3477400	3477360	3477360
2023	3537884	3553837	3521619	3516176	3511662	3511632	3511632
2024	3553210	3570992	3545400	3548449	3545690	3545671	3545671
2025	3567812	3587416	3568395	3579955	3578944	3578935	3578935

Tabla A-2.6.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,05, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	1567451	1580372	1563842	1584427	1588191	1588894	1588894
1993	1744684	1744869	1732878	1744788	1744066	1744622	1744622
1994	1852534	1844789	1830773	1833655	1829799	1830267	1830267
1995	1952842	1942956	1931934	1931444	1926767	1927178	1927178
1996	1970107	1967648	1968444	1978322	1977050	1977489	1977489
1998	2090445	2090755	2103014	2117530	2118016	2118416	2118416
1999	2266510	2265527	2285431	2299089	2299871	2300193	2300193
2000	2412437	2409313	2431322	2441232	2441580	2441833	2441833
2002	2764820	2759555	2780684	2780878	2780552	2780658	2780658
2003	2941707	2935768	2948075	2938723	2936934	2936971	2936971
2005	3178492	3179932	3198675	3200170	3201839	3201839	3201839
2006	3293691	3300247	3324444	3336542	3340779	3340775	3340775
2007	3390123	3400357	3422142	3438856	3443794	3443783	3443783
2008	3416746	3425163	3425625	3425597	3426037	3426000	3426000
2010	3367697	3369150	3335242	3300415	3292450	3292374	3292374
2011	3374604	3375861	3334663	3294466	3285022	3284940	328494
2012	3357334	3356981	3310434	3263942	3253070	3252982	3252982
2013	3361171	3361050	3314128	3267734	3256841	3256753	3256753

Tabla A-2.7.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,1, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	1661526	1663674	1665824	1665875	1665875	1665875	1665875
2001	2606527	2612415	2610707	2610785	2610785	2610785	2610785
2004	3065794	3070792	3073292	3073421	3073421	3073421	3073421
2009	3302103	3295841	3307040	3307046	3307046	3307046	3307046
2014	3308946	3298979	3314363	3314318	3314318	3314318	3314318
2015	3314270	3305125	3326713	3326688	3326688	3326688	3326688
2016	3322712	3316212	3344112	3344136	3344136	3344136	3344136
2017	3330048	3326256	3360627	3360701	3360701	3360701	3360701
2018	3336237	3335209	3376196	3376320	3376320	3376320	3376320
2019	3343729	3346147	3394441	3394626	3394626	3394626	3394626
2020	3350142	3356047	3411753	3412000	3412000	3412000	3412000
2021	3355431	3364853	3428059	3428368	3428368	3428368	3428368
2022	3359547	3372506	3443277	3443649	3443649	3443649	3443649
2023	3373322	3392433	3473082	3473560	3473560	3473560	3473560
2024	3386063	3411375	3501942	3502528	3502528	3502528	3502528
2025	3397351	3428811	3529233	3529924	3529924	3529924	3529924

Tabla A-2.8.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,1, empleando (PIB y POB)

año /C	3	5	10	15	20	25	30
1991	1611351	1611127	1611298	1611318	1611318	1611318	1611318
1993	1742516	1744808	1744390	1744440	1744440	1744440	1744440
1994	1836704	1836850	1831013	1831013	1831013	1831013	1831013
1995	1932006	1931598	1923685	1923660	1923660	1923660	1923660
1996	1952820	1957914	1958945	1959009	1959009	1959009	1959009
1998	2075866	2084600	2090387	2090501	2090501	2090501	2090501
1999	2258511	2267910	2273131	2273252	2273252	2273252	2273252
2000	2412467	2420107	2421566	2421661	2421661	2421661	2421661
2002	2785369	2787445	2780737	2780769	2780769	2780769	2780769
2003	2962696	2959245	2947355	2947319	2947319	2947319	2947319
2005	3195269	3202400	3213625	3213819	3213819	3213819	3213819
2006	3299482	3316559	3348229	3348620	3348620	3348620	3348620
2007	3372285	3395647	3444413	3444931	3444931	3444931	3444931
2008	3370310	3383952	3425511	3425870	3425870	3425870	3425870
2010	3296931	3285973	3294504	3294434	3294434	3294434	3294434
2011	3291633	3277699	3284737	3284619	3284619	3284619	3284619
2012	3272894	3254134	3253543	3253337	3253337	3253337	3253337
2013	3274895	3256407	3256788	3256589	3256589	3256589	3256589

Tabla A-2.9.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,15, empleando (PIB y POB)

año/ C	3	5	10	15	20	25	30
1992	1658673	1663489	1663608	1663608	1663608	1663608	1663608
2001	2610898	2608629	2610592	2610592	2610592	2610592	2610592
2004	3073977	3066778	3074045	3074045	3074045	3074045	3074045
2009	3293676	3299528	3310213	3310213	3310213	3310213	3310213
2014	3290186	3302161	3313139	3313139	3313139	3313139	3313139
2015	3290104	3308033	3322262	3322262	3322262	3322262	3322262
2016	3296112	3319280	3337760	3337760	3337760	3337760	3337760
2017	3300763	3329223	3352044	3352044	3352044	3352044	3352044
2018	3304009	3337791	3365027	3365027	3365027	3365027	3365027
2019	3308778	3348237	3380559	3380559	3380559	3380559	3380559
2020	3312179	3357304	3394755	3394755	3394755	3394755	3394755
2021	3314160	3364918	3407516	3407516	3407516	3407516	3407516
2022	3314667	3370999	3418739	3418739	3418739	3418739	3418739
2023	3326209	3389492	3444935	3444935	3444935	3444935	3444935
2024	3336193	3406349	3469498	3469498	3469498	3469498	3469498
2025	3344128	3420991	3491727	3491727	3491727	3491727	3491727

Tabla A-2.10.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,15, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	1611140	1611196	1611378	1611378	1611378	1611378	1611378
1993	1739978	1744717	1744832	1744832	1744832	1744832	1744832
1994	1836503	1837203	1837460	1837460	1837460	1837460	1837460
1995	1931840	1931447	1931536	1931536	1931536	1931536	1931536
1996	1950026	1959447	1960684	1960684	1960684	1960684	1960684
1998	2073711	2088084	2090636	2090636	2090636	2090636	2090636
1999	2258678	2270411	2273589	2273589	2273589	2273589	2273589
2000	2414561	2419675	2422210	2422210	2422210	2422210	2422210
2002	2791491	2780646	2780828	2780828	2780828	2780828	2780828
2003	2969532	2951347	2948948	2948948	2948948	2948948	2948948
2005	3202183	3202087	3216033	3216033	3216033	3216033	3216033
2006	3302900	3319904	3349187	3349187	3349187	3349187	3349187
2007	3368738	3400917	3442891	3442891	3442891	3442891	3442891
2008	3361753	3390731	3425589	3425589	3425589	3425589	3425589
2010	3283557	3288770	3296011	3296011	3296011	3296011	3296011
2011	3274699	3279694	3284771	3284771	3284771	3284771	3284771
2012	3255277	3254395	3253502	3253502	3253502	3253502	3253502
2013	3256773	3256800	3256492	3256492	3256492	3256492	3256492

Tabla A-2.11.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,2, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	1657301	1661474	1661483	1661483	1661483	1661483	1661483
2001	2602476	2608606	2608562	2608562	2608562	2608562	2608562
2004	3068129	3080124	3080858	3080858	3080858	3080858	3080858
2009	3299368	3316405	3317228	3317228	3317228	3317228	3317228
2014	3292268	3308748	3309329	3309329	3309329	3309329	3309329
2015	3289811	3310350	3310971	3310971	3310971	3310971	3310971
2016	3294971	3321298	3322089	3322089	3322089	3322089	3322089
2017	3298479	3330587	3331546	3331546	3331546	3331546	3331546
2018	3300274	3338124	3339249	3339249	3339249	3339249	3339249
2019	3303695	3348204	3349539	3349539	3349539	3349539	3349539
2020	3305426	3356504	3358046	3358046	3358046	3358046	3358046
2021	3305407	3362928	3364671	3364671	3364671	3364671	3364671
2022	3303580	3367377	3369315	3369315	3369315	3369315	3369315
2023	3314010	3388010	3390336	3390336	3390336	3390336	3390336
2024	3322371	3406409	3409119	3409119	3409119	3409119	3409119
2025	3328102	3421809	3424888	3424888	3424888	3424888	3424888

Tabla A-2.12.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,2, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	1611240	1611176	1611076	1611076	1611076	1611076	1611076
1993	1738509	1743228	1743431	1743431	1743431	1743431	1743431
1994	1836361	1837503	1837719	1837719	1837719	1837719	1837719
1995	1931576	1931646	1931757	1931757	1931757	1931757	1931757
1996	1950393	1960003	1960107	1960107	1960107	1960107	1960107
1998	2075359	2090592	2090641	2090641	2090641	2090641	2090641
1999	2258398	2273157	2273150	2273150	2273150	2273150	2273150
2000	2410479	2420762	2420698	2420698	2420698	2420698	2420698
2002	2780590	2780860	2780852	2780852	2780852	2780852	2780852
2003	2960141	2954739	2954785	2954785	2954785	2954785	2954785
2005	3202413	3225336	3226591	3226591	3226591	3226591	3226591
2006	3307618	3354650	3356832	3356832	3356832	3356832	3356832
2007	3376028	3441329	3444147	3444147	3444147	3444147	3444147
2008	3370096	3423621	3425859	3425859	3425859	3425859	3425859
2010	3287206	3298636	3299145	3299145	3299145	3299145	3299145
2011	3276522	3284405	3284706	3284706	3284706	3284706	3284706
2012	3255542	3254411	3254367	3254367	3254367	3254367	3254367
2013	3256949	3256666	3256642	3256642	3256642	3256642	3256642

Tabla A-2.13.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,5, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	1627249	1627249	1627249	1627249	1627249	1627249	1627249
2001	2611320	2611320	2611320	2611320	2611320	2611320	2611320
2004	3088470	3088470	3088470	3088470	3088470	3088470	3088470
2009	3350433	3350433	3350433	3350433	3350433	3350433	3350433
2014	3292858	3292858	3292858	3292858	3292858	3292858	3292858
2015	3262095	3262095	3262095	3262095	3262095	3262095	3262095
2016	3255444	3255444	3255444	3255444	3255444	3255444	3255444
2017	3245846	3245846	3245846	3245846	3245846	3245846	3245846
2018	3233294	3233294	3233294	3233294	3233294	3233294	3233294
2019	3224148	3224148	3224148	3224148	3224148	3224148	3224148
2020	3212101	3212101	3212101	3212101	3212101	3212101	3212101
2021	3197176	3197176	3197176	3197176	3197176	3197176	3197176
2022	3179425	3179425	3179425	3179425	3179425	3179425	3179425
2023	3182928	3182928	3182928	3182928	3182928	3182928	3182928
2024	3182266	3182266	3182266	3182266	3182266	3182266	3182266
2025	3176599	3176599	3176599	3176599	3176599	3176599	3176599

Tabla A-2.14.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,5, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	1611408	1611408	1611408	1611408	1611408	1611408	1611408
1993	1698170	1698170	1698170	1698170	1698170	1698170	1698170
1994	1819102	1819102	1819102	1819102	1819102	1819102	1819102
1995	1931816	1931816	1931816	1931816	1931816	1931816	1931816
1996	1943759	1943759	1943759	1943759	1943759	1943759	1943759
1998	2090545	2090545	2090545	2090545	2090545	2090545	2090545
1999	2289218	2289218	2289218	2289218	2289218	2289218	2289218
2000	2436652	2436652	2436652	2436652	2436652	2436652	2436652
2002	2780211	2780211	2780211	2780211	2780211	2780211	2780211
2003	2975946	2975946	2975946	2975946	2975946	2975946	2975946
2005	3254840	3254840	3254840	3254840	3254840	3254840	3254840
2006	3371495	3371495	3371495	3371495	3371495	3371495	3371495
2007	3438403	3438403	3438403	3438403	3438403	3438403	3438403
2008	3426229	3426229	3426229	3426229	3426229	3426229	3426229
2010	3314181	3314181	3314181	3314181	3314181	3314181	3314181
2011	3284497	3284497	3284497	3284497	3284497	3284497	3284497
2012	3257647	3257647	3257647	3257647	3257647	3257647	3257647
2013	3256618	3256618	3256618	3256618	3256618	3256618	3256618

Tabla A-2.15.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,7, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	1613123	1613123	1613123	1613123	1613123	1613123	1613123
2001	2558177	2558177	2558177	2558177	2558177	2558177	2558177
2004	3007052	3007052	3007052	3007052	3007052	3007052	3007052
2009	3358885	3358885	3358885	3358885	3358885	3358885	3358885
2014	3291803	3291803	3291803	3291803	3291803	3291803	3291803
2015	3251384	3251384	3251384	3251384	3251384	3251384	3251384
2016	3239268	3239268	3239268	3239268	3239268	3239268	3239268
2017	3223293	3223293	3223293	3223293	3223293	3223293	3223293
2018	3203547	3203547	3203547	3203547	3203547	3203547	3203547
2019	3187256	3187256	3187256	3187256	3187256	3187256	3187256
2020	3167392	3167392	3167392	3167392	3167392	3167392	3167392
2021	3144113	3144113	3144113	3144113	3144113	3144113	3144113
2022	3117634	3117634	3117634	3117634	3117634	3117634	3117634
2023	3113814	3113814	3113814	3113814	3113814	3113814	3113814
2024	3104895	3104895	3104895	3104895	3104895	3104895	3104895
2025	3090171	3090171	3090171	3090171	3090171	3090171	3090171

Tabla A-2.16.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,7, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	1611200	1611002	1611200	1611200	1611200	1611200	1611200
1993	1683223	1683223	1683223	1683223	1683223	1683223	1683223
1994	1815455	1815455	1815455	1815455	1815455	1815455	1815455
1995	1931875	1931875	1931875	1931875	1931875	1931875	1931875
1996	1938543	1938543	1938543	1938543	1938543	1938543	1938543
1998	2090983	2090983	2090983	2090983	2090983	2090983	2090983
1999	2285239	2285239	2285239	2285239	2285239	2285239	2285239
2000	2415055	2415055	2415055	2415055	2415055	2415055	2415055
2002	2701707	2701707	2701707	2701707	2701707	2701707	2701707
2003	2896454	2896454	2896454	2896454	2896454	2896454	2896454
2005	3202604	3202604	3202604	3202604	3202604	3202604	3202604
2006	3336653	3336653	3336653	3336653	3336653	3336653	3336653
2007	3418862	3418862	3418862	3418862	3418862	3418862	3418862
2008	3425642	3425642	3425642	3425642	3425642	3425642	3425642
2010	3319937	3319937	3319937	3319937	3319937	3319937	3319937
2011	3286188	3286188	3286188	3286188	3286188	3286188	3286188
2012	3257948	3257948	3257948	3257948	3257948	3257948	3257948
2013	3256346	3256346	3256346	3256346	3256346	3256346	3256346

Tabla A-2.17.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,9, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	1613123	1613123	1613123	1613123	1613123	1613123	1613123
2001	2558177	2558177	2558177	2558177	2558177	2558177	2558177
2004	3007052	3007052	3007052	3007052	3007052	3007052	3007052
2009	3358885	3358885	3358885	3358885	3358885	3358885	3358885
2014	3291803	3291803	3291803	3291803	3291803	3291803	3291803
2015	3233366	3233366	3233366	3233366	3233366	3233366	3233366
2016	3214162	3214162	3214162	3214162	3214162	3214162	3214162
2017	3190601	3190601	3190601	3190601	3190601	3190601	3190601
2018	3162930	3162930	3162930	3162930	3162930	3162930	3162930
2019	3139047	3139047	3139047	3139047	3139047	3139047	3139047
2020	3111431	3111431	3111431	3111431	3111431	3111431	3111431
2021	3080433	3080433	3080433	3080433	3080433	3080433	3080433
2022	3046473	3046473	3046473	3046473	3046473	3046473	3046473
2023	3035780	3035780	3035780	3035780	3035780	3035780	3035780
2024	3019736	3019736	3019736	3019736	3019736	3019736	3019736
2025	2997890	2997890	2997890	2997890	2997890	2997890	2997890

Tabla A-2.18.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,9, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	1611317	1611317	1611317	1611317	1611317	1611317	1611317
1993	1677131	1677131	1677131	1677131	1677131	1677131	1677131
1994	1816268	1816268	1816268	1816268	1816268	1816268	1816268
1995	1931796	1931796	1931796	1931796	1931796	1931796	1931796
1996	1935141	1935141	1935141	1935141	1935141	1935141	1935141
1998	2090778	2090778	2090778	2090778	2090778	2090778	2090778
1999	2281739	2281739	2281739	2281739	2281739	2281739	2281739
2000	2404135	2404135	2404135	2404135	2404135	2404135	2404135
2002	2677491	2677491	2677491	2677491	2677491	2677491	2677491
2003	2880454	2880454	2880454	2880454	2880454	2880454	2880454
2005	3202658	3202658	3202658	3202658	3202658	3202658	3202658
2006	3337328	3337328	3337328	3337328	3337328	3337328	3337328
2007	3413254	3413254	3413254	3413254	3413254	3413254	3413254
2008	3425880	3425880	3425880	3425880	3425880	3425880	3425880
2010	3327210	3327210	3327210	3327210	3327210	3327210	3327210
2011	3287092	3287092	3287092	3287092	3287092	3287092	3287092
2012	3259252	3259252	3259252	3259252	3259252	3259252	3259252
2013	3256483	3256483	3256483	3256483	3256483	3256483	3256483

Pasamos a añadir a las variables explicativas, el IPC.

Presentando los valores obtenidos para **kernel lineal**, pero esta vez incluyendo como variable explicativa a parte del **PIB, POB** el **IPC**. Valores de los años Test y las Predicciones, empleando kernel lineal, PIB, POB e IPC. (Tablas A-2.19 y A-2.20)

Tabla A-2.19.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel lineal, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	1681090	1700716	1700715	1700849	1700866	1700720	1700726
2001	2535633	2535421	2535424	2535146	2535150	2535416	2535407
2004	2967866	2960353	2960355	2960029	2960005	2960347	2960338
2009	3299361	3269200	3269205	3268775	3268792	3269189	3269172
2014	3376131	3338927	3338932	3338514	3338543	3338914	3338897
2015	3490096	3448606	3448605	3448677	3448667	3448604	3448604
2016	3531650	3492185	3492185	3492174	3492159	3492182	3492180
2017	3575651	3538151	3538152	3538073	3538051	3538148	3538144
2018	3618534	3583155	3583157	3582993	3582965	3583151	3583145
2019	3664289	3631789	3631791	3631538	3631501	3631783	3631775
2020	3710735	3681165	3681168	3680825	3680780	3681158	3681148
2021	3756094	3729617	3729620	3729169	3729116	3729608	3729595
2022	3803952	3780512	3780516	3779971	3779909	3780501	3780487
2023	3854205	3837230	3837235	3836518	3836442	3837217	3837199
2024	3905237	3894877	3894883	3893991	3893900	3894862	3894839
2025	3957011	3953314	3953322	3952252	3952146	3953296	3953270

Tabla A-2.20.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel lineal, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	1586589	1611087	1611087	1611086	1611110	1611089	1611090
1993	1744750	1744032	1744028	1744616	1744657	1744044	1744060
1994	1803747	1785994	1785987	1786942	1787003	1786011	1786036
1995	1884909	1865000	1864994	1865834	1865901	1865014	1865035
1996	1939905	1942424	1942426	1942385	1942439	1942422	1942418
1998	2100434	2112333	2112337	2112016	2112040	2112327	2112317
1999	2264819	2275022	2275026	2274657	2274669	2275016	2275005
2000	2400424	2403640	2403641	2403523	2403521	2403639	2403636
2002	2688216	2679525	2679526	2679479	2679473	2679524	2679523
2003	2814999	2797881	2797882	2797762	2797774	2797877	2797871
2005	3138330	3129432	3129434	3129095	3129054	3129426	3129418
2006	3305402	3305634	3305640	3304886	3304826	3305621	3305602
2007	3507352	3507767	3507769	3507252	3507147	3507761	3507752
2008	3483045	3471972	3471977	3471323	3471270	3471960	3471943
2010	3362459	3322913	3322913	3323023	3323021	3322913	3322914
2011	3376290	3332409	3332407	3332608	3332611	3332410	3332412
2012	3346360	3296897	3296894	3297311	3297320	3296902	3296910
2013	3303055	3256817	3256819	3256749	3256790	3256810	3256802

A continuación se adjunta los resultados de aplicar un **Kernel Gaussiano RBF**, empleo de **PIB, POB e IPC**. Para los diversos valores de C. Con diversos valores de Sigma en las Tablas desde la A-2.21 a la A-2.36.

Tabla A-2.21.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,01, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	1659544	1643119	1626103	1597783	1603053	1618816	1618949
2001	2581917	2576296	2560194	2575086	2580840	2583501	2584129
2004	2907626	2940866	2965671	2980910	2988152	2994488	2995136
2009	3349297	3306570	3224419	3235663	3239676	3243771	3243945
2014	3424252	3360590	3250456	3255385	3257388	3262528	3262967
2015	3398870	3448505	3462061	3454887	3454213	3457071	3456569
2016	3422879	3472409	3485868	3480210	3480329	3484508	3483937
2017	3442806	3495758	3513258	3508340	3508875	3514418	3513795
2018	3466601	3519469	3536917	3533486	3534842	3541786	3541086
2019	3484485	3541001	3563256	3561179	3563207	3571832	3571082
2020	3502430	3562625	3589723	3588996	3591698	3602031	3601228
2021	3523937	3584267	3612109	3613467	3617278	3629380	3628495
2022	3541926	3605989	3638738	3641439	3645936	3659807	3658859
2023	3551635	3620194	3660887	3667546	3673751	3690478	3689506
2024	3561190	3634298	3683064	3693750	3701690	3721330	3720334
2025	3570834	3648520	3705394	3720095	3729766	3752347	3751323

Tabla A-2.22.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,01, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	1621528	1586926	1542842	1517195	1520481	1534098	1533793
1993	1758670	1751690	1744471	1709425	1712657	1723240	1723443
1994	1853533	1853731	1852359	1811534	1812219	1817928	1818173
1995	1989569	1980889	1962417	1931909	1931708	1931953	1932040
1996	2151805	2092640	2008374	2008209	2005329	2001747	2001694
1998	2222584	2180512	2122026	2130723	2132308	2133859	2134154
1999	2347194	2319113	2278688	2291935	2295942	2298758	2299255
2000	2375524	2388711	2400466	2405034	2411286	2417690	2418607
2002	2656484	2686319	2711316	2717442	2722771	2727101	2727998
2003	2880717	2881609	2863481	2876013	2880474	2880230	2880629
2005	3006860	3063112	3113062	3125224	3131810	3140754	3141455
2006	3144502	3189904	3227313	3251414	3262208	3275266	3275598
2007	3097918	3227059	3367564	3367345	3367571	3388047	3389862
2008	3318673	3362473	3387571	3404988	3413864	3425968	3425784
2010	3310053	3354091	3365686	3361131	3361113	3362478	3362215
2011	3331830	3376201	3385199	3377230	3375908	3376146	3375811
2012	3299082	3356719	3379672	3377230	3359549	3357924	3357726
2013	3396256	3351162	3256917	3377230	325701	3256742	3256829

Tabla A-2.23.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,05, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	1639914	1637813	1637266	1637266	1637266	1637266	1637266
2001	2611014	2620310	2623794	2623794	2623794	2623794	2623794
2004	3053233	3063755	3066372	3066372	3066372	3066372	3066372
2009	3180774	3209269	3237736	3237736	3237736	3237736	3237736
2014	3130157	3162502	3198743	3198743	3198743	3198743	3198743
2015	3418080	3418757	3416747	3416747	3416747	3416747	3416747
2016	3428947	3431002	3430600	3430600	3430600	3430600	3430600
2017	3443984	3446331	3446467	3446467	3446467	3446467	3446467
2018	3452806	3456588	3458410	3458410	3458410	3458410	3458410
2019	3467215	3471631	3474243	3474243	3474243	3474243	3474243
2020	3481030	3486085	3489502	3489502	3489502	3489502	3489502
2021	3487940	3494817	3500215	3500215	3500215	3500215	3500215
2022	3500344	3507873	3514102	3514102	3514102	3514102	3514102
2023	3516390	3525925	3533890	3533890	3533890	3533890	3533890
2024	3531950	3543523	3553259	3553259	3553259	3553259	3553259
2025	3546842	3560440	3571951	3571951	3571951	3571951	3571951

Tabla A-2.24.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,05, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	1562281	1557091	1554664	1554664	1554664	1554664	1554664
1993	1744207	1744457	1744557	1744557	1744557	1744557	1744557
1994	1846354	1847664	1847669	1847669	1847669	1847669	1847669
1995	1931803	1931961	1929822	1929822	1929822	1929822	1929822
1996	2002025	2001467	2001744	2001744	2001744	2001744	2001744
1998	2114198	2116870	2119101	2119101	2119101	2119101	2119101
1999	2287061	2292942	2296328	2296328	2296328	2296328	2296328
2000	2400976	2406897	2408398	2408398	2408398	2408398	2408398
2002	2766195	2772855	2772808	2772808	2772808	2772808	2772808
2003	2954394	2965500	2969271	2969271	2969271	2969271	2969271
2005	3193058	3201220	3202026	3202026	3202026	3202026	3202026
2006	3299574	3315677	3323862	3323862	3323862	3323862	3323862
2007	3367365	3367563	3367713	3367713	3367713	3367713	3367713
2008	3401537	3416790	3425980	3425980	3425980	3425980	3425980
2010	3369749	3371574	3369156	3369156	3369156	3369156	3369156
2011	3376173	3376161	3372538	3372538	3372538	3372538	3372538
2012	3373063	3366670	3357159	3357159	3357159	3357159	3357159
2013	3180930	3204941	3230717	3230717	3230717	3230717	3230717

Tabla A-2.25.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,1, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	1663068	1663389	1662693	1662693	1662693	1662693	1662693
2001	2610487	2613624	2609558	2609558	2609558	2609558	2609558
2004	3082025	3085459	3078325	3078325	3078325	3078325	3078325
2009	3161294	3213792	3211454	3211454	3211454	3211454	3211454
2014	3090785	3151385	3153603	3153603	3153603	3153603	3153603
2015	3386584	3405845	3410713	3410713	3410713	3410713	3410713
2016	3392184	3415653	3421968	3421968	3421968	3421968	3421968
2017	3401434	3427045	3434661	3434661	3434661	3434661	3434661
2018	3404401	3434264	3443381	3443381	3443381	3443381	3443381
2019	3413208	3445361	3455651	3455651	3455651	3455651	3455651
2020	3421064	3455495	3466951	3466951	3466951	3466951	3466951
2021	3422027	3460799	3473623	3473623	3473623	3473623	3473623
2022	3427786	3468780	3482752	3482752	3482752	3482752	3482752
2023	3440052	3483821	3498302	3498302	3498302	3498302	3498302
2024	3451352	3497866	3512812	3512812	3512812	3512812	3512812
2025	3461377	3510573	3525959	3525959	3525959	3525959	3525959

Tabla A-2.26.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,1, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	1610894	1610870	1610916	1610916	1610916	1610916	1610916
1993	1744255	1744230	1744628	1744628	1744628	1744628	1744628
1994	1838015	1836871	1837895	1837895	1837895	1837895	1837895
1995	1910153	1911918	1920351	1920351	1920351	1920351	1920351
1996	2001974	2001980	2001710	2001710	2001710	2001710	2001710
1998	2100094	2105159	2107728	2107728	2107728	2107728	2107728
1999	2269574	2275410	2276657	2276657	2276657	2276657	2276657
2000	2381713	2389967	2400398	2400398	2400398	2400398	2400398
2002	2780356	2780151	2780671	2780671	2780671	2780671	2780671
2003	2978300	2980291	2967181	2967181	2967181	2967181	2967181
2005	3224014	3226906	3221949	3221949	3221949	3221949	3221949
2006	3319363	3338731	3333021	3333021	3333021	3333021	3333021
2007	3367794	3367710	3367665	3367665	3367665	3367665	3367665
2008	3395755	3426127	3426051	3426051	3426051	3426051	3426051
2010	3360714	3373027	3372794	3372794	3372794	3372794	3372794
2011	3360788	3372828	3373741	3373741	3373741	3373741	3373741
2012	3357299	3357391	3357227	3357227	3357227	3357227	3357227
2013	3155763	3207949	3209305	3209305	3209305	3209305	3209305

Tabla A-2.27.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,15, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	1661379	1657753	1656686	1656686	1656686	1656686	1656686
2001	2605502	2591141	2588424	2588424	2588424	2588424	2588424
2004	3096189	3073903	3070025	3070025	3070025	3070025	3070025
2009	3188622	3187512	3186956	3186956	3186956	3186956	3186956
2014	3091916	3097975	3098651	3098651	3098651	3098651	3098651
2015	3396493	3407725	3409833	3409833	3409833	3409833	3409833
2016	3402682	3417056	3419737	3419737	3419737	3419737	3419737
2017	3410051	3427148	3430353	3430353	3430353	3430353	3430353
2018	3412914	3433120	3436894	3436894	3436894	3436894	3436894
2019	3419751	3442311	3446552	3446552	3446552	3446552	3446552
2020	3425320	3450175	3454871	3454871	3454871	3454871	3454871
2021	3425537	3453021	3458212	3458212	3458212	3458212	3458212
2022	3428313	3457934	3463552	3463552	3463552	3463552	3463552
2023	3439193	3469780	3475660	3475660	3475660	3475660	3475660
2024	3448610	3480056	3486178	3486178	3486178	3486178	3486178
2025	3456171	3488390	3494737	3494737	3494737	3494737	3494737

Tabla A-2.28.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,15, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	1611039	1611253	1610925	1610925	1610925	1610925	1610925
1993	1744328	1744735	1744448	1744448	1744448	1744448	1744448
1994	1845358	1849583	1850029	1850029	1850029	1850029	1850029
1995	1899697	1926778	1931527	1931527	1931527	1931527	1931527
1996	2001954	2002054	2002104	2002104	2002104	2002104	2002104
1998	2091924	2096821	2097671	2097671	2097671	2097671	2097671
1999	2258440	2258713	2258658	2258658	2258658	2258658	2258658
2000	2367878	2395620	2400661	2400661	2400661	2400661	2400661
2002	2780690	2780724	2780814	2780814	2780814	2780814	2780814
2003	2993942	2957780	2951098	2951098	2951098	2951098	2951098
2005	3240109	3224294	3221747	3221747	3221747	3221747	3221747
2006	3348065	3331048	3328358	3328358	3328358	3328358	3328358
2007	3367508	3367421	3367542	3367542	3367542	3367542	3367542
2008	3426187	3425751	3426028	3426028	3426028	3426028	3426028
2010	3376378	3375915	3375924	3375924	3375924	3375924	3375924
2011	3373262	3375605	3376078	3376078	3376078	3376078	3376078
2012	3357049	3356943	3357024	3357024	3357024	3357024	3357024
2013	3178445	3183818	3184258	3184258	3184258	3184258	3184258

Tabla A-2.29.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,2, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	1658867	1658271	1658271	1658271	1658271	1658271	1658271
2001	2598885	2587769	2587769	2587769	2587769	2587769	2587769
2004	3090241	307226	3072260	3072260	3072260	3072260	3072260
2009	3140202	3141510	3141510	3141510	3141510	3141510	3141510
2014	3014713	3017295	3017295	3017295	3017295	3017295	3017295
2015	3395787	3402408	3402408	3402408	3402408	3402408	3402408
2016	3400557	3408766	3408766	3408766	3408766	3408766	3408766
2017	3406591	3416177	3416177	3416177	3416177	3416177	3416177
2018	3407113	3418108	3418108	3418108	3418108	3418108	3418108
2019	3412116	3424207	3424207	3424207	3424207	3424207	3424207
2020	3415498	3428627	3428627	3428627	3428627	3428627	3428627
2021	3412238	3426333	3426333	3426333	3426333	3426333	3426333
2022	3412070	3427043	3427043	3427043	3427043	3427043	3427043
2023	3420490	3435783	3435783	3435783	3435783	3435783	3435783
2024	3426937	3442485	3442485	3442485	3442485	3442485	3442485
2025	3430981	3446726	3446726	3446726	3446726	3446726	3446726

Tabla A-2.30.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,2, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	1610691	1611142	1610691	1611142	1610691	1610691	1611142
1993	1744560	1744550	1744560	1744550	1744560	1744560	1744550
1994	1853376	1853355	1853376	1853355	1853376	1853376	1853355
1995	1915038	1925411	1915038	1925411	1915038	1915038	1925411
1996	2001916	2002063	2001916	2002063	2001916	2001916	2002063
1998	2093990	2096969	2093990	2096969	2093990	2093990	2096969
1999	2258566	2258464	2258566	2258464	2258566	2258566	2258464
2000	2390616	2400424	2390616	2400424	2390616	2390616	2400424
2002	2788991	2780508	2788991	2780508	2788991	2788991	2780508
2003	2978156	2955967	2978156	2955967	2978156	2978156	2955967
2005	3240089	3225682	3240089	3225682	3240089	3240089	3225682
2006	3345580	3334458	3345580	3334458	3345580	3345580	3334458
2007	3367576	3367643	3367576	3367643	3367576	3367576	3367643
2008	3426099	3425998	3426099	3425998	3426099	3426099	3425998
2010	3378320	3378216	3378320	3378216	3378320	3378320	3378216
2011	3374464	3376090	3374464	3376090	3374464	3374464	3376090
2012	3357298	3357308	3357298	3357308	3357298	3357298	3357308
2013	3128183	3131804	3128183	3131804	3128183	3128183	3131804

Tabla A-2.31.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,5, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	1648764	1648764	1648764	1648764	1648764	1648764	1648764
2001	2590860	2590860	2590860	2590860	2590860	2590860	2590860
2004	3071396	3071396	3071396	3071396	3071396	3071396	3071396
2009	3125479	3125479	3125479	3125479	3125479	3125479	3125479
2014	2966751	2966751	2966751	2966751	2966751	2966751	2966751
2015	3349818	3349818	3349818	3349818	3349818	3349818	3349818
2016	3344885	3344885	3344885	3344885	3344885	3344885	3344885
2017	3334768	3334768	3334768	3334768	3334768	3334768	3334768
2018	3323094	3323094	3323094	3323094	3323094	3323094	3323094
2019	3311256	3311256	3311256	3311256	3311256	3311256	3311256
2020	3296752	3296752	3296752	3296752	3296752	3296752	3296752
2021	3279705	3279705	3279705	3279705	3279705	3279705	3279705
2022	3259997	3259997	3259997	3259997	3259997	3259997	3259997
2023	3253006	3253006	3253006	3253006	3253006	3253006	3253006
2024	3242573	3242573	3242573	3242573	3242573	3242573	3242573
2025	3228302	3228302	3228302	3228302	3228302	3228302	3228302

Tabla A-2.32.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,5, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	1611145	1611145	1611145	1611145	1611145	1611145	1611145
1993	1726397	1726397	1726397	1726397	1726397	1726397	1726397
1994	1853575	1853575	1853575	1853575	1853575	1853575	1853575
1995	1880105	1880105	1880105	1880105	1880105	1880105	1880105
1996	2002160	2002160	2002160	2002160	2002160	2002160	2002160
1998	2090663	2090663	2090663	2090663	2090663	2090663	2090663
1999	2258792	2258792	2258792	2258792	2258792	2258792	2258792
2000	2400863	2400863	2400863	2400863	2400863	2400863	2400863
2002	2780280	2780280	2780280	2780280	2780280	2780280	2780280
2003	2977759	2977759	2977759	2977759	2977759	2977759	2977759
2005	3233202	3233202	3233202	3233202	3233202	3233202	3233202
2006	3340814	3340814	3340814	3340814	3340814	3340814	3340814
2007	3367512	3367512	3367512	3367512	3367512	3367512	3367512
2008	3425844	3425844	3425844	3425844	3425844	3425844	3425844
2010	3378238	3378238	3378238	3378238	3378238	3378238	3378238
2011	3362753	3362753	3362753	3362753	3362753	3362753	3362753
2012	3326152	3326152	3326152	3326152	3326152	3326152	3326152
2013	3116604	3116604	3116604	3116604	3116604	3116604	3116604

Tabla A-2.33.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,7, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	1633929	1633929	1633929	1633929	1633929	1633929	1633929
2001	2588178	2588178	2588178	2588178	2588178	2588178	2588178
2004	3045593	3045593	3045593	3045593	3045593	3045593	3045593
2009	3117794	3117794	3117794	3117794	3117794	3117794	3117794
2014	2962577	2962577	2962577	2962577	2962577	2962577	2962577
2015	3321888	3321888	3321888	3321888	3321888	3321888	3321888
2016	3316167	3316167	3316167	3316167	3316167	3316167	3316167
2017	3300283	3300283	3300283	3300283	3300283	3300283	3300283
2018	3286105	3286105	3286105	3286105	3286105	3286105	3286105
2019	3268279	3268279	3268279	3268279	3268279	3268279	3268279
2020	3247332	3247332	3247332	3247332	3247332	3247332	3247332
2021	3226652	3226652	3226652	3226652	3226652	3226652	3226652
2022	3199904	3199904	3199904	3199904	3199904	3199904	3199904
2023	3188081	3188081	3188081	3188081	3188081	3188081	3188081
2024	3172192	3172192	3172192	3172192	3172192	3172192	3172192
2025	3151949	3151949	3151949	3151949	3151949	3151949	3151949

Tabla A-2.34.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,7, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	1611270	1611270	1611270	1611270	1611270	1611270	1611270
1993	1713037	1713037	1713037	1713037	1713037	1713037	1713037
1994	1853466	1853466	1853466	1853466	1853466	1853466	1853466
1995	1895490	1895490	1895490	1895490	1895490	1895490	1895490
1996	2002035	2002035	2002035	2002035	2002035	2002035	2002035
1998	2090862	2090862	2090862	2090862	2090862	2090862	2090862
1999	2258811	2258811	2258811	2258811	2258811	2258811	2258811
2000	2429186	2429186	2429186	2429186	2429186	2429186	2429186
2002	2780486	2780486	2780486	2780486	2780486	2780486	2780486
2003	2947978	2947978	2947978	2947978	2947978	2947978	2947978
2005	3211127	3211127	3211127	3211127	3211127	3211127	3211127
2006	3322091	3322091	3322091	3322091	3322091	3322091	3322091
2007	3367284	3367284	3367284	3367284	3367284	3367284	3367284
2008	3426007	3426007	3426007	3426007	3426007	3426007	3426007
2010	3365247	3365247	3365247	3365247	3365247	3365247	3365247
2011	3343947	3343947	3343947	3343947	3343947	3343947	3343947
2012	3281691	3281691	3281691	3281691	3281691	3281691	3281691
2013	3116423	3116423	3116423	3116423	3116423	3116423	3116423

Tabla A-2.35.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,9, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	1625202	1625202	1625202	1625202	1625202	1625202	1625202
2001	2591773	2591773	2591773	2591773	2591773	2591773	2591773
2004	3035112	3035112	3035112	3035112	3035112	3035112	3035112
2009	3110668	3110668	3110668	3110668	3110668	3110668	3110668
2014	2963871	2963871	2963871	2963871	2963871	2963871	2963871
2015	3282276	3282276	3282276	3282276	3282276	3282276	3282276
2016	3275237	3275237	3275237	3275237	3275237	3275237	3275237
2017	3254843	3254843	3254843	3254843	3254843	3254843	3254843
2018	3238027	3238027	3238027	3238027	3238027	3238027	3238027
2019	3216159	3216159	3216159	3216159	3216159	3216159	3216159
2020	3190950	3190950	3190950	3190950	3190950	3190950	3190950
2021	3167418	3167418	3167418	3167418	3167418	3167418	3167418
2022	3136340	3136340	3136340	3136340	3136340	3136340	3136340
2023	3122921	3122921	3122921	3122921	3122921	3122921	3122921
2024	3105054	3105054	3105054	3105054	3105054	3105054	3105054
2025	3082521	3082521	3082521	3082521	3082521	3082521	3082521

Tabla A-2.36.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,9, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	1610799	1610799	1610799	1610799	1610799	1610799	1610799
1993	1705567	1705567	1705567	1705567	1705567	1705567	1705567
1994	1853336	1853336	1853336	1853336	1853336	1853336	1853336
1995	1931606	1931606	1931606	1931606	1931606	1931606	1931606
1996	2002126	2002126	2002126	2002126	2002126	2002126	2002126
1998	2090707	2090707	2090707	2090707	2090707	2090707	2090707
1999	2260687	2260687	2260687	2260687	2260687	2260687	2260687
2000	2469397	2469397	2469397	2469397	2469397	2469397	2469397
2002	2778145	2778145	2778145	2778145	2778145	2778145	2778145
2003	2927336	2927336	2927336	2927336	2927336	2927336	2927336
2005	3202472	3202472	3202472	3202472	3202472	3202472	3202472
2006	3321639	3321639	3321639	3321639	3321639	3321639	3321639
2007	3367914	3367914	3367914	3367914	3367914	3367914	3367914
2008	3426062	3426062	3426062	3426062	3426062	3426062	3426062
2010	3343707	3343707	3343707	3343707	3343707	3343707	3343707
2011	3314232	3314232	3314232	3314232	3314232	3314232	3314232
2012	3228832	3228832	3228832	3228832	3228832	3228832	3228832
2013	3116515	3116515	3116515	3116515	3116515	3116515	3116515

Anexo A.3. Estimación de la potencia pico anual de Gran Canaria (PL MW)

A continuación se reflejarán los valores obtenidos para cada uno de los casos practicados. A recordar sin IPC y con IPC, kernel lineal y kernel Gausiano, con diferentes valores del parámetro σ.

Kernel lineal, empleo de **PIB y POB**. Para los diversos valores de C.

Valores de los años Test y las Predicciones, empleando kernel lineal, PIB y POB.

Valores obtenidos empleando un kernel lineal, con las variables PIB y POB, de los años test y los estimados (tabla A-3.1.), y en la (tabla A-3.2.) los años de ajuste.

Tabla A-3.1.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel lineal, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	339,98	338,29	339,66	339,63	339,61	339,60	339,65
2001	480,59	481,94	483,17	483,16	483,15	483,14	483,16
2004	549,24	552,57	553,87	553,87	553,86	553,86	553,87
2009	601,83	604,13	604,75	604,76	604,77	604,77	604,76
2014	613,29	615,09	615,49	615,50	615,51	615,51	615,49
2015	622,90	624,97	625,38	625,39	625,40	625,41	625,39
2016	630,97	633,63	634,15	634,16	634,17	634,17	634,15
2017	639,18	642,43	643,06	643,07	643,08	643,08	643,06
2018	647,52	651,38	652,11	652,12	652,13	652,14	652,12
2019	656,43	661,02	661,90	661,91	661,92	661,92	661,90
2020	665,47	670,81	671,84	671,85	671,86	671,86	671,84
2021	674,65	680,75	681,94	681,94	681,95	681,95	681,94
2022	683,98	690,85	692,19	692,19	692,20	692,20	692,19
2023	695,22	703,37	705,00	705,00	705,00	705,00	705,00
2024	706,65	716,12	718,03	718,03	718,03	718,04	718,03
2025	718,23	729,02	731,23	731,23	731,23	731,23	731,23

Tabla A-3.2.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel lineal, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1991	327,62	325,95	327,41	327,39	327,36	327,35	327,40
1993	341,13	336,96	337,61	337,59	337,58	337,57	337,60
1994	343,21	337,00	337,05	337,04	337,03	337,03	337,05
1995	357,81	351,83	351,84	351,83	351,83	351,83	351,84
1996	382,64	380,21	381,06	381,04	381,03	381,02	381,05
1998	413,31	413,36	414,70	414,68	414,66	414,66	414,69
1999	439,99	440,95	442,35	442,34	442,32	442,32	442,35
2000	456,78	457,72	458,99	458,98	458,97	458,96	458,99
2002	500,30	501,53	502,58	502,57	502,56	502,56	502,57
2003	521,00	521,86	522,65	522,65	522,65	522,65	522,65
2005	576,32	580,66	582,05	582,04	582,04	582,04	582,05
2006	610,23	617,03	618,88	618,87	618,87	618,87	618,88
2007	638,25	646,56	648,64	648,64	648,63	648,63	648,64
2008	635,89	642,29	643,84	643,84	643,84	643,84	643,84
2010	602,21	603,67	604,05	604,06	604,07	604,08	604,06
2011	602,60	603,54	603,77	603,78	603,79	603,79	603,77
2012	593,89	593,83	593,84	593,85	593,86	593,87	593,84
2013	595,35	595,36	595,38	595,39	595,41	595,41	595,38

A continuación se adjunta los resultados de aplicar un **Kernel Gaussiano RBF**, empleo de **PIB y POB**. Para los diversos valores de C. Con diversos valores de Sigma. Tablas A-3.3 hasta la A.18.

Tabla A-3.3.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,01, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	366,64	342,37	328,99	329,04	326,26	324,62	322,61
2001	483,88	478,23	484,94	488,40	489,58	490,56	491,01
2004	537,33	538,40	549,73	554,21	556,07	557,51	557,53
2009	591,82	597,00	604,74	604,83	603,80	604,36	601,04
2014	604,43	610,18	615,96	614,46	612,32	612,50	608,02
2015	610,78	616,99	622,42	620,81	618,49	618,58	613,74
2016	614,09	620,71	626,57	625,49	623,41	623,56	618,74
2017	617,41	624,44	630,71	630,18	628,35	628,54	623,75
2018	620,74	628,18	634,86	634,87	633,29	633,52	628,76
2019	623,76	631,65	638,94	639,71	638,49	638,80	634,15
2020	626,80	635,12	643,03	644,55	643,70	644,10	639,55
2021	629,85	638,61	647,13	649,41	648,93	649,41	644,96
2022	632,90	642,10	651,22	654,27	654,16	654,72	650,38
2023	634,71	644,50	655,15	659,78	660,54	661,33	657,46
2024	636,49	646,88	659,09	665,33	666,98	668,00	664,61
2025	638,29	649,29	663,04	670,89	673,43	674,69	671,77

Tabla A-3.4.- Valores en los años entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,01, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	354,93	328,57	312,65	312,58	309,36	307,38	304,95
2001	384,49	362,45	349,74	346,73	342,95	341,29	338,69
2004	400,57	380,43	368,05	362,36	357,61	355,89	352,68
2009	413,29	395,20	385,03	379,60	375,22	373,79	370,87
2014	412,97	396,09	390,19	389,46	387,49	386,79	385,51
2015	425,94	411,90	410,88	413,39	413,31	413,36	413,36
2016	446,13	435,35	438,02	441,57	442,38	442,92	443,44
2017	463,08	454,61	459,05	462,35	463,24	463,97	464,44
2018	504,28	501,02	508,74	511,49	512,40	513,43	513,43
2019	526,95	526,02	533,91	535,39	535,63	536,56	535,73
2020	556,18	559,42	571,92	576,92	578,99	580,51	580,24
2021	571,43	576,94	592,27	599,86	603,25	605,15	605,31
2022	586,96	594,26	610,77	619,49	623,36	625,36	625,36
2023	596,54	603,71	616,83	622,26	624,18	625,58	624,00
2024	597,09	602,26	608,32	606,89	604,91	605,17	601,06
2025	600,50	605,65	610,61	608,20	605,61	605,68	601,05

Tabla A-3.5.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,05, empleando (PIB y POB)

año /C	3	5	10	15	20	25	30
1992	314,90	308,78	308,21	307,93	307,79	307,65	307,50
2001	498,97	502,67	507,65	507,98	507,94	507,89	507,85
2004	568,72	573,25	574,92	576,10	576,10	576,09	576,09
2009	601,30	602,05	593,02	591,56	591,47	591,38	591,30
2014	602,06	601,39	589,07	586,64	586,66	586,68	586,70
2015	603,20	602,11	588,70	586,29	586,36	586,43	586,50
2016	604,98	603,94	590,47	588,48	588,56	588,63	588,71
2017	606,62	605,63	592,11	590,53	590,61	590,69	590,77
2018	608,11	607,17	593,60	592,45	592,53	592,60	592,68
2019	609,91	609,12	595,72	595,13	595,18	595,24	595,30
2020	611,57	610,94	597,71	597,68	597,71	597,74	597,77
2021	613,09	612,62	599,56	600,09	600,09	600,09	600,09
2022	614,47	614,14	601,27	602,36	602,33	602,29	602,25
2023	617,69	617,97	606,16	608,35	608,22	608,09	607,96
2024	620,83	621,71	611,00	614,31	614,08	613,85	613,62
2025	623,81	625,30	615,67	620,09	619,76	619,43	619,09

Tabla A-3.6.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,05, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	298,87	291,35	289,41	289,40	289,40	289,41	289,40
1993	336,34	331,46	331,50	329,00	327,62	326,24	324,85
1994	356,76	352,70	352,64	348,16	345,88	343,59	341,31
1995	376,64	373,68	374,22	369,57	367,37	365,17	362,97
1996	383,12	381,43	384,11	382,34	381,50	380,65	379,81
1998	408,37	408,62	413,30	413,34	413,34	413,34	413,34
1999	441,88	443,85	449,51	450,04	450,18	450,32	450,46
2000	467,76	470,59	476,07	476,34	476,33	476,32	476,31
2002	525,95	529,82	533,16	533,02	532,83	532,63	532,44
2003	551,52	554,91	555,39	554,42	554,10	553,77	553,45
2005	588,04	592,41	592,34	594,02	594,02	594,02	594,03
2006	605,21	610,22	610,26	613,90	613,98	614,05	614,13
2007	617,04	621,91	620,76	625,34	625,34	625,34	625,34
2008	614,86	617,81	612,57	614,91	614,83	614,75	614,67
2010	599,91	599,69	588,56	586,09	586,05	586,00	585,96
2011	598,78	597,91	585,42	582,32	582,32	582,31	582,32
2012	595,25	593,87	580,53	576,53	576,53	576,53	576,54
2013	595,61	594,21	580,78	576,81	576,82	576,83	576,85

Tabla A-3.7.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,1, empleando (PIB y POB)

año / C	3	5	10	15	20	25	30
1992	316,63	314,68	304,65	305,16	305,96	305,95	305,96
2001	504,86	505,96	509,07	510,65	512,04	512,05	512,05
2004	576,93	577,57	580,34	580,59	579,83	579,80	579,76
2009	593,17	591,42	592,35	592,11	591,58	591,58	591,57
2014	587,54	585,00	586,20	586,29	586,66	586,69	586,70
2015	585,81	583,15	585,15	585,46	586,42	586,47	586,51
2016	586,48	584,01	586,87	587,27	588,57	588,65	588,71
2017	586,98	584,70	588,42	588,92	590,56	590,66	590,75
2018	587,29	585,22	589,80	590,40	592,37	592,51	592,62
2019	588,14	586,36	591,89	592,56	594,85	595,01	595,16
2020	588,82	587,33	593,82	594,54	597,15	597,34	597,51
2021	589,31	588,12	595,56	596,34	599,26	599,48	599,68
2022	589,60	588,73	597,11	597,95	601,17	601,42	601,66
2023	592,79	592,55	602,15	602,94	606,31	606,58	606,84
2024	595,82	596,24	607,04	607,77	611,27	611,56	611,84
2025	598,60	599,66	611,64	612,30	615,92	616,24	616,53

Tabla A-3.8.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,1, empleando (PIB y POB)

año /C	3	5	10	15	20	25	30
1991	304,51	301,80	289,29	289,36	289,36	289,36	289,39
1993	333,90	333,15	323,73	322,61	322,63	322,64	322,65
1994	352,70	352,67	343,11	340,58	339,62	339,65	339,67
1995	372,45	372,72	364,73	362,54	361,84	361,88	361,90
1996	379,50	379,72	376,13	376,81	378,55	378,56	378,57
1998	406,15	406,71	407,42	409,98	413,29	413,29	413,28
1999	442,29	443,28	446,23	449,01	452,29	452,29	452,28
2000	470,62	471,74	474,82	476,99	479,41	479,43	479,42
2002	533,51	534,27	536,15	536,81	536,84	536,84	536,83
2003	558,62	558,67	558,70	558,46	557,16	557,15	557,13
2005	593,91	594,43	597,64	597,63	596,68	596,64	596,60
2006	609,02	610,21	615,99	616,08	615,63	615,59	615,55
2007	616,47	617,96	625,31	625,34	625,36	625,35	625,34
2008	608,62	608,85	614,33	614,28	614,44	614,48	614,50
2010	588,51	586,10	586,44	586,31	586,06	586,06	586,05
2011	585,21	582,37	582,40	582,37	582,36	582,36	582,34
2012	581,29	577,97	576,88	576,80	576,60	576,57	576,53
2013	581,35	578,04	577,08	577,02	576,90	576,88	576,84

Tabla A-3.9.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,15, empleando (PIB y POB)

año/ C	3	5	10	15	20	25	30
1992	321,83	318,69	303,87	304,89	304,87	304,81	304,80
2001	505,45	506,04	510,44	512,62	512,64	512,72	512,73
2004	578,27	578,72	580,24	578,81	578,65	578,56	578,39
2009	591,39	592,15	592,40	591,64	591,61	591,58	591,54
2014	584,80	585,58	586,35	586,95	587,05	587,12	587,21
2015	582,84	583,97	585,39	586,87	587,07	587,24	587,43
2016	583,57	585,18	587,18	589,17	589,45	589,70	589,97
2017	584,10	586,20	588,78	591,28	591,65	591,97	592,32
2018	584,44	587,02	590,17	593,19	593,64	594,05	594,49
2019	585,34	588,49	592,25	595,73	596,28	596,77	597,30
2020	586,05	589,76	594,10	598,06	598,69	599,27	599,89
2021	586,54	590,82	595,71	600,14	600,87	601,54	602,25
2022	586,81	591,65	597,08	601,96	602,79	603,55	604,35
2023	590,08	595,78	601,87	607,02	607,93	608,76	609,63
2024	593,13	599,69	606,41	611,81	612,78	613,68	614,62
2025	595,84	603,25	610,54	616,17	617,20	618,15	619,15

Tabla A-3.10.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,15, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	312,69	308,33	289,35	289,38	289,39	289,36	289,39
1993	335,60	334,33	322,64	322,65	322,66	322,64	322,66
1994	352,70	352,62	342,79	341,59	341,67	341,73	341,82
1995	371,63	372,03	364,99	364,29	364,39	364,50	364,61
1996	378,80	379,08	376,28	378,94	378,97	379,00	379,04
1998	405,46	406,11	408,33	413,30	413,30	413,31	413,31
1999	441,87	442,84	447,83	452,87	452,89	452,94	452,96
2000	470,59	471,47	476,52	480,33	480,37	480,45	480,49
2002	534,35	534,43	536,81	536,82	536,78	536,83	536,80
2003	559,13	558,62	558,53	556,42	556,30	556,26	556,14
2005	595,03	596,13	597,46	595,75	595,58	595,46	595,27
2006	610,30	613,08	615,91	615,03	614,90	614,81	614,66
2007	617,24	621,46	625,34	625,34	625,34	625,35	625,32
2008	608,20	611,68	614,73	615,06	615,18	615,30	615,39
2010	586,03	586,39	586,43	586,10	586,09	586,08	586,07
2011	582,29	582,40	582,35	582,36	582,36	582,36	582,36
2012	577,98	577,40	576,60	576,30	576,24	576,17	576,10
2013	578,03	577,52	576,83	576,64	576,59	576,53	576,48

Tabla A-3.11.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,2, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	320,61	315,88	303,61	303,51	303,46	303,38	303,33
2001	505,45	510,12	512,97	513,09	513,22	513,31	513,47
2004	577,70	579,70	577,96	577,67	577,38	577,10	576,82
2009	591,68	592,79	592,27	592,21	592,12	592,05	591,04
2014	585,00	586,22	586,76	586,97	587,12	587,30	586,21
2015	583,00	584,89	586,04	586,47	586,82	587,21	586,23
2016	583,76	586,48	588,02	588,60	589,11	589,66	588,84
2017	584,29	587,84	589,75	590,50	591,17	591,88	591,23
2018	584,58	588,96	591,22	592,14	592,97	593,85	593,38
2019	585,44	590,75	593,34	594,43	595,43	596,48	596,21
2020	586,06	592,29	595,18	596,44	597,61	598,84	598,77
2021	586,42	593,54	596,72	598,15	599,49	600,89	601,03
2022	586,51	594,50	597,93	599,53	601,05	602,62	602,96
2023	589,63	598,97	602,62	604,36	606,02	607,73	608,34
2024	592,45	603,12	606,95	608,81	610,59	612,43	613,29
2025	594,85	606,79	610,75	612,72	614,61	616,56	617,65

Tabla A-3.12.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,2, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	312,65	305,32	289,41	289,37	289,39	289,38	289,38
1993	334,35	332,55	322,67	322,65	322,66	322,66	322,66
1994	352,66	352,65	344,29	344,41	344,57	344,70	344,79
1995	372,06	373,49	367,84	368,04	368,27	368,46	368,58
1996	377,88	380,98	379,67	379,71	379,76	379,79	379,82
1998	404,48	409,90	413,30	413,31	413,31	413,27	413,29
1999	441,48	448,02	453,35	453,44	453,51	453,54	453,66
2000	470,60	476,57	481,15	481,31	481,45	481,56	481,74
2002	534,15	536,62	536,79	536,81	536,82	536,82	536,81
2003	558,68	558,67	556,33	556,14	555,95	555,75	555,37
2005	594,73	597,31	595,37	595,03	594,68	594,35	593,95
2006	610,27	615,79	614,74	614,49	614,22	613,99	613,79
2007	617,53	625,33	625,31	625,32	625,30	625,34	625,34
2008	608,84	614,96	615,51	615,75	615,94	616,19	615,96
2010	586,20	586,61	586,41	586,41	586,35	586,33	585,14
2011	582,35	582,35	582,35	582,38	582,36	582,37	581,07
2012	577,83	576,60	576,23	576,14	575,99	575,86	574,33
2013	577,90	576,80	576,52	576,45	576,32	576,23	574,71

Tabla A-3.13.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,5, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	312,72	312,75	312,80	312,83	312,77	312,80	312,80
2001	514,71	514,97	515,03	515,87	516,72	516,79	516,79
2004	577,12	576,79	575,83	573,55	571,32	571,08	571,08
2009	597,51	597,48	596,58	596,39	596,31	596,26	596,26
2014	583,99	584,33	583,92	585,42	587,05	587,13	587,13
2015	578,10	578,74	578,91	581,50	584,22	584,39	584,39
2016	577,18	578,06	578,81	582,16	585,65	585,89	585,89
2017	575,82	576,95	578,27	582,38	586,62	586,92	586,92
2018	574,03	575,40	577,29	582,12	587,08	587,44	587,44
2019	573,01	574,62	577,11	582,64	588,29	588,71	588,71
2020	571,55	573,39	576,45	582,63	588,93	589,39	589,39
2021	569,65	571,70	575,30	582,06	588,95	589,46	589,46
2022	567,32	569,56	573,65	580,93	588,34	588,89	588,89
2023	569,14	571,56	576,19	583,95	591,83	592,43	592,43
2024	570,34	572,89	577,96	586,08	594,30	594,93	594,93
2025	570,74	573,38	578,76	587,10	595,55	596,20	596,20

Tabla A-3.14.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,5, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	312,64	312,64	312,66	312,68	312,64	312,67	312,67
1993	322,70	322,71	322,69	322,71	322,65	322,66	322,66
1994	348,34	348,33	348,25	348,21	348,15	348,17	348,17
1995	375,13	375,15	375,11	375,12	375,12	375,17	375,17
1996	379,34	379,33	379,33	379,28	379,16	379,19	379,19
1998	413,37	413,36	413,31	413,36	413,33	413,37	413,37
1999	457,06	457,12	457,03	457,54	457,99	458,07	458,07
2000	486,03	486,21	486,21	487,10	487,97	488,06	488,06
2002	536,58	536,79	536,79	536,76	536,75	536,72	536,72
2003	558,68	558,60	558,09	556,31	554,59	554,39	554,39
2005	598,82	598,31	597,01	594,29	591,62	591,34	591,34
2006	617,14	616,70	615,67	613,78	611,94	611,74	611,74
2007	625,31	625,34	625,31	625,32	625,40	625,36	625,36
2008	615,91	616,42	617,14	618,70	620,34	620,44	620,44
2010	588,74	588,75	587,72	587,97	588,33	588,32	588,32
2011	582,31	582,35	581,20	581,69	582,32	582,33	582,33
2012	576,96	576,74	574,90	574,67	574,58	574,53	574,53
2013	576,72	576,53	574,78	574,70	574,75	574,71	574,71

Tabla A-3.15.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,7, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	311,67	311,69	311,72	311,75	311,75	311,75	311,75
2001	504,66	503,07	500,71	501,41	501,41	501,41	501,41
2004	571,81	568,07	561,42	561,80	561,80	561,80	561,80
2009	600,64	599,34	599,47	599,63	599,63	599,63	599,63
2014	582,98	582,43	585,04	585,52	585,52	585,52	585,52
2015	574,71	574,72	578,77	579,53	579,53	579,53	579,53
2016	572,59	573,10	578,22	579,20	579,20	579,20	579,20
2017	569,95	570,94	577,07	578,27	578,27	578,27	578,27
2018	566,83	568,26	575,31	576,71	576,71	576,71	576,71
2019	564,54	566,42	574,35	575,96	575,96	575,96	575,96
2020	561,76	564,04	572,74	574,52	574,52	574,52	574,52
2021	558,50	561,14	570,46	572,40	572,40	572,40	572,40
2022	554,81	557,73	567,54	569,61	569,61	569,61	569,61
2023	555,34	558,67	569,04	571,21	571,21	571,21	571,21
2024	555,11	558,74	569,43	571,66	571,66	571,66	571,66
2025	553,96	557,78	568,57	570,79	570,79	570,79	570,79

Tabla A-3.16.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,7, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	312,62	312,62	312,63	312,63	312,63	312,63	312,63
1993	322,68	322,70	322,68	322,72	322,72	322,72	322,72
1994	349,08	349,07	349,04	349,06	349,06	349,06	349,06
1995	375,11	375,13	375,14	375,17	375,17	375,17	375,17
1996	379,17	379,29	379,35	379,37	379,37	379,37	379,37
1998	413,34	413,42	413,39	413,42	413,42	413,42	413,42
1999	454,67	454,47	454,10	454,27	454,27	454,27	454,27
2000	480,01	479,33	478,33	478,73	478,73	478,73	478,73
2002	526,06	523,36	519,12	519,98	519,98	519,98	519,98
2003	553,01	549,21	542,92	543,55	543,55	543,55	543,55
2005	598,80	595,51	589,46	589,44	589,44	589,44	589,44
2006	617,90	616,01	612,23	612,01	612,01	612,01	612,01
2007	625,37	625,31	625,33	625,32	625,32	625,32	625,32
2008	616,85	617,51	620,45	620,98	620,98	620,98	620,98
2010	590,16	588,88	589,64	589,83	589,83	589,83	589,83
2011	582,38	581,07	582,12	582,31	582,31	582,31	582,31
2012	577,04	575,06	574,86	574,80	574,80	574,80	574,80
2013	576,56	574,67	574,70	574,68	574,68	574,68	574,68

Tabla A-3.17.- Valores en los años test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,9, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	310,67	310,70	310,71	310,71	310,71	310,71	310,71
2001	495,13	495,84	495,43	495,43	495,43	495,43	495,43
2004	559,92	557,82	558,05	558,05	558,05	558,05	558,05
2009	601,38	601,53	602,04	602,04	602,04	602,04	602,04
2014	581,86	583,33	584,30	584,30	584,30	584,30	584,30
2015	572,39	574,61	576,00	576,00	576,00	576,00	576,00
2016	569,77	572,57	574,34	574,34	574,34	574,34	574,34
2017	566,52	569,85	571,97	571,97	571,97	571,97	571,97
2018	562,68	566,47	568,92	568,92	568,92	568,92	568,92
2019	559,70	563,93	566,70	566,70	566,70	566,70	566,70
2020	556,13	560,72	563,76	563,76	563,76	563,76	563,76
2021	552,02	556,89	560,13	560,13	560,13	560,13	560,13
2022	547,43	552,48	555,87	555,87	555,87	555,87	555,87
2023	547,23	552,52	556,05	556,05	556,05	556,05	556,05
2024	546,12	551,52	555,07	555,07	555,07	555,07	555,07
2025	543,98	549,34	552,80	552,80	552,80	552,80	552,80

Tabla A-3.18.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,9, empleando (PIB y POB)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	312,63	312,66	312,63	312,63	312,63	312,63	312,63
1993	322,69	322,67	322,69	322,69	322,69	322,69	322,69
1994	349,84	349,79	349,81	349,81	349,81	349,81	349,81
1995	375,15	375,14	375,17	375,17	375,17	375,17	375,17
1996	379,05	379,00	379,11	379,11	379,11	379,11	379,11
1998	413,34	413,34	413,39	413,39	413,39	413,39	413,39
1999	452,64	452,95	452,76	452,76	452,76	452,76	452,76
2000	474,83	475,47	475,06	475,06	475,06	475,06	475,06
2002	513,48	513,55	513,51	513,51	513,51	513,51	513,51
2003	540,65	539,17	539,52	539,52	539,52	539,52	539,52
2005	592,05	589,43	589,41	589,41	589,41	589,41	589,41
2006	615,09	613,19	612,88	612,88	612,88	612,88	612,88
2007	625,35	625,32	625,35	625,35	625,35	625,35	625,35
2008	618,39	620,06	621,18	621,18	621,18	621,18	621,18
2010	589,91	590,38	590,88	590,88	590,88	590,88	590,88
2011	581,24	581,84	582,29	582,29	582,29	582,29	582,29
2012	575,22	575,11	575,06	575,06	575,06	575,06	575,06
2013	574,70	574,71	574,72	574,72	574,72	574,72	574,72

Pasamos a añadir a las variables explicativas, el IPC.

Presentando los valores obtenidos para kernel lineal, pero esta vez incluyendo como variable explicativa a parte del PIB, POB el IPC. Valores de los años Test y las Predicciones, empleando kernel lineal, PIB, POB e IPC. Tablas A-3.19 y A-3.20.

Tabla A-3.19.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel lineal, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	350,08	340,98	341,07	340,99	341,04	340,95	340,99
2001	480,97	481,91	481,91	481,90	481,94	481,95	481,90
2004	550,63	552,68	552,66	552,68	552,70	552,71	552,67
2009	591,32	601,22	601,13	601,20	601,20	601,35	601,20
2014	599,80	611,45	611,34	611,42	611,41	611,59	611,42
2015	621,24	624,42	624,35	624,41	624,37	624,45	624,41
2016	629,14	632,98	632,91	632,98	632,95	633,03	632,98
2017	637,56	641,80	641,73	641,79	641,77	641,84	641,79
2018	645,73	650,65	650,58	650,65	650,63	650,70	650,65
2019	654,91	660,31	660,24	660,31	660,30	660,36	660,31
2020	664,23	670,12	670,04	670,12	670,11	670,17	670,11
2021	673,30	679,97	679,90	679,97	679,98	680,03	679,97
2022	682,91	690,09	690,02	690,09	690,11	690,15	690,09
2023	694,64	702,64	702,57	702,64	702,67	702,70	702,64
2024	706,57	715,42	715,35	715,42	715,47	715,48	715,41
2025	718,65	728,35	728,28	728,35	728,42	728,41	728,35

Tabla A-3.20.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel lineal, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	335,80	328,13	328,21	328,13	328,19	328,11	328,13
1993	351,01	339,80	339,87	339,80	339,80	339,74	339,80
1994	352,66	339,89	339,95	339,89	339,85	339,82	339,89
1995	364,18	353,90	353,94	353,89	353,85	353,86	353,90
1996	381,37	380,00	380,02	379,99	380,01	380,05	379,98
1998	413,35	413,31	413,33	413,30	413,35	413,36	413,29
1999	440,33	440,92	440,93	440,91	440,96	440,96	440,90
2000	461,37	458,81	458,83	458,81	458,84	458,82	458,80
2002	503,72	502,31	502,31	502,31	502,32	502,32	502,31
2003	519,12	521,29	521,26	521,28	521,29	521,34	521,28
2005	579,22	581,09	581,07	581,09	581,12	581,11	581,09
2006	610,90	616,70	616,66	616,70	616,75	616,75	616,69
2007	648,45	648,62	648,61	648,64	648,69	648,59	648,63
2008	634,76	641,53	641,48	641,53	641,57	641,59	641,52
2010	600,75	603,21	603,14	603,20	603,16	603,24	603,20
2011	600,93	603,06	603,00	603,05	603,01	603,09	603,06
2012	593,80	593,84	593,78	593,84	593,77	593,86	593,84
2013	583,94	592,40	592,30	592,38	592,33	592,52	592,38

Kernel Gaussiano RBF, empleo de **PIB, POB e IPC**, Para los diversos valores de C, Con diversos valores de Sigma,Valores de los años Test y las Predicciones empleando kernel Gaussiano, PIB y POB. Tablas desde la A-3.21 a la A-3.36.

Tabla A-3.21.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,01, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	323,47	319,46	314,58	313,47	315,71	309,74	304,85
2001	484,93	482,48	484,76	488,77	489,47	491,84	493,97
2004	535,79	538,06	547,63	554,55	555,72	558,00	559,84
2009	614,32	598,22	572,01	573,51	574,54	576,28	575,91
2014	627,19	605,81	568,81	568,80	570,14	571,03	569,35
2015	613,40	614,28	616,05	621,05	621,25	619,61	616,77
2016	617,53	618,00	619,09	624,19	624,66	623,17	620,47
2017	620,64	621,37	622,97	628,37	629,11	627,67	625,03
2018	624,73	625,03	625,92	631,41	632,45	631,14	628,63
2019	627,54	628,14	629,70	635,57	636,96	635,78	633,43
2020	630,37	631,27	633,49	639,74	641,48	640,43	638,24
2021	634,12	634,60	636,25	642,69	644,79	643,97	641,99
2022	636,94	637,72	640,02	646,84	649,31	648,61	646,79
2023	638,63	639,87	643,52	651,09	654,16	653,98	652,75
2024	640,29	642,00	647,03	655,36	659,05	659,38	658,76
2025	641,97	644,14	650,53	659,63	663,94	664,80	664,77

Tabla A-3.22.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,01, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	319,76	312,71	303,03	300,16	302,29	296,65	292,12
1993	338,15	336,39	334,36	333,93	334,96	328,42	322,64
1994	352,64	352,60	352,68	352,68	352,66	345,64	339,11
1995	378,59	377,52	377,11	376,91	376,16	371,04	366,21
1996	416,37	406,33	394,58	392,71	392,64	392,66	392,64
1998	427,65	420,05	413,62	413,99	414,86	416,14	417,50
1999	447,69	442,12	439,52	441,54	442,53	444,56	446,59
2000	446,92	448,37	456,75	461,41	462,51	463,07	463,85
2002	492,84	496,23	507,45	513,51	514,18	515,17	516,03
2003	533,87	531,04	531,12	535,30	535,28	537,36	538,66
2005	549,96	555,39	569,91	578,29	579,91	581,61	582,95
2006	575,23	577,18	586,43	594,89	597,45	600,72	603,41
2007	557,50	574,02	607,31	621,17	625,39	625,32	625,42
2008	603,39	603,35	607,25	614,62	616,88	618,92	620,02
2010	599,45	600,46	603,23	608,28	608,20	607,16	604,98
2011	602,64	603,55	605,58	610,25	609,92	608,34	605,58
2012	595,29	599,11	605,62	610,65	609,93	607,33	603,68
2013	620,86	604,08	574,73	574,73	574,72	574,72	572,40

Tabla A-3.23.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,05, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	310,42	301,32	302,58	302,70	302,70	302,70	302,70
2001	497,28	503,39	507,25	507,29	507,29	507,29	507,29
2004	566,83	574,31	576,62	576,40	576,40	576,40	576,40
2009	552,51	554,81	559,37	559,74	559,74	559,74	559,74
2014	536,92	537,16	542,12	542,77	542,77	542,77	542,77
2015	609,11	608,69	598,03	596,62	596,62	596,62	596,62
2016	609,07	608,71	598,63	597,28	597,28	597,28	597,28
2017	610,69	610,27	600,38	599,06	599,06	599,06	599,06
2018	610,29	609,89	600,61	599,34	599,34	599,34	599,34
2019	611,83	611,51	602,68	601,47	601,47	601,47	601,47
2020	613,26	613,01	604,64	603,49	603,49	603,49	603,49
2021	612,57	612,46	604,97	603,90	603,90	603,90	603,90
2022	613,76	613,69	606,66	605,64	605,64	605,64	605,64
2023	615,72	616,32	610,89	610,03	610,03	610,03	610,03
2024	617,60	618,87	615,06	614,36	614,36	614,36	614,36
2025	619,36	621,28	619,09	618,55	618,55	618,55	618,55

Tabla A-3.24.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,05, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	298,66	289,31	289,33	289,37	289,37	289,37	289,37
1993	331,66	322,61	322,67	322,67	322,67	322,67	322,67
1994	352,65	343,63	342,14	341,99	341,99	341,99	341,99
1995	376,29	370,35	367,13	366,73	366,73	366,73	366,73
1996	394,19	392,63	392,66	392,66	392,66	392,66	392,66
1998	413,40	414,62	417,38	417,56	417,56	417,56	417,56
1999	443,18	446,77	450,80	451,00	451,00	451,00	451,00
2000	464,16	468,07	470,61	470,60	470,60	470,60	470,60
2002	525,58	531,33	532,33	532,09	532,09	532,09	532,09
2003	547,92	554,07	555,52	555,24	555,24	555,24	555,24
2005	589,43	596,32	596,97	596,63	596,63	596,63	596,63
2006	597,54	605,83	610,33	610,29	610,29	610,29	610,29
2007	621,41	625,34	625,31	625,38	625,38	625,38	625,38
2008	605,69	611,07	611,78	611,40	611,40	611,40	611,40
2010	605,21	606,21	597,17	595,89	595,89	595,89	595,89
2011	605,63	605,70	595,07	593,64	593,64	593,64	593,64
2012	610,22	609,07	595,46	593,80	593,80	593,80	593,80
2013	551,43	551,46	551,45	551,40	551,40	551,40	551,40

Tabla A-3.25.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,1, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	305,59	306,42	306,55	306,55	306,55	306,55	306,55
2001	506,49	507,30	507,50	507,50	507,50	507,50	507,50
2004	579,91	581,14	580,52	580,52	580,52	580,52	580,52
2009	556,09	557,56	557,39	557,39	557,39	557,39	557,39
2014	542,01	542,52	541,80	541,80	541,80	541,80	541,80
2015	593,08	592,43	593,51	593,51	593,51	593,51	593,51
2016	592,13	592,03	593,35	593,35	593,35	593,35	593,35
2017	592,50	592,77	594,30	594,30	594,30	594,30	594,30
2018	591,16	591,98	593,73	593,73	593,73	593,73	593,73
2019	591,73	593,01	594,94	594,94	594,94	594,94	594,94
2020	592,13	593,88	595,99	595,99	595,99	595,99	595,99
2021	590,79	593,15	595,44	595,44	595,44	595,44	595,44
2022	590,86	593,67	596,12	596,12	596,12	596,12	596,12
2023	593,02	596,71	599,26	599,26	599,26	599,26	599,26
2024	595,03	599,62	602,26	602,26	602,26	602,26	602,26
2025	596,84	602,30	605,01	605,01	605,01	605,01	605,01

Tabla A-3.26.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,1, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	297,24	298,50	298,58	298,58	298,58	298,58	298,58
1993	322,64	322,68	322,62	322,62	322,62	322,62	322,62
1994	342,18	341,31	340,91	340,91	340,91	340,91	340,91
1995	365,46	364,96	365,75	365,75	365,75	365,75	365,75
1996	392,72	392,68	392,63	392,63	392,63	392,63	392,63
1998	413,37	414,35	415,29	415,29	415,29	415,29	415,29
1999	446,14	447,30	448,33	448,33	448,33	448,33	448,33
2000	467,38	468,61	470,61	470,61	470,61	470,61	470,61
2002	536,76	536,76	536,80	536,80	536,80	536,80	536,80
2003	558,65	558,56	557,45	557,45	557,45	557,45	557,45
2005	600,75	601,93	601,32	601,32	601,32	601,32	601,32
2006	606,16	610,27	610,27	610,27	610,27	610,27	610,27
2007	625,39	625,32	625,39	625,39	625,39	625,39	625,39
2008	603,34	607,18	607,91	607,91	607,91	607,91	607,91
2010	595,88	594,93	595,22	595,22	595,22	595,22	595,22
2011	593,70	592,21	592,64	592,64	592,64	592,64	592,64
2012	597,13	593,82	593,80	593,80	593,80	593,80	593,80
2013	551,43	551,46	551,46	551,46	551,46	551,46	551,46

Tabla A-3.27.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,15, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	312,15	311,69	310,55	310,55	310,55	310,55	310,55
2001	505,03	505,58	503,30	503,30	503,30	503,30	503,30
2004	582,11	582,05	579,75	579,75	579,75	579,75	579,75
2009	556,26	556,73	556,41	556,41	556,41	556,41	556,41
2014	541,15	539,77	538,81	538,81	538,81	538,81	538,81
2015	590,00	591,22	593,68	593,68	593,68	593,68	593,68
2016	589,00	590,43	593,42	593,42	593,42	593,42	593,42
2017	589,15	590,71	594,13	594,13	594,13	594,13	594,13
2018	587,71	589,43	593,36	593,36	593,36	593,36	593,36
2019	588,08	589,91	594,26	594,26	594,26	594,26	594,26
2020	588,25	590,19	594,93	594,93	594,93	594,93	594,93
2021	586,80	588,84	594,03	594,03	594,03	594,03	594,03
2022	586,57	588,68	594,23	594,23	594,23	594,23	594,23
2023	588,69	590,93	596,87	596,87	596,87	596,87	596,87
2024	590,63	592,97	599,28	599,28	599,28	599,28	599,28
2025	592,26	594,70	601,36	601,36	601,36	601,36	601,36

Tabla A-3.28.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,15, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	309,59	308,49	308,09	308,09	308,09	308,09	308,09
1993	322,66	322,64	322,64	322,64	322,64	322,64	322,64
1994	338,52	338,61	339,55	339,55	339,55	339,55	339,55
1995	360,45	361,56	366,48	366,48	366,48	366,48	366,48
1996	394,24	392,67	392,68	392,68	392,68	392,68	392,68
1998	413,37	413,33	413,49	413,49	413,49	413,49	413,49
1999	444,55	445,20	444,58	444,58	444,58	444,58	444,58
2000	464,55	466,69	470,63	470,63	470,63	470,63	470,63
2002	536,79	536,81	536,81	536,81	536,81	536,81	536,81
2003	558,56	558,59	554,21	554,21	554,21	554,21	554,21
2005	603,79	603,43	602,21	602,21	602,21	602,21	602,21
2006	609,11	610,33	610,28	610,28	610,28	610,28	610,28
2007	625,38	625,37	625,34	625,34	625,34	625,34	625,34
2008	604,12	605,91	608,33	608,33	608,33	608,33	608,33
2010	594,14	594,86	595,80	595,80	595,80	595,80	595,80
2011	591,25	591,97	593,09	593,09	593,09	593,09	593,09
2012	593,82	593,76	593,80	593,80	593,80	593,80	593,80
2013	551,43	551,42	551,39	551,39	551,39	551,39	551,39

Tabla A-3.29.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,2, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	313,31	312,88	312,93	312,93	312,93	312,93	312,93
2001	503,65	502,43	502,47	502,47	502,47	502,47	502,47
2004	582,50	579,88	579,86	579,86	579,86	579,86	579,86
2009	556,18	556,35	556,33	556,33	556,33	556,33	556,33
2014	538,06	536,40	536,36	536,36	536,36	536,36	536,36
2015	589,86	592,40	592,38	592,38	592,38	592,38	592,38
2016	588,63	591,65	591,64	591,64	591,64	591,64	591,64
2017	588,42	591,78	591,78	591,78	591,78	591,78	591,78
2018	586,66	590,40	590,41	590,41	590,41	590,41	590,41
2019	586,61	590,64	590,65	590,65	590,65	590,65	590,65
2020	586,33	590,63	590,64	590,64	590,64	590,64	590,64
2021	584,44	588,98	589,00	589,00	589,00	589,00	589,00
2022	583,67	588,42	588,44	588,44	588,44	588,44	588,44
2023	585,31	590,25	590,28	590,28	590,28	590,28	590,28
2024	586,69	591,81	591,85	591,85	591,85	591,85	591,85
2025	587,71	592,99	593,03	593,03	593,03	593,03	593,03

Tabla A-3.30.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,2, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	312,64	312,63	312,68	312,68	312,68	312,68	312,68
1993	322,63	322,64	322,66	322,66	322,66	322,66	322,66
1994	338,74	339,09	339,09	339,09	339,09	339,09	339,09
1995	360,23	365,27	365,30	365,30	365,30	365,30	365,30
1996	395,15	392,66	392,66	392,66	392,66	392,66	392,66
1998	413,33	413,30	413,36	413,36	413,36	413,36	413,36
1999	443,52	443,91	443,99	443,99	443,99	443,99	443,99
2000	464,38	470,57	470,66	470,66	470,66	470,66	470,66
2002	536,80	536,79	536,79	536,79	536,79	536,79	536,79
2003	558,65	554,77	554,74	554,74	554,74	554,74	554,74
2005	604,76	602,56	602,52	602,52	602,52	602,52	602,52
2006	610,26	610,24	610,24	610,24	610,24	610,24	610,24
2007	625,37	625,39	625,35	625,35	625,35	625,35	625,35
2008	605,03	607,44	607,45	607,45	607,45	607,45	607,45
2010	594,94	595,93	595,90	595,90	595,90	595,90	595,90
2011	591,79	593,02	592,99	592,99	592,99	592,99	592,99
2012	593,81	593,82	593,77	593,77	593,77	593,77	593,77
2013	551,42	551,44	551,41	551,41	551,41	551,41	551,41

Tabla A-3.31.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,5, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	311,56	311,77	311,77	311,77	311,77	311,77	311,77
2001	502,30	503,37	503,37	503,37	503,37	503,37	503,37
2004	581,55	581,62	581,62	581,62	581,62	581,62	581,62
2009	553,40	553,37	553,37	553,37	553,37	553,37	553,37
2014	533,16	533,14	533,14	533,14	533,14	533,14	533,14
2015	585,32	585,35	585,35	585,35	585,35	585,35	585,35
2016	582,45	582,48	582,48	582,48	582,48	582,48	582,48
2017	580,06	580,10	580,10	580,10	580,10	580,10	580,10
2018	576,51	576,54	576,54	576,54	576,54	576,54	576,54
2019	574,20	574,24	574,24	574,24	574,24	574,24	574,24
2020	571,57	571,60	571,60	571,60	571,60	571,60	571,60
2021	567,84	567,86	567,86	567,86	567,86	567,86	567,86
2022	564,65	564,66	564,66	564,66	564,66	564,66	564,66
2023	563,84	563,85	563,85	563,85	563,85	563,85	563,85
2024	562,61	562,61	562,61	562,61	562,61	562,61	562,61
2025	560,88	560,87	560,87	560,87	560,87	560,87	560,87

Tabla A-3.32.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,5, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	312,64	312,61	312,61	312,61	312,61	312,61	312,61
1993	322,65	322,61	322,61	322,61	322,61	322,61	322,61
1994	346,29	345,94	345,94	345,94	345,94	345,94	345,94
1995	362,01	361,07	361,07	361,07	361,07	361,07	361,07
1996	394,00	392,60	392,60	392,60	392,60	392,60	392,60
1998	413,38	413,31	413,31	413,31	413,31	413,31	413,31
1999	444,43	445,36	445,36	445,36	445,36	445,36	445,36
2000	470,59	470,70	470,70	470,70	470,70	470,70	470,70
2002	536,79	536,77	536,77	536,77	536,77	536,77	536,77
2003	558,67	558,63	558,63	558,63	558,63	558,63	558,63
2005	606,92	606,90	606,90	606,90	606,90	606,90	606,90
2006	610,26	610,27	610,27	610,27	610,27	610,27	610,27
2007	625,40	625,42	625,42	625,42	625,42	625,42	625,42
2008	603,40	603,41	603,41	603,41	603,41	603,41	603,41
2010	596,91	596,90	596,90	596,90	596,90	596,90	596,90
2011	592,39	592,38	592,38	592,38	592,38	592,38	592,38
2012	593,82	593,85	593,85	593,85	593,85	593,85	593,85
2013	551,39	551,40	551,40	551,40	551,40	551,40	551,40

Tabla A-3.33.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,7, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	309,17	309,17	309,17	309,17	309,17	309,17	309,17
2001	504,78	504,78	504,78	504,78	504,78	504,78	504,78
2004	580,69	580,69	580,69	580,69	580,69	580,69	580,69
2009	551,97	551,97	551,97	551,97	551,97	551,97	551,97
2014	533,05	533,05	533,05	533,05	533,05	533,05	533,05
2015	583,41	583,41	583,41	583,41	583,41	583,41	583,41
2016	580,11	580,11	580,11	580,11	580,11	580,11	580,11
2017	576,95	576,95	576,95	576,95	576,95	576,95	576,95
2018	572,88	572,88	572,88	572,88	572,88	572,88	572,88
2019	569,82	569,82	569,82	569,82	569,82	569,82	569,82
2020	566,42	566,42	566,42	566,42	566,42	566,42	566,42
2021	562,17	562,17	562,17	562,17	562,17	562,17	562,17
2022	558,22	558,22	558,22	558,22	558,22	558,22	558,22
2023	556,67	556,67	556,67	556,67	556,67	556,67	556,67
2024	554,65	554,65	554,65	554,65	554,65	554,65	554,65
2025	552,08	552,08	552,08	552,08	552,08	552,08	552,08

Tabla A-3.34.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,7, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	312,66	312,66	312,66	312,66	312,66	312,66	312,66
1993	322,69	322,69	322,69	322,69	322,69	322,69	322,69
1994	351,91	351,91	351,91	351,91	351,91	351,91	351,91
1995	367,09	367,09	367,09	367,09	367,09	367,09	367,09
1996	392,63	392,63	392,63	392,63	392,63	392,63	392,63
1998	413,34	413,34	413,34	413,34	413,34	413,34	413,34
1999	446,42	446,42	446,42	446,42	446,42	446,42	446,42
2000	473,85	473,85	473,85	473,85	473,85	473,85	473,85
2002	535,42	535,42	535,42	535,42	535,42	535,42	535,42
2003	558,65	558,65	558,65	558,65	558,65	558,65	558,65
2005	606,45	606,45	606,45	606,45	606,45	606,45	606,45
2006	610,23	610,23	610,23	610,23	610,23	610,23	610,23
2007	625,41	625,41	625,41	625,41	625,41	625,41	625,41
2008	603,37	603,37	603,37	603,37	603,37	603,37	603,37
2010	597,48	597,48	597,48	597,48	597,48	597,48	597,48
2011	592,23	592,23	592,23	592,23	592,23	592,23	592,23
2012	591,73	591,73	591,73	591,73	591,73	591,73	591,73
2013	551,38	551,38	551,38	551,38	551,38	551,38	551,38

Tabla A-3.35.- Valores en los años de test y estimaciones con MSV, kernel Gausiano σ=0,9, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1992	308,88	308,88	308,88	308,88	308,88	308,88	308,88
2001	499,72	499,72	499,72	499,72	499,72	499,72	499,72
2004	571,24	571,24	571,24	571,24	571,24	571,24	571,24
2009	550,99	550,99	550,99	550,99	550,99	550,99	550,99
2014	532,73	532,73	532,73	532,73	532,73	532,73	532,73
2015	576,00	576,00	576,00	576,00	576,00	576,00	576,00
2016	572,76	572,76	572,76	572,76	572,76	572,76	572,76
2017	569,01	569,01	569,01	569,01	569,01	569,01	569,01
2018	564,85	564,85	564,85	564,85	564,85	564,85	564,85
2019	561,31	561,31	561,31	561,31	561,31	561,31	561,31
2020	557,43	557,43	557,43	557,43	557,43	557,43	557,43
2021	553,11	553,11	553,11	553,11	553,11	553,11	553,11
2022	548,72	548,72	548,72	548,72	548,72	548,72	548,72
2023	547,02	547,02	547,02	547,02	547,02	547,02	547,02
2024	544,81	544,81	544,81	544,81	544,81	544,81	544,81
2025	542,04	542,04	542,04	542,04	542,04	542,04	542,04

Tabla A-3.36.- Valores en los años de entrenamiento con MSV, kernel Gausiano σ=0,9, empleando (PIB, POB e IPC)

año/C	3	5	10	15	20	25	30
1991	312,60	312,60	312,60	312,60	312,60	312,60	312,60
1993	322,64	322,64	322,64	322,64	322,64	322,64	322,64
1994	352,61	352,61	352,61	352,61	352,61	352,61	352,61
1995	373,82	373,82	373,82	373,82	373,82	373,82	373,82
1996	392,60	392,60	392,60	392,60	392,60	392,60	392,60
1998	413,39	413,39	413,39	413,39	413,39	413,39	413,39
1999	445,93	445,93	445,93	445,93	445,93	445,93	445,93
2000	475,80	475,80	475,80	475,80	475,80	475,80	475,80
2002	523,25	523,25	523,25	523,25	523,25	523,25	523,25
2003	553,22	553,22	553,22	553,22	553,22	553,22	553,22
2005	596,39	596,39	596,39	596,39	596,39	596,39	596,39
2006	610,28	610,28	610,28	610,28	610,28	610,28	610,28
2007	625,39	625,39	625,39	625,39	625,39	625,39	625,39
2008	603,42	603,42	603,42	603,42	603,42	603,42	603,42
2010	592,55	592,55	592,55	592,55	592,55	592,55	592,55
2011	586,01	586,01	586,01	586,01	586,01	586,01	586,01
2012	580,40	580,40	580,40	580,40	580,40	580,40	580,40
2013	551,43	551,43	551,43	551,43	551,43	551,43	551,43

Anexo B Acrónimos

Tabla C-1. Acrónimos.

Acrónimos	Significado
REE	Red Eléctrica de España
OS	Operador del Sistema Eléctrico
BC	Barras de la Central de Generación Eléctrica
AIE	Agencia Internacional de la Energía
PLS	Mínimos Cuadrados Parciales
SVM	Support Vector Machines
RLM	Regresión Lineal Múltiple
RLog	Regresión Logarítmica
ANN	Redes Neuronales Artificiales
OMEL	Operador del Mercado Eléctrico
AEMET	Agencia Estatal de Meteorología
PECAN	Plan Energético de Canarias
DOSE	Directrices de Ordenación Sectorial de Energía
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
VHE	Vehículo Eléctrico
GA	Genetic Algorithm
VAB	Valor Añadido Bruto
V2G	Vehículo conectable a la red con doble flujo, consumo-generación

Acrónimos	Significado
LED	Light Emitting Diode
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
PA	Poliamida
HVAC	Instalaciones de calefacción, ventilación y aire acondicionado
PL	(Peak Load), Potencia Pico
DEE	Demanda eléctrica
CC	Cambio Climático

Anexo C Trabajos y artículos del autor relacionados con la tesis

Aludimos a continuación ponencias y artículos realizadoss, relacionadas con esta tesis, ordenada por fecha de exposición.

WINTER-ALTHAUS, Gabriel, GONZALEZ-LANDIN, Begoña, PULIDO-ALONSO, Antonio, et al. Analysis of meteorological, tourist-related and economic variables on monthly electricity demand: Gran Canaria Island (Spain). J. energy South. Africa. (en revisión)

GONZÁLEZ, B., PULIDO, A., MARTÍNEZ, M., & WINTER, G. (2015). Estimation of the Electricity Demand of La Palma Island (Spain). In Advances in Evolutionary and Deterministic Methods for Design, Optimization and Control in Engineering and Sciences (pp. 487-500). Springer International Publishing.

ALTHAUS, GABRIEL WINTER, et al. PREDICCIONES DE LA DEMANDA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA CON DATOS DE LA ACTUAL CRISIS ECONÓMICA Y FINANCIERA. APLICACIÓN A LA REGIÓN CANARIA. DYNA Energía y Sostenibilidad, 2015, vol. 4, no 1, p. 1-13. DOI: http://dx.doi.org/10.6036/ES7782

WINTER-ALTHAUS, Gabriel, GONZALEZ-LANDIN, Begoña, PULIDO-ALONSO, Antonio et al. LONG TERMS PREDICTIONS OF ELECTRICITY DEMAND: A CHALLENGE FOR COMPUTER ENGINEERING . DYNA, Noviembre 2015, vol. 90, no. 6, p.582-584. DOI: http://dx.doi.org/10.6036/7834

PULIDO, A., WINTER, G., GALVAN, B., ROMERO, J., & ROCA, C. (2011, June). Locate a Pumped Storage Power Plant in Gran Canaria island. Simulation by software homer the electric system in 2015. In Clean Electrical Power (ICCEP), 2011 International Conference on (pp. 547-549). DOI: http://dx.doi.org/IEEE. 10.1109/ICCEP.2011.6036288

MARTÍNEZ, M., PULIDO, A., ROMERO, J., QUINTANA, J. C., & CRUZ, J. (2010). Process of a Territorial Energy Plan in an Isle. In International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10). Granada (Spain), Del (Vol. 23). http://icrepq.com/icrepq'10/231-Martinez.pdf [última revisión 4/11/2015]

MARTÍNEZ, M., PULIDO, A., ROMERO, J., ANGULO, N., & DÉNIZ, F. (2009). Study for the installation of offshore wind farms in Canary Islands. In International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'09). Valencia

(Spain), del (Vol. 15). http://www.icrepq.com/ICREPQ'09/510-pulido.pdf [última revisión 4/11/2015]

DÍAZ, F., et al. FEASIBILITY ANALYSIS OF DIFFERENT OFFSHORE POWER GENERATION TECHNOLOGIES IN GRAN CANARIA ISLAND. http://www.researchgate.net/profile/Felipe_Diaz5/publication/280050962_Feasibility_analysis_of_different_power_generation_offshore_technologies_in_Gran_Canaria_Island/links/55cce60508ae1141f6b9e8f6.pdf [última revisión 4/11/2015]

Se ha participado como parte del equipo de trabajo en los siguientes convenios de colaboración, asistiendo a cientos de reuniones de trabajo, con personal de Gesplan, miembros de la Consejería de Industria del Gobierno de Canarias, miembros de la Consejería del medio ambiente del G.C., ante La Comisión de Ordenación del Territorio y Medio Ambiente de Canarias (Cotmac), autoridades públicas locales del Cabildo y Ayuntamientos de cada isla. Además se ha realizado la presentación pública de los citados Planes Territoriales en las diferentes islas.

CONVENIO DE COLABORACIÓN ENTRE GESPLAN S.A.U., LA UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA Y LA FUNDACIÓN CANARIA UNIVERSITARIA DE LAS PALMAS PARA EL DESARROLLO DE UNA FUNCIÓN COMPLEMENTARIA EN LA REDACCIÓN DEL PLAN TERRITORIAL DE ORDENACIÓN DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS DE LA ISLA DE LANZAROTE.
IP: Gabriel Winter Mayo 2007

CONVENIO DE COLABORACIÓN ENTRE GESPLAN S.A.U., LA UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA Y LA FUNDACIÓN CANARIA UNIVERSITARIA DE LAS PALMAS PARA EL DESARROLLO DE UNA FUNCIÓN COMPLEMENTARIA EN LA REDACCIÓN DEL PLAN TERRITORIAL DE ORDENACIÓN DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS DE LA ISLA DE FUERTEVENTURA.
IP: Gabriel Winter Mayo 2007

CONVENIO DE COLABORACIÓN ENTRE GESPLAN S.A.U., LA UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA Y LA FUNDACIÓN CANARIA UNIVERSITARIA DE LAS PALMAS PARA LA REDACCIÓN DEL PLAN TERRITORIAL DE ORDENACIÓN DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS DE LA ISLAS DE LA PALMA, GOMERA Y EL HIERRO
IP: Gabriel Winter Junio 2007

COLABORACION EN LA REDACCIÓN CONJUNTA DEL PLAN TERRITORIAL ESPECIAL DE ORDENACIÓN DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS DE LA ISLA DE EL HIERRO, EN SU FASE DE APROBACIÓN INICIAL
IP: Gabriel Winter Noviembre 2009

COLABORACION EN LA REDACCIÓN CONJUNTA DEL PLAN TERRITORIAL ESPECIAL DE ORDENACIÓN DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS DE LA ISLA DE LA GOMERA, EN SU FASE DE APROBACIÓN INICIAL
IP: Gabriel Winter Noviembre 2009

COLABORACION EN LA REDACCIÓN CONJUNTA DEL PLAN TERRITORIAL ESPECIAL DE ORDENACIÓN DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS DE LA ISLA DE LA PALMA, EN SU FASE DE APROBACIÓN INICIAL
IP: Gabriel Winter Noviembre 2009

ASESORAMIENTO E INFORMES ESPECÍFICOS DE IMPACTO AMBIENTAL DE CENTRAL TÉRMICA SAMPOL EN FUERTEVENTURA
IP: Gabriel Winter Noviembre 2009

REDACCIÓN CONJUNTA DEL PLAN TERRITORIAL ESPECIAL DE ORDENACIÓN DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS DE LA ISLA DE EL HIERRO. CONTESTACIÓN ALEGACIONES Y APROBACIÓN DEFINITIVA
IP: Gabriel Winter, noviembre de 2010

REDACCIÓN CONJUNTA DEL PLAN TERRITORIAL ESPECIAL DE ORDENACIÓN DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS DE LA ISLA DE LA GOMERA. CONTESTACIÓN ALEGACIONES Y APROBACIÓN DEFINITIVA
IP: Gabriel Winter, noviembre de 2010

REDACCIÓN CONJUNTA DEL PLAN TERRITORIAL ESPECIAL DE ORDENACIÓN DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS DE LA ISLA DE LA PALMA. CONTESTACIÓN ALEGACIONES Y APROBACIÓN DEFINITIVA
IP: Gabriel Winter, abril de 2011

ASESORAMIENTO TÉCNICO Y ESPECIALIZADO E INFORMES ESPECÍFICOS DEL IMPACTO AMBIENTAL DE LA CENTRAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN GRAN TARAJAL
IP: Gabriel Winter enero de 2011

Prensa local acerca de las comunicaciones públicas de los citados planes territoriales:
http://web.eldia.es/2010-11-23/islas/islas14.htm [última consulta 6/11/2015]
http://www.diarioelhierro.com/t26496/pag02.asp?id_registro=135350&Id=26496&BDi=INICIO&Md= [última consulta 6/11/2015]
http://gomeraverde.es/not/12209/la_gomera_avanza_hacia_el_autoabastecimiento_de_energia_gracias_a_su_plan_territorial [última consulta 6/11/2015]

Anexo D Literatura citada

(Adom, 2012)
* ADOM, Philip Kofi; BEKOE, William. Conditional dynamic forecast of electrical energy consumption requirements in Ghana by 2020: a comparison of ARDL and PAM. Energy, 2012, vol. 44, no 1, p. 367-380. DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2012.06.020

(Adom,Akoena, 2012)
* ADOM, Philip Kofi; BEKOE, William; AKOENA, Sesi Kutri Komla. Modelling aggregate domestic electricity demand in Ghana: An autoregressive distributed lag bounds cointegration approach. Energy Policy, 2012, vol. 42, p. 530-537., DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.12.019

(AEMET)
*AEMET. Agencia Estatal De Meteorología. http://www.aemet.es/ca/serviciosclimaticos/cambio_climat/result_graficos?opc4=0&opc1=coo
[última conexión 1/15/2015]

(Aena)
*Aena. Meteorología Aeronáutica. http://www.aena.es/csee/Satellite/navegacion-aerea/es/Page/1078418739484/: [Última consulta: 5/7/2013]

(Aeren, 2010)
+ Aeren. (Asociación Para El Estudio De Los Recursos Energéticos). La Visión Sobre Sostenibilidad y Energía En El Contexto Insular De La Palma. , 2010. http://www.crisisenergetica.org/ficheros/aeren_sostenibilidad_la_palma.pdf [Última consulta: 15/10/2015]

(Sobrecostes, 2010)
*Agrupación Empresarial Innovadora. Análisis De Los Sobrecostes De La Energía Del Sistema Energético De Canarias. Corporación 5, Análisis y Estrategias SL. , 2010. http://issuu.com/webfemepa/docs/an_lisis_sobrecostes_energ_a_canarias_ricam_2010 [Última consulta: 15/10/2015]

(Ahmad, 2014)
* AHMAD, A. S., et al. A Review on Applications of ANN and SVM for Building Electrical Energy Consumption Forecasting. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 5, 2014, vol. 33, no. 0. pp. 102-109. DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.069

(Ahmed, 2003)
* AHMED, S. Novel method to estimate peak electric load demand: ANN and principal components. WSEAS Transactions on Computers, 2003, vol. 2, no 1, p. 84-90. http://www.wseas.us/e-library/conferences/digest2003/papers/466-123.pdf [Última consulta: 3/11/2015]

(Alciaturi, 2003)
* ALCIATURI, Carlos, et al. Partial least squares (PLS) regression and its application to coal analysis. Revista Técnica de la Facultad de Ingeniería. Universidad del Zulia, 2003, vol. 26, no 3. http://200.74.222.178/index.php/tecnica/article/view/5823/5812 [Última consulta: 13/08/2015]

(Al-hamadi, Soliman, 2005)
* AL-HAMADI, H. M.; SOLIMAN, S. A. Long-term/mid-term electric load forecasting based on short-term correlation and annual growth. Electric power systems research, 2005, vol. 74, no 3, p. 353-361. DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2004.10.015

(Al-Madfai, Hasan 2012)
* AL-MADFAI, Hasan. Weather corrected electricity demand forecasting. 2002. Tesis Doctoral. University of Glamorgan. http://ethos.bl.uk/OrderDetails.do?uin=uk.bl.ethos.268994 [Última consulta: 22/08/2015]

(Althaus, GW. 2015)
* ALTHAUS, GABRIEL WINTER, et al. PREDICCIONES DE LA DEMANDA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA CON DATOS DE LA ACTUAL CRISIS ECONÓMICA Y FINANCIERA. APLICACIÓN A LA REGIÓN CANARIA. DYNA Energía y Sostenibilidad, 2015, vol. 4, no 1, p. 1-13. DOI: http://dx.doi.org/10.6036/ES7782

(Amato, 2005)
* AMATO, Anthony D., et al. Regional energy demand responses to climate change: Methodology and application to the Commonwealth of Massachusetts. Climatic Change, 2005, vol. 71, no 1-2, p. 175-201. DOI:DOI:http://dx.doi.org/10.1007/s10584-005-5931-2

(Amirnekooei, 2012)
* AMIRNEKOOEI, K.; ARDEHALI, M. M.; SADRI, A. Integrated resource planning for Iran: Development of reference energy system, forecast, and long-term energy-environment plan. Energy, 2012, vol. 46, no 1, p. 374-385., DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2012.08.013

(Amusa, 2009)
* AMUSA, Hammed; AMUSA, Kafayat; MABUGU, Ramos. Aggregate demand for electricity in South Africa: An analysis using the bounds testing approach to cointegration. Energy policy, 2009, vol. 37, no 10, p. 4167-4175. DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.05.016

(Ardakani, 2014-A)
* ARDAKANI, F. J.; ARDEHALI, M. M. Long-term electrical energy consumption forecasting for developing and developed economies based on different optimized models and historical data types. Energy, 2014, vol. 65, p. 452-461., DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.12.031

(Ardakani, 2014-B)
* ARDAKANI, F. J.; ARDEHALI, M. M. Novel effects of demand side management data on accuracy of electrical energy consumption modeling and long-term forecasting. Energy Conversion and Management, 2014, vol. 78, p. 745-752.. DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.11.019

(Assareh, 2010)
* ASSAREH, E., et al. Application of PSO (Particle Swarm Optimization) and GA (Genetic Algorithm) Techniques on Demand Estimation of Oil in Iran. Energy, 12, 2010, vol. 35, no. 12. pp. 5223-5229. DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2010.07.043

(Atakhanova, 2007)
* ATAKHANOVA, Zauresh; and HOWIE, Peter. Electricity Demand in Kazakhstan. Energy Policy, 7, 2007, vol. 35, no. 7. pp. 3729-3743. DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2007.01.005

(Bakhat, 2011)
* BAKHAT, Mohcine; and ROSSELLÓ, Jaume. Estimation of Tourism-Induced Electricity Consumption: The Case Study of Balearics Islands, Spain. Energy Economics, 5, 2011, vol. 33, no. 3. pp. 437-444. ISSN 0140-9883. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2010.12.009

(Bartels, 1996)
* BARTELS, Robert; FIEBIG, Denzil G. Metering and modelling residential end-use electricity load curves. Journal of forecasting, 1996, vol. 15, no 6, p. 415-426. DOI: http://dx.doi.org/10.1002/(SICI)1099-131X(199611)15:6

(Bartlett, Maurice S. 1950)
* BARTLETT, Maurice S. Tests of significance in factor analysis. British Journal of statistical psychology, 1950, vol. 3, no 2, p. 77-85. DOI: http://dx.doi.org/10.1111/j.2044-8317.1950.tb00285.x

(Behrangrad, Sugihara et al. 2010)
* BEHRANGRAD, Mahdi; SUGIHARA, Hideharu; FUNAKI, Tsuyoshi. Analyzing the system effects of optimal demand response utilization for reserve procurement and peak clipping. En Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE. IEEE, 2010. p. 1-7. DOI: http://dx.doi.org/10.1109/PES.2010.5589597

(Bessec, Fouquau 2008)
* BESSEC, Marie; FOUQUAU, Julien. The non-linear link between electricity consumption and temperature in Europe: a threshold panel approach. Energy Economics, 2008, vol. 30, no 5, p. 2705-2721. DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2008.02.003

(Bianco, 2009)
* BIANCO, Vincenzo; MANCA, Oronzio; NARDINI, Sergio. Electricity consumption forecasting in Italy using linear regression models. Energy, 2009, vol. 34, no 9, p. 1413-1421. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2009.06.034

(Bianco, 2010)
* BIANCO, Vincenzo, et al. Analysis and forecasting of nonresidential electricity consumption in Romania. Applied Energy, 2010, vol. 87, no 11, p. 3584-3590. DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.05.018

(Bianco, 2013)
* BIANCO, Vincenzo; MANCA, Oronzio; NARDINI, Sergio. Linear regression models to forecast electricity consumption in Italy. Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, 2013, vol. 8, no 1, p. 86-93. DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.05.018

(Blázquez, 2013)
* BLÁZQUEZ GOMEZ, Leticia M.; FILIPPINI, Massimo; HEIMSCH, Fabian. Regional impact of changes in disposable income on Spanish electricity demand: A spatial econometric analysis. Energy Economics, 2013, vol. 40, p. S58-S66. DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2013.09.008

(Blokhuis, 2011)
* BLOKHUIS, Erik, et al. Peak loads and network investments in sustainable energy transitions. Energy Policy, 2011, vol. 39, no 10, p. 6220-6233. DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.07.021

(Brindle, A. 1981)
* Brindle A. Genetic algorithms for function optimization. Technical Report TR81-2, Department of Computer Science, University of Alberta, Edmonton.

(Bunnoon, 2013)
* BUNNOON, Pituk. Filter Approach Integrated with MLR for Electricity Demand Forecasting. International Journal of Engineering & Technology (0975-4024), 2013, vol. 5, no. 4. http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.411.655&rep=rep1&type=pdf [Última consulta:11/10/2015]

(C.I.A., 2003)
*C.I.A. de agua depurada de G.C. Depuración y Reutilización De Aguas En Gran Canaria, 2003. http://www.agua.ulpgc.es/documentos_pdf/depuracion.pdf [Última consulta:21/4/2013]

(Campbell, 2006)
* CAMPBELL, P. R. J.; and ADAMSON, K. Methodologies for Load Forecasting., 2006. DOI:http://dx.doi.org/10.1109/IS.2006.348523

(Camus, Farias et al. 2011)
* CAMUS, C.; FARIAS, T.and ESTEVES, J. Potential Impacts Assessment of Plug-in Electric Vehicles on the Portuguese Energy Market. Energy Policy, 2011. DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.042

(Camus, Silva et al. 2009)
* CAMUS, C., et al. Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles in the Portuguese Electric Utility System. Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2009. POWERENG '09. International Conference on IEEE. 18-20 March, 2009. p. 285-290. DOI:http://dx.doi.org/10.1109/POWERENG.2009.4915184

(Cappers, Goldman et al. 2010)
* CAPPERS, Peter; GOLDMAN, Charles; KATHAN, David. Demand response in US electricity markets: Empirical evidence. Energy, 2010, vol. 35, no 4, p. 1526-1535. DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2009.06.029

(Carpinteiro, 2006)
* CARPINTEIRO, Otavio AS, et al. Long-term load forecasting via a hierarchical neural model with time integrators. Electric Power Systems Research, 2007, vol. 77, no 3, p. 371-378. DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2006.03.014

(Chandra P.2003)
* Chandra P. "Sigmoidal function classes for feedforward artificial neural networks". Neural Processing Letters - NPL. 2003. Vol.18-3. p.205–215. DOI:http://dx.doi.org/10.1023/B:NEPL.0000011137.04221.96

(Chandramowli,Shankar N. 2014)
* CHANDRAMOWLI, Shankar N.; and FELDER, Frank A. Impact of Climate Change on Electricity Systems and Markets – A Review of Models and Forecasts. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 3, 2014, vol. 5, no. 0. pp. 62-74.
DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2013.11.003

(Chang, 2011)
* CHANG, Pei-Chann; FAN, Chin-Yuanand LIN, Jyun-Jie. Monthly Electricity Demand Forecasting Based on a Weighted Evolving Fuzzy Neural Network Approach. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 1, 2011, vol. 33, no. 1. pp. 17-27. DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2010.08.008

(Chen, 2012)
* CHEN, Toly. A Collaborative Fuzzy-Neural Approach for Long-Term Load Forecasting in Taiwan. Computers & Industrial Engineering, 11, 2012, vol. 63, no. 3. pp. 663-670. ISSN 0360-8352. DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.cie.2011.06.003

(Chen, Wang, 2012)
* CHEN, Toly; and WANG, Yu-Cheng. Long-Term Load Forecasting by a Collaborative Fuzzy-Neural Approach. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 12, 2012, vol. 43, no. 1. pp. 454-464. DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.05.072

(Ching lai, 2005)
* Ching-Lai Hor; WATSON, S. J.and MAJITHIA, S. Analyzing the Impact of Weather Variables on Monthly Electricity Demand. Power Systems, IEEE Transactions on, 2005, vol. 20, no. 4. pp. 2078-2085. ISSN 0885-8950. DOI:http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2005.857397

(Chui, 2009)
* CHUI, F., et al. Long-term electricity demand forecasting for power system planning using economic, demographic and climatic variables. European Journal of Industrial Engineering, 2009, vol. 3, no 3, p. 277-304. DOI: http://dx.doi.org/10.1504/EJIE.2009.025049

(Climent, 2003)
* CLIMENT DIRANZO, Francisco José, et al. Incidencia de la climatología en el consumo de gas y electricidad en España. Información Comercial Española, ICE: Revista de economía, 2003, no 808, p. 55-70, ISSN 0019-977X

(Consejería de Industria, 2014)
* Consejería de Empleo, Industria y Comercio, G.C. Anuario Energético De Canarias 2013, noviembre, 2014. pp. 1-258. http://www.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/galerias/ficheros/20141125-A-ENERGETICO-CANARIAS-2013.pdf [última conexión 1/15/2015]

(DOSE, 2013)
* Consejería de Empleo, Industria y Comercio, G.C. Directrices De Ordenación Sectorial De Energía (Aprobación Inicial)., 21 de noviembre, 2013. http://www.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/temas/planificacion/dose/ [última conexión 1/11/2015]

(PECAN revisión, 2012)
* Consejería de Empleo, Industria y Comercio, G.C. revisión del PECAN 2006. 1/2012. http://www.gobcan.es/ceic/energia/doc/planificacion/pecan/ DOCUMENTO_REVISION_PECAN2006.pdf [última conexión 1/11/2015]

(Plan hidrológico de GC, 2014)
* Consejo Insular de aguas de G.C. Plan Hidrológico De Gran Canaria.2014. http://www.aguasgrancanaria.com/:, [última conexión 1/11/2015]

(Cooper 2015)
* COOPER, Christopher John. A Framework for Energy in South Africa with Special Reference to a Long Term Forecast for Energy Demand, 2015. https://ujdigispace.uj.ac.za/handle/10210/13243/:, [última conexión 1/11/2015]

(Cooperación Empresarial de Marruecos-Canarias, 2011)
* Cooperación Empresarial de Marruecos-Canarias. La Interconexión Eléctrica Insular-Marroquí Es Factible. : Marruecos Digital, 01 de octubre, 2011. http://www.marruecosdigital.net/la-interconexion-electrica-insular-marroqui-es-factible/ [última conexión 1/11/2015]

(Cuevas, 2008)
* CUEVAS, E. Los Fenómenos Meteorológicos Extremos Serán Más Frecuentes En Canarias. Canarias (España): Canarias 7, 12 de marzo, 2008. http://www.canarias7.es/articulo.cfm?id=87592/ [última conexión 1/11/2015]

(Cullen, 1999)
* CULLEN, Kathleen Ann. Forecasting electricity demand using regression and Monte Carlo simulation under conditions of insufficient data. 1999. Tesis Doctoral. West Virginia University. http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.202.5520&rep=rep1&type=pdf [última conexión 1/11/2015]

(Daneshi, 2008)
* DANESHI, Hossein; SHAHIDEHPOUR, Mohammad; CHOOBBARI, Azim Lotfjou. Long-term load forecasting in electricity market. En Electro/Information Technology, 2008. EIT 2008. IEEE International Conference on. IEEE, 2008. p. 395-400. DOI: http://dx.doi.org/10.1109/EIT.2008.4554335

(Das, Swagatam 2011)
* Das, S. and Suganthan, P. N. "Differential Evolution: A Survey of the State-of-the-Art". IEEE Transactions on Evolutionary Computation, 2011, Vol.15-1., pp. 4–31. DOI: http://dx.doi.org/10.1109/TEVC.2010.2059031

(Datos Macro)
* Datos Macro. http://www.datosmacro.com/pib/espana-comunidades-autonomas/canarias [última conexión 1/11/2015]

(Del Carpio, 2010)
*DEL CARPIO HUAYLLAS, TE; and RAMOS, D. S. Electric Power Forecasting Methodologies of some South American Countries: A Comparative Analysis. Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina), 2010, vol. 8, no. 5. pp. 519-525. DOI: http://dx.doi.org/10.1109/TLA.2010.5623504

(Diario Crítico, 2014)
* Diario Crítico. Competencia no halla prueba de manipulación de la subasta eléctrica. El País digital, 3/1/2014. http://economia.elpais.com/economia/2014/01/02/actualidad/1388702508_333564.html [última conexión 1/11/2015]

(Du Plessis 1996)
* DU PLESSIS, L. Electricity generation and transmission in South Africa by 2020: an Eskom planning perspective. En AFRICON, 1996., IEEE AFRICON 4th. IEEE, 1996. p. 1127-1132. DOI: http://dx.doi.org/10.1109/AFRCON.1996.563058

(Duch W.1999)
* Duch W, Jankowski N. "Survey of neural transfer functions". Neural Computing Surveys, 1999. Vol.2. p.163–212. ftp://ftp.icsi.berkeley.edu/pub/ai/jagota/vol2_6.pdf [última conexión 1/11/2015]

(Egelioglu, 2001)
* EGELIOGLU, F.; MOHAMAD, A. A.and GUVEN, H. Economic Variables and Electricity Consumption in Northern Cyprus. Energy, 4, 2001, vol. 26, no. 4. pp. 355-362. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/S0360-5442(01)00008-1

(Ekonomou, 2010)
* EKONOMOU, L. Greek Long-Term Energy Consumption Prediction using Artificial Neural Networks. Energy, 2010, vol. 35, no. 2. pp. 512-517 DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2009.10.018

(Engels, 2014)
* ENGELS, Jonas; and GULDENTOPS, Dries. Quantifying the Flexibility of Residential Electricity Demand in 2050 through Price Elasticities: A Bottom-Up Approach. KU Leuven, 2014. https://scriptiebank.be/sites/default/files/webform/scriptie/masterpaper%20Engels_Jonas%20Guldentops_Dries_0.pdf [última conexión 1/11/2015]

(Europa Press 2013)
* Europa Press. La Demanda Eléctrica Cae Un 3,8% En Canarias Hasta Septiembre. Diario de Avisos, 29 de octubre, 2013 http://www.diariodeavisos.com/2013/10/demanda-electrica-cae-38-en-canarias-hasta-septiembre/: . [última conexión 1/11/2015]

(Fan, 2013)
* FAN, G. F., et al. Support Vector Regression Model Based on Empirical Mode Decomposition and Auto Regression for Electric Load Forecasting. Energies, 2013, vol. 6, no. 4. pp. 1887-1901. DOI:http://dx.doi.org/10.3390/en6041887

(Fernández 2013)
* FERNÁNDEZ, C. La Crisis Recorta El Consumo Eléctrico.09/01, 2013. http://www.ecoavant.com/es/notices/2013/01/la-crisis-recorta-el-consumo-electrico-1625.php: [última conexión 3/6/2014]

(Filik, 2009)
* FILIK, Ümmühan Basaran; GEREK, Ömer Nezih; KURBAN, Mehmet. Hourly forecasting of long term electric energy demand using a novel modeling approach. En Innovative Computing, Information and Control (ICICIC), 2009 Fourth International Conference on. IEEE, 2009. p. 115-118. DOI:http://dx.doi.org/10.1109/ICICIC.2009.231

(Filik, 2011)
* FILIK, Ümmühan Basaran; GEREK, Ömer Nezihand KURBAN, Mehmet. A Novel Modeling Approach for Hourly Forecasting of Long-Term Electric Energy Demand. Energy Conversion and Management, 1, 2011, vol. 52, no. 1. pp. 199-211. DOI:http://dx.doi: 10.1016/j.enconman.2010.06.059

(Fogel LJ, 1996)
* Fogel LJ, Owens AJ, Walsh MJ. Artificial Intelligence through Simulated Evolution. John Wiley and Sons, Chichester, UK. 1966. http://www.citeulike.org/group/296/article/431795 [última conexión 1/11/2015]

(Francis, 2007)
* FRANCIS, Brian M.; MOSELEY, Leo; IYARE, Sunday Osaretin. Energy consumption and projected growth in selected Caribbean countries. Energy Economics, 2007, vol. 29, no 6, p. 1224-1232. DOI:http://dx.doi:10.1016/j.eneco.2007.01.009

(Funahashi K.1989)
* Funahashi K. "On the approximate realization of continuous mapping by neural networks". Journal of Neural Networks, 1989. Vol. 2-3. p.183–192. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/0893-6080(89)90003-8

(Fung, WY 2006)
* FUNG, W. Y., et al. Impact of urban temperature on energy consumption of Hong Kong. Energy, 2006, vol. 31, no 14, p. 2623-2637. DOI:http://dx.doi:10.1016/j.energy.2005.12.009

(García, 2010)
* GARCÍA-ASCANIO, C.; and MATÉ, C. Electric Power Demand Forecasting using Interval Time Series: A Comparison between VAR and iMLP. Energy Policy, 2010, vol. 38, no. 2. pp. 715-725. DOI:http://dx.doi:10.1016/j.enpol.2009.10.007

(Ghanbari, 2009)
* GHANBARI, A., et al. Artificial Neural Networks and regression approaches comparison for forecasting Iran's annual electricity load. En Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2009. POWERENG'09. International Conference on. IEEE, 2009. p. 675-679. DOI:http://dx.doi:10.1109/POWERENG.2009.4915245

(Ghanbari, 2013)
* GHANBARI, Arash, et al. A Cooperative Ant Colony Optimization-Genetic Algorithm Approach for Construction of Energy Demand Forecasting Knowledge-Based Expert Systems. Knowledge-Based Systems, 2, 2013, vol. 39, no. 0. pp. 194-206. DOI:http://dx.doi:10.1016/j.knosys.2012.10.017

(Ghods, 2011)
* GHODS, Ladan; KALANTAR, Mohsen. Different methods of long-term electric load demand forecasting; a comprehensive review. Iranian Journal of Electrical & Electronic Engineering, 2011, vol. 7, no 4, p. 249-259. http://www.sid.ir/En/VEWSSID/J_pdf/106520110406.pdf [última conexión 1/11/2015]

(Ghods, 2010)
* GHODS, L.; KALANTAR, M. Long-term peak demand forecasting by using radial basis function neural networks. Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering, 2010, vol. 6, no 3, p. 175-182. http://ijeee.iust.ac.ir/browse.php?a_id=319&sid=1&slc_lang=en [última conexión 1/11/2015]

(Ghods, 2008)
* GHODS, Ladan; KALANTAR, Mohsen. Methods for long-term electric load demand forecasting; a comprehensive investigation. En Industrial Technology, 2008. ICIT 2008. IEEE International Conference on. IEEE, 2008. p. 1-4. DOI:http://dx.doi:10.1109/ICIT.2008.4608469

(Gobierno de Canarias, 1997)
* Gobierno de Canarias. Encuesta de Población de Canarias 1996., 1997. http://www.gobiernodecanarias.org/boc/1996/050/011.html [última conexión 1/11/2015]

(Golberg, Richardson, 1987)
*Goldberg, D. E., & Richardson, J. (1987). Genetic algorithms with sharing for multimodal function optimization. In Grefenstette, J. J. (Ed.), Proceedings of the Second International Conference on Genetic Algorithms (pp. 41{49). Hillsdale, NJ: Lawrence Erlbaum Associates. http://dl.acm.org/citation.cfm?id=42519 [última conexión 1/11/2015]

(Golberg, D. 1989)
* Goldberg, DE. "Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning". First Edition. Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc. Boston, MA, USA, 1989. http://www.gbv.de/dms/ilmenau/toc/01600020X.PDF [última conexión 1/11/2015]

(González, 2013)
* GONZÁLEZ, Begoña, et al. Estimation of the Electricity Demand of La Palma Island (Spain). En Advances in Evolutionary and Deterministic Methods for Design, Optimization and Control in Engineering and Sciences. Springer International Publishing, 2015. p. 487-500. DOI:http://dx.doi:10.1007/978-3-319-11541-2_32

(González, 2012)
* GONZÁLEZ, Patricia; and ALCIATURI, Carlos. Desarrollo De Un Programa Para Estudiar El Comportamiento De Una Columna De Fraccionamiento etano/etileno De Una Planta De Olefinas. Télématique, 2012, vol. 11, no. 2. pp. 89-99. http://publicaciones.urbe.edu/index.php/telematique/article/viewArticle/1614 [última conexión 1/11/2015]

(Gorona del viento)
* Gorona del viento. El Hierro 100% Renovable. http://www.goronadelviento.es/: , 2014. [última conexión 1/11/2015]

(Grigorievskiy, 2014)
* GRIGORIEVSKIY, Alexander, et al. Long-Term Time Series Prediction using OP-ELM. Neural Networks, 2014, vol. 51. pp. 50-56. DOI:http://dx.doi:10.1016/j.neunet.2013.12.002

(Guerra, JG. 2015)
* G. Guerra, J., G. Rubiano, J., Winter, G. ,G. Guerra, A., Alonso, H., Arnedo, M.A., Tejera, A., Gil, J.M., Rodríguez, R., Martel, P., Bolivar., J.P., "A simple methodology for characterization of germanium coaxial detectors by using Monte Carlo simulation and evolutionary algorithms". Journal of Environmental Radioactivity, 2015, Vol. 149., pp. 8–18. DOI:http://dx.doi:10.1016/j.jenvrad.2015.06.017

(Hadley, Tsvetkova 2009).
* HADLEY, S. W.; and TSVETKOVA, A. A. Potential Impacts of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Regional Power Generation. The Electricity Journal, 2009, vol. 22, no. 10. pp. 56-68. DOI:http://dx.doi:10.1016/j.tej.2009.10.011

(Haida, 1994)
* HAIDA, Takeshi; MUTO, Shoichi. Regression based peak load forecasting using a transformation technique. Power Systems, IEEE Transactions on, 1994, vol. 9, no 4, p. 1788-1794. DOI:http://dx.doi:10.1109/59.331433

(Hamzacebi, 2014)
* HAMZACEBI, Coskun; and ES, Huseyin Avni. Forecasting the Annual Electricity Consumption of Turkey using an Optimized Grey Model. Energy, 6/1, 2014, vol. 70, no. 0. pp. 165-171. Available from <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214003697>. ISSN 0360-5442. DOI:http://dx.doi:10.1016/j.energy.2014.03.105

(Han F.2013)
* Han F, Zhu JS. "Improved particle swarm optimization combined with backpropagation for feedforward neural networks". International Journal of Intelligent Systems, 2013. Vol. 28-3. p.271–288. DOI: http://dx.doi.org/10.1002/int.21569

(Haykin S.1998)
* Haykin S. "Neural Networks: A Comprehensive Foundations". Prentice Hall PTR, Upper Saddle River, NJ, USA. 1998. ISBN 81-7808-300-0

(Hekkenberg, Moll et al. 2009)
* HEKKENBERG, M.; MOLL, H. C.; UITERKAMP, AJM Schoot. Dynamic temperature dependence patterns in future energy demand models in the context of climate change. Energy, 2009, vol. 34, no 11, p. 1797-1806. DOI:http://dx.doi:10.1016/j.energy.2009.07.037

(Hekkenberg, Benders et al. 2009)
* HEKKENBERG, M., et al. Indications for a Changing Electricity Demand Pattern: The Temperature Dependence of Electricity Demand in the Netherlands. Energy Policy, 2009, vol. 37, no. 4. pp. 1542-1551. DOI:http://dx.doi:10.1016/j.enpol.2008.12.030

(Holland, JH 1973)
* Holland JH. "Genetic algorithms and the optimal allocations of trials". Siam Journal on Computing – SIAMCOMP. 1973, Vol.2-2. p.88-105. DOI: http://dx.doi.org/10.1137/0202009

(Hondroyiannis, 2004)
* HONDROYIANNIS, George. Estimating Residential Demand for Electricity in Greece. Energy Economics, 5, 2004, vol. 26, no. 3. pp. 319-334. DOI: http://dx.doi:10.1016/j.eneco.2004.04.001

(Hondroyiannis, 2002)
* HONDROYIANNIS, George; LOLOS, Sarantisand PAPAPETROU, Evangelia. Energy Consumption and Economic Growth: Assessing the Evidence from Greece. Energy Economics, 7, 2002, vol. 24, no. 4. pp. 319-336. DOI: http://dx.doi:10.1016/S0140-9883(02)00006-3

(Hothorn, 2009)
* HOTHORN, T.; and EVERITT, B. S. A Handbook of Statistical Analyses using R. 3a edición. CRC Press, 2014. ISBN-13: 978-1482204582

(Hu, Chen et al. 2010)
* HU, Weihao; CHEN, Zheand BAK-JENSEN, Birgitte. Impact of Optimal Load Response to Real-Time Electricity Price on Power System Constraints in Denmark. IEEE, Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International. 31/9/2010. p 1-6. ISBN: 978-1-4244-7667-1

(Huang, 2008)
* HUANG, Y. H.; and WU, J. H. A Portfolio Risk Analysis on Electricity Supply Planning. Energy Policy, 2008, vol. 36, no. 2. pp. 627-641. DOI: http://dx.doi:10.1016/j.enpol.2007.10.004

(Huang, 2011)
* HUANG, Yophy; BOR, Yunchang Jeffreyand PENG, Chieh-Yu. The Long-Term Forecast of Taiwan's Energy Supply and Demand: LEAP Model Application. Energy Policy, 11, 2011, vol. 39, no. 11. pp. 6790-6803. DOI: http://dx.doi:10.1016/j.enpol.2010.10.023

(Hyndman, 2010)
* HYNDMAN, R. J.; and Shu Fan. Density Forecasting for Long-Term Peak Electricity Demand. Power Systems, IEEE Transactions on, 2010, vol. 25, no. 2. pp. 1142-1153. DOI: http://dx.doi:10.1109/TPWRS.2009.2036017

(IDAE, 2011)
* IDAE. Estudio De Prospectiva. Consumo Energético En El Sector Del Agua. (Instituto Para La Diversificación y El Ahorro Energético). , 2011. http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Estudio_de_prospectiva_Consumo_Energetico_en_el_sector_del_agua_2010_020f8db6.pdf [última conexión 1/11/2015]

(IMF Business School 2013)
* IMF Business School. La Disminución De La Demanda De Energía Eléctrica Incrementa El Consumo De Energías Renovables. 2/8/2013 http://www.imf-formacion.com/noticias/la-disminucion-de-la-demanda-de-energia-electrica-incrementa-el-consumo-de-energias-renovables: [última conexión 1/11/2015]

(Imtiaz, 2006)
* IMTIAZ, A. K., et al. Evaluation and Forecasting of Long Term Electricity Consumption Demand for Malaysia by Statistical Analysis. , Power and Energy Conference, 2006. PECon '06. IEEE International 29/11/2006. p 257 - 261. DOI: http://dx.10.1109/PECON.2006.346658

(INE)
* INE. (Instituto Nacional De Estadística). http://www.ine.es: [última conexión 1/11/2015]

(INE, 2014)
* INE Predicciones de población a 2064 http://www.ine.es/prensa/np870.pdf [última conexión 1/11/2015]

(Inglesi, 2010)
* INGLESI, R. Aggregate Electricity Demand in South Africa: Conditional Forecasts to 2030. Applied Energy, 2010, vol. 87, no. 1. pp. 197-204. DOI: http://dx.doi:10.1016/j.apenergy.2009.08.017

(Inglesi, Blignaut, 2010)
* INGLESI, R.; and BLIGNAUT, J. Estimating the Demand Elasticity for Electricity by Sector in South Africa. Putting a Price on Carbon, 2010. pp. 65. http://dspace.africaportal.org/jspui/bitstream/123456789/33712/1/10Winkler-et-al_ERC_Conference_Proceedings.pdf?1#page=73 . [última conexión 1/11/2015]

(Iqbal, 2013)
* IQBAL, Nasir; NAWAZ, Saima; ANWAR, Saba. Electricity Demand in Pakistan: A Nonlinear Estimation. Mimeo Pakistan Institute of Development Economics, 2013. http://www.pide.org.pk/psde/pdf/AGM29/papers/Nasir%20Iqbal.pdf [última conexión 1/11/2015]

(Irsag, 2012)
* IRSAG, Bojan; PUKŠEC, Tomislavand DUIC, Neven. Long Term Energy Demand Projection and Potential for Energy Savings of Croatian tourism–catering Trade Sector. Energy, 2012. Volume 48, Issue 1, December 2012, Pages 398–405. DOI: http://dx.doi:10.1016/j.energy.2012.06.069

(Ishiguro y Akiyama, 1995)
* ISHIGURO, Masayasu. Energy demand in five major Asian developing countries: structure and prospects. World Bank Publications, 4/1995 (Vol. 277). ISBN: 978-0-8213-3201-6. DOI: http://dx.doi.org/10.1596/0-8213-3201-5

(ISTAC)
* ISTAC. (Instituto Canario De Estadistica). http://www.gobiernodecanarias.org/istac/temas_estadisticos/sectorsecundario/industria/energia/ [última conexión 1/11/2015]

(Izquierdo, 2012)
* IZQUIERDO, T. 3D Reconstruction of a Volcaniclastic Deposit Acting as Non-Permeable Limit in a Volcanic Aquifer: The Western Sector of La Gomera (Canary Islands). Geotemas, 2012, vol. 13. pp. 966-969. ttp://www.researchgate.net/profile/Tatiana_Izquierdo/publication/233762619_3D_reconstruction_of_a_volcanoclastic_deposit_acting_as_non-permeable_limit_in_a_volcanic_aquifer_the_western_sector_of_La_Gomera_%28Canary_Islands%29/links/00b49522af66c56ab4000000.pdf [última conexión 1/11/2015]

(Jalil, 2013)
* JALIL, Nur Adilah Abd; AHMAD, Maizah Huraand MOHAMED, Norizan. Electricity Load Demand Forecasting using Exponential Smoothing Methods. World Applied Sciences Journal, 2013, vol. 22, no. 11. pp. 1540-1543. http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.388.7320&rep=rep1&type=pdf

(Jayaraman, 2014)
* JAYARAMAN, Kumaran; and RAVI, G. Long-Term Forecasting of Electrical Energy using ANN and HSA. International Review on Modelling and Simulations (IREMOS), 2014, vol. 7, no. 3. pp. 489-496. http://www.praiseworthyprize.org/jsm/index.php?journal=iremos&page=article&op=view&path[]=15630 [última conexión 1/11/2015]

(Jia, 2001)
* JIA, NX, et al. A Flexible Long-Term Load Forecasting Approach Based on New Dynamic Simulation Theory--GSIM. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2001, vol. 23, no. 7. pp. 549-556. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/S0142-0615(00)00078-8

(Kale, 2014)
* KALE, Rajesh V.; and POHEKAR, Sanjay D. Electricity Demand and Supply Scenarios for Maharashtra (India) for 2030: An Application of Long Range Energy Alternatives Planning. Energy Policy, 9, 2014, vol. 72, no. 0. pp. 1-13. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.007

(Kandananond, 2011)
* Kandananond K. Forecasting Electricity Demand in Thailand with an Artificial Neural Network Approach. Energies, 2011, vol. 4. pp. 1246-1257. DOI: http://dx.doi.org/10.3390/en4081246

(Kankal, 2011)
* KANKAL, Murat, et al. Modeling and Forecasting of Turkey's Energy Consumption using Socio-Economic and Demographic Variables. Applied Energy, 2011, vol. 88, no. 5. pp. 1927-1939. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.12.005

(Karabulut, 2008)
* KARABULUT, K.; ALKAN, A.and YILMAZ, A. S. Long Term Energy Consumption Forecasting using Genetic Programming. Mathematical and Computational Applications, 2008, vol. 13, no. 2. pp. 71. http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.464.742&rep=rep1&type=pdf [última conexión 1/11/2015]

(Karatzoglou, 2005)
* KARATZOGLOU, Alexandros; MEYER, Davidand HORNIK, Kurt. Support Vector Machines in R, 2005. http://epub.wu.ac.at/1500/1/document.pdf [última conexión 1/11/2015]

(Karatzoglou, 2004)
* Karatzoglou A, Smola A, Hornik K, Zeileis A. "kernlab – An S4 Package for Kernel Methods in R. 2004" Journal of Statistical Software, Vol.11-9 pp.1–20. DOI: http://dx.doi.org/10.18637/jss.v011.i09

(Kaytez, 2015)
* KAYTEZ, Fazil, et al. Forecasting Electricity Consumption: A Comparison of Regression Analysis, Neural Networks and Least Squares Support Vector Machines. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 5, 2015, vol. 67, no. 0. pp. 431-438. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.12.036

(Khadaroo, 2013)
* Khadaroo, J., & Sultan, R. Economic Modelling and Forecasting of Electricity Demand in mauritius–policy Implications for a Sustainable Energy Plan, 2013. http://www.uom.ac.mu/announcement/2014/Electricity%20Report_Khadaroo_Sultan.pdf [última conexión 1/11/2015]

(Khoa, 2004)
* KHOA, T. Q. D., et al. Application of wavelet and neural network to long-term load forecasting. En Power System Technology, 2004. PowerCon 2004. 2004 International Conference on. IEEE, 2004. p. 840-844. Vol. 1. DOI: http://dx.doi.org/10.1109/ICPST.2004.1460110

(Kiran, 2012)
* KIRAN, MustafaServet, et al. Swarm Intelligence Approaches to Estimate Electricity Energy Demand in Turkey. Knowledge-Based Systems, 2012. Vol. 36, P. 93–103 DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.knosys.2012.06.009

(Kirtland, 2008)
* KIRTLAN, B. Electricity Demand Forecast Review February 2008. , 11 February, 2008. https://www.ea.govt.nz/dmsdocument/16658&usg=AFQjCNHe0vFDP7GrxZYeZR8ivELsipoAJw&cad=rja [última conexión 1/11/2015]

(Koen, 2014)
* Koen, R., & Holloway, J. Application of Multiple Regression Analysis to Forecasting South Africa's Electricity Demand. Journal of Energy in Southern Africa, 2014, vol. 25(4). pp. 48-58. http://www.scielo.org.za/scielo.php?pid=S1021-447X2014000400005&script=sci_arttext [última conexión 1/11/2015]

(Kucukdeniz, 2011)
* KÜÇÜKDENIZ, T. Long Term Electricity Demand Forcesting: An Alternative Approach with Support Vector Machines. I.Ü.Mühendislik Bilimleri Dergisi, 2011, vol. 1, no. 1. pp. 45-54. http://journals.istanbul.edu.tr/iumbd/article/viewFile/1023001962/1023001679 [última conexión 1/11/2015]

(Kuo, Chien-Yu 2014)
* KUO, Chien-Yu, et al. An in-Depth Study of Forecasting Household Electricity Demand using Realistic Datasets. ACM, 2014. e-Energy '14 Proceedings of the 5th international conference on Future energy systems. Pages 145-155. DOI: http://dx.doi.org/10.1145/2602044.2602055

(Kwon,Pil Seok 2014)
* KWON, Pil Seok; and ØSTERGAARD, Poul. Assessment and Evaluation of Flexible Demand in a Danish Future Energy Scenario. Applied Energy, 12/1, 2014, vol. 134, no. 0. pp. 309-320. DOI: http://dx.doi.org/doi:10.1016/j.apenergy.2014.08.044

(Lady, 2010)
* LADY, George M. Evaluating Long Term Forecasts. Energy Economics, 3, 2010, vol. 32, no. 2. pp. 450-457. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2009.10.006

(Lai, 2010)
* LAI, TM, et al. The causal relationship between electricity consumption and economic growth in a Gaming and Tourism Center: The case of Macao SAR, the People's Republic of China. Energy Vol. 36, Issue 2, February 2011, P. 1134–1142 DOI: http://dx.doi.org/doi:10.1016/j.energy.2010.11.036

(Lam, 2008)
* LAM, Joseph C.; TANG, H. L.and LI, Danny H. W. Seasonal Variations in Residential and Commercial Sector Electricity Consumption in Hong Kong. Energy, 3, 2008, vol. 33, no. 3. pp. 513-523. DOI: http://dx.doi.org/doi:10.1016/j.energy.2007.10.002

(LeCun Y., 1998)
* LeCun Y, Bottou L, Orr GB, et al. "Efficient backprop". In Neural Networks: Tricks of the trade, ser. LNCS:1524, Eds. Berlin: Springer. 1998. p.9–50. DOI: http://dx.doi.org/10.1007/3-540-49430-8_2.

(Lee, 2011)
* LEE, Yi-Shian; and TONG, Lee-Ing. Forecasting Time Series using a Methodology Based on Autoregressive Integrated Moving Average and Genetic Programming. Knowledge-Based Systems, 2, 2011, vol. 24, no. 1. pp. 66-72. DOI: http://dx.doi.org/doi:10.1016/j.knosys.2010.07.006

(Leo, 2011)
* LEO, Mark. Ancillary service revenue opportunities from electric vehicles via demand response. 2011. Tesis Doctoral. University of Michigan.
http://deepblue.lib.umich.edu/handle/2027.42/83544 [última conexión 1/11/2015]

(Li, 2012)
* LI, Danny H. W.; YANG, Liuand LAM, Joseph C. Impact of Climate Change on Energy use in the Built Environment in Different Climate Zones – A Review. Energy, 6, 2012, vol. 42, no. 1. pp. 103-112. DOI: http://dx.doi.org/doi:10.1016/j.energy.2012.03.044

(Lopes, Soares et al. 2011)
* LOPES, J. A. P.; SOARES, F. J.and ALMEIDA, P. M. R. Integration of Electric Vehicles in the Electric Power System. Proceedings of the IEEE, 2011, vol. 99, no. 1. pp. 168-183. DOI: http://dx.doi.org/doi:10.1109/JPROC.2010.2066250

(López, 1998)
* LÓPEZ GONZÁLEZ, E. Tratamiento De La Colinealidad En Regresión Múltiple. Psicothema, 1998, vol. 10, no. 2. pp. 491-507. http://www.unioviedo.es/reunido/index.php/PST/article/view/7481 [última conexión 1/11/2015]

(Macedo, 2013)
* MACEDO, Rolly R. Vasquez; and HUACANI, David N. Mamani. Pronóstico De La Demanda De Energía Eléctrica Para Bolivia Aplicación De Inteligencia Artificial, 2013. http://www.inesad.edu.bo/bcde2013/papers/BCDE2013-100.pdf [última conexión 1/11/2015]

(Mallette, 2010)
* MALLETTE, Megan; VENKATARAMANAN, Giri. The role of plug-in hybrid electric vehicles in demand response and beyond. En Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES. IEEE, 2010. p. 1-7. DOI: http://dx.doi.org/doi:10.1109/TDC.2010.5484613

(Mallo, 2012)
* MALLO González, Carlos. Predicción de la demanda eléctrica horaria mediante redes neuronales artificiales. Departamento de Economía Cuantitativa, Universidad de Oviedo, España, 2012.http://www.uv.es/asepuma/recta/ordinarios/5/5-1.pdf? [última conexión 1/11/2015]

(Mansour, 2011)
* MANSOUR, W., et al. Long Term Load Forecasting for the Egyptian Network using Ann and Regression Models. http://www.hospital.bu.edu.eg/portal/uploads/Engineering,%20Shoubra/Electrical%20Engineering/863/publications/Mohamed%20Moenes%20Mohamed%20Salama%20_CIRED2011_0043%20Long%20Term%20Load%20Forecasting%20for%20the%20Egyptian%20Network.pdf [última conexión 1/11/2015]

(Marcos Fano, 2010)
* MARCOS FANO, J. M. El Sistema Eléctrico Español. Carbón, 2010, vol. 49. pp. 37.288. http://www.ciccp.es/revistait/textos/pdf/02Jos%C3%A9%20Mar%C3%ADa.pdf [última conexión 1/11/2015]

(Martín, B. 2006)
* MARTÍN, Bonifacio; SANZ, Alfredo. Redes neuronales y sistemas borrosos. 2006.p.65. ISBN: 978-84-7897-743-7. http://dspace.ucbscz.edu.bo/dspace/handle/123456789/965 [última conexión 1/11/2015]

(Martínez 2014)
*MARTÍNEZ, V. Endesa Cree Que La Demanda Eléctrica Subirá Un 0,1% En 2014. El mundo, 12/03, 2014. ttp://www.elmundo.es/economia/2014/03/12/53202421ca4741687a8b456c.html [última conexión 1/11/2015]

(Marwala, 2014)
* MARWALA, Lufuno; TWALA, Bhekisipho. Forecasting electricity consumption in South Africa: ARMA, neural networks and neuro-fuzzy systems. En Neural Networks (IJCNN), 2014 International Joint Conference on. IEEE, 2014. p. 3049-3055. DOI: http://dx.doi.org/doi:10.1109/IJCNN.2014.6889898

(Marwala, 2013)
* MARWALA, Lufuno; TWALA, Bhekisipho. Univariate Modelling of Electricity Consumption in South Africa: Neural Networks and Neuro-fuzzy Systems. En Systems, Man, and Cybernetics (SMC), 2013 IEEE International Conference on. IEEE, 2013. p. 2238-2243. DOI: http://dx.doi.org/doi:10.1109/SMC.2013.383

(Marzol Jaén, 2009)
* MARZOL JAÉN, M. V. El Régimen Anual De Las Lluvias En El Archipiélago Canario. Ería, 2009, no. 14. pp. 187-194. http://www.unioviedo.net/reunido/index.php/RCG/article/view/967 [última conexión 1/11/2015]

(Matijas, 2011)
* MATIJAS, Marin; CERJAN, Marin; KRAJCAR, Slavko. Features affecting the load forecasting error on country level. En Energetics (IYCE), Proceedings of the 2011 3rd International Youth Conference on. IEEE, 2011. p. 1-7.

(Medina, Escribano, 2013)
* MEDINA, A.; and ESCRIBANO, G. Ni Baterías Ni Gasolina, El Futuro Del Coche Está En El Hidrógeno. Expansión, 7 de febrero, 2013. http://www.expansion.com/2013/02/07/empresas/auto-industria/1360263020.html : [última conexión 1/11/2015]

(Meng, 2011)
* MENG, Ming; and NIU, Dongxiao. Annual Electricity Consumption Analysis and Forecasting of China Based on Few Observations Methods. Energy Conversion and Management, 2011, vol. 52, no. 2. pp. 953-957. DOI: http://dx.doi.org/doi:10.1016/j.enconman.2010.08.023

(Mevik, 2004)
* MEVIK, Bjørn-Helge; and CEDERKVIST, Henrik René. Mean Squared Error of Prediction (MSEP) Estimates for Principal Component Regression (PCR) and Partial Least Squares Regression (PLSR). Journal of Chemometrics, 2004, vol. 18, no. 9. pp. 422-429. DOI: http://dx.doi.org/doi:10.1002/cem.887

(Ministerio de Industria, 2014)
* Ministerio de Industria, turismo y comercio. Plan De Desarrollo De La Red De Transporte De Energía Eléctrica 2015-2020, noviembre, 2014. pp. 1-548. http://www.minetur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2015-2020/Paginas/desarrollo.aspx [última conexión 1/11/2015]

(Mirasgedis, 2007)
* MIRASGEDIS, S., et al. Modeling Framework for Estimating Impacts of Climate Change on Electricity Demand at Regional Level: Case of Greece. Energy Conversion and Management, 2007, vol. 48, no. 5. pp. 1737-1750. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2006.10.022

(Mirasgedis, 2006)
* MIRASGEDIS, S., et al. Models for Mid-Term Electricity Demand Forecasting Incorporating Weather Influences. Energy, 2006, vol. 31, no. 2. pp. 208-227. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2005.02.016

(Mohamed, 2005)
* MOHAMED, Zaid; and BODGER, Pat. Forecasting Electricity Consumption in New Zealand using Economic and Demographic Variables. Energy, 7, 2005, vol. 30, no. 10. pp. 1833-1843. ISSN 0360-5442. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2004.08.012

(Moral, 2005)
* MORAL-CARCEDO, J.; and VICENS-OTERO, J. Modelling the Non-Linear Response of Spanish Electricity Demand to Temperature Variations. Energy Economics, 2005, vol. 27, no. 3. pp. 477-494. DOI http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2005.01.003

(Morales, 2013)
* MORALES RAMÍREZ, D.; LUYANDO CUEVAS, J. R.and FLORESCURIEL, D. Determinantes Del Consumo De Energía Eléctrica Residencial De La Zona Metropolita De Monterrey Nuevo León En México. Revista Universidad & Empresa, 2013, vol. 22, no. 1. pp. 79-98. http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=187225561004 [Última consulta: 02/11/2015] ISSN 0124-4639

(Moreno, 2011)
* MORENO, F. Characterization of Peaks and Valleys of Electricity Demand. Application to the Spanish Mainland System in the Period 2000-2020. Energy and Power Engineering, 2011, vol. 3, no. 4. DOI: http://dx.doi.org/10.4236/epe.2011.34066

(Mostafavi, 2013)
* MOSTAFAVI, Elham Sadat, et al. A Novel Machine Learning Approach for Estimation of Electricity Demand: An Empirical Evidence from Thailand. Energy Conversion and Management, 2013, vol. 74. pp. 548-555. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.06.031

(Nagasaka, 2004)
* NAGASAKA, Ken; AL MAMUN, Mostafa. Long-term peak demand prediction of 9 Japanese power utilities using radial basis function networks. En Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE. IEEE, 2004. p. 315-322. DOI: http://dx.doi.org/10.1109/PES.2004.1372805

(Narayan, Smyth 2009)
* NARAYAN, P. K.; and SMYTH, R. Multivariate Granger Causality between Electricity Consumption, Exports and GDP: Evidence from a Panel of Middle Eastern Countries. Energy Policy, 2009, vol. 37, no. 1. pp. 229-236. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.08.020

(Newbery, Strbac et al. 2015)
* NEWBERY, David, et al. The benefits of integrating European electricity markets. Faculty of Economics, University of Cambridge, 2015. http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2015/02/EPRG-WP-1504.pdf [Última consulta: 11/09/2015]

(Newsham, Bowker 2010)
* NEWSHAM, G. R.; and BOWKER, B. G. The Effect of Utility Time-Varying Pricing and Load Control Strategies on Residential Summer Peak Electricity use: A Review. Energy Policy, 2010, vol. 38, no. 7. pp. 3289-3296. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.01.027

(Nezzar, 2013)
* NEZZAR, Mohamed Reda; FARAH, Nadir; KHADIR, Tarek. Mid-long term Algerian electric load forecasting using regression approach. En Technological Advances in Electrical, Electronics and Computer Engineering (TAEECE), 2013 International Conference on. IEEE, 2013. p. 121-126. DOI: http://dx.doi.org/10.1109/TAEECE.2013.6557207

(Noceda, M.A. 2013)
* NOCEDA, M. A. La Luz Sube Por Cuarta Vez Este Año y Suma Un Aumento Medio Del 3,5%. Periodico. El País, 24/9/2013. [Última consulta: 12-10-2015]http://economia.elpais.com/economia/2013/09/24/actualidad/1380019317_278407.html:

(Nzier, 2009)
* NZIER by Johannah Branson. Review of Electricity Demand Forecast Model. , 8 September, 2009. https://www.ea.govt.nz/dmsdocument/10036 [Última consulta: 12-10-2015]

(Ortega, 2007)
* ORTEGA, M.; DELGADO, J.; GARCÍA, A. Utilización de los algoritmos genéticos para la optimización robusta de la localización de instalaciones de recuperación de residuos. En Primer Congresso de Logística y Gestión de la Cadena de Suministro. Zaragoza 2007. http://www.cnc-logistica.org/congreso-cnc/documentos/164.pdf [Última consulta: 23/04/2015]

(Ozoh, 2014)
* Ozoh, P., Abd-Rahman, S., Labadin, J., & Apperley, M. A Comparative Analysis of Techniques for Forecasting Electricity Consumption. International Journal of Computer Applications, 2014, vol. 88(15). DOI: http://dx.doi.org/10.5120/15426-3841

(Ozturk, 2005)
* Ozturk, H. K., & Ceylan, H. Forecasting Total and Industrial Sector Electricity Demand Based on Genetic Algorithm Approach: Turkey Case Study. International Journal of Energy Research, 2005, vol. 29(9). pp. 829-840. DOI: http://dx.doi.org/10.1002/er.1092

(Page 2013)
* PAGE, D. La Crisis Lleva La Nueva Pobreza De España También Al Recibo De La Luz. Expansión, 19/4/2013. http://www.expansion.com/2013/04/18/empresas/energia/1366304648.html: [Último acceso: 22/10/2015]

(Pai, 2005)
* PAI, Ping-Feng; and HONG, Wei-Chiang. Forecasting Regional Electricity Load Based on Recurrent Support Vector Machines with Genetic Algorithms. Electric Power Systems Research, 6, 2005, vol. 74, no. 3. pp. 417-425. ISSN 0378-7796. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2005.01.006

(Palensky, Dietrich 2011)
* PALENSKY, P.; and DIETRICH, D. Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. Industrial Informatics, IEEE Transactions on, 2011, vol. 7, no. 3. pp. 381-388. DOI: http://dx.doi.org/10.1109/TII.2011.2158841

(Pao, 2009)
* PAO, H. T. Forecast of Electricity Consumption and Economic Growth in Taiwan by State Space Modeling. Energy, 2009, vol. 34, nº 11, pp. 1779-1791. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2009.07.046

(Pardo,A. 2002)
* PARDO, Angel; MENEU, Vicenteand VALOR, Enric. Temperature and Seasonality Influences on Spanish Electricity Load. Energy Economics, 1, 2002, vol. 24, no. 1. pp. 55-70. ISSN 0140-9883. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/S0140-9883(01)00082-2

(Parkinson, 2015)
* PARKINSON, Simon C.; and DJILALI, Ned. Long-Term Energy Planning with Uncertain Environmental Performance Metrics. Applied Energy, 6/1, 2015, vol. 147, no. 0. pp. 402-412. ISSN 0306-2619. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.02.006

(Parkpoom, Harrison 2008)
* PARKPOOM, S. J.; and HARRISON, G. P. Analyzing the Impact of Climate Change on Future Electricity Demand in Thailand. Power Systems, IEEE Transactions on, 2008, vol. 23, no. 3. pp. 1441-1448. DOI: http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2008.922254

(Parkpoom, 2004)
* PARKPOOM, S.; HARRISON, G. P.and BIALEK, J. W. Climate Change Impacts on Electricity Demand. Universities Power Engineering Conference, 2004. UPEC 2004. 39th International, vol. 2, pp. 1342-1346

(Patiño, 2013)
* PATIÑO, M. A. Las Grandes Mentiras De Los Precios De La Luz En España. http://www.expansion.com/2013/12/16/empresas/energia/1387222798.html: Periodico la expansión, 16/12/2013. http://www.expansion.com/2013/12/16/empresas/energia/1387222798.html [Último acceso: 22/10/2015]

(Pinto, 2007)
* PINTO, Leontina, et al. A New Approach for Load Forecasting: Predicting the Causes, Forseeing the Consequences. 2006. CIRED 19th International Conference on Electricity Distribution. Paper 0866. 2006. http://www.researchgate.net/publication/228929098_A_NEW_APPROACH_FOR_LOAD_FORECASTING_PREDICTING_THE_CAUSES_FORSEEING_THE_CONSEQUENCES/links/00b7d5176910a1fb83000000.pdf [Última consulta:12/10/2015]

(Pourazarm, 2013)
* POURAZARM, Elham; and COORAY, Arusha. Estimating and Forecasting Residential Electricity Demand in Iran. Economic Modelling, 2013, vol. 35. pp. 546-558. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.econmod.2013.08.006

(Psiloglou,B.E. 2009)
* PSILOGLOU, B. E., et al. Factors Affecting Electricity Demand in Athens, Greece and London, UK: A Comparative Assessment. Energy, 11, 2009, vol. 34, no. 11. pp. 1855-1863. ISSN 0360-5442. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2009.07.033

(Puksec, 2013)
* PUKŠEC, Tomislav; VAD MATHIESEN, Brianand DUIC, Neven. Potentials for Energy Savings and Long Term Energy Demand of Croatian Households Sector. Applied Energy, 1, 2013, vol. 101, no. 0. pp. 15-25. ISSN 0306-2619. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.04.023

(Qia, 2006)
* Qia Ding. Long-Term Load Forecast using Decision Tree Method. , 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES. pp. 1541-1543. DOI: http://dx.doi.org/10.1109/PSCE.2006.296529

(Quan, 2014)
* QUAN, Hao; SRINIVASAN, Diptiand KHOSRAVI, Abbas. Uncertainty Handling using Neural Network-Based Prediction Intervals for Electrical Load Forecasting. Energy, 2014, vol. 73. pp. 916-925. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.06.104

(R Development Core Team, 2006-A)
* R Development Core Team. An Introduction to R. R Foundation for Statistical Computing. Viena. Austría: , 2006 http://www.R-project.org/. ISBN 3-900051-12-7. https://cran.r-project.org/doc/manuals/R-intro.pdf [Última consulta:12/10/2015]

(R Development Core Team, 2006-B)
* R Development Core Team. A Language and Environment for Statistical Computing. R Foundation for Statistical Computing, 2006 http://www.R-project.org/. ISSN 3-900051-07-0. http://www.R-project.org/ [Última consulta: 22/10/2015]

(Rechenberg, 1973)
* Rechenberg I. Evolutiansstrategie: Optimierung technischer Systeme nach Prinzipien der biologischen Evolution. Frommann-Holzboog Verlag.1973. ISBN 9783540090502. DOI 10.1007/978-3-642-81283-5

(REE, 2014)
* REE. Demanda En Tiempo Real Del Sistema Canario. (Red Eléctrica De España).2014. http://www.ree.es/es/actividades/sistema-electrico-canario/demanda-de-energia-en-tiempo-real: [Última consulta: 15/08/2015]

(REE, 2013)
* REE. El Vehículo Eléctrico Una Prometedora Alternativa De Futuro (Red Electrica De España). http://www.ree.es/sites/default/files/folleto_coche_electrico.pdf: , 2013. http://www.ree.es/sites/default/files/folleto_coche_electrico.pdf [Última consulta: 15/08/2015]

(REE, 2007)
* REE. Vulnerabilidad De Los Sistemas Eléctricos Aislados (Red Electrica De España), 12-12, 2007. pp. 1-52.

(REE 1998)
* REE. Atlas De La Demanda Eléctrica Española. Proyecto Indel (Red Electrica De España). , 1998. http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/atlas_indel_ree.pdf [Última consulta: 11/07/2015]

(Revista eólica y del VHE, 2013)
* Revista eólica y del vehículo eléctrico. Vehículo Eléctrico: Este Año Se Han Vendido Ya 747 Coches Eléctricos. , 5 de noviembre, 2013. http://www.evwind.com/2013/11/05/coche-electrico-las-ventas-de-vehiculos-electricos-aumentan-un-188-en-octubre/: [Última consulta: 11/04/2015]

(Riedmiller M., 1993)
* Riedmiller M, Braun H. "A direct adaptive method for faster backpropagation learning: The RPROP algorithm". Neural Networks, IEEE International Conference on. 1993. Vol.1. p.586–591. DOI: http://dx.doi.org/10.1109/ICNN.1993.298623

(Riedmiller M., 1994)
* Riedmiller M. "Advanced supervised learning in multi-layer perceptrons from backpropagation to adaptive learning algorithms". Computer Standards & Interfaces, 1994. Vol.16-3. p.265 – 278. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/0920-5489(94)90017-5

(Rueda, 2011)
* RUEDA, V. M.; HENAO, J. D. V.and CARDONA, C. J. F. Avances Recientes En La Predicción De La Demanda De Electricidad Usando Modelos no Lineales. Recent Advances in Load Forecasting using Nonlinear Models. Dyna, 2011, vol.78, n.167, pp. 36-43. ISSN 0012-7353. http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0012-73532011000300004&script=sci_abstract [Última consulta: 21/09/2015]

(Rulh, 2012)
* RÜHL, Christof, et al. Economic Development and the Demand for Energy: A Historical Perspective on the Next 20 Years. Energy Policy, 11, 2012, vol. 50, no. 0. pp. 109-116. Available from <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512006313>. ISSN 0301-4215. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.039

(Rumelhart DE., 1987)
* Rumelhart DE, Hinton GE, Williams RJ. "Learning internal representations by error propagation". In Parallel Distributed Processing Foundations. Eds. Cambridge: MIT Press. 1987. Vol. 1. p.318–362. ISBN 0-262-68053-X http://oai.dtic.mil/oai/oai?verb=getRecord&metadataPrefix=html&identifier=ADA164453 [Última consulta: 11/04/2015]

(Ruth, 2006)
* RUTH, M.; and LIN, A. C. Regional Energy Demand and Adaptations to Climate Change: Methodology and Application to the State of Maryland, USA. Energy Policy, 2006, vol. 34, no. 17. pp. 2820-2833. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2005.04.016

(Sáenz, 2013)
* SÁENZ LÓPEZ, T. ¿ Es Realmente Una Manera De Ahorrar El Coche Eléctrico? Tesicnor. enero, 2013. http://eficienciaenergetica.tesicnor.com/es-realmente-una-manera-de-ahorrar-el-coche-electrico/: [Última consulta: 11/04/2015]

(Sailor,David J., 1997)
* SAILOR, David J.; and MUÑOZ, J. Ricardo. Sensitivity of Electricity and Natural Gas Consumption to Climate in the U.S.A.—Methodology and Results for Eight States. Energy, 10, 1997, vol. 22, no. 10. pp. 987-998. Available from <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544297000340>. ISSN 0360-5442. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/S0360-5442(97)00034-0

(Salgado, 2013)
* SALGADO, J. L. El Futuro Del Coche Eléctrico. El diario Norte, 7 de noviembre, 2013. http://www.eldiario.es/norte/vientodelnorte/futuro-coche-electrico_6_193940620.html: [Última consulta: 11/04/2015]

(Sampedro, J., 2000)
* SAMPEDRO, J. El 30% De La Energía Se Malgasta Por El Uso Ineficiente En Casas, Empresas y Vehículos. http://elpais.com/diario/2000/09/26/sociedad/969919205_850215.html: El País, 26/9/2000, 2000. [Última consulta: 11/04/2014]

(Schwefel, 1980)
* Schwefel, HP. "Numerische Optimierung von Computer-Modellen mittels der Evolutionsstrategie". Interdisciplinary systems resBirkhaeuser ,Vol. 60, Issue 5, pp. 272, 1980 DOI: 10.1002/zamm.19800600516

(Segal, 1992)
* SEGAL, M., et al. Climatic-Related Evaluations of the Summer Peak-Hours' Electric Load in Israel. Journal of Applied Meteorology, 1992, vol. 31. pp. 1492-1492. DOI:10.1175/1520-0450(1992)031<1492:CREOTS>2.0.CO;2

(Seifi, 2011)
* SEIFI, H.; and SEPASIAN, M. S. Load Forecasting. Electric Power System Planning, 2011. pp. 45-67. http://www.petronet.ir/documents/10180/2323246/Electric_Power_System_Planning [Última consulta: 11/04/2015]

(Shen, 2012)
* SHEN, Jianxin; and YANG, Shanlin. Research of Annual Electricity Demand Forecasting Based on Kernel Partial Least Squares Regression. IEEE, 2012. DOI: http://dx.doi.org/10.1109/ICCECT.2012.237

(Singh, 2013)
* SINGH, Arunesh Kumar; IBRAHEEM, S. Khatoonand MUAZZAM, Md. An Overview of Electricity Demand Forecasting Techniques. Network and Complex Systems, 2013, vol. 3, no. 3. pp. 38-48. http://iiste.org/Journals/index.php/NCS/article/view/6072 [Última consulta: 22/11/2015]

(Smith, Tirpak, 1989)
* SMITH, J. B.; and TIRPAK, D. A. The Potential Effects of Global Climate Change on the United States: Report to Congress. US Environmental Protection Agency, Office of Policy, Planning, and Evaluation, Office of Research and Development, 1989. http://www.iiste.org/Journals/index.php/NCS/article/view/6072/6026 [Última consulta: 28/10/2015]

(Suganthi, 2012)
* SUGANTHI, L.; and SAMUEL, Anand A. Energy Models for Demand forecasting—A Review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012, vol. 16, no. 2. pp. 1223-1240. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.014

(Szczupak, 2007)
* SZCZUPAK, J., et al. Load Modeling and Forecast Based on a Hilbert Space Decomposition. , 2007. ISBN 1932-5517. Tamizharasi, G., Kathiresan, S., & Sreenivasan, K. S. Energy Forecasting using Artificial Neural Networks. International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering, 2014, vol. 3(3). pp. 7568-7576. DOI: http://dx.doi.org/10.1109/PES.2007.386225

(Tamizharasi, 2014)
* TAMIZHARASI, G., Kathiresan, S., & Sreenivasan, K. S. Energy Forecasting using Artificial Neural Networks. International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering, 2014, vol. 3(3). pp. 7568-7576. http://www.ijareeie.com/upload/2014/march/4_Energy%20Forecasting%20using%20Artificial %20Neural%20Networks.pdf [Última consulta: 11/11/2015]

(Tang, 2008)
* TANG, C. F. A Re-Examination of the Relationship between Electricity Consumption and Economic Growth in Malaysia. Energy Policy, 2008, vol. 36, no. 8. pp. 3077-3085. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.04.026

(Tanoto, 2011)
* TANOTO, Y.; ONGSAKUL, W.and MARPAUNG, C. O. P. Long-Term Peak Load Forecasting using LM-Feedforward Neural Network for Java-Madura-Bali Interconnection, Indonesia. http://repository.petra.ac.id/16680/1/Long-term_Peak_Load_Forecasting_Using_LM.pdf [Última consulta: 21/09/2015]

(Tanoto, 2010)
* TANOTO, Y.; ONGSAKUL, W.and MARPAUNG, C. O. P. Levenberg-Marquardt Recurrent Networks for Long-Term Electricity Peak Load Forecasting. Telkomnika, vol. 9. http://jogjapress.com/index.php/TELKOMNIKA/article/view/1313 [Última consulta:21/09/2015]

(TEAM, 2006)
* TEAM, RDevelopment Core. An Introduction to R. R Foundation for Statistical Computing, 2006 http://www.R-project.org/. ISSN 3-900051-12-7. https://www.r-project.org/ [Última consulta: 8/6/2010]

(Thomson, 2010)
* THOMSON, P. A Review of the Methodology and Models used by the New Zealand Electricity Commission for National Electricity Demand Forecasting, 2010. https://www.ea.govt.nz/dmsdocument/16658 [Última consulta: 14/10/2015]

(Tsekouras, 2006)
* TSEKOURAS, G. J.; HATZIARGYRIOU, N. D.and DIALYNAS, E. N. An Optimized Adaptive Neural Network for Annual Midterm Energy Forecasting. Power Systems, IEEE Transactions on, 2006, vol. 21, no. 1. pp. 385-391. ISSN 0885-8950. DOI: http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2005.860926

(Tso, 2007)
* TSO, Geoffrey KF; and YAU, Kelvin KW. Predicting Electricity Energy Consumption: A Comparison of Regression Analysis, Decision Tree and Neural Networks. Energy, 2007, vol. 32, no. 9. pp. 1761-1768. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2006.11.010

(Turiel 2012)
* TURIEL, A. El Declive Energético. Rev.Mientras Tanto, 2012, vol. 117. http://www.energia2012.es/sites/default/files/El%20declive%20energ%C3%A9tico%20-%20Antonio%20Turiel.pdf [Última consulta: 14/7/2015]

(Ugarte, 2008)
* UGARTE, M. D.; MILITINO, A. F.and ARNHOLT, A. T. Probability and Statistics with R. Chapman and Hall/CRC, 11 de abril, 2008. ISBN 9781584888918.

(Universidad C. de Madrid, 2013)
* Universidad Complutense de Madrid. El Gasto En Alumbrado Público Se Ha Doblado En Los Últimos Cinco Años. SINC ed. http://www.agenciasinc.es/Noticias/El-gasto-en-alumbrado-publico-se-ha-doblado-en-los-ultimos-cinco-anos, 17 de julio, 2013. [Última consulta: 14/7/2015]

(Valero Calero, 2010)
* VALERO CALERO, M. La Demanda De Electricidad En España: Previsión 2035. Boletín Económico De ICE, Información Comercial Española, 2010, no. 2987. pp. 23-32.
http://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=3194592 [Última consulta: 02/09/2015]

(Valor, 2003)
* VALOR, E., et al. El Modelo Español De Consumo Sectorial De Electricidad. Revista Española De Física, 2002, vol. 16, no. 3. pp. 24-29. http://www.uv.es/fcliment/REF_climent.PDF [Última consulta: 02/09/2015]

(Vapnik, 1963)
* Vapnik, V. N. and Lerner, A. "Pattern recognition using generalized portrait method". Automation and Remote Control, 1963, Vol.24-6, pp.774–780. http://ci.nii.ac.jp/naid/10020952249/ [Última consulta: 02/09/2015]

(Vapnik, 1995)
* Vapnik V. The Nature of Statistical Learning Theory. Springer, 1995. ISBN: 978-1-4419-3160-3

(Velázquez, 2006)
* VELÁZQUEZ, S. e. a. Propuestas Para Optimizar La Autosuficiencia Energética De Los Ciclos Del Agua En Canarias, Madeira y Açores. , 2006. http://aquamac.itccanarias.org/index.php?option=com_docman&task=doc_download&gid=18. [Última consulta: 02/09/2015]

(Von Hirschhausen, 2000)
* VON HIRSCHHAUSEN, C.; and ANDRES, M. Long-Term Electricity Demand in China--from Quantitative to Qualitative Growth?. Energy Policy, 2000, vol. 28, no. 4. pp. 231-241. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215(00)00014-8

(Wang, 2010)
* WANG, Jianjun; NIU, Dongxiaoand LI, Li. Middle-Long Term Load Forecasting Based on Dynamic Architecture for Artificial Neural Network. Journal of Information and Computational Science, 2010, vol. 7, no. 8. pp. 1711-1717. http://www.joics.com/publishedpapers/2010_7_8_1711_1717.pdf [Última consulta: 28/10/2015]

(Wang, 2012)
* WANG, Jianjun, et al. An Annual Load Forecasting Model Based on Support Vector Regression with Differential Evolution Algorithm. Applied Energy, 6, 2012, vol. 94, no. 0. pp. 65-70. ISSN 0306-2619. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.01.010

(Winter, 2003)
* WINTER, G., et al. Economical and environmental electric power dispatch optimization. Evolutionary Methods for Design, Optimization and Control with Applications to Industrial and Sociatal Problems (EUROGEN), CIMNE, 2003. http://congress.cimne.upc.es/eurogen03/frontal/ProgTodo.asp [última conexión 1/11/2015]

(Winter, 2005)
* WINTER, Gabriel, et al. A flexible evolutionary agent: Cooperation and competition among real-coded evolutionary operators. Soft Computing, 2005, vol. 9, no 4, p. 299-323. DOI: http://dx.doi.org/10.1007/s00500-004-0381-8

(Xiao, 2010)
* XIAO, Jin, et al. Near Optimal Demand-Side Energy Management Under Real-Time Demand-Response Pricing. IEEE, 2010. DOI: http://dx.doi.org/10.1109/CNSM.2010.5691349

(Xu, 2014)
* Xu, X., Niu, D., Meng, M., & Shi, H. Yearly Electricity Consumption Forecasting using a Nonhomogeneous Exponential Model Optimized by PSO Algorithm. Appl. Math, 2014, vol. 8(3). pp. 1063-1069. DOI: http://dx.doi.org/10.12785/amis/080316

(Yingling, 2008)
* Yingling Shi, et al. Research on Long Term Load Forecasting Based on Improved Genetic Neural Network. , 2008. pp. 80-84. IEEE Pacific-Asia Workshop on Computational Intelligence and Industrial Application. DOI: http://dx.doi.org/10.1109/PACIIA.2008.313

(Yu, 2015)
* YU, Shiwei; WANG, Keand WEI, Yi-Ming. A Hybrid Self-Adaptive Particle Swarm Optimization–Genetic Algorithm–Radial Basis Function Model for Annual Electricity Demand Prediction. Energy Conversion and Management, 2, 2015, vol. 91, no. 0. pp. 176-185. ISSN 0196-8904. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.11.059

(Zachariadis, 2010)
* ZACHARIADIS, T. Forecast of Electricity Consumption in Cyprus Up to the Year 2030: The Potential Impact of Climate Change. Energy Policy, 2010, vol. 38, no. 2. pp. 744-750. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.10.019

(Zachariadis, 2007)
* ZACHARIADIS, T.; and PASHOURTIDOU, N. An Empirical Analysis of Electricity Consumption in Cyprus. Energy Economics, 2007, vol. 29, no. 2. pp. 183-198. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2006.05.002

(Zahedi, 2013)
* ZAHEDI, Gholamreza, et al. Electricity Demand Estimation using an Adaptive Neuro-Fuzzy Network: A Case Study from the Ontario Province – Canada. Energy, 1/1, 2013, vol. 49, no. 0. pp. 323-328. ISSN 0360-5442. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2012.10.019

(Zhu, 2011)
* ZHU, S., et al. A Seasonal Hybrid Procedure for Electricity Demand Forecasting in China. Applied Energy, 2011, vol. 88, nº 11, pp. 3807-3815. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.05.005

Índice de contenidos

ASPECTOS GENERALES 1

Capítulo 1. Introducción 3

1.1 Contextualización ... 3
1.1.1 Las técnicas de predicción ... 3
1.1.2 Definiciones y aspectos eléctricos relevantes ... 4
1.1.3 El mercado eléctrico ... 5
1.1.4 La demanda eléctrica en Canarias ... 5
1.1.5 El mercado eléctrico español ... 10
1.1.6 Mercado eléctrico europeo ... 14
1.1.7 Necesidad de estimación y predicción de la demanda eléctrica a largo plazo ... 17
1.1.8 Empresas eléctricas de los sectores de transporte, distribución o generación ... 17
1.1.9 Las Comercializadoras eléctricas ... 18
1.1.10 Las administraciones públicas. La Planificación ... 18
1.2 Antecedentes ... 20
1.3 Objetivos ... 21
1.4 Estructura de la memoria ... 21

MARCO TEÓRICO 25

Capítulo 2. Estado del arte y contextualización de la tesis 27

2.1 Alcance temporal de una estimación ... 27
2.2 Variables explicativas ... 28
2.2.1 Relación entre el PIB y la demanda ... 30
2.2.2 Incertidumbres en la evolución de las variables explicativas 31
2.2.3 Nuevas variables explicativas ... 32
2.2.4 Empleo de valores de la variables versus tasas de variación como variables explicativas ... 32
2.2.5 Combinaciones lineales de variables ... 32
2.2.6 Colinealidad entre variables ... 33
2.2.7 Cantidad de datos disponibles ... 35
2.3 Análisis sectorial de la demanda ... 35
2.4 Métodos de estimación ... 36
2.5 Software empleado ... 39
2.6 Cálculo de errores ... 40
2.7 Análisis Bibliográfico ... 40

Capítulo 3. Las redes eléctricas insulares. Caso particular de Canarias 49

3.1 El sistema eléctrico en España y la evolución del mercado ... 51
3.1.1 Las empresas generadoras ... 51
3.1.2 El transportista de electricidad en España. REE ... 52

3.1.3 La operación del sistema eléctrico canario 53
3.1.4 Las empresas distribuidoras de electricidad 53
3.1.5 Las comercializadoras de electricidad 54
3.1.6 Los clientes o consumidores 56
3.1.7 Gestores de carga 57
3.2 Sistemas eléctricos en las islas 57
3.2.1 Visión general del sistema eléctrico Canario 57
3.2.2 Sistemas eléctricos insulares. 70
3.3 Conexiones submarinas en las islas 93
3.4 Las centrales de almacenamiento por bombeo 94
3.5 Vulnerabilidad de los sistemas eléctricos Canarios 95
3.6 Coste de la generación en las islas 97
3.7 Demanda eléctrica 103
3.7.1 El mercado liberalizado 103
3.7.2 Análisis de la variación de la demanda en España 108
3.7.3 Análisis de la variación de la demanda en el pasado en las islas, y posibles perspectiva futuras 111
3.7.4 Demanda de electricidad dentro del ciclo del agua en las islas 114

Capítulo 4. Presentación de los datos 119

4.1 Datos económicos 119
4.1.1 El PIB de la comunidad autónoma de Canarias 119
4.1.2 El IPC en la Comunidad Autónoma de Canarias 124
4.1.3 El VAB de las distintas islas de Canarias 126
4.1.4 Estimaciones futuras 132
4.1.5 Conclusiones 134
4.2 Datos demográficos 135
4.2.1 Población de Canarias 135
4.2.2 Estimación de la Población de Canarias para los próximos años. INE 136
4.2.3 Conclusiones 137
4.3 Datos eléctricos 138
4.3.1 Datos de la Demanda sectorial en cada una de las islas Canarias 139
4.3.2 Conclusión: 144
4.4 Datos en las potencias puntas en las islas Canarias 144
4.4.1 Estimación de los valores según diversas fuentes 146
4.5 Datos climatológicos en las islas Canarias 150
4.5.1 Datos climáticos aeroportuarios 150
4.5.2 Datos de lluvias en Canarias 155
4.5.3 Artículos que referencian la relación del clima con la demanda eléctrica 156
4.5.4 El Cambio climático en las islas 161
4.5.5 Artículos relacionados con el cambio climático y su afección sobre la demanda eléctrica 164
4.5.6 Conclusiones 173
4.6 Precio de la Electricidad en España 174
4.6.1 Artículos relacionados con el efecto del precio de la electricidad sobre la demanda eléctrica 181
4.6.2 Conclusión 186
4.6.3 Predicciones 188
4.7 Otros datos de posible interés para un análisis sectorial 189

4.7.1 El turismo y su repercusión en el consumo 189
4.7.2 El paro en las islas 191
4.7.3 El número de personas por vivienda 192
4.7.4 Superficie cultivada de regadío 192
4.7.5 Consumo eléctrico por el ciclo del agua en Canarias 193

INVESTIGACIÓN EMPÍRICA **195**

Capítulo 5. Metodología seleccionada y aplicación **197**

5.1 Análisis de la demanda anual en el archipiélago Canario 198
5.1.1 Variables a considerar 198
5.1.2 Regresión lineal 199
5.1.3 Regresión Logarítmica 201
5.1.4 Algoritmos Genéticos 202
5.1.5 Máquinas de vectores Soporte 206
5.1.6 Evolución Diferencial 210
5.1.7 Redes Neuronales Artificiales 214
5.2 Análisis de la demanda y la potencia pico en Gran Canaria 217
5.2.1 Variables a considerar 217
5.2.2 Regresión lineal 220
5.2.3 Regresión Logarítmica 223
5.2.4 Algoritmos Genéticos 225
5.2.5 Máquinas de vectores Soporte 228
5.2.6 Evolución Diferencial 233
5.2.7 Redes Neuronales Artificiales 235

Capítulo 6. Análisis de resultados **239**

6.1 Análisis de los resultados obtenidos para la demanda eléctrica anual en Canarias 239
6.2 Análisis de los resultados obtenidos de las estimaciones de la demanda eléctrica anual en Gran Canaria 240
6.3 Análisis de los resultados obtenidos de las estimaciones de la potencia pico anual en Gran Canaria 242
6.4 Análisis de los tres problemas propuestos 243

Capítulo 7. Factores influyentes en la futura demanda eléctrica **245**

7.1 Vehículos eléctricos 245
7.1.1 Ahorro con el coche eléctrico. Estudio 245
7.1.2 Previsión de implantación de los vehículos eléctricos 246
7.1.3 Artículos relacionados con el efecto del VHE en la demanda 252
7.1.4 Conclusiones 255
7.2 Ahorro de Energía 256
7.2.1 Objetivo Europeo 256
7.2.2 Normativas Española en pro del Ahorro Energético 256
7.2.3 Voluntad social 257
7.2.4 Tecnología 258
7.2.5 Pobreza Energética en España 258
7.2.6 Artículos que han considerado la eficiencia energética en la demanda 259

7.2.7 Conclusiones 263
7.3 Demanda eléctrica evolución reciente 264
7.3.1 Demanda eléctrica en Canarias 264
7.3.2 Demanda eléctrica en España 264
7.3.3 Futuro de la Demanda eléctrica mundial 264
7.3.4 Artículos relacionados con predicciones de la demanda eléctrica 265
7.3.5 Conclusiones 266
7.4 Potencia interrumpible en España 266
7.4.1 Interrumpibilidad 266
7.4.2 Como se rige en España 267
7.4.3 Artículos relacionados con la interrupción de cargas en un sistema eléctrico 268
7.4.4 Conclusiones 268
7.5 Generación distribuida y autoconsumo 268
7.5.1 ¿Qué es la generación distribuida? 268
7.5.2 Edificios de cero emisiones de CO_2 269
7.5.3 La Demanda Eléctrica se redefine con el autoabastecimiento 270
7.5.4 Artículos relacionados con el efecto del autoconsumo en la demanda 270
7.5.5 Conclusiones 271
7.6 La Implantación de Contadores inteligentes 271
7.6.1 Objetivo Europeo 272
7.6.2 Artículos sobre los contadores inteligentes y su efecto en la demanda 272
7.6.3 Conclusiones 275
7.7 Incremento del empleo de la bomba de calor frente al gas 276
7.7.1 Aerotermia 276
7.7.2 Artículos sobre bombas de calor aerotérmicas y la demanda eléctrica 277
7.7.3 Conclusiones 277

CONCLUSIONES **279**

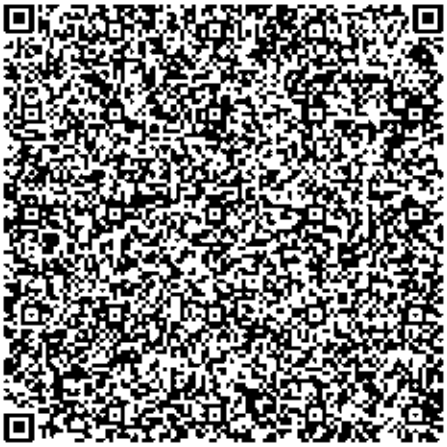
Capítulo 8. Conclusiones y trabajos futuros **281**

8.1 Conclusiones 282
8.2 Líneas futuras de investigación 283

ANEXOS A LA TESIS **285**

Anexo A Tablas obtenidas mediante el procedimiento de SVM **287**

Anexo B Acrónimos **347**

Anexo C Trabajos y artículos del autor relacionados con la tesis **349**

Anexo D Literatura citada **353**