




universidad
de león

TESIS DOCTORAL



**APORTACIONES PARA JUSTIFICAR
EL SUMINISTRO RENOVABLE EN
EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL Y
CONSEGUIR UN MODELO ENERGÉTICO
ALTAMENTE DESCARBONIZADO**

Esteban Serrano Llamas

León, junio de 2017



universidad
de león

TESIS DOCTORAL

**APORTACIONES PARA JUSTIFICAR
EL SUMINISTRO RENOVABLE EN
EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL Y
CONSEGUIR UN MODELO ENERGÉTICO
ALTAMENTE DESCARBONIZADO**

PROGRAMA DE DOCTORADO:
SISTEMAS INTELIGENTES EN LA INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y DE SISTEMAS Y AUTOMÁTICA

Director: Dr. D. José Luis Falagán Cavero

Autor: Esteban Serrano Llamas

León, junio de 2017

Agradecimientos

Quisiera expresar mi más sincero agradecimiento al director de esta tesis doctoral, José Luis, por el esfuerzo y dedicación que ha brindado en la realización de este trabajo, por el apoyo que ha tenido a mis sugerencias e ideas, así como por su rigor en la dirección. Todo ello ha facilitado que esta aventura llegue a buen puerto.

Un trabajo de investigación es el resultado de esfuerzos y proyectos, en este caso mi especial gratitud a mis compañeros del Área de Ingeniería Eléctrica por su apoyo personal y humano: Carlos, Javi, Canseco, M^º José y Julio que hemos estado juntos desde el principio; Jorge, Alberto, Inma, Ana y Jonatan que se han ido incorporando pero también desde hace mucho tiempo; Miguel, David, Adrián y Guillermo que, aunque más reciente, también he sentido su apoyo; y a otros muchos que ya no se encuentran por aquí. Todos nosotros hemos compartido proyectos, ilusiones, ..., y cafés durante estos años.

Pero un estudio de estas características es también producto del aliento y reconocimiento que nos brindan las personas que nos valoran sin el cual, no tendríamos el empuje y fortaleza que nos anima a seguir adelante en los proyectos importantes. Gracias a mi familia: Ita, Jose, Lucía, cuñados, sobrinos, ... y sobre todo a mi padre Antonio y a Vicente, que aunque hace tiempo que ya no están conmigo he notado sus ánimos.

Gracias a mis amigos, que me han dado apoyo en los momentos más necesarios.

Pero, sobre todo, gracias a Ana, Alfonso y Mario, por su respaldo, tolerancia y aguante con este proyecto, por el tiempo que me han concedido, un tiempo robado a la vida familiar. Sin su apoyo este trabajo nunca se habría escrito y, por eso, es también el suyo.

A todos, muchas gracias.



**APORTACIONES PARA JUSTIFICAR EL SUMINISTRO RENOVABLE
EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL Y CONSEGUIR UN MODELO
ENERGÉTICO ALTAMENTE DESCARBONIZADO**

Resumen

La estrategia, Hoja de Ruta para la Energía 2050, establecida por la Comisión Europea (Comisión Europea, 2011), señala a ese año como objetivo para conseguir un modelo energético plenamente descarbonizado. En él se pretende conseguir, además de aumentar el uso de energías renovables, la modificación de las infraestructuras y tecnología de medición e interconexión. De esta forma se consigue el paso de una infraestructura de red diseñada para transportar la energía eléctrica desde grandes centros de producción al consumidor, a otra que sea más descentralizada e interconectada.

Los objetivos que persigue este trabajo de tesis, presentado en este documento para la obtención del título de doctor, son una descripción de la situación actual de producción de energía eléctrica, la propuesta de unas previsiones de demanda en el futuro y la planificación de la producción en varios escenarios distintos.

Comienza analizando las bases teóricas, desarrollando conceptos como el de generación centralizada y distribuida, el de paridad de red, balance neto y autoconsumo, o el de redes inteligentes. Se analiza la normativa que afecta sobre todo a la generación distribuida, balance neto y autoconsumo. Se detallan los tipos de tecnologías disponibles, tanto convencionales como renovables, analizando la producción nacional de energía eléctrica en los últimos años y las centrales más importantes existentes en nuestro país. Para terminar este estado del arte, se hace referencia a otros trabajos e informes sobre previsiones de demanda de energía eléctrica en España.

Una vez definido el problema-objetivo, en el presente trabajo se ha diseñado una herramienta de cálculo donde analizando variables, como los costes de generación o el impacto medioambiental, obtenemos como resultado el mix de producción de energía eléctrica ideal para el año 2050. En él se pretende que esta generación de energía eléctrica reduzca las emisiones de CO₂ actuales, pero que siga siendo rentable económicamente y viable desde el punto de vista técnico. Ello supondría el cumplimiento del Plan Nacional de Energías Renovables.

Para su realización hay que analizar previamente la evolución de la demanda de energía eléctrica en función de varios parámetros, como son la evolución prevista de la población o del PIB. Se ha diseñado un modelo, implementado en Excel, que indica la futura demanda energética en tres escenarios distintos, uno conservador donde la evolución del incremento de energía es moderado otro, menos conservador, donde este crecimiento es ligeramente mayor y el tercero y último mucho más agresivo con una demanda más elevada.

Como resultado, podemos decir que se detecta una tendencia al alza en la generación a partir de energías renovables hasta el año 2050, la disminución considerable de la producción mediante ciclos combinados de gas natural y la desaparición de la generación térmica con ciclos convencionales de carbón o fuel. Sin embargo, se propone una generación mediante lo que se ha llamado "carbón limpio", donde en una central térmica de carbón se rescataría la producción de CO₂, así como de otros gases y partículas que puedan ser agresivos para el medio ambiente. Con esto último, se pretende fomentar el consumo de carbón nacional, ya que hay que considerarlo como una fuente de energía estratégica y que no depende del exterior. La generación eléctrica de origen nuclear también desaparece, al ir cumpliendo su vida útil las centrales que actualmente están en funcionamiento, aunque no todos los autores las consideran como potencialmente peligrosas, sí es cierto que actualmente no están bien vistas por la sociedad.

Una segunda parte del desarrollo de la tesis doctoral, fue el diseño de un modelo de transición, hasta el año 2050, en la generación de energía eléctrica para cada uno de los escenarios propuestos. De esta forma la herramienta diseñada permite, a partir del resultado obtenido en la parte anterior y la vida útil de las actuales

instalaciones, proponer una evolución, año tras año, en la generación eléctrica, pretendiendo que sea viable económica y técnicamente pero buscando el mix propuesto, que sin duda es mucho más respetuoso con el medio ambiente. Del análisis de las variables que repercuten sobre el mix de producción de energía eléctrica, se concluye que el reparto de producción entre las distintas tecnologías depende de una función muy compleja en la que intervienen, además de las variables fundamentales como el coste de generación y el impacto medioambiental, la legislación y el sistema de retribución vigente, los condicionantes sociales o políticos que repercuten en los precios de los mercados, las tecnologías que marcan el precio de casación y el objetivo de reducir el déficit tarifario que lleva asociado el empuje al alza del precio pool.

Este estudio se realiza a nivel peninsular pero teniendo en cuenta que, debido a la reciente conexión con las Islas Baleares, son también consumidores de la energía generada.

Resumiendo, en el 2050 posiblemente no se pueda tener un sistema de generación eléctrica totalmente descarbonizado, un 1,91 % de la energía eléctrica estaría generada con gas natural, pero estaremos muy cerca de conseguirlo y esto será un gran logro para nuestra sociedad, pero sobre todo para nuestras generaciones venideras.



universidad
de león

**CONTRIBUTIONS TO JUSTIFY RENEWABLE SUPPLY
IN THE SPANISH ELECTRICAL SYSTEM AND ACHIEVE
A HIGHLY DESCARBONISED ENERGY MODEL**

Abstract

The strategy Roadmap for Energy 2050, established by the European Commission, this year has the objective to achieve a highly decarbonised energy model. It aims to increase the use of renewable energy, modification and adaptation of the technologies of measurement and interconnections infrastructures. The main goal is adapt the existing network infrastructure, designed to transport electric energy from large production centers to the consumer, to a more decentralized and interconnected one.

The objectives of this thesis, presented in this document to obtain the title of Ph.D., are the description of the current situation of electricity production systems and propose a model for future demand and production forecasting in several different scenarios.

In the first part is analyzed the theoretical bases, developing concepts such as centralized and distributed generation, network parity, net balance and self-

consumption, or smart grids. The research analyzes the regulations that mainly affect distributed generation, net balance and self-consumption. The types of available technologies, both conventional and renewable sources, are analyzed. The national production of electric energy in recent years is studied and the most important plants in our country are analyzed. To finish the state of the art, a review and reference to other works and reports on demand forecasts for electrical energy in Spain is presented.

Once the target problem has been defined, a calculation tool has been designed and implemented. The model analyzes variables such as generation costs or environmental impact and obtains the ideal electric energy production mix for the objective year, 2050. It is intended that this generation mix will reduce current CO₂ emissions, but that it will continue being economically profitable and technically feasible. This would mean compliance with the National Renewable Energy Plan that regulates power production in Spain.

To achieve the objectives it is necessary to analyze the evolution of the electric power demand in function of several parameters, such as the expected population or the GDP evolution (Gross Domestic Product). A model has been designed and implemented using an Excel spreadsheet, which indicates the future energy demand in three different scenarios; one conservative, where the evolution of the energy increment is moderate, an intermediate, where this growth is slightly higher, and a third one, with a higher demand.

As a result of the analysis, there is an upward trend in generation from renewable energies up to 2050 and a significant reduction in production through natural gas combined cycles and the disappearance of thermal generation with conventional coal or fuel cycles. However, a generation through what has been called "clean coal" is proposed, using a coal-fired power station including rescue systems for CO₂ and other gases and particles dangerous for both humans and the environment. This strategy is intended to encourage the consumption of domestic coal, since it must be considered as a strategic source of energy and reduces outside supply dependency. Nuclear power generation also disappears in this scenario because of the end of the operating life of the plants that are currently in operation and considering that, due to social opposition, no new plants are built or life extension policies are applied.

In the second part of the development of the doctoral thesis is presented the design of a transition model, until the year 2050, for the generation of electrical energy for each of the proposed scenarios. The designed tool allows, from the result obtained in the previous part and the existing facilities operating life, to propose a yearly evolution in the electric generation mix that is economically and technically feasible. The proposed scenario includes the restriction of high sustainability and low environmental impact. From the analysis of the variables that affect the electric energy production mix, it is concluded that the optimal distribution of production for

the different technologies depends on a very complex function that varies in function of fundamental variables such as generation cost and environmental impact, and other aspects such as legislation, remuneration system, social or political factors that affect market prices, technologies that mark the spot price of energy and the objective of reducing the tariff deficit associated with the increase of electrical system operational costs.

This study is carried out at peninsular level but taking into account that, due to the recent connection with the Balearic Islands, they are also consumers of the generated energy located in islands.

The conclusions are that by 2050 it is perhaps not possible to have a completely decarbonised electrical generation system and that 1.91 % of the electric energy would be generated with natural gas. The scenario seems to be very close to achieve the objectives that will be a great achievement for both our society and future generations.



universidad
de león



Acrónimos empleados en la presente Tesis Doctoral

£:	Libra esterlina.
€:	Euro.
\$:	Dólar
APPA:	Asociación de Productores de Energías Renovables.
ASIF:	Asociación de la Industria Fotovoltaica.
BCE:	Banco Central Europeo.
BOE:	Boletín Oficial del Estado.
b.c.:	Barras de la central.
c€:	Céntimo de Euro.
CAC:	Captura y Almacenamiento de CO ₂ .

CE:	Comunidad Europea.
CNMC:	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
CNE:	Comisión Nacional de Energía.
CONAMA:	Congreso Nacional del Medio Ambiente.
CO ₂ :	Dióxido de Carbono.
CPSC:	Carbón pulverizado en ciclo supercrítico.
CTR:	Centro de tratamiento de residuos.
CUR:	Comercializadora de Último Recurso.
CTE:	Código Técnico de Edificación.
DB:	Documento Básico.
DH:	Complemento por discriminación horaria.
DNO:	Distribution Network Operator.
DSIRE:	Database of State Incentives for Renewables & Efficiency.
EDF:	Electricité de France.
EDAR:	Estación Depuradora de Aguas Residuales.
EEG:	Erneubarer Energien Gebetz.
EEX:	European Energy Exchange.
EGS:	Enhanced Geothermal System.
EIA:	Energy Information Administration.
ENRESA:	Empresa Nacional de Residuos Radiactivos.
ENEL:	Ente Nazionale per l'Energía eLettrica.
FBRU:	Fracción Biodegradable de los Residuos Urbanos.
FIC:	Feed in Compensation.
FIT:	Feed In Tariffs.
FMI:	Fondo Monetario Internacional.
FOM:	Fomento.
FV:	Fotovoltaica.
GEI:	Gases Efecto Invernadero.
GICC:	Gasificación Integrada Con Ciclo Combinado.
GDP:	Gross Domestic Product.
GP	Garantía de Potencia.

GSE:	Gestore dei Servizi Energetici.
GW:	Gigavatio.
GWh:	Gigavatio hora.
HDR:	Hot Dry Rock.
HE:	Ahorro de Energía.
IDAE:	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
IDH:	Índice de Desarrollo Humano.
IEA:	International Energy Agency.
IEO:	The International Energy Outlook.
IET:	Industria, Energía y Turismo.
IGME:	Instituto Geológico y Minero de España.
IÖW:	Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung.
IPC:	Índice de Precios al Consumo.
IRE:	Índice Red Eléctrica.
ITC-BT:	Instrucciones Técnicas Complementarias para Baja Tensión.
IVA:	Impuesto de Valor Añadido.
JRC:	Joint Research Centre.
LSE:	Ley del Sector Eléctrico.
kW:	Kilovatio.
kWh:	Kilovatio hora.
kWn:	Kilovatio nominal.
kWp:	Kilovatio pico.
LCOE:	Levelize cost of Electricity.
MINETUR:	Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
Mtep:	Millones de toneladas equivalentes de petróleo.
MW:	Megavatio.
MWh:	Megavatio hora.
NEA:	Nuclear Energy Agency.
OCDE:	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.
OFGEM:	Office of Gas and Electricity Markets.
OM:	Orden Ministerial.

ONG:	Organización No Gubernamental.
OMEL:	Operador del Mercado Eléctrico.
PANER:	Plan de Acción Nacional de Energías Renovables.
PER:	Plan de Energías Renovables en España.
PIB:	Producto Interior Bruto.
PYME:	Pequeña y Mediana Empresa.
RD:	Real Decreto.
RDL:	Real Decreto-Ley.
REBT:	Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
REE:	Red Eléctrica de España.
REE _i :	Rendimiento Eléctrico Equivalente acreditado por la planta.
REE _{min} :	Rendimiento Eléctrico Equivalente mínimo.
RITE:	Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios.
RSU:	Residuos Sólidos Urbanos.
SOLECO:	Energía Solar Ecológica.
SSP:	Scambio Sul Posto.
Tep:	Toneladas equivalentes de petróleo.
TW:	Teravatio.
TWh:	Teravatio hora.
UE:	Unión Europea.
UGH:	Unidad de Gestión Hidráulica.
UNEF:	Unión Nacional de Energía.
UNESA:	Asociación Española de la Industria Eléctrica.
Wp:	Vatio pico.



Índice de contenido

Agradecimientos	i
Resumen	iii
Abstract	vii
Acrónimos empleados en la presente Tesis Doctoral	xi
Índice de contenido	xv
Índice de figuras	xix
Índice de tablas	xxv
Introducción	1
1. Objetivos	7
1.1 Metodología de trabajo	8
2. Bases teóricas	11
2.1 Generación de energía eléctrica centralizada y distribuida	11
2.2 Paridad de red	12

2.3	Balance neto.....	14
2.3.1	Autoconsumo por balance neto en otros países	18
2.4	Edificios de consumo casi nulo.....	26
2.5	Mercado local de la energía	27
2.6	Redes inteligentes	28
2.7	Análisis de la normativa.....	30
2.7.1	Ley 38/1992, de Impuestos Especiales.....	30
2.7.2	Ley 54/1997, sobre la liberalización del sector eléctrico	31
2.7.3	Real Decreto 1955/2000, de acceso a la red de distribución	31
2.7.4	Real Decreto 842/2002, por el que se aprueba el REBT	31
2.7.5	Real Decreto 314/2006, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación ...	32
2.7.6	Real Decreto 661/2007, en el que se regula la producción en régimen especial	32
2.7.7	Real Decreto-Ley 14/2010, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.	33
2.7.8	Real Decreto 1699/2011, en el que se regula las instalaciones productoras de baja potencia	33
2.7.9	Real Decreto-Ley 1/2012, por el que se suprimen los incentivos a las energías renovables	34
2.7.10	Ley 24/2013 del sector eléctrico	35
2.7.11	Real Decreto Ley 9/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema	36
2.7.12	Circular 3/2014 de la CNMC, establece cambios en los peajes para el suministro de energía eléctrica	37
2.7.13	Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica.....	37
2.7.14	Orden IET/1045/2014, de parámetros retributivos	39
2.7.15	Real Decreto 900/2015, modalidades de suministro y producción de energía eléctrica con autoconsumo	40
2.8	Tecnologías en la producción de energía eléctrica	46
2.8.1	Clasificación de las fuentes de energía	54
2.8.2	Energías renovables controlables y de baja controlabilidad	55
2.9	Producción nacional de energía eléctrica.....	55
2.9.1	Balance de energía producida en España	55
2.9.2	Generación con renovables en la península	66
2.9.3	Generación con no renovables en la península	73
2.9.4	Generación de energía eléctrica en sistemas no peninsulares.....	79
2.9.5	Potencia instalada en España	79
2.10	Demanda de energía eléctrica en España	82
2.10.1	Índice Red Eléctrica	83
2.10.2	Consumo horario en invierno	84
2.10.3	Consumo horario en verano.....	85
2.10.4	Demanda por zonas geográficas.....	85

2.10.5	Máxima potencia instantánea demandada	86
2.11	Trabajos sobre previsión de demanda de energía.....	88
2.11.1	Hoja de Ruta de la Energía para 2050 de la Comisión Europea	88
2.11.2	Viabilidad técnico económica para un suministro eléctrico 100 % renovable en España	89
2.11.3	Renovables 100 %. Un sistema eléctrico renovable para la España peninsular y su viabilidad económica.....	91
2.11.4	Análisis del impacto en España de la generación renovable en el período 2020-2050 ..	92
2.11.5	Otros trabajos relacionados.....	93
3.	Definición del problema-objetivo	95
3.1	Modelos de previsión	95
3.2	Demanda de energía eléctrica	96
3.2.1	Consumo de energía y producto interior bruto	97
3.2.2	Evolución de la población del número de hogares	104
3.2.3	PIB per cápita estimado	107
3.3	Previsiones de demanda de energía eléctrica	109
3.3.1	Previsiones en el primer escenario.....	111
3.3.2	Previsiones en el segundo escenario.....	115
3.3.3	Previsiones en el tercer escenario	118
3.4	Resumen y justificación de los escenarios	122
4.	Resultados en la planificación de la producción	125
4.1	Coste de la generación de la energía eléctrica.....	125
4.2	Impacto ambiental de las distintas tecnologías	131
4.2.1	Emissiones de CO ₂ por unidad de energía	131
4.2.2	Riesgo medioambiental (ecopuntos).....	132
4.2.3	Impacto social.....	134
4.3	Ponderación del coste de la generación.....	136
4.4	Ponderación del impacto ambiental	137
4.5	Obtención del mix energético.....	140
4.6	Propuesta de transición en la generación hasta 2050	143
4.6.1	Propuesta en el primer escenario	147
4.6.2	Propuesta en el segundo escenario	153
4.6.3	Propuesta en el tercer escenario.....	158
4.7	Comparativa de la planificación en cada escenario	163
5.	Conclusiones	175
6.	Planteamiento de trabajos futuros	183

7. Lista de referencias	187
8. Anexos	197
Anexo A. Datos iniciales para el cálculo de la demanda propuesta	197
Anexo B. Energía estimada en cada escenario	205
Anexo C. Potencia instalada peninsular y horas equivalentes	207
Anexo D. Energía por tecnologías en el primer escenario	209
Anexo E. Energía por tecnologías en el segundo escenario	213
Anexo F. Energía por tecnologías en el tercer escenario	217



Índice de figuras

Figura 2.1. Representación de la paridad de red en una instalación solar fotovoltaica. Fuente: Eclaeon.....	13
Figura 2.2. Sistema de autoconsumo y de balance neto. Fuente: Hanjin	15
Figura 2.3. Consumo eléctrico y generación fotovoltaica, de un usuario residencial, a lo largo de un día. Fuente: IDAE.....	17
Figura 2.4. Viviendas de consumo casi nulo. Fuente: Passivhaus Institut	26
Figura 2.5. Sistema de mercado local de la energía. Fuente: i-ambiente.....	27
Figura 2.6. Las redes eléctricas del futuro. Fuente: www.ieee.org	28
Figura 2.7. Equipos de medida en la modalidad tipo 1. Fuente: Krannich Solar	41
Figura 2.8. Equipos de medida en la modalidad tipo 2.a. Fuente: Krannich Solar	42
Figura 2.9. Equipos de medida en la modalidad tipo 2.b. Fuente: Krannich Solar	43
Figura 2.10. Captura, transporte y almacenamiento de CO ₂ . Fuente CIUDEN	50
Figura 2.11. Evolución de la generación, en la península, de energía eléctrica. Fuente: elaboración propia con datos de REE	56
Figura 2.12. Producción de electricidad peninsular 2015 (%). Fuente: REE	57

Figura 2.13. Evolución de la estructura de producción 2006-2015. Fuente: elaboración propia con datos de REE	59
Figura 2.14. Producción de energía eléctrica en 2006. Fuente: elaboración propia con datos de REE	60
Figura 2.15. Producción de energía eléctrica en 2007. Fuente: elaboración propia con datos de REE	60
Figura 2.16. Producción de energía eléctrica en 2008. Fuente: elaboración propia con datos de REE	61
Figura 2.17. Producción de energía eléctrica en 2009. Fuente: elaboración propia con datos de REE	62
Figura 2.18. Producción de energía eléctrica en 2010. Fuente: elaboración propia con datos de REE	62
Figura 2.19. Producción de energía eléctrica en 2011. Fuente: elaboración propia con datos de REE	63
Figura 2.20. Producción de energía eléctrica en 2012. Fuente: elaboración propia con datos de REE	63
Figura 2.21. Producción de energía eléctrica en 2013. Fuente: elaboración propia con datos de REE	64
Figura 2.22. Producción de energía eléctrica en 2014. Fuente: elaboración propia con datos de REE	64
Figura 2.23. Producción de energía eléctrica en 2015. Fuente: elaboración propia con datos de REE	65
Figura 2.24. Estructura de generación anual de energía eléctrica peninsular 2014-2015. Fuente: REE	66
Figura 2.25. Evolución de la generación renovable y no renovable peninsular. Fuente: REE	66
Figura 2.26. Evolución de la generación de las diferentes tecnologías. Fuente: REE	67
Figura 2.27. Evolución de la producción hidráulica. Fuente: elaboración propia	69
Figura 2.28. Generación hidráulica peninsular 2014-2015 comparada con la media. Fuente: REE	70
Figura 2.29. Aerogeneradores. Producción eólica. Fuente: EcologiaVerde	70
Figura 2.30. Evolución de la producción eólica. Fuente: elaboración propia	71
Figura 2.31. Placas fotovoltaicas para producción solar. Fuente: HelioSolar	71
Figura 2.32. Evolución de la producción fotovoltaica. Fuente: elaboración propia ..	72
Figura 2.33. Evolución de la producción solar térmica. Fuente: elaboración propia ..	72

Figura 2.34. Estructura de la producción renovable por tipo de central por CC.AA. Fuente: REE	73
Figura 2.35. Situación de las centrales nucleares en España. Fuente: REE	75
Figura 2.36. Evolución de la producción nuclear. Fuente: elaboración propia	76
Figura 2.37. Evolución de la producción mediante carbón. Fuente: elaboración propia	77
Figura 2.38. Central ciclo combinado, Cataluña. Fuente: ENDESA	77
Figura 2.39. Evolución de la producción mediante ciclo combinado. Fuente: elaboración propia	78
Figura 2.40. Evolución de la generación con cogeneración. Fuente: elaboración propia	78
Figura 2.41. Estructura de la potencia instalada no renovable por tipo de central por CCAA. Fuente: REE.....	81
Figura 2.42. Estructura de la potencia instalada renovable por tipo de central por CCAA. Fuente: REE.....	81
Figura 2.43. Evolución de la demanda peninsular en los últimos 10 años. Fuente: REE	82
Figura 2.44. Composición del IRE general. Fuente: REE.	84
Figura 2.45. Ejemplo de evolución del consumo horario en invierno. Fuente: REE... ..	85
Figura 2.46. Ejemplo de evolución del consumo horario en verano. Fuente: REE	85
Figura 2.47. Demanda por comunidades autónomas en 2015 y variación respecto al año anterior. Fuente: REE	86
Figura 2.48. Evolución de la potencia máxima instantánea 2004-2015. Fuente: MINETUR.....	87
Figura 2.49. Máximos anuales de demanda instantánea. Fuente: REE.....	87
Figura 3.1. Consumo de energía eléctrica per cápita en España 1960-2014. Fuente: elaboración propia con datos de la AEI	98
Figura 3.2. PIB per cápita 1960-2014: Fuente: elaboración propia con datos del Banco Mundial	99
Figura 3.3. Consumo de energía eléctrica y PIB (a precios actuales) en las últimas décadas. Fuente: elaboración propia con datos de la AEI y del Banco Mundial	100

Figura 3.4. Energía eléctrica demandada/PIB (kWh/US\$ a precios actuales) per cápita. Fuente: elaboración propia con datos de la AEI y del Banco Mundial	101
Figura 3.5. Tendencia lineal de la energía eléctrica demandada/PIB. Fuente: elaboración propia con datos de la AEI y del Banco Mundial	102
Figura 3.6. Tendencia polinómica de la energía eléctrica demandada/PIB. Fuente: elaboración propia con datos de la AEI y del Banco Mundial	103
Figura 3.7. Evolución de la población española desde 1970. Fuente: elaboración propia con datos de INE.....	104
Figura 3.8. Proyección de la población hasta 2050. Fuente: elaboración propia con datos de INE	105
Figura 3.9. Proyección del número de hogares. Fuente: elaboración propia con datos de INE.....	106
Figura 3.10. PIB estimado para España. Fuente: PwC y elaboración Propia	108
Figura 3.11. PIB per cápita pasado y estimado. Fuente: elaboración propia con datos del Banco Mundial y PwC	109
Figura 3.12. Demanda de energía eléctrica desde 1990 en la península. Fuente: elaboración propia con datos de REE	111
Figura 3.13. Demanda de energía eléctrica per cápita. Fuente: elaboración propia con datos de REE e INE y comparada con AIE	112
Figura 3.14. Demanda y previsión de energía eléctrica per cápita en el escenario 1. Fuente: elaboración propia.....	113
Figura 3.15. Demanda y previsión de energía eléctrica en el escenario 1. Fuente: REE y elaboración propia	114
Figura 3.16. Demanda de energía eléctrica per cápita. Fuente: elaboración propia con datos de REE e INE y comparada con AIE	115
Figura 3.17. Demanda y previsión de energía eléctrica per cápita en el escenario 2. Fuente: elaboración propia.....	116
Figura 3.18. Consumo y demanda de energía eléctrica en el escenario 2. Fuente: REE y elaboración propia	117
Figura 3.19. PIB per cápita en el escenario 3. Fuente: elaboración propia con datos del Banco Mundial, PwC.....	119
Figura 3.20. Demanda de energía eléctrica y PIB en el escenario 3. Fuente: elaboración propia y datos del Banco Mundial y AIE	120
Figura 3.21. Consumo y demanda de energía eléctrica en el escenario 3. Fuente: REE y elaboración propia	121

Figura 3.22. Consumo y demanda de energía eléctrica en los tres escenarios. Fuente: REE y elaboración propia.....	123
Figura 4.1. Propuesta de mix energético en 2050. Fuente: elaboración propia.....	143
Figura 4.2. Generación y demanda de energía de las distintas tecnologías (1990-2050) para el primer escenario. Fuente: REE y elaboración propia.....	148
Figura 4.3. Generación y demanda de energía de las distintas tecnologías (1990-2050) para el segundo escenario. Fuente: REE y elaboración propia.....	154
Figura 4.4. Generación y demanda de energía de las distintas tecnologías (1990-2050) para el tercer escenario. Fuente: REE y elaboración propia.....	158
Figura 4.5. Propuesta de generación en el año 2050 en cada escenario. Fuente: elaboración propia.....	173



Índice de tablas

Tabla 2.1. Resumen retribución R.D. 413/2014. Fuente: elaboración propia	39
Tabla 2.2. Resumen modalidades de suministro a partir de autoconsumo. Fuente: Albasolar	44
Tabla 2.3. Balance de energía eléctrica nacional. Fuente: REE	57
Tabla 2.4. Estructura de producción de energía 2006-2010 en GWh. Fuente: elaboración propia con datos de REE	58
Tabla 2.5. Estructura de producción de energía 2010-2016 en GWh. Fuente: elaboración propia con datos de REE	58
Tabla 2.6. Centrales renovables por comunidad autónoma. Fuente: elaboración propia con datos de REE	67
Tabla 2.7. Centrales no renovables por comunidad autónoma. Fuente: elaboración propia con datos de REE	73
Tabla 2.8. Desglose de potencia instalada a 31.12.2015. Sistema eléctrico nacional. Fuente: REE y CNMC	80
Tabla 2.9. Evolución de la potencia instalada de energías renovables en la península (MW). Fuente: elaboración propia.....	80

Tabla 2.10. Componentes de la variación de la demanda peninsular (%). Fuente: REE	83
Tabla 2.11. Descomposición de la variación del IRE. Fuente: REE	84
Tabla 2.12. Demanda máxima horaria por sistemas no peninsulares. Fuente: REE ...	88
Tabla 2.13. Propuestas del mix eléctrico 100 % renovable comparado con el mix actual. Fuente: Galbete	90
Tabla 3.1. Consumo de electricidad per cápita de países de la Unión Europea. Fuente: UNESA	97
Tabla 4.1. Costes de generación de la energía eléctrica según tecnología. Fuente: elaboración propia con datos de varios organismos	130
Tabla 4.2. Análisis de criterios del impacto ambiental. Fuente: elaboración propia con datos de IDAE, CIEMAT, APPA y CC.AA.....	135
Tabla 4.3. Indicadores ponderados del coste de la generación. Fuente: elaboración propia.....	137
Tabla 4.4. Indicadores ponderados del impacto ambiental. Fuente: elaboración propia.....	139
Tabla 4.5. Cálculo del mix energético para 2050. Fuente: elaboración propia	141
Tabla 4.6. Centrales térmicas y nucleares de producción de energía eléctrica peninsular. Fuente: elaboración propia con datos de REE.....	144
Tabla 4.7. Cálculo de potencias de cada tecnología en el primer escenario. Fuente: elaboración propia.....	152
Tabla 4.8. Cálculo de potencias de cada tecnología en el segundo escenario. Fuente: elaboración propia.....	156
Tabla 4.9. Cálculo de potencias de cada tecnología en el tercer escenario. Fuente: elaboración propia.....	161
Tabla 4.10. Potencia propuesta en cada escenario. Fuente: elaboración propia	164
Tabla 4.11. Propuestas para generación de gran hidráulica. Fuente: elaboración propia.....	164
Tabla 4.12. Propuestas para generación nuclear. Fuente: elaboración propia	165
Tabla 4.13. Propuestas para generación con carbón. Fuente: elaboración propia...	166
Tabla 4.14. Propuestas para generación con fuel. Fuente: elaboración propia	166
Tabla 4.15. Propuestas para generación con carbón limpio. Fuente: elaboración propia.....	167
Tabla 4.16. Propuestas para generación con ciclo combinado. Fuente: elaboración propia.....	168

Tabla 4.17. Propuestas para generación con resto de hidráulica. Fuente: elaboración propia.....	168
Tabla 4.18. Propuestas para generación eólica. Fuente: elaboración propia.....	169
Tabla 4.19. Propuestas para generación solar fotovoltaica. Fuente: elaboración propia.....	170
Tabla 4.20. Propuestas para generación solar térmica. Fuente: elaboración propia	171
Tabla 4.21. Propuestas para generación térmica renovable. Fuente: elaboración propia.....	171
Tabla 4.22. Propuestas para generación con cogeneración. Fuente: elaboración propia.....	172
Tabla 4.23. Propuestas para generación con residuos. Fuente: elaboración propia .	173
Tabla 4.24. Generación de energía eléctrica (GWh), por tecnologías, para año 2050 en cada escenario. Fuente: elaboración propia	174
Tabla 8.1. Datos necesarios para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 1990 y 1999. Fuente: elaboración propia y varios	197
Tabla 8.2. Datos necesarios para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2000 y 2009. Fuente: elaboración propia y varios	198
Tabla 8.3. Datos necesarios para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2010 y 2019. Fuente: elaboración propia y varios	198
Tabla 8.4. Datos necesarios para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2020 y 2029. Fuente: elaboración propia y varios	198
Tabla 8.5. Datos necesarios para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2030 y 2039. Fuente: elaboración propia y varios	199
Tabla 8.6. Datos necesarios para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2040 y 2050. Fuente: elaboración propia y varios	199
Tabla 8.7. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 1990 y 1999 en el escenario 1. Fuente: elaboración propia	199
Tabla 8.8. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2000 y 2009 en el escenario 1. Fuente: elaboración propia	200
Tabla 8.9. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2010 y 2019 en el escenario 1. Fuente: elaboración propia	200
Tabla 8.10. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2020 y 2029 en el escenario 1. Fuente: elaboración propia	200
Tabla 8.11. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2030 y 2039 en el escenario 1. Fuente: elaboración propia	200

Tabla 8.12. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2040 y 2050 en el escenario 1. Fuente: elaboración propia	201
Tabla 8.13. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 1990 y 1999 en el escenario 2. Fuente: elaboración propia	201
Tabla 8.14. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2000 y 2009 en el escenario 2. Fuente: elaboración propia	201
Tabla 8.15. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2010 y 2019 en el escenario 2. Fuente: elaboración propia	201
Tabla 8.16. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2020 y 2029 en el escenario 2. Fuente: elaboración propia	202
Tabla 8.17. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2030 y 2039 en el escenario 2. Fuente: elaboración propia	202
Tabla 8.18. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2040 y 2050 en el escenario 2. Fuente: elaboración propia	202
Tabla 8.19. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 1990 y 1999 en el escenario 3. Fuente: elaboración propia	202
Tabla 8.20. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2000 y 2009 en el escenario 3. Fuente: elaboración propia	203
Tabla 8.21. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2010 y 2019 en el escenario 3. Fuente: elaboración propia	203
Tabla 8.22. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2020 y 2029 en el escenario 3. Fuente: elaboración propia	203
Tabla 8.23. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2030 y 2039 en el escenario 3. Fuente: elaboración propia	203
Tabla 8.24. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2040 y 2050 en el escenario 3. Fuente: elaboración propia	204
Tabla 8.25. Energía demandada (GWh) 2018-2020 en cada escenario. Fuente: elaboración propia.....	205
Tabla 8.26. Energía demandada (GWh) 2021-2030 en cada escenario. Fuente: elaboración propia.....	205
Tabla 8.27. Energía demandada (GWh) 2031-2040 en cada escenario. Fuente: elaboración propia.....	205
Tabla 8.28. Energía demandada (GWh) 2041-2050 en cada escenario. Fuente: elaboración propia.....	205
Tabla 8.29. Potencia instalada (MW) en la península 1990-1999. Fuente: REE.....	207
Tabla 8.30. Potencia instalada (MW) en la península 2000-2009. Fuente: REE.....	207

Tabla 8.31. Potencia instalada (MW) en la península 2010-2015 y horas equivalentes anuales calculadas. Fuente: REE y elaboración propia	208
Tabla 8.32. Energía generada (GWh) 1990-1999, escenario 1. Fuente: elaboración propia con datos REE	209
Tabla 8.33. Energía generada (GWh) 2000-2009, escenario 1. Fuente: elaboración propia con datos REE	210
Tabla 8.34. Energía generada y estimada (GWh) 2010-2019, escenario 1. Fuente: elaboración propia y REE	210
Tabla 8.35. Propuesta de energía generada (GWh) 2020-2029, escenario 1. Fuente: elaboración propia	211
Tabla 8.36. Propuesta de energía generada (GWh) 2030-2039, escenario 1. Fuente: elaboración propia	211
Tabla 8.37. Propuesta de energía generada (GWh) 2040-2050, escenario 1. Fuente: elaboración propia	212
Tabla 8.38. Energía generada (GWh) 1990-1999, escenario 1. Fuente: elaboración propia con datos REE	213
Tabla 8.39. Energía generada (GWh) 2000-2009, escenario 2. Fuente: elaboración propia con datos REE	214
Tabla 8.40. Energía generada y estimada (GWh) 2010-2019, escenario 2. Fuente: elaboración propia con datos REE	214
Tabla 8.41. Propuesta de energía generada (GWh) 2020-2029, escenario 2. Fuente: elaboración propia	215
Tabla 8.42. Propuesta de energía generada (GWh) 2030-2039, escenario 2. Fuente: elaboración propia	215
Tabla 8.43. Propuesta de energía generada (GWh) 2040-2050, escenario 2. Fuente: elaboración propia	216
Tabla 8.44. Energía generada (GWh) 2000-2009, escenario 3. Fuente: elaboración propia con datos REE	217
Tabla 8.45. Energía generada (GWh) 2000-2009, escenario 3. Fuente: elaboración propia con datos REE	218
Tabla 8.46. Energía generada y estimada (GWh) 2010-2019, escenario 3. Fuente: elaboración propia con datos REE	218
Tabla 8.47. Propuesta de energía generada (GWh) 2020-2029, escenario 3. Fuente: elaboración propia	219

Tabla 8.48. Propuesta de energía generada (GWh) 2030-2039, escenario 3. Fuente:
elaboración propia.....219

Tabla 8.49. Propuesta de energía generada (GWh) 2040-2050, escenario 3. Fuente:
elaboración propia.....220



Introducción

Sin ninguna duda, el consumo de energía es medidor del progreso y bienestar de una sociedad. En un escenario global, donde el precio de la energía eléctrica sigue una pendiente de constante crecimiento, el modo de vida de la población y la variación de la densidad demográfica, hacen que las necesidades de energía eléctrica se modifiquen. Por otro lado, las tecnologías renovables pueden incrementar su porcentaje en el mix energético haciendo que la conciencia social por el medioambiente sea cada vez mayor. Así se reflejó en la propuesta global del Protocolo de Kioto para la reducción de las emisiones de gases efecto invernadero, en la cumbre de París y por parte de la Unión Europea (UE) con sus distintas directivas europeas.

En la actualidad existen numerosas y diferentes fuentes de energía que están en constante evolución para la generación de electricidad. Actualmente las principales fuentes de energía a partir de las que se sustenta la población son el gas natural, el carbón y la energía nuclear, pero lentamente en los últimos años se han ido introduciendo otras tecnologías consideradas como no convencionales, que son las renovables. Estas últimas son aquellas que, tras ser utilizadas, se pueden regenerar de manera natural o artificial. Algunas de estas fuentes renovables están sometidas a ciclos que se mantienen de forma más o menos constante en la naturaleza.

El concepto de crisis energética aparece cuando las fuentes de energía de las que se abastece la sociedad se agotan, algo que puede suceder con los combustibles fósiles. Las fuentes no renovables están en declive, debido a que las tecnologías

construidas y alimentadas con estos combustibles se consideran anticuadas, al igual que la infraestructura que utiliza el sistema. A todo esto hay que sumar el cambio climático, originado por el uso de los combustibles fósiles, que ya no se puede negar. La constante disminución de los recursos energéticos, el rápido aumento de la demanda de energía y los efectos del cambio climático requieren la búsqueda de alternativas sostenibles, lo cual implica un mayor aprovechamiento de las diferentes fuentes de energías renovables de las que disponemos.

Los beneficios de un nuevo sistema de generación podrían ser cuantiosos. Así la UE ha creído necesario modificar los ordenamientos jurídicos de los estados miembros, con el propósito de aumentar el fomento de las energías renovables (Comisión Europea, 2011), propiciando una generación eléctrica eficiente, disminuyendo las pérdidas del transporte de energía eléctrica y generando electricidad de forma medioambientalmente sostenible. De esta forma se cumplirían los objetivos de reducción de CO₂ y generación de energía por fuentes renovables, además de disminuir la dependencia del suministro eléctrico, reduciendo la sobrecarga de la red principal en periodos de demanda pico.

Durante el siglo XX se han creado grandes plantas generadoras de energía eléctrica, en la actualidad se está planteando el desarrollo de un nuevo concepto consistente en la conexión, a las redes de distribución, de plantas de potencia inferior, es lo que suele recibir el nombre de generación distribuida. Este aumento de interés, relativamente reciente, por esta nueva estrategia de generación, en realidad es volver a los orígenes de los sistemas eléctricos, cuando las grandes distancias a recorrer por la energía eran obstáculos insalvables y se recurría a pequeñas unidades de generación de energía eléctrica situadas en la cercanía de los potenciales consumidores.

El autoconsumo con balance neto o medición neta de electricidad, trata de complementar y suplir algunas de las deficiencias del sistema de generación tradicional, sin embargo su desarrollo conlleva importantes cambios en el sistema de distribución y en la calidad del suministro eléctrico que este proporciona. Existen muchos problemas en la conexión de estos sistemas, tanto para el autoconsumidor como en las redes de distribución. Este sistema pueden utilizarlo los consumidores que poseen una instalación de generación, y permite verter a la red eléctrica el exceso producido por un sistema de autoconsumo con la finalidad de poder hacer uso de ese exceso en otro momento que se necesite. De esta forma, la compañía eléctrica que proporcione la electricidad cuando la demanda sea superior a la producción del sistema de autoconsumo, descontará en el consumo de la red de la factura los excesos vertidos a la misma, esto permite hacer uso de la electricidad producida en exceso, compatibilizando su curva de producción con su curva de demanda.

En los últimos años, debido al creciente auge de pequeñas instalaciones de energía renovable, el autoconsumo con balance neto de electricidad ha comenzado a ser regulado en diversos países del mundo, siendo una realidad en países como

Alemania, Italia, Dinamarca Portugal, Japón y Estados Unidos entre otros. En España, se ha aprobado distinta normativa relacionada con el balance neto, sin embargo, no facilita el uso de estas nuevas modalidades de generación y consumo de energía eléctrica, faltaría que se apruebe la norma que fomente, dé facilidades y sobre todo estabilidad a los usuarios para que su uso se imponga, ya que las condiciones técnicas necesarias existen. De esta forma las conexiones y regulación crearán un modelo de balance neto adecuado a las características del sistema eléctrico nacional.

En esta memoria de la tesis doctoral, se pretende desarrollar y analizar de forma precisa y detallada, cuál puede ser la situación de demanda de energía eléctrica en un futuro y cómo ser capaz de abastecer esta demanda con una generación mucho más sostenible desde el punto de vista medioambiental pero viable desde el punto de vista técnico y económico.

Marco de trabajo

Las ventajas de la implantación de un nuevo modelo de producción de energía eléctrica pueden ser considerables, tanto de forma individual para los propios usuarios, como de forma general para la sociedad. Se conseguirá el cumplimiento de objetivos europeos y globales en temas medioambientales con un coste que se puede considerar asumible para el sector eléctrico.

La generación de energía eléctrica en las próximas décadas, debe orientarse a la lucha contra el cambio climático para, en el medio plazo, centrarse en la sustitución de las formas de generación eléctrica más contaminantes. Para ello habría que buscar políticas que faciliten su implantación, abordando seriamente una menor burocratización de los trámites para su puesta en funcionamiento. En la lucha contra el cambio climático se hace necesario el desarrollo de las energías renovables en todos los frentes, tanto de forma distribuida como centralizada. Para fomentar la generación distribuida y lograr su integración en la red, son necesarios mecanismos como promover las pequeñas instalaciones fotovoltaicas, de cogeneración y minieólicas, asegurando una retribución adecuada y minimizando los trámites administrativos, así como el establecimiento líneas de crédito para su fomento, tanto en instalaciones aisladas como conectadas a la red.

En el mix energético actual, se encuentran todas las tecnologías de generación: nuclear, carbón, gas natural, hidroeléctrica, eólica, solar, etc., cada una de ellas tiene unas características definidas que la hacen más apropiada para un tipo determinado de generación. Hay tecnologías que generan energía de forma ininterrumpida, las hay que lo hacen cuando el recurso del que se alimentan está disponible, otras ayudan a cubrir los picos de demanda energética que se pueden dar en los días más fríos de invierno o más calurosos en verano, algunas están simplemente esperando a que llegue

el momento de sustituir a las que fallan. A pesar de la gran variación de la demanda energética en cada instante, la combinación de todas las tecnologías hace posible que la red eléctrica permanezca estable.

Una central nuclear se diseña para generar energía eléctrica de forma continua e ininterrumpida, sin modificar la potencia que aporta al sistema eléctrico. En España aporta, más o menos un 20 % de la electricidad que consumimos anualmente. Esto se conoce como generación de energía en régimen de base. Esta energía es la que está situada en la base de la curva de generación y tiene que ser capaz de producir, de forma continua y en condiciones económicas aceptables, en el mercado eléctrico. Sin embargo no solo se puede considerar a la energía nuclear como energía de base, sino que también lo son el carbón, el ciclo combinado y la hidráulica fluyente, por motivos de seguridad de abastecimiento y, sobre todo, por el precio. Estas tecnologías cubren la demanda diaria de forma continua y son las primeras en responder a los incrementos en la curva. Para cubrir la energía de base es necesario garantizar una potencia estable, esto se puede conseguir utilizando recursos almacenables y con gran densidad energética como son los combustibles fósiles.

La cobertura de la curva de carga se hace añadiendo, a la energía de base, el resto de energías según su disponibilidad y sus costes variables como los costes de los combustibles fundamentalmente.

A continuación la hidráulica almacenada disponible. Las energías renovables, como la solar o la fotovoltaica, se incorporan al sistema siempre que se disponga de ellas de manera automática. Por último entran en la curva las centrales de fuel (cada vez menos, por lo elevado del precio del petróleo). Cada tecnología tiene ciertas características que la hacen más apta para generar energía de una manera determinada.

Si bien parece complicado sustituir las energías en régimen de base por energías renovables, sí podría hacerse potenciando el almacenamiento de energía (por ejemplo con centrales de bombeo o con solares térmicas) y dejando una mínima parte de ciclo combinado, carbón limpio o nuevas tecnologías como térmicas renovables que utilizan combustibles no fósiles, menos contaminantes y mejor aceptadas socialmente. También podemos intentar, que la curva de demanda diaria, sea más plana, es decir que no tenga los picos de hora punta ni los valle tan acentuados como en la actualidad. Esto se puede conseguir desplazando consumos. Para ello juega un papel muy importante la utilización y la carga de los vehículos eléctricos.

Según un estudio sobre la generación de electricidad neta en el mundo (Conti et al., 2016), esta aumentará un 69 % en 2040, de 21,6 billones de kWh en 2012 a 25,8 billones de kWh en el año 2020 y 36,5 billones de kWh en 2040. se prevé un aumento medio del 2,0 %/año del consumo total en el mercado de los países que pertenecen al OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos), mientras que los

países que no formen parte de dicho organismo incrementarán entorno al 4,2 %/año. Esto deja ver claramente, como los países en pleno desarrollo verán incrementada la cantidad de energía demandada frente las grandes potencias mundiales que mantendrán estable el consumo.

Todo esto queda reflejado a partir del año 2008, momento en el cual se produce un punto de inflexión a nivel internacional en el sector eléctrico y económico donde el consumo de tep (tonelada equivalente de petróleo) de los países que no pertenecen a la OCDE, supera al de aquellos que pertenecen a dicha organización. No cabe duda de que en los últimos años uno de los países que más ha aumentado su consumo ha sido China. Su ritmo ha sido constante y creciente, hasta convertirse en la potencia mundial que es en la actualidad. En cambio, el consumo de Estados Unidos y Europa se ha mantenido estable, sufriendo variaciones muy pequeñas. En lo que respecta a la potencia instalada en la península se puede decir que no ha habido incrementos en el último año. Muchos países, particularmente entre las naciones desarrolladas de la OCDE, están llevando a cabo las políticas y regulaciones destinadas a aumentar la presión sobre los generadores para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de plantas de energía eléctrica mediante la disminución del uso de combustibles fósiles. En consecuencia, se reduce el papel del carbón, petróleo y gas natural como combustibles dominantes para las plantas productoras de energía eléctrica.

También se reflejan los impactos de las políticas para restringir las emisiones de dióxido de carbono relacionado con la energía en los países de mercados emergentes, como China e India. En esos países, las autoridades han propuesto una serie de programas que ponen especial énfasis en abordar la reducción de emisiones de CO₂ en el marco de la 21ª Conferencia celebrada en París del 30 de noviembre al 11 de diciembre de 2015. El objetivo es claro, pero los mecanismos de política específicos no se conocen aún.

Sería interesante crear un plan de reconversión energética con objeto de reemplazar, a medida que vayan cerrando porque agoten su vida útil, la energía nuclear y de algunas de origen fósil más contaminantes, por energías renovables como la eólica, la solar, la biomasa o la cogeneración. De esta forma, además de modificar el mix energético, iríamos abandonando el modelo centralizado actual basado en las grandes instalaciones de producción para pasar a una generación distribuida apostando por instalaciones más descentralizadas, disminuyendo así las pérdidas en el transporte. Para ello será necesario apoyar las energías renovables en autoconsumo para buscar la protección del medio ambiente, sin olvidar que sea con costos asequibles para la población y asegurando la seguridad energética del país, es la propuesta que se plantea en el presente trabajo de tesis.

En España la implantación de este modelo sigue pendiente de apoyo desde el punto de vista normativo, cabe precisar que la CNE ha establecido algunas

recomendaciones para la redacción del modelo de balance neto en España que no se han tenido en cuenta. De la aplicación de la experiencia europea, así como el caso de otros países no europeos, sin olvidar la aportación de la CNE, tendría que salir una buena regulación del balance neto, mejor que la que actualmente existe, para que fomente todas las ventajas intrínsecas a este modelo, de lo contrario continuarán los obstáculos que imposibilitan su implantación. Actualmente interesa que la producción sea autoconsumida y no se produzcan excedentes a la red, ya que el coste del kWh consumido, según los diferentes tipos de tarifa, es netamente superior al precio en el pool de la energía que eventualmente se consiguiera inyectar a la red. Con entrada en vigor del impuesto denominado "peaje de respaldo" que ha sido aprobado en el RD 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, que se aplica a la totalidad de la producción de la energía eléctrica de la instalación generadora, aunque esta sea totalmente consumida por el centro de consumo y no se vierta a la red, pone aún más difícil la implantación de este tipo de instalaciones.



1. Objetivos

Dentro de la problemática de las emisiones de CO₂, producidas en la generación de la energía eléctrica y que abarca aspectos sociales, económicos y técnicos, el trabajo de la presente tesis doctoral se marca los siguientes objetivos:

1. Realizar un recorrido por todos los aspectos que definen el sistema eléctrico español, presentando las características básicas de la demanda eléctrica actual, con sus ciclos, así como analizar las bases teóricas de aquellas particularidades que pueden mejorar el actual sistema eléctrico.
2. Analizar los principales sistemas de generación, tanto renovables como no renovables, donde se profundice en aspectos tales como su controlabilidad, impacto ambiental y vida media.
3. Analizar aspectos importantes relacionados con la sostenibilidad del sistema eléctrico y con los problemas que podrían aparecer en la transición hacia un sistema, basado en sistemas de generación más renovable y más descarbonizado.
4. Definir las previsiones de demanda, para las siguientes décadas, del sistema y para ello se han de evaluar escenarios distintos, en los cuales varía la energía eléctrica demandada y generada.
5. Proponer un mix de generación de energía eléctrica, con mayor participación de fuentes renovables en un horizonte a largo plazo (año 2050), así como definir

sus necesidades. Valorar si se puede lograr una sustitución viable garantizando el suministro de la demanda.

6. Presentar un plan de reconversión energética que sirva como modelo de transición definido para integrar, de la mejor manera posible, el máximo de generación de cada tecnología renovable en los sistemas eléctricos en cada uno de los escenarios propuestos. Concretar las propuestas para la transición hacia el nuevo mix, definiendo la nueva potencia a instalar y precisando la potencia necesaria en el año 2050 de las nuevas plantas en el sistema de generación de energía eléctrica, que garanticen la energía necesaria en cada uno de los escenarios propuestos.

En definitiva, el objetivo fundamental de este trabajo es proponer un sistema eléctrico de potencia a largo plazo, que sea más respetuoso con el medio ambiente pero viable desde el punto de vista técnico, compuesto en su mayor parte por generadores de energías renovables que vayan desplazando de forma paulatina las grandes centrales eléctricas, emisoras de CO₂ y medioambientalmente problemáticas, a medida que cumplan su ciclo de vida. Como segundo objetivo primordial, de este trabajo de tesis, se plantea el análisis de la transición desde el sistema actual, hasta las propuestas futuras que se hagan, para conseguir un sistema eléctrico altamente descarbonizado.

1.1 Metodología de trabajo

Para abordar los objetivos planteados se propone la siguiente metodología de trabajo, que implica el logro de los objetivos en forma de búsqueda de alternativas y de selección de la opción más adecuada en cada caso.

Se comenzará a trabajar estudiando el estado del arte. Para ello hay que analizar los tipos de tecnologías actualmente disponibles para la generación de energía eléctrica, centrándose en los sistemas y procesos de producción existentes actualmente, tanto los métodos convencionales como en los alternativos, haciendo especial hincapié a los sistemas renovables. Habrá que considerar los condicionantes económicos para su viabilidad y la vida útil de las instalaciones generadoras.

También hay que definir y centrar los conocimientos que se usarán en este trabajo como paridad de red, balance neto, autoconsumo o redes inteligentes, y estudiar cómo está su implantación en otros países, tanto en los de nuestro entorno, la Unión Europea, como en el resto del mundo. Al mismo tiempo se estudiará la normativa que actualmente está en vigor en nuestro país para el tema que nos ocupa.

Posteriormente hay que analizar la situación pasada y actual en la generación de energía eléctrica en España, así como la potencia que actualmente está instalada

en la península para las distintas tecnologías de generación. Es necesario conocer la actual cobertura de demanda, para de esta forma poder realizar la nueva propuesta.

Se finalizaría esta primera parte del estudio de las bases teóricas, analizando los trabajos, informes y estudios más importantes de otros autores, relacionados con otras propuestas de producción de energía eléctrica.

A continuación, después de definir el problema-objetivo, hay que comenzar a desarrollar el modelo que, en un entorno matemático, permita la utilización de variantes energéticas para definir el futuro mix de generación de energía eléctrica a largo plazo, definiendo una propuesta que sea lo más descarbonizada posible. Para ello se analizarán qué variables afectan a las previsiones de la generación y qué modelo o modelos matemáticos son los más adecuados para implementar en nuestro trabajo. Hay que estudiar, en profundidad, los pronósticos de las variables que afecten a nuestra previsión de demanda eléctrica. La herramienta se implementará en Excel.

Al mismo tiempo que se obtiene el modelo de previsión, habrá que plantear varios escenarios distintos de demanda de energía eléctrica, realizando dicha previsión en cada uno de ellos. Se plantea definir tres escenarios diferentes.

Para completar el modelo, este tiene que hacer una propuesta de transición, año a año, para definir la cantidad de energía que tiene que generar con cada tecnología y en cada uno de los escenarios. Esto se realizará desde la actualidad hasta el año 2050. Las propuestas tienen que ser técnica, económicamente y, sobre todo, ambientalmente viables.

Una vez conocida la energía necesaria que se necesita generar, hay que definir qué potencia nueva es necesario implantar en cada sistema o proceso de producción para que, sumada a la actual, las instalaciones sean capaces de generar la energía que se va a demandar en cada escenario.

Por último, a partir de los resultados obtenidos en los modelos desarrollados, será necesario obtener unas conclusiones del impacto que tiene la generación propuesta y comprobar el grado de descarbonización, comparándolo con el actual.



2. Bases teóricas

2.1 Generación de energía eléctrica centralizada y distribuida

La adaptación del marco regulatorio español al cumplimiento de los objetivos de eficiencia energética, la diversificación de fuentes de generación sostenibles y la reducción del impacto de la generación en el medioambiente, cimientan el tránsito de la generación centralizada hacia una progresiva generación distribuida.

La generación de energía eléctrica de forma centralizada se basa en las fuentes de producción convencionales, las grandes centrales de generación ordinaria. Frente a la generación distribuida, asociada a las modalidades de producción de energía eléctrica a través del empleo de energías renovables, mediante el uso de tecnologías eficientes, generando lo más cerca posible del punto de consumo, con el propósito de disminuir las pérdidas asociadas al transporte de la energía desde el punto de generación hacia el punto de consumo.

La generación centralizada nacional se caracteriza por poseer una gran red de transporte compuesta por 43.664 km de línea de alta tensión, con capacidad de 85.144 MVA de capacidad de transformación y 5.489 posiciones de subestación (REE, 2017).

Las grandes centrales, debido a sus recursos de producción, tienen que ubicarse en determinadas zonas lejos de las grandes zonas demandantes de energía eléctrica. Así una central hidroeléctrica ha de emplazarse en el salto de una presa, produciendo

la energía eléctrica lejos del punto de consumo y creando una desigualdad entre su curva de producción y la curva de demanda. La energía eléctrica ha de ser transportada por la red principal, aumentando la tensión primero y disminuyéndola luego para adaptarla al consumo. Las propias características de la red de transmisión, al ser mallada, producen la pérdida de grandes cantidades de energía, en España se pierden anualmente más de 100 TWh (REE, 2016a). La generación centralizada es necesaria para abastecer los periodos de demanda pico de energía por parte de los consumidores. Pero debido a las ventajas de la generación distribuida, se intentan disminuir esta dependencia centralista, mediante el cumplimiento de las pautas establecidas por la Directiva 28/2009, transpuesta por el RD 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. Adaptando así el marco regulatorio a la llegada de la generación distribuida, a los conceptos de paridad de red y paridad de generación y la posibilidad del suministro de energía eléctrica por balance neto.

Podemos decir entonces que la generación distribuida se basa en la producción de energía eléctrica por medio de instalaciones de pequeño tamaño, en comparación con las productoras de generación centralizada. Estas instalaciones se encuentran ubicadas próximas a los puntos de consumo de energía eléctrica, lo cual reduce las pérdidas del transporte al ser consumida la energía eléctrica casi instantáneamente después de ser vertida a la red principal. Este modelo genera una mayor seguridad en el suministro frente a la dependencia de las grandes compañías productoras, reduce la inversión asociada a las infraestructuras de ampliación de la red de transporte y disminuye las emisiones de CO₂ producidas por ciertas centrales de generación convencional.

En resumen, la generación distribuida tiene claras ventajas sobre la convencional, en el caso fotovoltaico, eólico o el de cogeneración, al poder producir en horas de punta de demanda, también disminuye las grandes pérdidas en la red, con el consiguiente ahorro de energía y de emisiones, además de tener mejor aceptación social. Si la producción es renovable y autóctona, los efectos positivos se multiplican. Además, la generación distribuida permite la autonomía energética, aspecto este muy importante.

2.2 Paridad de red

El concepto de "paridad de red", se entiende como la coincidencia entre el coste de producir un kWh directamente en un punto de consumo y el precio de otro kWh suministrado por la red en ese mismo punto de consumo (Díaz, 2012). A modo de ejemplo, si analizamos el caso fotovoltaico, la paridad de red depende básicamente de tres factores:

- el índice de irradiación,
- el coste de instalación del sistema fotovoltaico y
- el precio de consumo de la electricidad suministrada por la red.

De este modo, si estamos de acuerdo en que el coste de inversión del sistema solar es homogéneo en todo el país, podemos decir que la paridad de red fotovoltaica se alcanzará antes en Sevilla que en La Coruña.

Si nos planteamos la amortización de un sistema fotovoltaico durante toda su vida útil, como se hace habitualmente con la generación convencional, hace tiempo que esta tecnología superó la paridad de red en España.

Para realizar los cálculos sobre la paridad de red y la rentabilidad del autoconsumo, hay que añadir otro concepto, que no se puede reducir a cómodas y manejables cifras: la regulación. Mucha de la generación distribuida tiene muy poca potencia (es microgeneración, asequible a los particulares) y la complejidad o la sencillez de los trámites administrativos es un aspecto tan importante como la fijación de los peajes que deban aplicarse por acceder a la red o los requisitos técnicos.

En la Figura 2.1, se observa la llegada de la paridad de red. La línea roja, la cual determina el coste de la adquisición de energía generada por la red principal, tiene tendencia creciente. Sin embargo la línea gris, que muestra el coste de generar energía eléctrica a través de una tecnología renovable, solar fotovoltaica por ejemplo, posee tendencia decreciente.

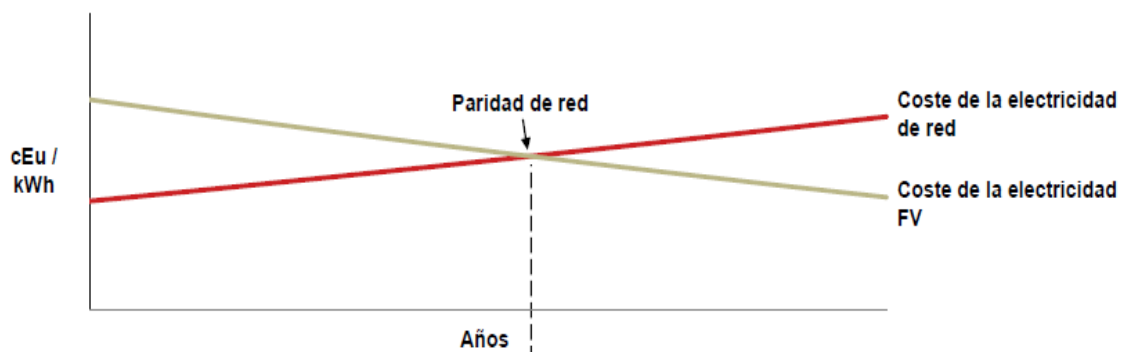


Figura 2.1. Representación de la paridad de red en una instalación solar fotovoltaica. Fuente: Eclaeron

En la parte izquierda de la figura se muestra como, hasta la llegada de la paridad de red, el coste de la producción de energía eléctrica es superior al coste de adquisición a través de la red principal. En la zona derecha se observa la situación contraria, es más rentable la producción de energía eléctrica por medio de una instalación solar fotovoltaica, que adquirir dicha energía eléctrica al precio de la red

principal. Sendas situaciones llegan a un punto donde se cruzan las rectas de coste de la electricidad adquirida de la red y la de coste de la electricidad producida por la instalación, ese momento es la llegada de la paridad de red. En este punto se iguala el coste de la generación de energía eléctrica y el coste de la adquisición de la energía a la red principal.

2.3 Balance neto

Con el RD Ley 1/12 y el RD 900/2015 se regula en nuestro país el balance neto, un mecanismo que gestiona los eventuales excedentes en el autoconsumo instantáneo de electricidad. Gracias al balance neto, un consumidor puede aprovechar cada kWh autogenerado en el momento de su producción; y en el caso de producir por encima de su consumo instantáneo, la energía se vierte a la red y otorga derechos de consumo diferidos que pueden saldarse con los consumos realizados cuando la instalación de autogeneración no esté produciendo (Díaz, 2012).

Es un sistema de compensación de saldos energéticos, calculando la diferencia entre la energía eléctrica generada por la instalación y la energía eléctrica consumida por el usuario, a través del suministro de la red eléctrica general. Así el suministro de energía eléctrica por balance neto utiliza la red principal de distribución como un depósito, vertiendo los excesos de energía generada en la instalación y no consumidos instantáneamente; y demandando la energía eléctrica en los momentos donde su instalación no genere la suficiente para hacer frente a la curva de demanda de consumo eléctrico.

Cuando la instalación genere suficiente energía eléctrica como para cubrir la curva de demanda del usuario, bastará con autoconsumir la energía producida, no siendo necesario ni la inyección de la energía excedentaria a la red principal, ni el suministro de energía eléctrica por parte de la red principal.

Cuando la instalación genera más energía eléctrica que la que el consumidor necesita, es decir, su curva de producción será mayor que su curva de demanda, estos excesos serán vertidos a la red principal, creando derechos de consumo diferidos, los cuales serán compensados cuando la producción de la instalación no sea suficiente para cubrir la curva de demanda del consumidor (ver Figura 2.2).

Así cuando, la instalación de producción de energía eléctrica no genera suficiente energía como para cubrir el consumo y carezca de derechos de consumo diferidos, la energía eléctrica será suministrada por la empresa distribuidora de energía eléctrica. El consumidor cubrirá su curva de demanda de energía eléctrica mediante el abastecimiento de energía eléctrica a través de la red principal. La compañía eléctrica suplirá esta diferencia suministrando la energía restante e

igualando la curva de demanda de energía eléctrica con la curva de producción necesaria.

Este sistema produce un cambio en el modelo de autoconsumo eléctrico, utilizando el sistema eléctrico como almacén donde vierte la energía excedentaria, exportando los excesos puntuales de energía eléctrica no consumida instantáneamente y creando una serie de derechos de energía diferida, los cuales se podrán retribuir mediante diversas fórmulas. Una de ellas consiste en la compensación económica de estos saldos de energía eléctrica diferida, como instaura la política de "Net Energy Metering" en el estado de California. Otra fórmula consiste en la creación de derechos de consumo por la energía diferida, los cuales podrán utilizarse en un plazo límite estipulado, como propone el RD por el que se establecen la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con balance neto en España.

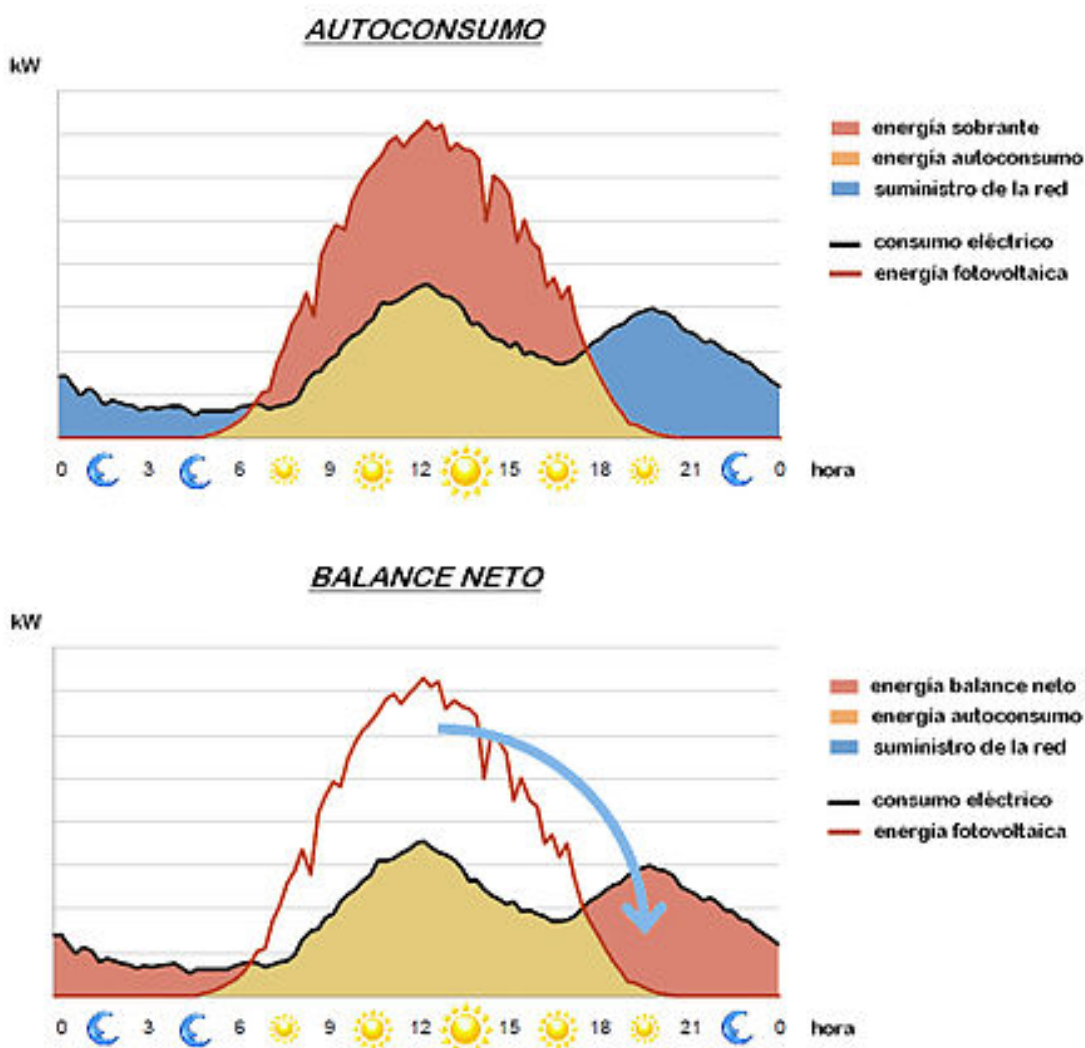


Figura 2.2. Sistema de autoconsumo y de balance neto. Fuente: Hanjin

El mecanismo es similar al antiguo tratamiento de la cogeneración, aunque en aquel caso se permitía el autoconsumo y por el exceso de generación se cobraba una tarifa. Con el balance neto, una cogeneración podría permitir el autoconsumo y la generación de excedentes cuando estuviera produciendo calor útil, para recuperarlos cuando sea necesario. En el caso fotovoltaico, la instalación concentraría sus excedentes durante el mediodía, particularmente en primavera y verano, y se saldarían durante la noche. En el caso de la cogeneración los excedentes se pueden concentrar también en las horas pico y se saldarían en las valle.

El consumidor de energía eléctrica se convierte tanto en productor como en consumidor, ya que su instalación genera energía eléctrica que vierte a la red principal la cual, a través de sus derechos diferidos, será consumida en periodos posteriores. Esta generación de energía no será la misma durante todo el día, dependerá de varias variables entre ellas se puede recalcar el consumo de energía derivado de la actividad que esté desarrollando el usuario, así como las horas de producción. El consumidor podrá controlar estos periodos de demanda y generación pico y valle, intentando adaptar a su consumo e igualando su curva de demanda con la de generación.

El funcionamiento de los sistemas de balance neto, pueden seguir un esquema de hábitos de consumo. De modo que durante las horas de menor producción de energía eléctrica hay que intentar reducir el consumo y, si se sigue sin cubrir la demanda de consumo del usuario, deberá nutrirse de la importación de energía de la red principal.

En las horas de mayor producción, la generación de la instalación será suficiente para cubrir la curva de demanda de consumo eléctrico. Si la curva de generación es mayor que la curva de consumo, lo que producirá un vertido de excedentes de energía eléctrica a la red principal.

Los saldos de energía en el supuesto donde la curva de demanda sea mayor a la curva de generación de energía eléctrica, serán compensados por el periodo de crecimiento de la curva de generación por encima de la curva de demanda. Para ello es necesario haber producido el vertido suficiente de excedentes a la red principal, los cuales generan derechos diferidos de energía que son utilizados en los momentos donde el consumo ha de ser cubierto por la red eléctrica general.

La Figura 2.3 muestra la tendencia del consumo de energía eléctrica, así como la producción de una instalación fotovoltaica residencial durante el periodo de un día. Mostrando como en las horas primeras de la mañana el consumo es cubierto por la energía generada en la propia instalación representada, en color rosa. De modo que no es preciso la compra de esta energía a la red, además se generan más de la que se consume, creando derechos de consumo diferidos mediante el vertido de la energía excedentaria a la red principal, representado con la figura de color azul. Los cuales podrán ser utilizados por el usuario en periodos de baja producción de energía eléctrica, compensado su curva de demanda con estos saldos. Según avanza el día y

las horas de irradiación son menores, la instalación no puede generar suficiente energía eléctrica para cubrir la demanda. En este momento la energía necesaria será suplida por los derechos de consumo de energía eléctrica diferidos hasta que sean agotados. Una vez extinguidos esta diferencia se cubrirá por el suministro de energía a través de la red principal como muestra las formas geométricas de color gris.

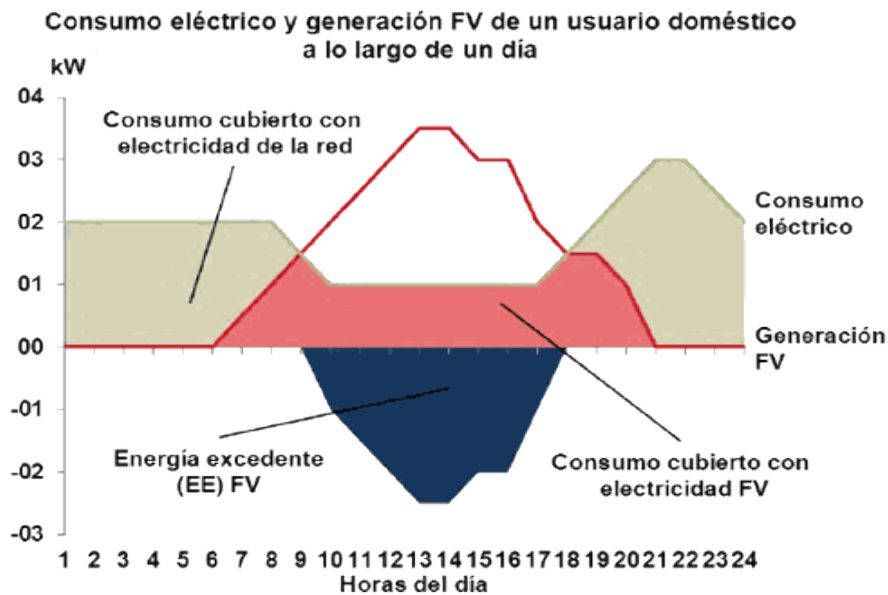


Figura 2.3. Consumo eléctrico y generación fotovoltaica, de un usuario residencial, a lo largo de un día. Fuente: IDAE

El caso es que las ventajas de la generación distribuida tendrán que reflejarse en el precio de la paridad de red y en el mecanismo del balance neto. Igualmente, la generación renovable debe obtener ventajas por no tener que utilizar combustibles importados y, a medio plazo, por no tener emisiones de CO₂ y por participar en un desarrollo de una fiscalidad ambiental, entre otras cosas.

En un futuro próximo, gracias al balance neto, una gran superficie comercial o una industria debería poder ahorrar al abastecerse instantáneamente con su propia generación distribuida, y elegir entre inyectar en la red sus eventuales excedentes para recuperarlos más adelante, o comercializarlos, por ejemplo en una electrolinera que tenga cercana a sus instalaciones.

En todo caso el usuario necesita tener una referencia clara de los precios a partir de los cuales se ha superado la paridad de red en baja tensión, es decir, a partir de qué momento es más barato producir y consumir energía generada localmente que abastecerse de la energía suministrada por la red.

2.3.1 Autoconsumo por balance neto en otros países

En los últimos años, debido al gran crecimiento de las pequeñas instalaciones de energías renovables, el balance neto ha sido regulado en numerosos países del mundo, empezando por la Unión Europea y próximos a nosotros, como Alemania, Italia, Francia o Portugal, siguiendo con potencias mundiales como son Japón o Estados Unidos, así como economías emergentes como México o Brasil. Según diferentes estudios e informes llevados a cabo en estos países pioneros, esta forma de generación de energía hace más cara la autoproducción que comprarla a las grandes compañías eléctricas, aunque la gestión energética es más sostenible y eficiente energéticamente ya que se evitan pérdidas, además de reducir la dependencia energética del exterior y se aprovechan mejor los recursos energéticos locales.

Para fomentar su desarrollo, cada país ha implementado diferentes medidas y leyes ajustándose a las directivas europeas siguiendo un procedimiento específico e independiente.

Desde la Unión Europea se ha insistido en el uso de energías renovables a través de la generación distribuida e implantando una diversificación en el mix energético. Desde el año 2007 se lleva trabajando en diferentes políticas que promuevan el uso de pequeñas instalaciones de generación eléctrica para reducir la dependencia de las energías fósiles. Además, lo que se busca es reducir las emisiones de CO₂ y que la energía producida sea en gran medida mediante fuentes renovables, buscando un modelo más descarbonizado.

El modelo que se propone para todos los países miembros se basa en incentivos para promover la implantación de este tipo de energías a la red eléctrica. En este momento, muchos países han apostado por este sistema. La característica común es que establecen un precio mínimo para cada tipo de producción.

2.3.1.1 Alemania

Sin ninguna duda estamos hablando de uno de los líderes mundiales en lo que respecta a potencia fotovoltaica instalada, debido a esto es un país pionero en el desarrollo de legislación referente al balance neto.

Para regular el autoconsumo, Alemania implantó en el año 2009 un sistema de balance neto mixto, con una potencia máxima de 500 kW por instalación. La limitación se estableció en esta potencia porque se considera que es la relación apropiada para las instalaciones que se realicen en las cubiertas de los edificios. Sin embargo, dentro

de este límite encontramos tres tipos de instalaciones claramente diferenciados según el rango de potencia generada.

El primero es para instalaciones menores de 30 kW que no necesitan permisos y licencias de instalación, acortando plazos para ponerlas en funcionamiento ya que se reduce los trámites burocráticos. El segundo es para instalaciones entre los 30 kW y los 100 kW. Y el tercero, con potencias que van desde los 100 kW a los 500 kW, orientadas al sector comercial.

Cuando se implantó este sistema se negoció con las compañías eléctricas para que compraran la electricidad vertida a la red a un precio especial, garantizando al pequeño productor que toda la energía que no consuma va a ser comprada.

Para aumentar la utilización de las energías renovables se ha recurrido a un modelo que consiste en establecer una tarifa especial o prima por cada unidad inyectada a la red. Este sistema establece diferentes tarifas en función del tipo de energía con el que se produzca, el sitio en el que se instale la producción o el tamaño de la instalación.

Lo que se busca con este modelo es una diferenciación entre las compañías más potentes y próximas a las energías tradicionales, apoyando a los generadores a pequeña escala, además de favorecer a la energía solar y geotérmica por encima del resto. Con esto lo que se pretende es impulsar el desarrollo de las tecnologías que todavía no están asentadas en el mercado, obligando a las empresas a invertir en desarrollo, no permitiendo un estancamiento en la generación de energía.

2.3.1.2 Francia

El modelo de balance neto se encuentra regulado a través de la compañía nacional EDF, *Électricité de France*, y está catalogado como balance neto mixto, ya que la energía es retribuida económicamente y no se crean derechos de energía diferidos. El precio ha sido fijado por el gobierno francés para los 15 años siguientes, siempre que se cumplan unas determinadas condiciones, lo que se puede considerar como un incentivo, otro condicionante de este incentivo es el tipo de contrato entre las partes, así como la tecnología empleada ("Rachat d'électricité," n.d.).

Este sistema no permite la conexión de varios usuarios a la misma instalación, ya que se busca que cubra las necesidades del propietario exclusivamente. Para potenciar el uso de este tipo de tecnologías se incluyen facilidades en aquellas instalaciones menores a 3 kW, permitiendo su puesta en funcionamiento con mayor brevedad al reducirse los procesos burocráticos, además de otorgar grandes deducciones fiscales.

Actualmente el límite de potencia instalada se ha establecido en los 100 kW, pero el gobierno ha previsto ciertas excepciones para instalaciones en las que se desee construir una mayor potencia. Sin embargo cualquier usuario no puede construir por su cuenta este tipo de instalaciones, ya que saldrán a subasta pública y estarán destinadas exclusivamente a generar energía eléctrica para fomentar la sostenibilidad y las energías verdes, permitiendo cumplir los objetivos nacionales y europeos sobre emisión de gases, así como la diversificación en la generación de energía. Las tarifas fijadas hacen más atractiva la venta de energía generada que el consumo propio.

2.3.1.3 Italia

Uno de los grandes problemas que siempre ha tenido que hacer frente Italia es el hecho de que carece de combustibles fósiles, corriendo grandes riesgos a nivel económico, por lo que se ha visto obligado a invertir en nuevas tecnologías así como en el desarrollo de las energías renovables.

A partir de mayo de 2011 el balance neto fue un hecho, pasando de ser un contrato entre el cliente y productor a ser regulado, dando seguridad a los consumidores y de esta forma disminuía su incertidumbre frente a la gran dependencia de las compañías. Este modelo permite que la energía eléctrica, vertida a la red, sea consumida por el usuario en un periodo posterior.

A partir del 2013 se posibilita el traspaso de la titularidad individual, hacia la titularidad compartida, en el caso concreto de los consumidores acogidos a la modalidad catalogados como residenciales. Estas modalidades compartidas permiten aprovechar la energía eléctrica vertida a la red principal de forma más eficiente, disminuyendo las pérdidas de transporte así como la posibilidad de mayor inversión para las instalaciones, ya que los gastos de inversión son soportados por un mayor número de usuarios, relacionado con la idea de que cuanto mayor sea la potencia de la instalación antes se recuperará el capital invertido (Rabacchi, 2013).

Las instalaciones que se pueden acoger a esta fórmula son las que se encuentren entre los 20 kW y los 200 kW ("Le novità dello scambio sul posto 2016," 2016). Esta limitación está enfocada a otorgar ciertas ventajas administrativas hacia las instalaciones de una potencia nominal hasta 20 kW, facilitando los trámites administrativos, aplicando una tarifa regulada inferior y otorgando ciertas ventajas fiscales. La limitación de la potencia de la instalación está definida a cubrir la demanda de energía por parte de los usuarios, es decir que su curva de producción y la curva de demanda sean iguales, evitando la generación progresiva de energía eléctrica vertida a la red de forma excesiva con el propósito de impedir pérdidas en la calidad de suministro de la red. Las instalaciones que superen los 200 kW solo podrán vender su energía, no pudiendo optar a ningún tipo de contrato.

Las energías renovables están acogidas a primas, las cuales hace más rentables la inversión en estas tecnologías de generación eléctrica.

2.3.1.4 Reino Unido

El 1 de abril de 2010 el gobierno anglosajón aprobó un nuevo plan con el que pretende cumplir los objetivos propuestos por la Unión Europea de cara al año 2020, así como mejorar el sistema de tarifas que estaba obsoleto y a su vez mejorar y potenciar el sector fotovoltaico. A su vez, se buscaba conseguir un sistema de primas mucho más ventajoso para el productor de energía eléctrica.

Con este nuevo sistema se obliga a las grandes empresas productoras de energía a que parte de la energía suministrada provenga de fuentes renovables. El organismo encargado de gestionar todo este proceso es el *OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets)* regulador del mercado del gas y la electricidad en Reino Unido.

El sistema de primas fotovoltaicas en Reino Unido está pensado para que el propietario de cualquier tipo de inmueble invierta en instalaciones fotovoltaicas, con el objetivo de aumentar el número de productores de energía. Con la nueva legislación, el tiempo en el cual se recupera la inversión se ha visto reducido (Irache, 2012).

Las primas se abonarán en un periodo de 25 años para la fotovoltaica y para el resto de energías 20 años. Sin embargo estas primas no se mantendrán a lo largo de los 25 años, sino que se irán reduciendo de manera gradual, para de esta forma lograr que la inversión se realice cuanto antes. El modelo define tres tarifas diferentes:

Tarifa de generación: Está aplicada a la energía generada por la instalación. Se establece la tarifa para los 20 años siguientes, en función del tipo de energía. Lo que se busca son instalaciones pequeñas, ya que la tarifa de generación es menor cuanto mayor sea la instalación.

Tarifa de exportación: Lo que se busca es incentivar la producción de energía y así aumentar la cantidad de energía no consumida instantáneamente e inyectada a la red. Al contrario que la tarifa de generación, no distingue entre los diferentes tipos de producción de energía y no tienen por qué estar subvencionadas por el gobierno.

Tarifa de importación: Esta tarifa es independiente, ya que es fijada directamente entre el propietario de la red y consumidor. Lo que se establece en este contrato es que cuando la energía producida no sea suficiente y la curva de demanda sea mayor que la de generación, tendrá que comprar la energía al operador de la red principal.

La medición es importante para determinar la cantidad de exportación de energía eléctrica, así como la importación. En los casos de no usar contadores se considera que

se exporta el 50 % de la energía eléctrica generada, así abonará en base a esta cantidad independientemente que la exportación neta haya sido mayor. Con un sistema de medición de energía se pagará cada kWh inyectado a la red, incluso si supera el 50 % de la energía generada. Reino Unido ha establecido una política encaminada hacia este propósito, así durante el plazo de 2015-2019 se reemplazarán los antiguos contadores, por sistemas *Smart Meter*, en más de 30 millones de hogares. Los beneficios de este sistemas son notorios al poder conocer instantáneamente cuál es la curva de generación en periodos valles y picos, adaptándola progresivamente a la curva de demanda.

2.3.1.5 Dinamarca

El autoconsumo está regulado a través del balance neto puro, es decir, sin venta de excedentes, desde 1998. Se estableció un periodo piloto de cuatro años, extendido otros cuatro. El sistema demostró ventajas económicas además de ser una buena forma de incentivar el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en el país. Así, en 2005 se instauró de forma permanente. En 2010 se comenzó a regular el balance neto de uso doméstico, una de las últimas novedades de la regulación fue la incorporación de todas las energías renovables en el autoconsumo, a excepción de la geotérmica. Las instalaciones deben estar conectadas en el lugar de consumo y ser propiedad 100 % del propio consumidor. La energía eólica debe estar obligatoriamente conectada a un sistema privado de suministro.

Está basado en créditos energéticos, que permiten al productor utilizar toda la energía generada en el momento en que la necesite a través de la concesión de créditos cuando genera excedentes. Todo ello solo para instalaciones de menos de 6 kW.

Los beneficios del sistema danés se basan en incentivos fiscales. Aquellos productores que utilicen su electricidad generada para el autoconsumo están exentos del impuesto destinado a apoyar la energía renovable.

2.3.1.6 Portugal

Recientemente se ha modificado, en el país luso, la normativa y establece un régimen jurídico en el que posibilita a las instalaciones de autoconsumo hacer uso del balance neto, de esta forma permite la venta del excedente de electricidad bajo distintas modalidades, las instalaciones dirigidas al consumo propio pueden vender el sobrante a la red eléctrica. La regulación contempla que se puedan cerrar contratos con el comercializador de último recurso pero también se permiten otras modalidades como los contratos bilaterales. La venta del excedente para las instalaciones más pequeñas se producirá a un precio relativamente bajo. También modifica el modelo de tarifa antiguo al nuevo que pasa a llamarse "*Unidades de pequeña producción*", para

instalaciones de menos de 250 kW basadas en energías renovables. Las instalaciones con una potencia menor a 1,5 kW no necesitarán grandes trámites, ya que podrán acogerse a un trámite simplificado, esta medida potencia considerablemente el autoconsumo por balance neto de los pequeños usuarios. No se establece una potencia máxima concreta de las instalaciones de autoconsumo, aunque la potencia máxima de la instalación dependerá de la potencia contratada por el consumidor.

Se crea un cupo anual para las nuevas instalaciones de energías renovables, bajo el esquema de tarifa de hasta 20 MW. Esta cuota se revisará con carácter anual y el 31 de diciembre se publica el cupo para el año siguiente. El esquema de tarifa se administra siempre por procesos de subasta.

Se contemplan tres tipos de instalaciones: las instalaciones solo de energías renovables, las instalaciones de energías renovables que estén asociadas a un punto de recarga de vehículos eléctricos y las instalaciones de energías renovables que estén asociadas a instalaciones de energía solar térmica.

Además de en Europa, han sido numerosos los países que han implantado diferentes sistemas de balance neto. En este caso prestaremos especial atención a los casos de Estados Unidos, México y Japón.

2.3.1.7 Estados Unidos

Fue en 1978 cuando el balance neto apareció en Estados Unidos. En el año 2005 tuvo su mayor impulso y en la actualidad más de 45 estados lo aplican con numerosas variantes. Generalmente, se aplica en instalaciones de balance neto a microgeneración al punto de consumo, aunque existen otros modelos.

Existen varios estados que permiten instalaciones por encima de 1 MW, aunque sin ninguna duda el que más llama la atención es Nuevo Méjico que permite la instalación hasta los 80 MW. Otro estado que hay que destacar, aunque en este caso no por la potencia de la instalación, es Colorado permitiendo instalaciones comunitarias a las que se pueden adherir varios consumidores. El balance neto se aplica a las producciones de energía renovables menores de 1 MW o de 10 MW si es de biogás (“Public Benefits Funds for Renewables and Efficiency” 2015).

En el año 2008 se llevó a cabo una encuesta acerca de la adaptación del balance neto para investigar acerca de este sistema. Se descubrió que la inmensa mayoría de estadounidenses se habían adaptado, siendo los únicos problemas la facturación y la tramitación de nuevas instalaciones. Así, resumió que los problemas eran de carácter burocrático, evitando una mayor rapidez en el asentamiento del modelo (Castro and Álvarez, 2016).

Debemos destacar un estado por encima de todo, ese es California, ya que fue donde se implantó en 1996 el modelo más exitoso. En la actualidad más de un tercio de la potencia fotovoltaica instalada se encuentra bajo este sistema, aunque el balance neto se aplica también a otras tecnologías como pueden ser la eólica o el hidrógeno (Weisenmiller, 2013).

En este sistema la energía suministrada a la red genera un crédito de igual o menor valor que el precio de la electricidad y tras 12 meses, el cliente decide si extender el contrato de forma ilimitada o bien recibir una compensación económica. El modelo implantado en California es por tanto un sistema mixto que lo convierte en atractivo para los usuarios, ya que no solo podrán inyectar la energía generada en exceso a la red principal y demandarla en el instante que la precisen, si no que existe la posibilidad de remuneración monetaria por los saldos vertidos a la red en exceso y no agotando el plazo limitado de doce meses (Reency, 2016). Estos incentivos al autoconsumo, los cuales garantizan unos precios fijos y equiparables con los de mercado, de modo que si se supera un tramo el siguiente se pagará a una cantidad mayor que el primero, estimulan el autoconsumo.

Este modelo posibilita la conexión por parte de varios clientes-generadores, siempre que la energía excedentaria de esta modalidad no supere ciertos márgenes variables. Proporciona un mayor aprovechamiento de los recursos naturales, al crear instalaciones de mayor tamaño concentrando a grandes empresas que trasladan su ubicación a zonas aptas para una conexión compartida, se pueden crear conjuntos industriales sostenibles y no dependientes del suministro eléctrico de la red principal. Destaca el impulso asociado a las instalaciones de baja potencia en régimen residencial, ya que existe la posibilidad de la titularidad compartida y el límite de potencia instalado.

Las condiciones técnicas de estos sistemas conllevan además la instalación de sistemas de medida, para computar los saldos de energía exportada a la red e importada de esta. Estos sistemas miden el intercambio de energía en cada intervalo horario y comunican al instante esta información al cliente-generador, de modo que podrá adaptar su curva de generación y la de consumo adecuándolas a los periodos valle o pico. Esta información llega a la empresa distribuidora, la cual la utiliza para realizar la facturación mensual, creando derechos de energía diferidas de cumplimiento en el plazo de 12 meses. Una vez transcurrido un año, se realizará la facturación anual. Dependiendo de la modalidad de este, se creará bien un abono o una retribución económica por los derechos diferidos y no agotados al cliente-generador.

2.3.1.8 México

Otro país en el que el autoconsumo y el balance neto están en auge es México, que tiene un modelo a pequeña escala, desde el año 2007, para la interconexión de

fuentes de energía fotovoltaica a la compañía nacional. En este caso, existe una tarifa estándar impuesta por el gobierno, en la que se establecen unos precios concertados según los kWh excedentarios que se viertan a la red, permitiendo al productor guardar esa energía sobrante durante un periodo de un año. Si no se generan excedentes, se podrá recurrir a esta reserva de energía empezando a descontar desde el mes más antiguo pero si no existen suficientes excedentes, únicamente deberá abonar la diferencia entre la energía producida y la consumida. El crédito deberá ser compensado en doce meses, de no ser así el crédito quedará cancelado (“La normativa de net metering en México,” 2013).

Gracias a la aplicación del balance neto para la energía generada a través de fuentes de energía renovables, la generación y el consumo se acercan físicamente, esto proporciona un modelo de gestión energética más sostenible y eficiente energéticamente que deriva en evitar pérdidas, almacenamientos innecesarios y costes de transporte y gestión.

2.3.1.9 Japón

Posee un esquema de producción de balance neto similar al de Estados Unidos, pero en este caso es de ámbito municipal. En el año 2005 dejó que el mercado operara en régimen de autoconsumo, eliminando las ayudas directas a otros tipos de producción de energía como por ejemplo la fotovoltaica. Sin embargo, los excesos generados por el autoconsumo se regalaban al sistema. El mercado nipón se mantuvo estable en 2007, sustentado por las instalaciones en la edificación residencial (Díaz, 2012). Su mayor auge lo tuvo en el año 2008, cuando experimentó un crecimiento del 40 % hasta los 250 MW gracias a la demanda industrial, la única capaz de asumir las grandes inversiones. Al año siguiente, el gobierno estableció una tarifa para cada kWh excedente, para así disminuir la dependencia energética y frenar el calentamiento global. La potencia instalada se duplicó aún más tras la catástrofe de Fukushima, intentado eliminar para el año 2030 la dependencia de la energía nuclear.

Las previsiones futuras son más esperanzadoras aún, buscando aumentar la potencia instalada en los próximos años hasta los 30.000 MW entre las diferentes fuentes de generación de energías renovables. Por lo que respecta a la energía fotovoltaica, el país nipón es uno de los países que más fuerte ha apostado por este tipo de tecnología desde 1992, ya que es uno de los cinco países a nivel mundial con mayor potencia instalada.

2.4 Edificios de consumo casi nulo

La Directiva 2010/31/UE, relativa a la eficiencia energética de los edificios, establece la obligación de que todos los inmuebles nuevos, o que experimenten reformas importantes (equivalentes al 25 % de la superficie envolvente o al 25 % de su valor) sean “de consumo de energía casi nulo” a partir del 31 de diciembre de 2020, en el caso de los inmuebles de las administraciones públicas, este límite se anticipa dos años. Específicamente, indica que esa cantidad casi nula de energía debe cubrirse “en muy amplia medida, por energía procedente de fuentes renovables, incluida energía procedente de fuentes renovables producida in situ o en el entorno” (Díaz, 2012).

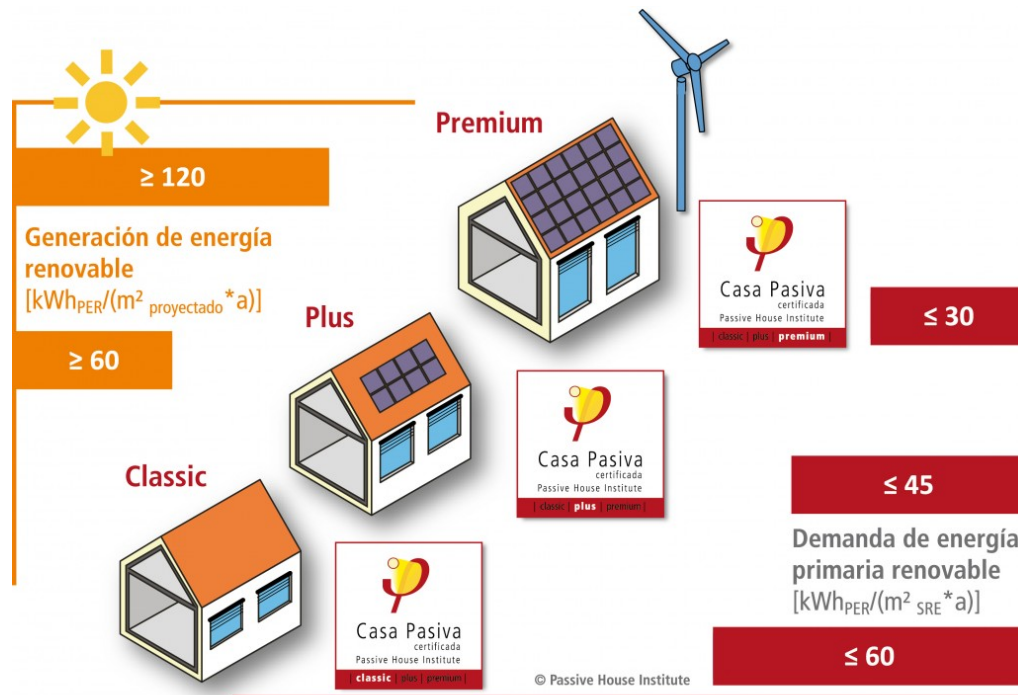


Figura 2.4. Viviendas de consumo casi nulo. Fuente: Passivhaus Institut

El consumo energético de los edificios, de acuerdo con la citada Directiva, se mide anualmente. Dependiendo del grado de consumo que tengan y de la potencia y condiciones de sus instalaciones de microgeneración, habrá momentos en que serán deficitarios y momentos en que serán excedentarios, lo que exige gestionar su balance energético. Además, las poblaciones necesitarán el aporte de generación distribuida en el entorno para cumplir con un saldo de energía casi nulo.

La Directiva exige la elaboración de planes nacionales de edificios de consumo de energía casi nulo, lo cual supone un avance sobre las actuales actuaciones de ahorro y eficiencia: planes Renove (cubiertas, fachadas, electrodomésticos, calderas...), sustitución de alumbrado con tecnologías LED, despliegue de contadores con telegestión y telemedida, etc.

En España, el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020 aspiraba a dotar 8,2 millones de m² anuales de alta calificación energética y, explícitamente, a construir edificios casi nulos, de los que ya hay varios repartidos por todo el país, para experimentar las mejores combinaciones tecnológicas en función de las condiciones climáticas.

2.5 Mercado local de la energía

La tecnología y la regulación empujan hacia un modelo de generación distribuida en el que se combinan la microgeneración y el consumo de los núcleos de población, con el resto de instalaciones de producción y de mayor escala que se conecten a las redes de distribución.

La autonomía que permite la generación distribuida, cobra una nueva dimensión con la hibridación de fuentes y de aprovechamientos a pequeña escala, desde urbanizaciones autosuficientes con bomba de calor geotérmica, fotovoltaica, cogeneración, vehículos eléctricos y baterías auxiliares, hasta parques eólicos asociados a plantas de tratamiento de residuos urbanos (Díaz, 2012), tal y como esquemáticamente podemos ver en la Figura 2.5.



Figura 2.5. Sistema de mercado local de la energía. Fuente: i-ambiente

La transformación es profunda, conlleva el nacimiento de nuevos mercados de ámbito local y la conversión de las actuales redes de distribución en redes inteligentes, capaces de gestionar constantes flujos de datos y energía en tiempo real. A la par, la eficiencia total del sistema aumentará, puesto que las nuevas tecnologías permitirán que la vieja y desatendida gestión de la demanda dé un salto de gran magnitud, en buena medida empujada por el cambio de hábitos de los consumidores-generadores.

La normativa cada vez es más exigente con la eficiencia y, con los precios creciendo, la población está tomando conciencia del auténtico coste de la energía. Por ejemplo, cada vez se mira más la etiqueta energética de una nevera a la hora de

comprarla. En un mercado local de energía, con un balance neto generalizado y rentable, el aumento de la eficiencia sería grande, porque los autoconsumidores tratarían de acoplar su consumo a su producción, y a la par, tratarían de ahorrar para disponer de más excedentes.

En el modelo eléctrico actual los generadores se relacionan con el mercado a través de un agente, mientras que los consumidores se relacionan con el mercado mediante un comercializador. En el modelo distribuido con balance neto, los consumidores-generadores se relacionarían con el mercado mediante un intermediario encargado de gestionar sus excedentes de energía.

Algunos de los nuevos actores de los mercados energéticos, como las empresas de servicios energéticos o el gestor de cargas de los vehículos eléctricos, guardan una íntima relación. Ambos enlazan directamente con ese intermediario que, a medio plazo, gestionará flujos energéticos de origen local, con la electricidad como vector energético.

2.6 Redes inteligentes

Lo ideal es que en unos años la eólica, fotovoltaica e incluso la cogeneración sean las generaciones distribuidas mayoritarias durante el día, se aplanará la curva de carga y se generarán excedentes sobre el consumo instantáneo en los núcleos de población pequeños, mientras que las urbes y las zonas industriales seguirán siendo sumideros de energía. Se dice que, en unas décadas, una superred permitirá consumir el sol de Badajoz en Helsinki. Pues bien, para que eso sea una realidad hace falta tecnología, y también un gestor de la red de distribución capaz de garantizar el suministro operando con numerosas zonas en isla, microsistemas con microrredes, y producciones intermitentes (ver Figura 2.6).

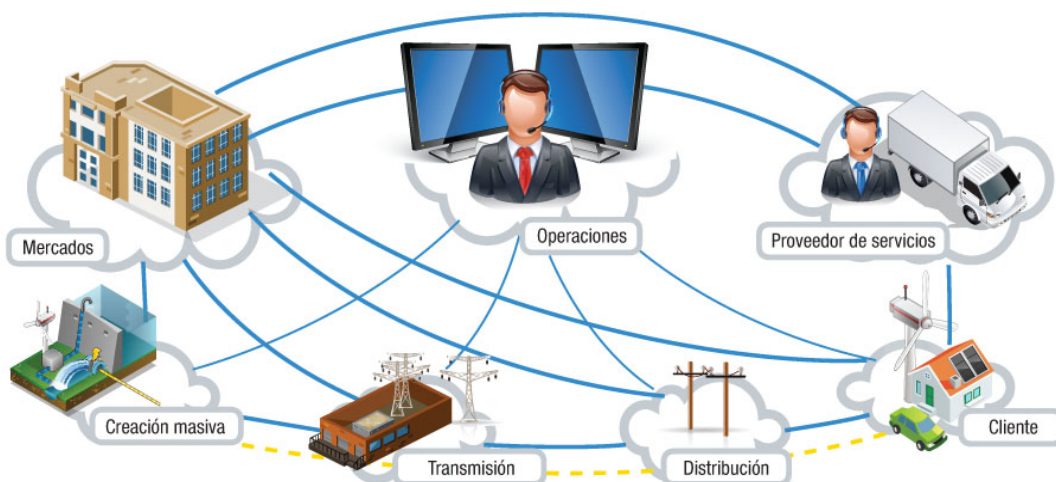


Figura 2.6. Las redes eléctricas del futuro. Fuente: www.ieee.org

Se habla mucho de las redes inteligentes (smart grids en inglés), pero la realidad es que todavía están en fase de I+D. El Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea ha rastreado durante cinco meses todos los proyectos con etiqueta smart grid de la UE. Tras encontrar unos 300, solo 219 reunían condiciones para llamarse así, y tienen una disparidad enorme. Por número, Dinamarca, Alemania y España son líderes, por capital invertido Italia, donde ENEL ha instalado 32 millones de contadores inteligentes (Díaz, 2012).

Los proyectos sobre la integración de sistemas son los más abundantes, pero representan un menor porcentaje en la inversión total. Los contadores inteligentes, es otro proyecto inversor importante, en el caso de Italia ahorran 500 millones de euros anuales, lo que ha permitido recuperar la inversión en solo cinco años, además de otras ventajas asociadas a la telegestión y la telemedida. Para 2020, se prevé que en la UE se hayan instalado 240 millones de contadores inteligentes.

De acuerdo con el modelo de balance neto, los contadores deberían ser capaces de dotar de la información y de las herramientas para operar activamente en el mercado, tanto a los consumidores-generadores como a los sujetos saldadores. A la par de los contadores otros elementos, algunos propios de la domótica deberían garantizar la operación segura de las redes y microrredes con las que interactúen, buscando siempre la autosuficiencia y el excedente rentable. En este escenario, las compañías distribuidoras adquieren un papel fundamental con nuevas obligaciones y nuevos servicios sujetos a tarifas o peajes.

El JRC prevé que, en 2020, la inversión total en redes inteligentes alcance los 56.000 millones de euros en la UE. En otras latitudes también se prevén inversiones astronómicas, EE.UU. quiere llegar a 60 millones en 2020 e invertir más de 250.000 millones de euros en hacer inteligente su vieja infraestructura, China planea desplegar 360 millones de contadores inteligentes a 2030 e invertir 70.000 millones de euros en redes, Corea del Sur quiere llegar a 24 millones de contadores e invertir 17.000 millones de euros.

En líneas generales, la investigación se centra en la electrónica de potencia, sistemas inteligentes e infraestructuras de telecomunicaciones. Las áreas donde se está actuando prioritariamente son el control distribuido (las necesidades de gestión disminuyen si los componentes de la red se controlan localmente y toman decisiones de un modo autónomo), la predicción de la producción y de la demanda locales, y la gestión de la demanda.

El "European Strategic Energy Technology Plan" aspira a cubrir un 12 % de la demanda eléctrica de la UE con fotovoltaica y contempla convertir 30 ciudades europeas en inteligentes y experimentar en ellas la convergencia de renovables, eficiencia y redes inteligentes. Deberían también experimentar el nacimiento de mercados locales de energía, basados en el balance neto y el saldado de los excedentes.

2.7 Análisis de la normativa

La evolución del marco regulatorio relacionado con la energía eléctrica en España, impulsado por el cumplimiento de objetivos comunitarios y la transposición de las directivas europeas tendría que permitir, entre otras cosas, el fomento de la diversificación energética con la utilización de energías renovables a través de instalaciones de pequeña potencia destinadas a la generación de energía eléctrica. El marco normativo europeo sigue protocolos comunes para incentivar las energías renovables y disminuir el impacto de la generación eléctrica sobre el medioambiente. El cumplimiento de los objetivos de eficiencia energética, diversificación de fuentes de generación y creación de programas energéticos, están siendo aplicados en varios países de la UE como Alemania, Francia, Italia, Reino Unido, Portugal, etc, también existen modelos similares en el resto del mundo, destacando entre ellos por su éxito y experiencia el estado de California.

El marco normativo del sector eléctrico español está caracterizado por la constante proliferación de normas nacionales enfocadas, en un primer momento, a la liberalización del sector eléctrico nacional a través de la liberalización de la comercialización y la generación de energía eléctrica. Tampoco hay que olvidar la importancia, desde 2002, del control del déficit tarifario el cual ha aumentado progresivamente (Martínez, 2015). Hay que destacar en 2007 el fomento de la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables, debido al objetivo de disminuir las emisiones de CO₂ haciendo hincapié, a partir del 2009, de la necesidad de disminuir la dependencia de la generación eléctrica centralizada, impulsando la generación sostenible y las pequeñas instalaciones de generación. No obstante todos estos cambios regulatorios están cimentados sobre el telón de fondo de la complejidad normativa, la inseguridad jurídica y la incertidumbre regulatoria, algo que habría que evitar.

Los cambios normativos tendrían que enlazar el sistema de generación de energía eléctrica con la opción de conexión a la red de distribución, posibilitando la mejora del intercambio de energía eléctrica con la red principal, convergiendo hacia el suministro de energía eléctrica por balance neto. Analizamos a continuación la normativa, a nivel nacional, relacionada con las bases teóricas analizadas en este trabajo.

2.7.1 Ley 38/1992, de Impuestos Especiales

Es la primera referencia al sistema de producción de energía eléctrica destinada al autoconsumo. En el artículo 64, se determina que estarán exentas de impuestos especiales las operaciones de *“la fabricación de energía eléctrica en instalaciones acogidas al régimen especial que se destine al consumo de los titulares de dichas*

instalaciones y la fabricación, importación o adquisición intracomunitaria de energía eléctrica que sea objeto de autoconsumo en las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica, ...". Así se reconoce la eventualidad de que el autoconsumo de energía eléctrica no esté sujeto al régimen de impuestos especiales, al igual que el autoconsumo en instalaciones tanto de producción, transporte como de distribución.

2.7.2 Ley 54/1997, sobre la liberalización del sector eléctrico

Esta ley inicia el proceso de liberalización del sector eléctrico nacional, también continúa con el marco regulatorio sobre autoconsumo, en su Título II artículo 9, donde crea la posibilidad de elección en cuanto al destino final de la producción de energía eléctrica, implementando dos opciones:

- La primera consiste en destinar la producción de energía eléctrica al autoconsumo, bien de forma total o parcial.
- Mientras que la segunda otorga la posibilidad de la venta de la energía eléctrica a la red. Esto abre la puerta hacia el interrogante de destinar la energía eléctrica producida para autoconsumo o para la venta a la red, destinando la producción de energía eléctrica a terceros.

2.7.3 Real Decreto 1955/2000, de acceso a la red de distribución

El principal objetivo es establecer el régimen jurídico a aplicar, además de los contratos a realizar entre las partes que realizan el transporte, la distribución, la comercialización y su posterior suministro. Se fijan todos los trámites a realizar para la autorización y la posterior inscripción en los distintos registros (BOE, 2000a).

A pesar de su antigüedad sigue siendo referencia. Está compuesto por un total de ocho títulos de los cuales destaca el título III, en el cual se encuentra todo el marco normativo además del régimen económico para atender el suministro. Otro título importante es el título II en el que queda regulada la planificación eléctrica, buscando el mantenimiento de un nivel lo más constante posible entre la producción y la demanda, además de garantizar la calidad del suministro al menor precio posible

2.7.4 Real Decreto 842/2002, por el que se aprueba el REBT

En el RD 842/2002, de 2 de agosto, se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT). En su ITC-BT-40 define en su artículo 2, precepto tercero, los tipos

de instalaciones, de modo que las instalaciones generadoras de energía eléctrica destinada al autoconsumo total o parcial, cumplen el principio de interconexión, al trabajar en paralelo con la red de distribución, aunque su conexión en dicha red se ejecute dentro de la red interior. La empresa distribuidora verificará que se cumplan las condiciones de seguridad en la red, de manera que se garantice que las instalaciones destinadas al autoconsumo total o parcial de la energía eléctrica no perturben la red.

Este reglamento concibe la opción de que una instalación generadora de energía eléctrica vierta dicha energía a la red principal, a través de la instalación de un contador de energía. Así, contempla la posibilidad de transferir energía eléctrica a la red distribuidora de forma total o parcial, de modo que las instalaciones generadoras de energía eléctrica destinadas exclusivamente al autoconsumo están exentas de la instalación del contador que compute los saldos de energía diferidos a la red.

2.7.5 Real Decreto 314/2006, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación

Este RD instaura en la sección HE5 del Documento Básico de Energía, sobre contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica, la opción de conectar la instalación de generación de energía eléctrica, mediante tecnología fotovoltaica ubicadas en la cubierta de un edificio, a un punto de conexión distinto al de la compañía distribuidora. Esta posibilidad será desarrollada por aquellas instalaciones destinadas al autoconsumo de forma total o parcial, aplicando las conexiones técnicas desarrolladas en el capítulo III del RD 1699/2011 que deroga las anteriores condiciones técnicas recogidas en el RD 1663/2000.

2.7.6 Real Decreto 661/2007, en el que se regula la producción en régimen especial

En 2007 se publica este RD por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, reconociendo en el artículo 16, la posibilidad de que las instalaciones de producción de energía eléctrica acogida al régimen especial, que no vierte toda su generación a la red de distribución, podrán destinarla al autoconsumo. Así mismo, los artículos 17 y 24 registran la posibilidad de venta parcial de la energía generada por los productores de régimen especial. La generación de energía por parte de las instalaciones acogidas al régimen especial, podrá bien ser vendida a la red o autoconsumida de forma parcial, compaginando una parte con venta a la red o la total (BOE, 2007).

Las instalaciones que se acojan al autoconsumo total no deberán figurar como inscritas en el registro administrativo de producción en régimen especial, ya que no vierten energía eléctrica a la red. Mientras que las instalaciones acogidas al autoconsumo

parcial si deberán figurar en dicho registro, con el propósito de controlar la energía cedida, este aspecto se desarrolla en el artículo 9.

Otro de los puntos más importantes en los cuales se centraba este RD era la cogeneración, buscando impulsar definitivamente como sistema de ahorro y eficiencia energética, así como reducir las emisiones de CO₂. Se establece la diferenciación entre las instalaciones con potencia instalada menor a 50 MW y aquellas que se encuentren entre los 50 y 100 MW.

2.7.7 Real Decreto-Ley 14/2010, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

Se trata de uno de los Reales Decretos-Ley que más polémica ha levantado, ya que impuso varias medidas económicas bastante discutidas y de carácter negativo en la retribución de las instalaciones fotovoltaicas.

La primera medida consiste en crear un peaje por cada MWh inyectado a la red que debía ser abonado por el titular de la instalación, esto se extiende para todos los productores de energía, sea cuál sea su tecnología. La segunda limita el horario de funcionamiento de las instalaciones, sin tener en cuenta su régimen retributivo (BOE, 2010). Esto trajo una reducción retroactiva de la retribución de las instalaciones productoras de energía durante esos años, así como durante el resto de años de vida útil de dichas instalaciones.

2.7.8 Real Decreto 1699/2011, en el que se regula las instalaciones productoras de baja potencia

Este RD permite por primera vez conexiones a la red interior de instalaciones generadoras, de energía solar fotovoltaica o cualquier otra tecnología, con el objetivo de autoconsumir la energía producida o para venderla al pool. Al amparo de este RD, lo que se haga con la energía en la instalación no es relevante, y si por ejemplo se quiere consumir el 97 % de la energía que se produce es posible hacerlo, en este caso solo se venderá a precio de pool el 3 % de la producción (BOE, 2011).

Con este RD se pretendía regular el autoconsumo a corto plazo, buscando encaminarse en el futuro hacia el balance neto y toda la legislación derivada de este sistema. Sin embargo, lo único que regula son las condiciones de solicitud, los procedimientos de conexión y las condiciones técnicas para la producción de energía eléctrica de pequeña potencia, es decir para aquellas instalaciones de generación fotovoltaica y eólica que no superen los 100 kW o para las de cogeneración y biomasa inferiores a los 1.000 kW.

Transpone la Directiva 2009/28/CE, al ordenamiento jurídico español, determina las condiciones técnicas a cumplir, el proceso de acceso y conexión de las instalaciones y los procedimientos de medida y facturación. Estas etapas son análogas, tanto para las instalaciones de generación conectadas a la red con el fin de la venta de toda la energía eléctrica producida, como para aquellas enfocadas al autoconsumo parcial o total de esta energía. Esta norma establece en su disposición adicional segunda el plazo de cuatro meses para la aprobación del RD que regula el suministro de energía por balance neto, a través de la compensación de saldos resultantes de la diferencia entre la energía exportada y la importada a la red.

2.7.9 Real Decreto-Ley 1/2012, por el que se suprimen los incentivos a las energías renovables

Este RD suprime los incentivos a las energías renovables de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Supuso un duro golpe al sector de las energías renovables, ya que desaparecen las primas y las subvenciones a este tipo de instalaciones, con lo cual un sector puntero a nivel mundial se quedó sin posibilidades de seguir evolucionando en España (Terrer, 2013).

A la hora de aplicar el suministro de energía eléctrica por la modalidad de autoconsumo son varias las posibilidades. La primera, el autoconsumo aislado, concebido como aquella modalidad que carece de la posibilidad de verter energía eléctrica a la red.

Una segunda, consistiría en el autoconsumo con conexión a la red interior y a la red principal de distribución, en principio esta modalidad podría resultar la más interesante ya que existe la posibilidad de intercambiar energía eléctrica con la red principal. A través de estos intercambios se fomenta la producción individual de energía, ya que este modelo está enfocado a cubrir la curva de demanda de energía eléctrica (BOE, 2012).

Sin embargo en este RDL también se toman medidas temporales que lo hacen polémico, no afectan a las instalaciones inscritas previamente en el registro de preasignación, ni a las que ya estén en funcionamiento. La primera medida consiste en la suspensión de las primas para las nuevas instalaciones de producción de energía en régimen especial. En segundo lugar se suspenden los procedimientos de preasignación de retribución para las instalaciones en régimen especial. A la vez que se establece la posibilidad de imponer regímenes específicos para las instalaciones de cogeneración o aquellas que utilicen fuentes primarias para la producción de energía.

Un aspecto a tener en cuenta, por el cual aparece esta nueva legislación, es que se habían superado los cupos para las instalaciones eólicas y termosolares, por lo que

pretendía limitar de alguna forma la producción de energía así como la implantación de nuevas instalaciones.

2.7.10 Ley 24/2013 del sector eléctrico

Esta ley, aprobada el 26 de diciembre de 2013, es la referencia normativa principal que regula el sector eléctrico, y sobre ella se irán aprobando sucesivamente un conjunto de Reales Decretos que la desarrollen.

Se contempla el transporte y la distribución de la energía eléctrica. Se regula la producción de energía, así como la demanda y contratación de la misma, los derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica y el registro de régimen retributivo específico. Se regula de forma específica el desarrollo del autoconsumo como fuente alternativa de generación de electricidad. Estas instalaciones de autoconsumo están obligadas a contribuir a financiar costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de los consumidores (Espinosa, 2013).

El artículo 9 de esta ley es el que concentra la mayor parte de las referencias al autoconsumo. Así indica que se entiende por autoconsumo el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor (BOE, 2013a).

Se distinguen las siguientes modalidades de autoconsumo:

- a) Modalidades de suministro con autoconsumo. Cuando se trate de un consumidor que disponga de una instalación de generación, destinada al consumo propio, conectada en el interior de la red de su punto de suministro y que no esté dada de alta en el correspondiente registro como instalación de producción. En este caso existirá un único sujeto de los previstos en el artículo 6, que será el sujeto consumidor. Esta modalidad de autoconsumo será a la que mayoritariamente se deberían acoger todas aquellas instalaciones que no quieran tener las obligaciones de facturar a la compañía eléctrica, liquidar IVA's trimestrales, etc. Consecuentemente los excedentes eléctricos de estas instalaciones tendrán valor cero (Solanilla, 2014a).
- b) Modalidades de producción con autoconsumo. Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectada en el interior de su red. En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el artículo 6, el sujeto consumidor y el productor (Solanilla, 2014b).
- c) Modalidades de producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción. Cuando se trate

de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a la que estuviera conectado a través de una línea directa. En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el artículo 6, el sujeto consumidor y el productor (Solanilla, 2014a).

- d) Cualquier otra modalidad de consumo de energía eléctrica proveniente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor.

Además todos los consumidores sujetos a cualquier modalidad de autoconsumo tienen la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida, cuando la instalación de generación o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico. Para ello estarán obligados a pagar los mismos peajes de acceso a las redes, cargos asociados a los costes del sistema y costes para la provisión de los servicios de respaldo del sistema que correspondan a un consumidor no sujeto a ninguna de las modalidades de autoconsumo descritas anteriormente, lo que hace que muchos colectivos estén en contra (Andreu, 2015). El Gobierno podrá establecer reglamentariamente reducciones en dichos peajes, cargos y costes en los sistemas no peninsulares, cuando las modalidades de autoconsumo supongan una reducción de los costes de dichos sistemas.

2.7.11 Real Decreto Ley 9/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema

El Gobierno aprueba un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Nació en un contexto en el que se había *“hecho patente la necesidad de garantizar la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico, de consolidar la continua adaptación que la regulación había experimentado para procurar, entre otros aspectos, la estricta y correcta aplicación del principio de rentabilidad razonable, y de acometer una revisión del marco regulatorio que permitiera su mejor adaptación a los acontecimientos que definen la realidad del sector”* (BOE, 2013b).

El objetivo es garantizar que no se tomen como referencia los elevados costes de una empresa ineficiente. Este marco articulará una retribución que permitirá a las instalaciones renovables, a las de cogeneración y residuos cubrir los costes necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una "rentabilidad razonable", distinta completamente a la prometida en el BOE antes de efectuar la inversión. Para el cálculo de la retribución específica se considerará para una instalación tipo, los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, los costes de explotación medios necesarios para realizar la

actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada. De esta manera se insta un régimen retributivo sobre parámetros estándar en función de las distintas instalaciones tipo que se establezcan (Mateu, 2013).

2.7.12 Circular 3/2014 de la CNMC, establece cambios en los peajes para el suministro de energía eléctrica

En esta circular se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. De esta forma crea un nuevo sistema tarifario en función de los niveles de tensión, se establecen nuevos calendarios de distribución de periodos y fija un fuerte recargo para los contratos de duración inferior a un año.

La vigencia de la metodología será de seis años, revisable a los tres, salvo que medie una ley del Parlamento Europeo.

2.7.13 Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica

Tiene por objeto la regulación del nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, tanto para las instalaciones existentes, como para las nuevas instalaciones que se puedan promover en el futuro, sustituye así a los derogados RD 661/2007 y RD 1578/2008. No obstante, determinados aspectos de las mencionadas normas se han mantenido en vigor hasta la aprobación de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (BOE, 2014a).

El régimen retributivo de la actividad de producción se basará en la necesaria participación en el mercado de estas instalaciones complementando, en su caso, los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que permita a estas tecnologías competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado. Esta retribución específica adicional será suficiente para alcanzar el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que, a diferencia de las tecnologías convencionales, estas no puedan recuperar en el mercado y les permitirá obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable (Watson et al., 2014).

De este modo, el régimen retributivo específico estará compuesto por:

- a) Un término retributivo por unidad de potencia instalada que se denominará retribución a la inversión y se expresará en €/MW. Para la determinación de dicho parámetro se considerará el valor estándar de la inversión inicial que resulte del procedimiento de concurrencia competitiva que se establezca para otorgar el régimen retributivo específico a cada instalación.
- b) Un término retributivo a la operación, que se denominará retribución a la operación y se expresará en €/MWh, y se calculará de forma que, adicionada a la estimación de los ingresos de explotación por unidad de energía generada, iguale los costes estimados de explotación por unidad de energía generada de la instalación tipo correspondiente.

Una vez que las instalaciones superen la vida útil regulatoria, dejarán de percibir la retribución a la inversión y la retribución a la operación. Dichas instalaciones podrán mantenerse en operación percibiendo exclusivamente la retribución obtenida por la venta de energía en el mercado. Respecto a esta vida útil de las instalaciones, la normativa establece para la eólica 20 años, fotovoltaica 30 años, cogeneración, hidráulica y biomasa 25 años.

Para la percepción del régimen retributivo específico será condición necesaria que las instalaciones estén inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación. De no inscribirse las instalaciones en dicho registro percibirán, exclusivamente, el precio del mercado.

En la Tabla 2.1 se resume la categoría, grupo y subgrupo de cada una de las tecnologías. También establece la vida útil.

Tabla 2.1. Resumen retribución R.D. 413/2014. Fuente: elaboración propia

Categoría	Grupo	Subgrupo	Vida útil regulatoria
A	A.1 (Cogeneración)	A.1.1 (Gas natural) A.1.2 (Petróleo o carbón)	25
	A.2 (Energías residuales)	A.1.3 (Combustibles)	25
B	B.1 (Energía solar)	B.1.1 (Fotovoltaica)	30
		B.1.2 (Termosolar)	25
	B.2 (Energía eólica)	B.2.1 (Eólica tierra)	20
		B.2.2 (Eólica marina)	
	B.3 (Geotérmica, hidrotérmica, ...)		20
B.4 (Hidroeléctricas < 10 MW) B.5 (Hidroeléctricas >10 MW)		25	
C	C.1 (Combustibles principales) C.2 (Combustibles principales distintos de C.1) C.3 (Explotaciones mineras no comerciales)		25

2.7.14 Orden IET/1045/2014, de parámetros retributivos

Con esa orden se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Posiblemente sea la norma de mayor longitud publicada en España, un total de 1.761 páginas. Las 15 primeras páginas contienen la exposición de motivos, ocho artículos, cuatro disposiciones adicionales, tres transitorias, una derogatoria y tres disposiciones finales; las restantes 1.746 páginas se dedican a los ocho anexos de la norma.

Esta orden surgió para completar el RD 413/2014 anteriormente desarrollado, ya que dejó conceptos sin aclarar. Está a su vez complementado por el RDL 9/2013 y la Ley 24/2013, formando un complejo sistema para regular el sistema eléctrico.

Incluye las equivalencias entre las distintas instalaciones de generación y las instalaciones tipo (un total de 1.517, divididas en función de su tecnología, combustible y año de puesta en servicio), definiendo la inversión inicial, ingresos y los costes de operación estándares y la vida útil regulatoria que resultarán aplicables a dichas instalaciones de generación, que vendrán determinados por los correspondientes a la instalación tipo a la que resulten asimiladas (BOE, 2014b).

El valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de las instalaciones tipo, se calculará como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años, en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior.

El número de horas equivalentes de funcionamiento anuales, de la instalación en un periodo concreto, viene determinado por el cociente entre la energía vendida en cualquiera de sus formas y la potencia instalada, ambas expresadas en kW. Hay dos parámetros que tienen una importancia fundamental, que son la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial de la instalación, que no podrán revisarse.

2.7.15 Real Decreto 900/2015, modalidades de suministro y producción de energía eléctrica con autoconsumo

Este RD busca garantizar un desarrollo ordenado del autoconsumo, compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto, al mismo tiempo nace para impulsar la generación distribuida y la utilización de las energías renovables, sin embargo son varios los sectores que no están de acuerdo y que consideran que no alcanza todos estos objetivos. Desde el punto de vista de los profesionales del sector, de los potenciales consumidores y las asociaciones de productores de energías renovables, este RD no fomenta de modo alguno la utilización de las energías renovables (Rubio, 2015).

Lo dispuesto en este RD es de aplicación a las instalaciones conectadas en el interior de una red, aunque no entreguen energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante. Las instalaciones desconectadas de la red eléctrica, es decir que no tiene ningún punto de conexión física con la red de distribución eléctrica, no se ven afectadas, entre otras cosas, no deberán pagar el llamado peaje de respaldo.

El nuevo marco para el autoconsumo, reconoce dos modalidades de autoconsumo: la de suministro con autoconsumo y la de producción con autoconsumo (BOE, 2015).

Tipo 1: Modalidad de suministro con autoconsumo. Solo para autoconsumir, las principales características son las siguientes:

- La potencia contratada del consumidor no será superior a 100 kW y la suma de potencias instaladas de generación será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.
- El titular del punto de suministro de todas las instalaciones de generación tiene que ser el mismo. Es uno de los aspectos más polémicos del RD, ya que bloquea la posibilidad de tener una instalación fotovoltaica de autoconsumo en una comunidad de vecinos por ejemplo (Carbonell, 2015), que alimente a las viviendas de cada vecino. La única posibilidad sería tener una instalación

fotovoltaica comunitaria para alimentar los servicios comunes de la comunidad de vecinos.

- Pueden verter a la red la energía sobrante que no se consuma instantáneamente, si bien no percibirán contraprestación económica por ello.
- El consumidor es el único sujeto y en un único punto de suministro, con una o varias instalaciones de generación conectadas en su red interior. Solo existe sujeto consumidor a efectos de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, por lo tanto, la instalación generadora no estará dada de alta como instalación de producción eléctrica.
- Los equipos de medida necesarios son los siguientes (ver Figura 2.7):
 - ✓ Equipo de medida homologado que registre la energía neta generada de la instalación de generación.
 - ✓ Equipo de medida independiente en el punto frontera de la instalación.
 - ✓ Opcionalmente, un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.

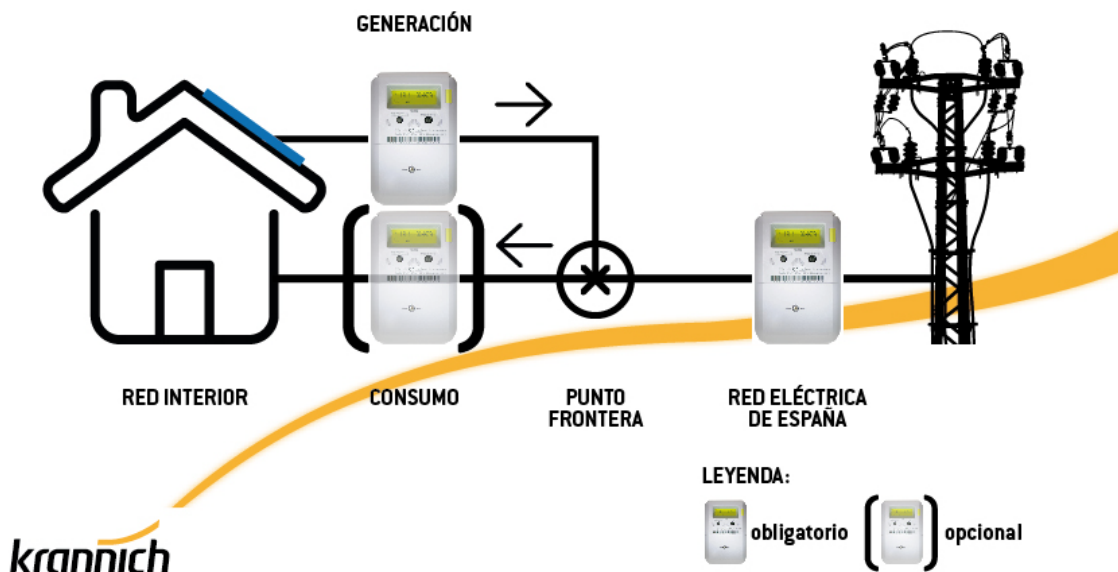


Figura 2.7. Equipos de medida en la modalidad tipo 1. Fuente: Krannich Solar

- A las instalaciones con una potencia contratada igual o inferior a 10 kW y que acrediten instalar un sistema de inyección cero, la compañía eléctrica no les podrá cobrar cantidad alguna por el estudio del punto de conexión (Andreu, 2015).

Tipo 2: Modalidades de producción con autoconsumo. Pueden autoconsumir y vender con las siguientes características:

- La suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor. No existe límite de potencia contratada por parte del consumidor asociado.
- Si hay más de una instalación de producción conectada a un consumidor, el titular de todas las instalaciones de producción tiene que ser el mismo, pero no se obliga a que el consumidor y el productor sean el mismo como en el caso del autoconsumo tipo 1.
- Pueden verter a la red la energía sobrante y percibir contraprestación por la generación de electricidad, al precio que cotice el mercado en cada hora.
- Existen dos sujetos, consumidor y productor, a efectos de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. Por lo tanto en este caso, la instalación generadora sí estará dada de alta como instalación de producción eléctrica. Un consumidor único, en un único punto de suministro, con una o varias instalaciones de producción conectadas en su red interior o que compartan infraestructura de conexión con el consumidor a través de una línea directa.
- Se necesitan estos equipos de medida (ver Figura 2.8):
 - ✓ Equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta.
 - ✓ Equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.
 - ✓ Potestativamente, un equipo de medida bidireccional ubicado en el punto frontera de la instalación.

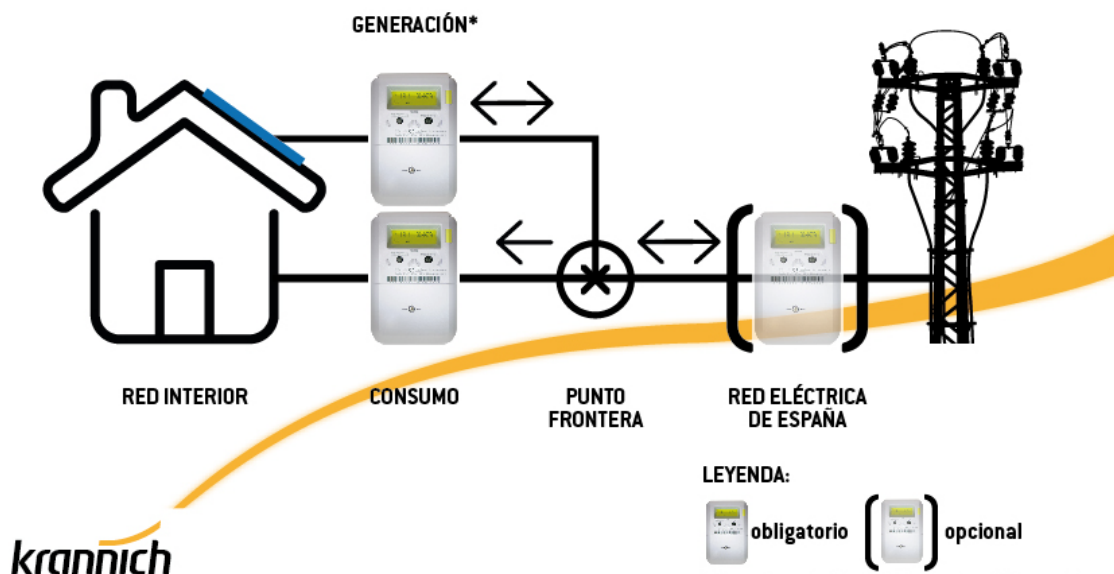


Figura 2.8. Equipos de medida en la modalidad tipo 2.a. Fuente: Krannich Solar

- Cuando la potencia generadora no sea superior a 100 kW y el consumidor y productor sean el mismo sujeto, será necesario un equipo de medida bidireccional para medir la energía generada neta y otro bidireccional en el punto frontera (opcionalmente un equipo que mida el total de energía consumida). Ver Figura 2.9.

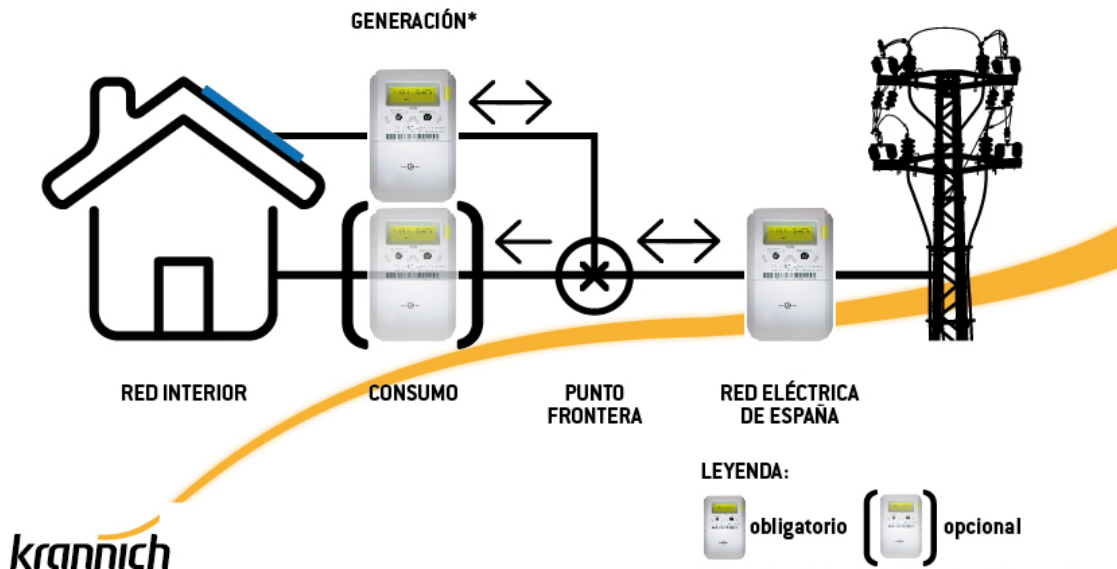


Figura 2.9. Equipos de medida en la modalidad tipo 2.b. Fuente: Krannich Solar

- Se tramitan de acuerdo al RD 1699/2011 hasta 100 kWp, y por el RD 1955/2000 a partir de 100 kWp. Igual que en el caso anterior se tiene que solicitar un punto de conexión a la compañía eléctrica.
- El artículo 5 nos indica que *“podrán instalarse elementos de acumulación en las instalaciones de autoconsumo reguladas en este RD”*. También señala que *“cuando por incumplimiento de requisitos técnicos existan instalaciones peligrosas o cuando se haya manipulado el equipo de medida, la empresa distribuidora podrá proceder a la interrupción del suministro”*. Por lo tanto, quién no legalice su instalación, y al margen de la sanción económica que pueda proceder, la empresa eléctrica le podrá suspender el suministro eléctrico.

En la Tabla 2.2 se resumen las características de los dos tipos de autoconsumo.

Tabla 2.2. Resumen modalidades de suministro a partir de autoconsumo. Fuente: Albasolar

	Tipo 1	Tipo 2
Potencia instalación mayor a la contratada	No	No
Límite máximo de potencia	100 kW	No
RAIPRE	No	Si
Mismo titular de generación y consumo	Si	No (pero sólo 1 a 1)
Sujetos del sistema	Consumidor	Consumidor y Productor
Retribución por energía excedentaria	No	Si
Peaje de Generación	No	Si
Impuesto generación	No	Si

Para garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto, las instalaciones de autoconsumo conectadas a dicho sistema deben contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema de la misma forma que el resto de los consumidores. Quienes producen y consumen su propia energía sin estar conectados a la red eléctrica, es decir el autoconsumidor aislado, no asumen ningún coste del sistema eléctrico.

Pero cuando un autoconsumidor se encuentra conectado al sistema, se supone que se beneficiará de los servicios que le proporciona el conjunto del sistema eléctrico por lo que, según el RD, debe contribuir a la financiación de los costes del sistema al igual que el resto de los consumidores. Por ello le resultarán de aplicación los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, cargos asociados a costes del sistema y cargos por otros servicios del sistema:

- **Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.** Como contribución a la cobertura de los costes de dichas redes y serán abonados por el uso real que se realiza de ellas.
- **Cargos asociados a los costes del sistema eléctrico.** Principalmente destinados a cubrir el régimen retributivo específico de la generación de energía renovables, la cogeneración de alta eficiencia y residuos, el extracoste de la producción en los territorios no peninsulares, las anualidades correspondientes al déficit del sistema eléctrico, los pagos para retribuir a las centrales térmicas que dan soporte al sistema cuando hay puntas de demanda, la gestión de los residuos nucleares, la moratoria nuclear, la retribución de la CNMC, ...
- **Cargo por otros servicios del sistema.** Costes que tienen por objetivo retribuir, tanto el respaldo que requiere el sistema para garantizar el balance

entre generación y demanda en el horizonte diario y en tiempo real, como la capacidad necesaria para dicho equilibrio a medio y largo plazo.

La justificación, para gravar la energía autoconsumida, es precisamente el servicio de soporte o backup que da el sistema eléctrico para asegurar que, cuando no hay producción, el autoconsumidor pueda seguir cubriendo sus consumos comprando energía a la red eléctrica. Aquí hay que tener en cuenta que, según muchos colectivos, el respaldo al sistema ya lo estamos pagando todos los consumidores por la energía consumida, nunca ahorrada, por medio de dos conceptos incluidos en nuestra factura eléctrica (Andreu, 2015):

- Término fijo de potencia, que da derecho a consumir la potencia contratada en el momento que cada uno lo necesita.
- Pagos por capacidad, incluidos en el precio de la energía y que sirven para retribuir estas centrales de respaldo que deberían entrar en funcionamiento en caso de puntas de demanda.

Incluso, las instalaciones con baterías, también deben pagar el peaje de respaldo, cuando pueden resultar contradictorio ya que precisamente la función de una batería es dar respaldo o backup a la instalación para que pueda trabajar cuando no hay producción (Andreu, 2015).

Quedan exentos del pago por la energía autoconsumida las siguientes instalaciones:

- **Pequeños Consumidores.** Consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 1 conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 kW.
- **Sistemas eléctricos aislados del territorio no peninsular.** Están exentos del pago de los cargos variables por la energía autoconsumida en la Comunidad Autónoma de Canarias, en las Ciudades de Ceuta y Melilla y en el sistema eléctrico Ibiza-Formentera, mientras que hay una reducción para el sistema de Mallorca-Menorca.
- **Cogeneración.** Las instalaciones de producción de energía eléctrica con cogeneración quedarán exentas hasta el 31 de diciembre de 2019.

Por último, el RD incluye las siguientes consideraciones comunes a ambas modalidades de autoconsumo respecto a distintos aspectos:

- En ningún caso un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores.

- Todos los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica deberán solicitar la inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica.
- Se exceptúa de la aplicación del presente RD a las instalaciones aisladas y los grupos de generación utilizados exclusivamente en caso de una interrupción de alimentación de energía eléctrica de la red eléctrica.
- Podrán instalarse elementos de acumulación en las instalaciones de autoconsumo reguladas en el RD, la potencia de aplicación de cargos será la suma de la potencia registrada en el contador más la potencia máxima generada (Barrero, 2015).
- Para acogerse a cualquiera de las modalidades de autoconsumo reguladas en el presente RD, el consumidor deberá suscribir un contrato de acceso con la empresa distribuidora directamente o a través de la empresa comercializadora, o modificar el existente de acuerdo con la normativa de aplicación para reflejar esta circunstancia.
- El Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) informará a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos con una periodicidad, al menos, trienal sobre la evolución del autoconsumo en España analizando, entre otros, la implantación del autoconsumo, sus modalidades y la evolución de la tecnología.
- De acuerdo con la disposición adicional tercera, los proyectos de autoconsumo estarán exentos de verificación por parte de la empresa distribuidora siempre que se aporte un certificado de la empresa instaladora que acredite el cumplimiento del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión RD 842/2002 o en el caso de instalaciones en media y alta tensión, el cumplimiento del RD 337/2014.

2.8 Tecnologías en la producción de energía eléctrica

Existen muchos tipos de tecnologías mediante las cuales se produce energía eléctrica. Comentamos a continuación las más utilizadas.

- Central hidroeléctrica

Las centrales hidroeléctricas son instalaciones que aprovechan la energía potencial del agua, contenida en embalses, o su velocidad por ríos o canales. Existen por tanto centrales hidroeléctricas con embalse o de agua fluyente. Se podrían clasificar en gran hidráulica, siempre ligadas a un embalse y centrales minihidráulicas, bien sea fluyentes o con embalse asociado.

No hay que olvidarse de las centrales hidroeléctricas de bombeo donde, por medio de dos embalses, podemos almacenar energía en el embalse superior bombeando del inferior en las horas valle y turbinando del superior al inferior cuando se necesita la energía. Es una forma de almacenar energía potencial hidráulica.

El tiempo de vida útil de las centrales hidroeléctricas es muy variable y puede oscilar entre los 45, 60 y 150 (hay centrales de principios del siglo XX que siguen en funcionamiento), esto depende de varios factores como por ejemplo el tamaño, materiales y otras variables ambientales, podemos considerar una media de 75 años. Sin embargo la obra civil sigue siendo válida y solo se necesitarían nuevas inversiones en la propia central eléctrica. El precio de generación en este tipo de centrales es de los más económicos (Bloomberg, 2012).

Las centrales que están dotadas de embalse son gestionables, pero las fluyentes no, ya que dependen del caudal.

- Parque eólico terrestre

Cuando hablamos de un parque eólico nos referimos a una central eléctrica donde la producción de la energía se consigue mediante la fuerza del viento.

Es una tecnología que se puede considerar madura. Su controlabilidad es reducida debido a que el recurso, que es el viento, es aleatorio. Sin embargo actualmente existen técnicas de previsión de hasta 360 horas de antelación, con errores muy pequeños, lo que facilita la programación del mix de generación ("Wind farm generation forecasts," 2016). Se está investigando en la producción de hidrógeno como una forma indirecta de almacenar energía en las horas valle, para luego volver a generar energía eléctrica en las horas punta. Con esto se conseguiría que fuese gestionable.

La generación de energía eólica terrestre es competitiva frente a la generación no renovable (Bloomberg, 2012), ya que su precio de instalación y explotación ha descendido en los últimos años. La vida útil media de un parque eólico se alarga a unos 20-25 años, aunque con un apropiado mantenimiento se podrá alargar su vida varios años más.

Actualmente ya se ha iniciado la repotenciación de los parques eólicos más antiguos, con bastante éxito. Es algo a tener en cuenta ya que con el mismo terreno conseguimos mayores potencias.

- Parque eólico marino

Uno de los inconvenientes de los parques eólicos marinos es su gran coste, tanto en lo que se refiere a los estudios previos de ingeniería y de campo, como a los de construcción y operación. Al contrario de lo que suele ocurrir en tierra, en el mar no existen infraestructuras eléctricas que conecten las áreas con mayor recurso eólico con

los centros de consumo, con lo que la distancias de la línea eléctrica a construir suele ser mayor. Otro de los inconvenientes, es que los parques eólicos *offshore* requieren de una tecnología más avanzada que los terrestres, sobre todo en cimentaciones. Sin embargo, las nuevas tecnologías de cimentación y los generadores del orden de megavatios pueden hacer que la energía eólica en el mar sea más competitiva, al menos en aguas de hasta 15 metros de profundidad. Actualmente están en fase de investigación tecnologías para profundidades superiores.

No se sabe cuál será su vida útil, pero al trabajar en ambientes tan agresivos será inferior a los parques terrestres.

- Central fotovoltaica

Las centrales o plantas fotovoltaicas utilizan la radiación solar. La generación de este tipo de energía se puede considerar competitiva frente a la generación no renovable (Bloomberg, 2012). La vida útil de las centrales fotovoltaicas gira alrededor de los 30 a 35 años dependiendo del tipo de módulo que utilizan los paneles, aunque esta tecnología es tan reciente que muchas centrales aún no han finalizado su operación. Habría que pensar que, como su carga mecánica es muy suave, su periodo de vida útil muy probablemente superará las expectativas, aunque el rendimiento de los paneles fotovoltaicos se reduzca bastante.

Este tipo de instalaciones no es gestionable ya que su recurso, que es la radiación solar, es aleatorio, sin embargo sí es predecible con bastante antelación. En este tipo de instalaciones sería muy útil la repotenciación de parques antiguos.

- Central solar térmica

Las centrales solares térmicas son instalaciones que también utilizan la radiación solar para la producción de energía eléctrica. Estas tecnologías no han alcanzado el grado de madurez de la fotovoltaica, por lo que sus costes de generación aún son altos y no son tan competitivos. También tienen algunos problemas que hay que resolver, sobre todo relacionados con fugas de fluidos.

El gran potencial de estas centrales, está en que presentan la opción de almacenamiento térmico a base de sales, lo que ofrece que la planta sea controlable y gestionable, acumulando el excedente de energía solar, pudiendo hacer funcionar la turbina en ausencia de radiación solar.

La vida útil media de una central solar térmica se estima en unos 25 o 30 años, aunque aún no hay datos fiables.

- **Central nuclear**

Una central nuclear se basa en el aprovechamiento del calor para mover una turbina por la acción del vapor del agua. Como combustible se utiliza el uranio y plutonio. El problema de estas centrales es la difícil gestión de los residuos nucleados generados, ya que tardan muchos años en perder su radioactividad.

La generación de este tipo de energía es muy competitiva. Estas centrales tienen una vida que deben cumplir con mayor precisión que otras centrales, ya que el deterioro de alguna parte de la central, puede producir accidentes y daños muy graves. Esta vida útil suele rondar unos 40 años, aunque puede ampliarse.

- **Central térmica de carbón**

Las centrales térmicas convencionales utilizan combustibles fósiles, como carbón, fuel o gas natural, para producir energía eléctrica.

Las centrales de fueloil en países desarrollados son las últimas que se utilizan en el mix de generación, debido a su alto nivel de emisiones de CO₂. En la península hace varios años que no se utilizan

Las centrales térmicas de carbón tienen una vida útil entre 30 y 40 años, dependiendo de la antigüedad de la planta, ya que las centrales más nuevas tienen más expectativas que las antiguas.

Aunque la generación eléctrica con esta tecnología es competitiva, las emisiones de CO₂, NO_x, SO₂, etc, hace que cada vez sean menos utilizadas. Al poder almacenar el combustible se las considera gestionables.

- **Tecnologías del carbón limpio**

En muchos países el carbón es muy utilizado en centrales térmicas para la producción de energía eléctrica. Sin embargo presentan el problema del gran impacto ambiental, por lo que ya existen técnicas para controlar algunos de sus contaminantes como SO₂, NO_x y las partículas sólidas y que no salgan a la atmósfera.

Otro gas contaminante es el CO₂, actualmente se está investigando en técnicas encaminadas a su captura, es el llamado Captura y Almacenamiento de CO₂ (CAC), para posteriormente comprimirlo e inyectarlo en el subsuelo para evitar su emisión a la atmósfera. Muchas instituciones y empresas están intentando alcanzar este objetivo destinando grandes capitales y recursos humanos en el desarrollo tecnológico que conduzca a centrales de carbón limpio. El uso del carbón en estas condiciones es lo que en este trabajo de tesis hemos llamado "carbón limpio", que junto con las energías renovables y la eficiencia energética tratará de parar el cambio climático.

Ya existen procesos para la captura y almacenamiento del CO₂ a nivel industrial pero aún es necesario su adaptación a la generación de electricidad. En la actualidad tres son las tecnologías en desarrollo para la captura del CO₂ en la fase de combustión (UNESA, 2007): pre-combustión, post-combustión y oxi-combustión.

Además de capturar el CO₂ hay que transportarlo y, sobre todo, almacenarlo de forma segura para que no llegue a la atmósfera y todo esto sin elevados costes asociados (ver Figura 2.10). Este almacenamiento puede ser en formaciones geológicas de distinta naturaleza: como un fluido en el interior de rocas porosas, mediante absorción dentro de carbonatos, en el fondo de océanos, etc.

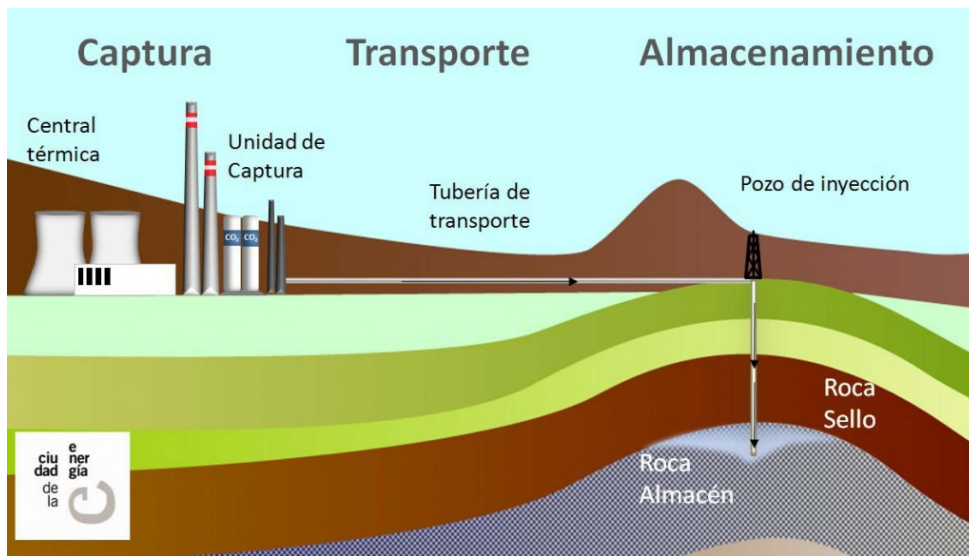


Figura 2.10. Captura, transporte y almacenamiento de CO₂. Fuente CIUDEN

Existen tres tipos de formaciones geológicas que tienen unas muy buenas características para el almacenamiento de CO₂, son las minas de carbón no explotables, los acuíferos profundos y los yacimientos de gas y petróleo agotados. Con el transcurso del tiempo puede reaccionar con la roca que le rodea, con lo que quedaría fijado y almacenado de forma permanente.

Según la CE, Europa tiene grandes posibilidades de lograr la viabilidad comercial de las tecnologías del carbón sostenible en los próximos años (UNESA, 2007), para ello, deberá hacerse un gran esfuerzo en mejorar el rendimiento de las instalaciones. Esto haría muy interesante este tipo de centrales ya que se pueden considerar gestionables, al poder almacenar el combustible.

- **Central de ciclo combinado**

Son centrales en las que la energía térmica del combustible es transformada, mediante dos ciclos termodinámicos, en electricidad. Estos dos ciclos se basan en una turbina de gas (ciclo Brayton) y el del agua/turbina de vapor (ciclo Rankine).

La vida útil de estas centrales es aproximadamente de unos 30 años, aunque en los últimos años algunas han ampliado a los 40 años. Es una tecnología competitiva, sin embargo no es renovable y tiene emisiones de CO₂. Se considera gestionable al poder tener almacenado el gas natural.

- Central de cogeneración

En la cogeneración se produce de forma simultánea dos o más tipos de energía, normalmente electricidad y calor. Como se produce de forma simultánea, también se puede utilizar simultáneamente, lo que implica que tiene que existir una proximidad entre la planta generadora y los consumos (Españador, 2008).

La ventaja que tienen las plantas de cogeneración, es que se puede aprovechar el calor que no se transforma en energía eléctrica y que habría que tirar en las centrales térmicas convencionales. De esta forma se pueden alcanzar rendimientos del orden del 85 %. Esta, entre otras razones, hace que estas plantas tengan ciertas ventajas normativas similares a las que disfrutaban las tecnologías renovables, aun cuando utilizan combustibles fósiles, ya que normalmente utilizan el gas natural como combustible (Españador, 2008). Es la tecnología ideal desde el punto de vista de la eficiencia energética.

Debido a su alto nivel de eficiencia y sus reducidas potencias, la tecnología de las plantas de cogeneración alimentadas con biomasa, o biogás, es una tecnología que hay que tener en cuenta si queremos prescindir de energías no contaminantes. Al ser adaptables a la utilización de biomasa o biogás se pueden considerar como renovable, su controlabilidad dependerá del proceso productivo asociado (*La energía en España, 2014, 2015*).

Existen otras centrales cuya tecnología aún no está tan avanzada o están en fase de experimentación, sin embargo hay que tenerlas en cuenta ya que pueden ser útiles para nuestro propósito, las describimos en los siguientes apartados.

- Centrales termoeléctricas de biomasa

“Se considera biomasa a un grupo de productos energéticos y materia primas de tipo renovable que se originan a partir de materia orgánica formada por vía biológica” (García, 2012). El combustible más común son residuos forestales y/o agrícolas, así como cultivos energéticos (herbáceos y/o leñosos). El primero se obtiene de las explotaciones existentes, con lo que no requiere terreno adicional, mientras que en las plantaciones de cultivos energéticos sí se necesitan.

Actualmente existe un marco económico favorable para el desarrollo de plantas que utilizan biomasa como combustible, sin olvidarse del resto de factores como son el encarecimiento del petróleo y la necesidad de buscar usos alternativos a la producción agrícola.

Sin embargo, el recurso de la biomasa es limitado y tiene en el transporte a las plantas de generación su punto débil. Existe una distancia máxima a partir de la cual pierde sentido el abastecer a la central, ya que la energía consumida durante el transporte del recurso es considerable respecto a la energía que produce, pesando el coste del transporte demasiado en el balance económico, por lo que hay que ubicar las plantas cerca de la materia prima, normalmente en zonas rurales, estas centrales se convierten en fuente de riqueza local de larga duración, ya que como mínimo se plantean para una vida de 30 años.

Respecto a las emisiones de gases que crean el efecto invernadero, su combustión emite la misma cantidad de CO₂ a la atmósfera que la que antes consumió para su crecimiento, resultando el balance neutro (Rico, 2007). Solo queda descompensado por el CO₂ que se genera durante el transporte del recurso de la biomasa hasta la central.

Son centrales gestionables, ya que se pueden almacenar su combustible, y poseen un alto grado de controlabilidad. La biomasa puede resultar esencial en las propuestas futuras del mix de energía eléctrica, al igual que lo es para reducir las emisiones de CO₂ en la demanda total de energía. Las plantas térmicas convencionales se pueden adaptar a la utilización de biomasa o biogás.

- Plantas de residuos sólidos urbanos (RSU)

La fracción biodegradable de los residuos urbanos (FBRU) se considera, por muchos autores, una fuente de energía renovable (Ansorena, 2009), justificando que así se reconoce en la estrategia y la legislación europea en materia de residuos y de energía. Sin embargo, desde diversos sectores, se cuestiona (Galbete, 2013). Tanto la FBRU como los restantes componentes orgánicos de los residuos urbanos, se pueden considerar una fuente de energía sostenible, en la medida en que mediante su valorización energética se evita el consumo de combustibles fósiles (Ansorena, 2009) y se reciclan los residuos inorgánicos. Así lo han entendido los países líderes en gestión sostenible de residuos y de energía, como Alemania, Suecia y Australia.

La aprobación de la Directiva marco de residuos (*Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de noviembre de 2008, sobre los residuos y por la que se derogan determinadas Directivas*, 2008) y la publicación del Libro Verde sobre la gestión de biorresiduos (*Libro verde sobre la gestión de los biorresiduos en la Unión Europea*, 2008) elevan a la máxima actualidad la consideración de los residuos sólidos urbanos (RSU) como una fuente de energía renovable y sostenible, que no está exenta de la máxima controversia, con una sola excepción, que la valorización energética de los RSU se lleve a cabo mediante la biometanización y posterior combustión del biogás obtenido, en cuyo caso los RSU pasan a ser reconocidos como una fuente limpia de energía renovable y sostenible.

El límite de la potencia a instalar viene dado por la cantidad de recursos sólidos urbanos generados por la sociedad. Al igual que las centrales de biomasa, deben dimensionarse en función del potencial recurso en sus inmediaciones, evitando así grandes desplazamientos de este. Es por ello que las plantas tienen una capacidad de unas pocas decenas de megavatios. La diferencia con las plantas de biomasa respecto a la ubicación, radica en que el recurso de la biomasa se localiza en ubicaciones remotas (alejado del gran consumo), mientras que el recurso orgánico urbano como su nombre indica se genera en las poblaciones, por lo tanto las incineradoras se construirán cerca de la demanda. A nivel de generación eléctrica son Alemania, Francia e Italia los países europeos con mayor producción eléctrica a partir de plantas incineradoras. En España la producción es simbólica.

- Plantas geotérmicas

Estas plantas aprovechan el calor presente en el interior de la tierra almacenado como energía geotérmica. Para extraer esta energía existen dos tecnologías diferentes, la que inyecta el agua al interior de la tierra hasta encontrar una superficie caliente (EGS/HDR), aún en fase de desarrollo, y la que necesita la presencia de yacimientos de agua cerca de estas zonas calientes (Llopis and Rodrigo, 2010).

La vida útil se estima en torno a 30 años. Esta tecnología hay que tenerla muy en cuenta ya que es renovable, controlable y de recurso gratuito. Las de ciclo binario son más competitivas a nivel de coste (Bloomberg, 2014). Actualmente se están utilizando muchos esfuerzos en alcanzar un nivel alto de desarrollo de la tecnología EGS/HDR, aunque estas, debido a que se encuentra en una fase de desarrollo preliminar, su coste es todavía muy elevado.

- Plantas de mareas y olas

Estas tecnologías se encuentran aún en fase de desarrollo y por lo tanto con un precio de generación muy alto, del orden de seis veces superior a la generación eólica terrestre (Bloomberg, 2012). Durante mucho tiempo se ha soñado con aprovechar el enorme potencial de las mareas y olas del océano. En la actualidad Reino Unido es quien más está investigando sobre el desarrollo de este tipo de tecnología. Se prevé que en un futuro estarán dentro del mix energético, puesto que el recurso constante y que varía de forma cíclica, podría formar parte de una hipotética generación base. En estudios de Greenpeace (García-Casals and Domínguez, 2005) y en el Plan de Energía Renovables 2011-2020 (IDAE, 2011) se incluyen plantas de este tipo. Sin embargo todavía no existen datos sobre producción real, por lo que no se ha incluido en este informe de tesis doctoral.

2.8.1 Clasificación de las fuentes de energía

La energía eléctrica se obtiene mediante unos procesos de producción en los cuales necesitaremos unas determinadas fuentes de energía, las cuales se pueden clasificar según su capacidad de regeneración, en energías renovables y no renovables y según los procesos de producción, en procesos convenciones y no convencionales.

La primera clasificación se basa en su disponibilidad en la naturaleza y su capacidad de regeneración. Las energías renovables son las que tras ser utilizadas se regeneran de manera artificial o natural, es decir, son inagotables, son equivalentes a las energías alternativas. Las energías renovables son la hidroeléctrica, eólica, mareomotriz y olas, geotérmica, solar fotovoltaica y térmica y biomasa.

Las fuentes de energía no renovables son aquellas que se encuentran en la naturaleza en cantidades limitadas y su velocidad de regeneración es menor que su velocidad de consumo. Estas fuentes de energía, no renovables son el carbón, la nuclear, el petróleo y el gas natural.

Las energías renovables, también llamadas energías limpias, no emiten gases ni generan residuos peligrosos, en cambio, las no renovables se caracterizan por su gran contaminación (emisiones de CO₂, otros gases y partículas). Otra característica de las energías renovables es que son autóctonas, esto quiere decir que evitan la dependencia del exterior. Las no renovables, siempre van a depender del exterior, ya que sus combustibles solo existen en un número muy limitado de países.

La segunda clasificación estaría en función de los procesos de producción, así tendríamos energías convencionales y no convencionales. Las convencionales, son aquellas energías de uso más frecuente en el mundo o las fuentes de producción de energías más comunes, que al mismo tiempo se pueden clasificar en renovables y no renovables:

- Energías convencionales renovables: hidroeléctrica.
- Energías convencionales no renovables: carbón, petróleo, nuclear, gas natural.

Las energías no convencionales también llamadas alternativas, son aquellas formas de producción que no son muy frecuentes. Estas fuentes son opciones alternativas a las energías convencionales, y son equivalentes a las energías renovables (solar, eólica, geotérmica, mareomotriz y biomasa).

2.8.2 Energías renovables controlables y de baja controlabilidad

Las energías renovables se pueden clasificar en función de su controlabilidad. Dentro de las controlables podemos citar las centrales de biomasa, geotermia e hidráulica con embalse.

El resto de generación con recurso renovable tendría una menor controlabilidad en potencia, como son las centrales eólicas, fotovoltaicas, termosolares, minihidráulicas, de olas y de mareas. Estas utilizan un recurso energético que es aleatorio (sol, viento o agua) y que solo se puede utilizar cuando está disponible.

La controlabilidad de estas plantas tiene el problema de que la potencia de generación solo se puede aprovechar en el momento que existe el recurso, por lo que se reduce la rentabilidad de la explotación. Sin embargo en muchas tecnologías se han introducido mejoras en las técnicas de predicción de recurso horario y diario en los últimos años ("Energías renovables," 2010). Esta falta de controlabilidad puede subsanarse con la ayuda de otras tecnologías, como en su momento se hizo con la generación nuclear, que tenía un exceso de producción en los periodos valle. Se resolvió construyendo centrales de bombeo, que se consideran almacenamientos energéticos reversibles. Aquí podríamos añadir otras tecnologías existentes o en fase de investigación para el almacenaje de energía, como los volantes de inercia, las baterías, generación de hidrógeno, almacenamiento con aire comprimido, térmico base de sales. De esta forma podríamos dar a estas plantas un cierto grado de controlabilidad bastante eficiente.

El dimensionamiento del almacenamiento habría que realizarle, conjuntamente, con el diseño de la central eléctrica sin el grado de controlabilidad deseado. Si bien puede ser superior el factor de capacidad de las plantas, aumentando por tanto el coste de la instalación. Sin embargo quedaría compensado por el aumento de su rendimiento, con lo que se trata de una prestación que compensaría su mayor coste de generación al poderse aprovechar un mayor número de horas.

2.9 Producción nacional de energía eléctrica

Pasamos a analizar en este epígrafe, cuál es el balance de energía y las potencias instaladas en nuestro país. También se estudiará cuál ha sido el histórico de generación eléctrica en la península y en sistemas no peninsulares.

2.9.1 Balance de energía producida en España

La generación de la energía eléctrica nacional abarca la producción peninsular y la no peninsular y se situó en 267.584 GWh en 2015. En dicho año a nivel peninsular se

generaron 254.036 GWh y a nivel de los sistemas no peninsulares fueron 13.548 GWh. Restando los consumos por bombeo, la cesión en el enlace península-Baleares y los intercambios internacionales resultó que la demanda en barras de las centrales fue de 262.931 GWh, de los que 248.047 GWh fueron en la península (ver Tabla 2.3).

La energía producida la vamos a separar dividiéndola en el sistema peninsular y en los sistemas no peninsulares. Dentro del sistema peninsular destacamos la nuclear, el carbón y la eólica con una producción de 54.755 GWh, 50.924 GWh y 47.707 GWh respectivamente en 2015, según datos de REE. Relacionándola con la producción del año anterior la producción con carbón crece en un 23,8 %, también podemos destacar el descenso de la hidráulica de un 27,55 % (30.815 GWh). En los sistemas no peninsulares destacamos el fuel/gas con una producción de 6.497 GWh, un 3,8 % más que en 2014 (contrasta con que en la península no se ha utilizado) y los ciclos combinados con 4.022 GWh. La cogeneración ha descendido un 89,1 % con una producción del 32 GWh.

Vemos a continuación la evolución de la generación de energía eléctrica, a nivel peninsular, desde el año 2006.

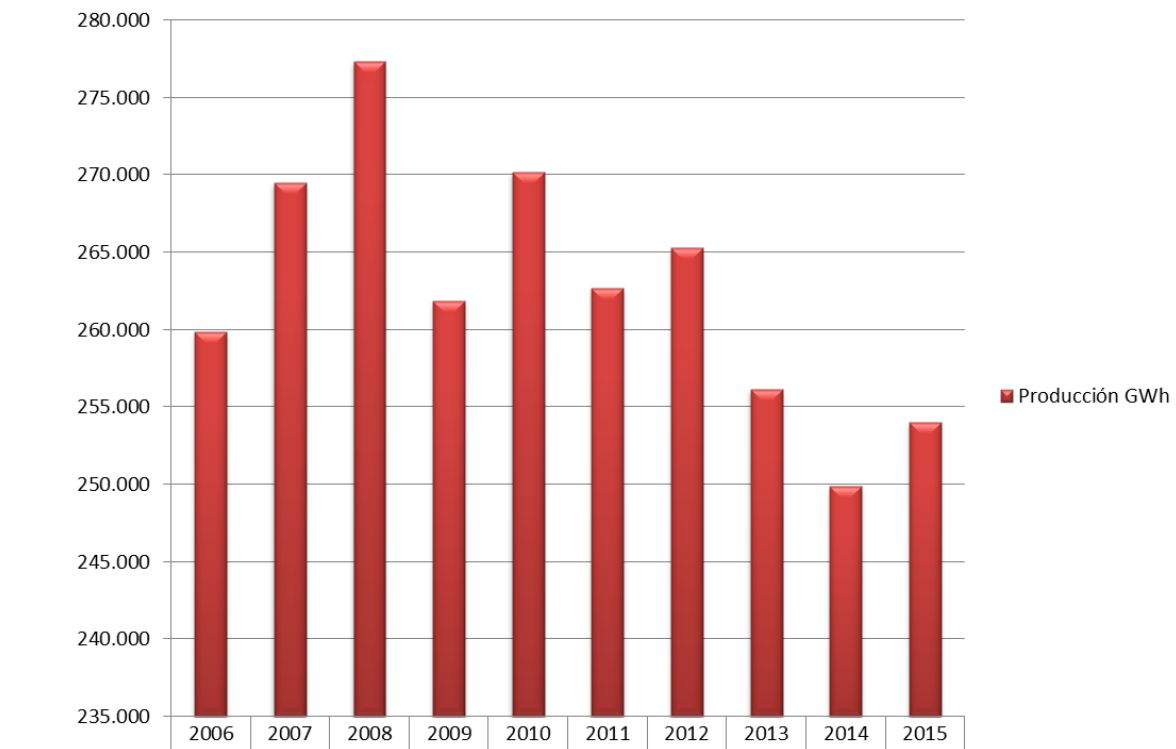


Figura 2.11. Evolución de la generación, en la península, de energía eléctrica.
Fuente: elaboración propia con datos de REE

La producción ha tenido una tendencia negativa a partir de 2008, debido a la crisis sufrida en el país.

Vemos recogida en la Tabla 2.3, la energía producida en las distintas tecnologías a nivel peninsular y no peninsular.

Tabla 2.3. Balance de energía eléctrica nacional. Fuente: REE

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	GWh	%15/14	GWh	%15/14	GWh	%15/14
Hidráulica	30.815	-27,5	4	3,1	30.819	-27,5
Nuclear	54.755	-0,2	-	-	54.755	-0,2
Carbón	50.924	23,8	1.865	-14,7	52.789	21,9
Fuel/gas ⁽²⁾	0	-	6.497	3,8	6.497	3,8
Ciclo combinado ⁽³⁾	25.334	18,7	4.022	7,6	29.357	17,1
Hidroeléctrica	-	-	9	-	9	-
Eólica	47.707	-5,8	402	1,6	48.109	-5,7
Solar fotovoltaica	7.839	0,5	398	-1,9	8.236	0,3
Solar térmica	5.085	2,5	-	-	5.085	2,5
Otras renovables ^{(4) (5)}	4.615	-2,2	10	-6,7	4.625	-2,2
Cogeneración ⁽⁵⁾	25.076	-2,0	32	-89,1	25.108	-3,0
Residuos ⁽⁶⁾	1.886	-	311	-	2.196	-
Generación	254.036	0,2	13.548	2,0	267.584	0,3
Consumos en bombeo	-4.520	-15,2	-	-	-4.520	-15,2
Enlace Península-Baleares ⁽⁷⁾	-1.336	2,9	1.336	2,9	0	-
Saldo intercambios internacionales ⁽⁸⁾	-133	-96,1	-	-	-133	-96,1
Demanda (b.c.)	248.047	1,8	14.884	2,0	262.931	1,9

En la figura siguiente tenemos la producción, en porcentajes, en el 2015 por tecnologías y ordenadas de mayor a menor.

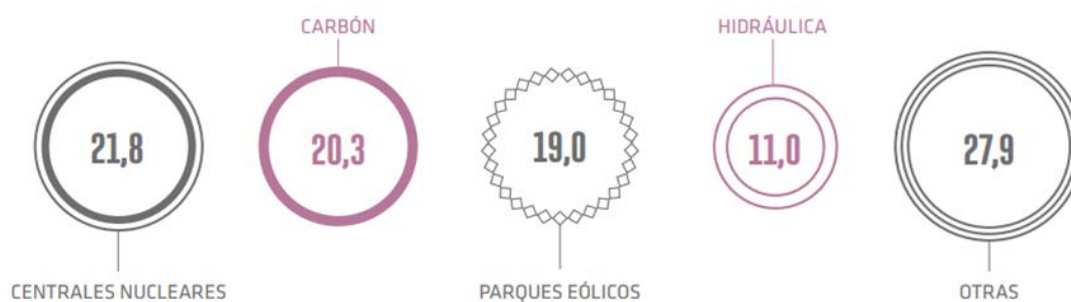


Figura 2.12. Producción de electricidad peninsular 2015 (%). Fuente: REE

En la Tabla 2.4 y en la Tabla 2.5 podemos ver la producción, en GWh, de cada tipo de tecnología en los últimos 11 años a nivel peninsular, pudiendo analizar las variaciones que han sufrido.

Tabla 2.4. Estructura de producción de energía 2006-2010 en GWh. Fuente: elaboración propia con datos de REE

TECNOLOGÍA	2006	2007	2008	2009	2010
Hidráulica	24.970	26.082	20.957	23.388	38.130
Nuclear	57.354	52.639	56.460	50.549	59.242
Carbón	62.126	67.686	43.410	31.623	20.599
Fuel + Gas	5.396	2.091	2.075	1.790	1.566
Ciclo combinado	62.122	66.573	89.101	76.379	62.955
Resto hidráulica	4.149	4.125	4.638	5.454	6.824
Eólica	22.881	27.249	31.758	37.889	43.208
Solar fotovoltaica	102	463	2.406	5.829	6.140
Solar térmica	0	8	15	130	692
Térmica renovable	2.183	2.376	2.651	3.044	3.172
Cogeneración	22.319	23.328	26.576	28.466	30.789
Residuos	-	-	-	-	-
Generación	263.602	272.619	280.048	264.540	273.317
Consumos en bombeo	-5.348	-4.432	-3.803	-3.794	-4.458
Enlace Península-Baleares	-	-	-	-	-
Saldo intercambios intern.	-3.273	-5.750	-11.040	-8.086	-8.333
Demanda Energía	254.981	262.436	265.206	252.660	260.527

Tabla 2.5. Estructura de producción de energía 2010-2016 en GWh. Fuente: elaboración propia con datos de REE

TECNOLOGÍA	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidráulica	27.226	19.180	33.577	35.459	26.651	31.261
Nuclear	55.104	58.667	54.307	54.870	54.755	56.099
Carbón	40.502	51.131	37.177	41.133	50.924	35.188
Fuel + Gas	0	0	0	0	0	
Ciclo combinado	49.412	37.532	24.361	21.337	25.334	25.686
Resto hidráulica	5.294	4.645	7.099	7.070	4.164	7.907
Eólica	42.105	48.140	54.344	50.635	47.707	47.296
Solar fotovoltaica	7.092	7.830	7.918	7.802	7.839	7.567
Solar térmica	1.832	3.444	4.442	4.959	5.085	5.060
Térmica renovable	4.285	4.746	5.066	4.718	4.615	3.416
Cogeneración	32.051	33.493	32.037	25.596	25.076	25.782
Residuos	-	-	-	-	1.886	3.121
Generación	264.903	268.807	260.327	253.578	254.036	248.383
Consumos en bombeo	-3.215	-5.023	-5.958	-5.330	-4.520	-9.819
Enlace Península-Baleares	-	-570	-1.269	-1.298	-1.336	-1.251
Saldo intercambios intern.	-6.090	-11.200	-6.732	-3.406	-133	7.667
Demanda Energía	255.597	252.014	246.368	243.544	248.047	249.980

Las de origen hidráulico han oscilado en función del año hidrológico. La eólica ha ido aumentando a excepción de los años 2011, 2015 y 2016. La solar fotovoltaica se ha ido incrementando excepto en 2014 y 2016, así como la solar térmica. El resto de renovables han disminuido en 2014 y 2015. La nuclear prácticamente se ha mantenido sin oscilaciones y el carbón ha ido oscilando que, si nos fijamos, va cubriendo los descensos de la hidráulica. El fuel ha desaparecido en la península y el ciclo combinado aumentó hasta el año 2010, a partir de entonces ha ido descendiendo. La solar térmica ha pasado de no existir a tener una generación apreciable. La cogeneración aumentó hasta el 2012 que empezó a descender, sin duda porque no ha sido bien tratada desde el punto de vista legislativo. El resto de renovables también han ido creciendo pero con escaso peso en el mix. En la Figura 2.13 podemos ver, gráficamente y resumido, el reparto por tecnologías.

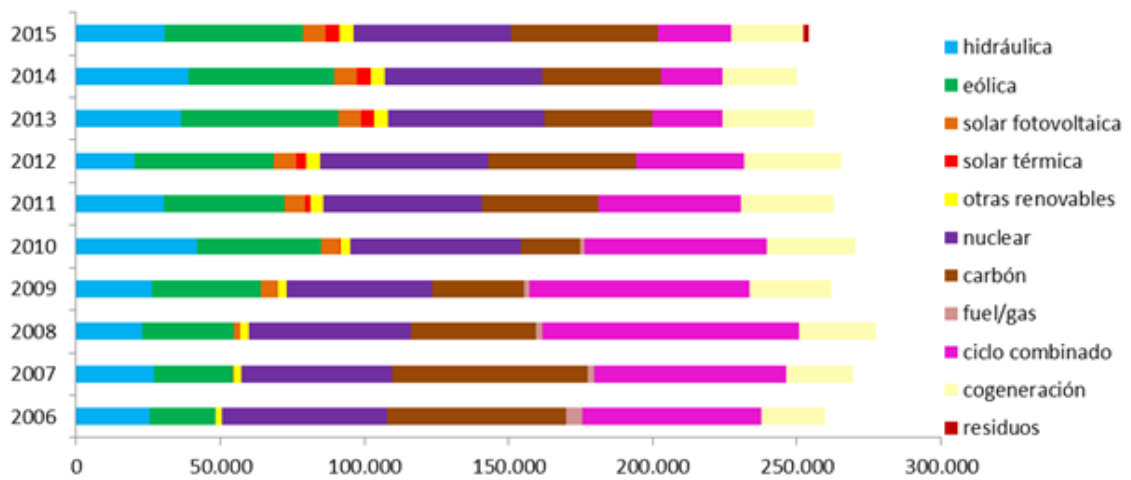


Figura 2.13. Evolución de la estructura de producción 2006-2015. Fuente: elaboración propia con datos de REE

Es de destacar que el saldo de intercambios internacionales es negativo en los últimos años, a excepción de 2016 que es positivo, lo que dio lugar a que en este año la generación en la península fuese inferior (248.383 GWh) a la demanda de energía (249.980 GWh).

Analizamos a continuación el mix de producción en cada uno de los años en la península, según datos obtenidos de REE.

2.9.1.1 Mix de generación de energía 2006

La generación de energía eléctrica en la península, durante 2006, se sitúa en 263.602 GWh, con una producción hidráulica de 29.119 GWh, la eólica con 22.881 GWh, el carbón con 62.126 GWh y la nuclear con 57.354 GWh.

En este año, lideran la producción las energías no renovables, encabezando el carbón y ciclo combinado con un 24 % ambas, y la nuclear con un 22 % de la producción

total. Estos tres procesos de producción de energía abarcan el 70 % de la producción total en la península (Figura 2.14).

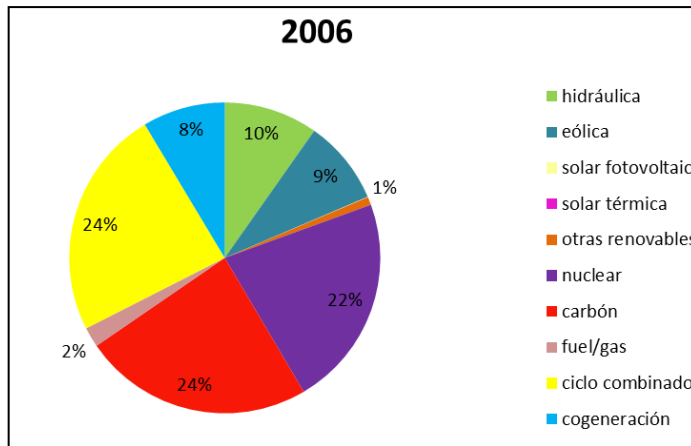


Figura 2.14. Producción de energía eléctrica en 2006. Fuente: elaboración propia con datos de REE

2.9.1.2 Mix de generación de energía 2007

La generación en 2007 la encabeza el carbón con un pequeño crecimiento respecto al 2006, con un 25 % de la producción total. La producción mediante ciclo combinado sufre también una pequeña variación y se sitúan en el 25 % de producción de la península, un 1 % más que en el año anterior. Destacamos la nuclear que desciende un 3 % respecto al 2006 pero sigue manteniéndose en cabeza respecto a la producción peninsular.

La producción total de energía eléctrica en la península se sitúa en 272.619 GWh. Respecto al año anterior se produce un aumento en la producción que también es debido al crecimiento de la producción hidráulica y eólica.

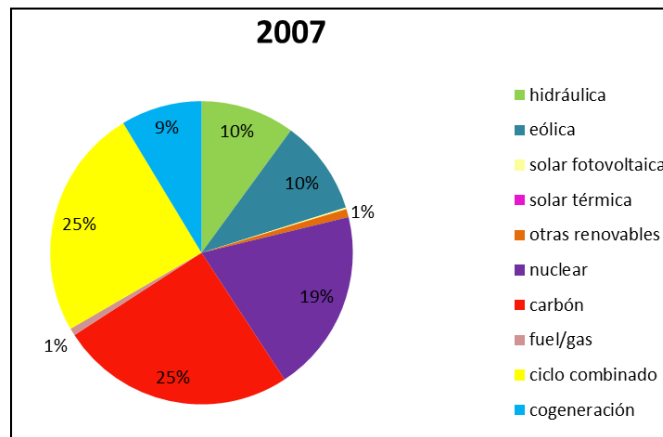


Figura 2.15. Producción de energía eléctrica en 2007. Fuente: elaboración propia con datos de REE

2.9.1.3 Mix de generación de energía 2008

La generación de energía eléctrica en 2008 aumenta hasta llegar al 280.048 GWh. La mayor producción en este año es por medio del ciclo combinado y es de 89.101 GWh, un 32 % de la producción total de la península. Esta producción crece un 7 % respecto al año anterior.

Otro dato importante es el descenso del carbón que se sitúa en una producción de 43.410 GWh, un 16 % del total. Comparándolo con el año anterior es un 9 % menos de producción que en 2007.

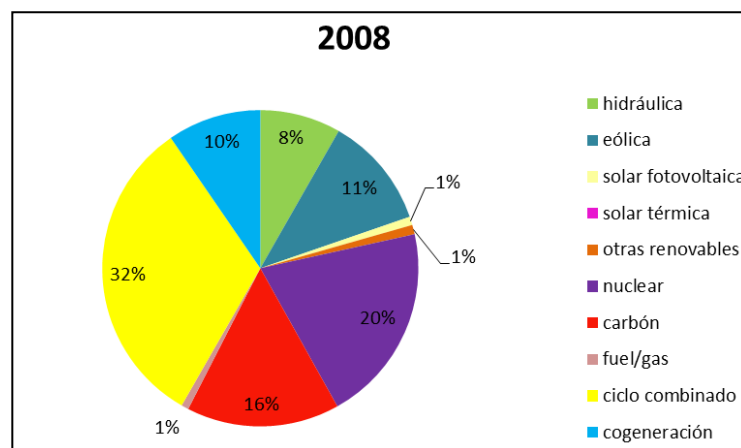


Figura 2.16. Producción de energía eléctrica en 2008. Fuente: elaboración propia con datos de REE

2.9.1.4 Mix de generación de energía 2009

La generación de energía eléctrica peninsular registró un valor de 264.540 GWh, que comparándolo con el año anterior descendió. En 2009, el ciclo combinado encabeza la producción de la península con un 29 % del total peninsular, dato inferior al del 2008 en un 3 %, registró un valor de 76.379 GWh.

La producción nuclear desciende un 1 %, situándose en el 19 % de la producción total con un valor de 50.546 GWh. La producción de energía eléctrica mediante el carbón en 2009 desciende respecto al 2008, un 4 %. Esta producción de energía se sitúa, en 2009, en 31.623 GWh, la mitad de producción que en 2006.

Este año comienza a dar pequeños pasos la solar térmica con una producción de 130 GWh. Como podremos comprobar más adelante, la solar térmica irá creciendo su producción lentamente pero de forma continua.

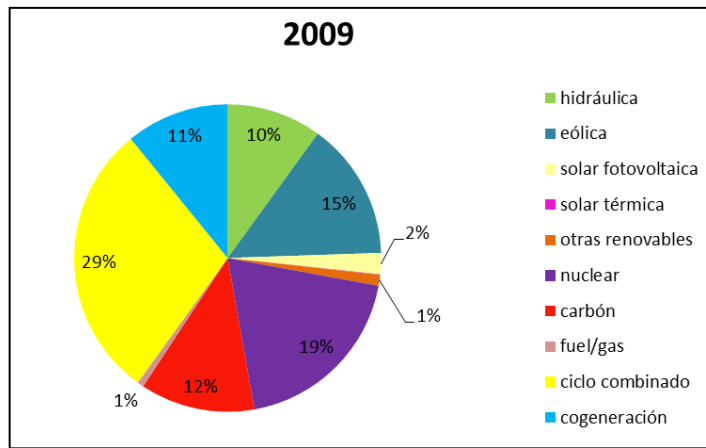


Figura 2.17. Producción de energía eléctrica en 2009. Fuente: elaboración propia con datos de REE

2.9.1.5 Mix de generación de energía 2010

En 2010 la generación de energía eléctrica en la península se sitúa en 273.317 GWh. Este valor ha sufrido un pequeño aumento respecto al año anterior, 2009. Destacamos que las centrales que más peso tienen este año son las de ciclo combinado con un 23 % de la producción, seguida de la nuclear común 22 %. Respecto a la variación de producción, destacamos el descenso de la producción de las centrales de ciclo combinado, con un 6 %, situándose este año en 62.955 GWh. Otro dato importante es el crecimiento de la hidráulica situándose en la tercera posición en el ranking de producción de energía peninsular con 44.954 GWh.

Destacar que en el año 2010 es el último año hasta la actualidad, que se produce energía eléctrica en la península mediante el fuel/gas, su producción fue 1.566 GWh.

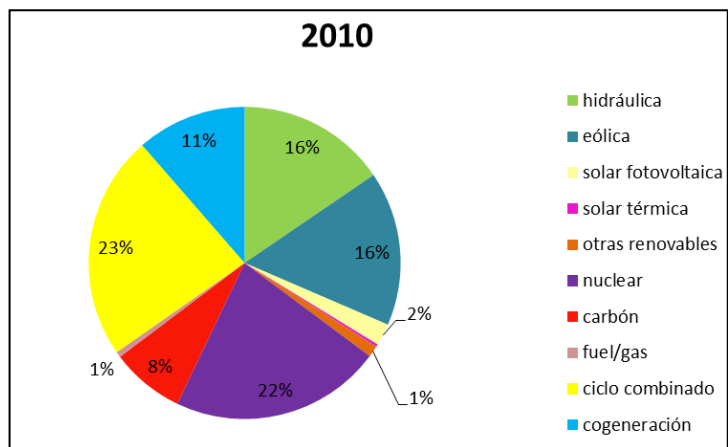


Figura 2.18. Producción de energía eléctrica en 2010. Fuente: elaboración propia con datos de REE

2.9.1.6 Mix de generación de energía 2011

La producción de energía eléctrica en 2011 fue de 264.903 GWh, que sufrió un pequeño descenso respecto el año anterior. La producción este año la encabeza la nuclear con un 21 % que descendió respecto al 2010. Por otro lado tenemos el ciclo combinado con un 19 % de la producción total, la producción de estas centrales ha descendido debido a que otras como la eólica, la solar fotovoltaica y el carbón hayan aumentado su producción.

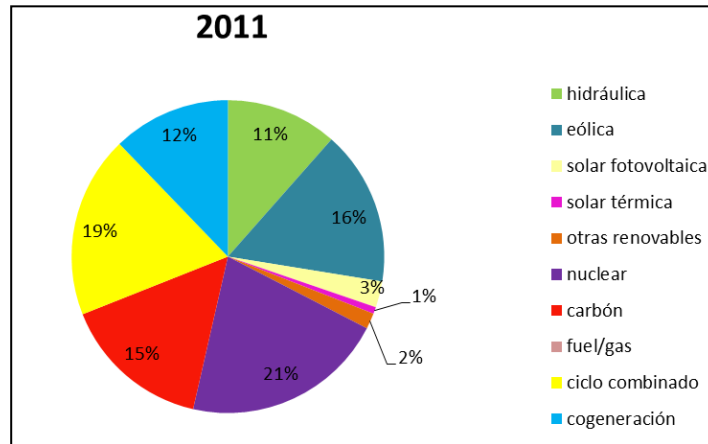


Figura 2.19. Producción de energía eléctrica en 2011. Fuente: elaboración propia con datos de REE

2.9.1.7 Mix de generación de energía 2012

En 2012, la generación de energía eléctrica se sitúa en 268.807 GWh. La nuclear sigue siendo la que mayor producción tuvo con un 22 % de la total de la península, 58.667 GWh. El carbón aumenta y se convierte en la segunda mayor productora de energía de la península con un 19 %, un 4 % más que en 2011.

La hidráulica disminuye su producción en comparación con el 2011 situándose en un 8 % de la producción total peninsular.

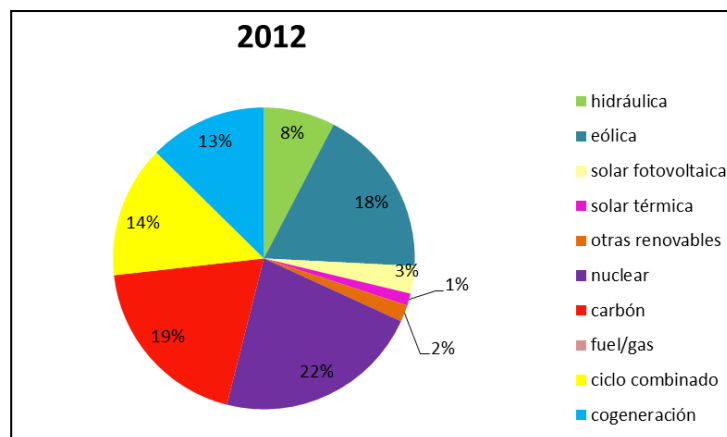


Figura 2.20. Producción de energía eléctrica en 2012. Fuente: elaboración propia con datos de REE

2.9.1.8 Mix de generación de energía 2013

En 2013, la generación de energía eléctrica se sitúa en el valor de 260.327 GWh. Se produce una caída en la producción con respecto al año anterior. La producción nuclear sigue encabezando la generación peninsular, con un 21 %. En 2013 iguala, de forma aproximada, a la producción eólica situándose en el valor de 54.334 GWh, un 21 % de la total. Este año se produce una caída en la producción de energías no renovables, por el contrario las energías renovables crecen un 10 % respecto al año anterior.

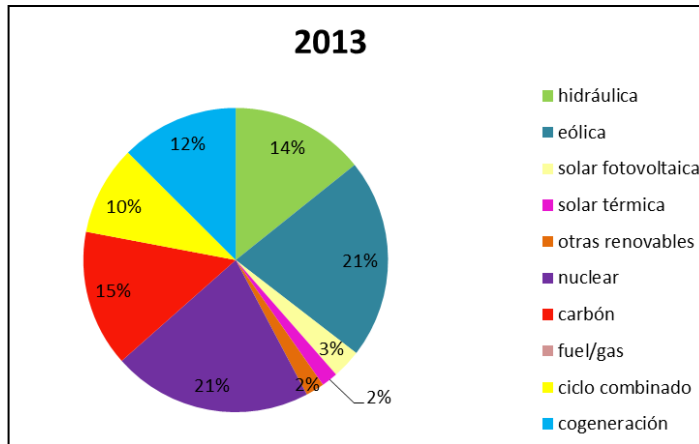


Figura 2.21. Producción de energía eléctrica en 2013. Fuente: elaboración propia con datos de REE

2.9.1.9 Mix de generación de energía 2014

La generación de energía eléctrica peninsular en 2014 sigue decreciendo hasta llegar a los 253.578 GWh. La producción nuclear sigue su línea, siendo la mayor productora de energía peninsular con un 22 %. La eólica desciende un 1 % respecto al 2013 pero se sigue manteniendo la segunda respecto a la producción total de la península. La hidráulica y el carbón sufren un pequeño aumento en la producción, aunque de forma poco significativa.

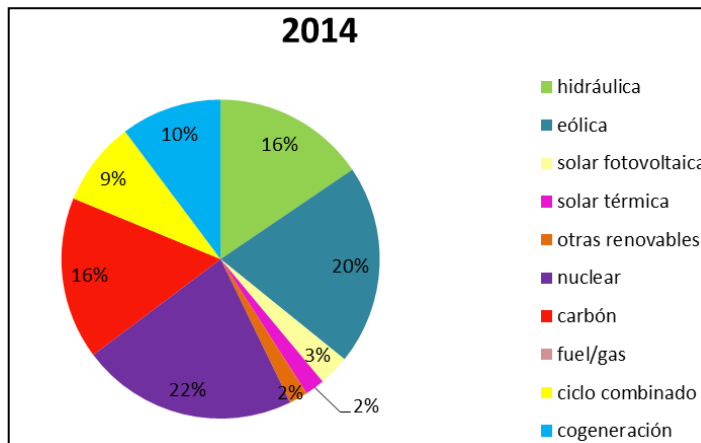


Figura 2.22. Producción de energía eléctrica en 2014. Fuente: elaboración propia con datos de REE.

2.9.1.10 Mix de generación de energía 2015

Este año la generación de energía eléctrica se situó en los 254.036 GWh. La producción nuclear sigue siendo la mayor productora, siguiéndola el carbón con el 20%. La hidráulica como comentamos, sufre una caída en la producción tras dos años consecutivos creciendo.

Este año aparecen por primera vez los residuos con una producción de 1.886 GWh. Respecto a la eólica comentar que sufre una pequeña caída llegando a los 47.707 GWh.

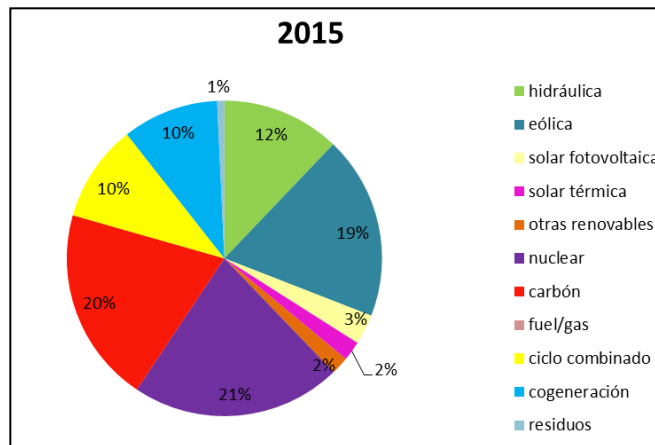


Figura 2.23. Producción de energía eléctrica en 2015. Fuente: elaboración propia con datos de REE

2.9.1.11 Mix de generación de energía 2016

En el año 2016, la generación de energía eléctrica en la península fue de 248.383 GWh, también un valor inferior respecto al año anterior. Sin embargo aumentó la demanda (de 243.544 GWh a 248.047 GWh), por lo que se recurrió a los intercambios internacionales. Hubo un incremento en la producción hidroeléctrica y una disminución en la producción con carbón (35.188 MWh). En el resto de tecnologías no existió tanta variación.

2.9.2 Generación con renovables en la península

Las energías renovables mantienen un papel destacado en el conjunto de la generación eléctrica en España, pero en el año 2015 se redujo su participación, cae del 42,8 % en 2014 a 36,9 % en 2015. Esto es debido a que la generación hidráulica se redujo un 27,5 % y la eólica un 5,8 %. A pesar de este descenso, la eólica representó un 51,4 % de la producción renovable peninsular y aportando un 19 % del total peninsular en 2015 (Espafador, 2008).

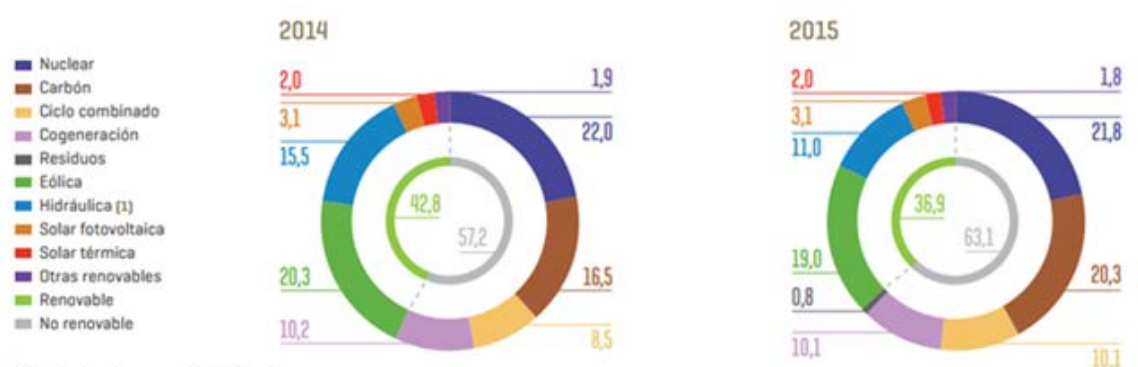


Figura 2.24. Estructura de generación anual de energía eléctrica peninsular 2014-2015. Fuente: REE

Si analizamos los últimos diez años (ver Figura 2.25), la mayor producción mediante energías renovables ha sido en el 2014 con un 42,8 %, por el contrario el año con menor producción ha sido el 2006 con un 19,4 %.

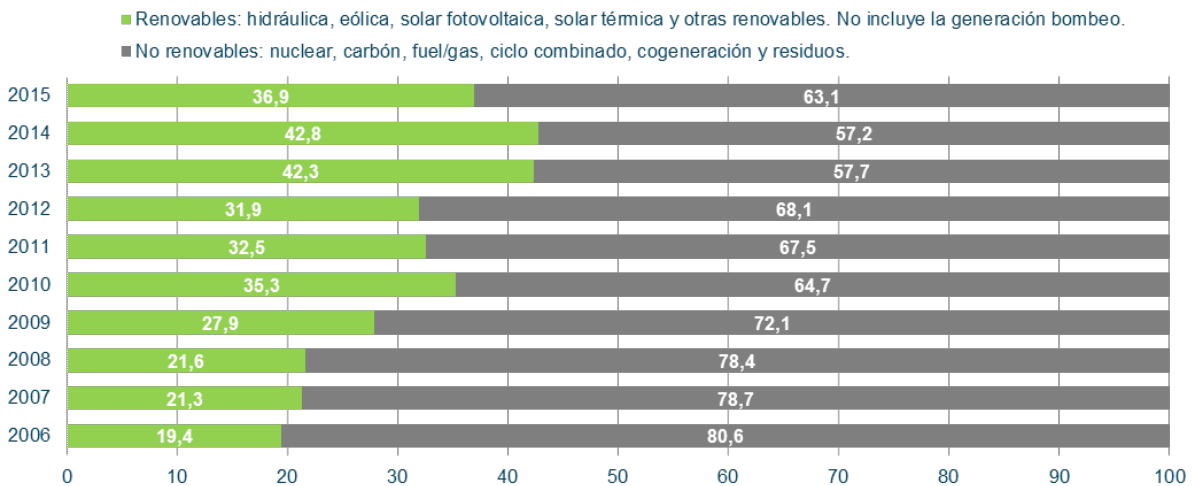


Figura 2.25. Evolución de la generación renovable y no renovable peninsular. Fuente: REE

Si hablamos en valores absolutos, en los últimos años la tendencia de producción de energía eléctrica mediante energías renovables ha sido al alza pero con oscilaciones, esto es debido a las variaciones en la generación hidráulica. Este aumento puede llamar la atención, ya que la potencia instalada se ha mantenido, su explicación es porque ha

disminuido la demanda de energía por la crisis económica, sin embargo el recorte se ha producido en las no renovables, cuyo coste de generación es mayor.

En la Figura 2.26 se observa esta evolución, en valores absolutos, existen oscilaciones en la generación de renovables y no renovables debido, en su mayor parte, a las variaciones en la producción hidráulica, aunque también se producen variaciones en la producción eólica. Para compensar estas oscilaciones y poder suministrar la energía demandada, se modificó la producción de las centrales de carbón y los ciclos combinados.

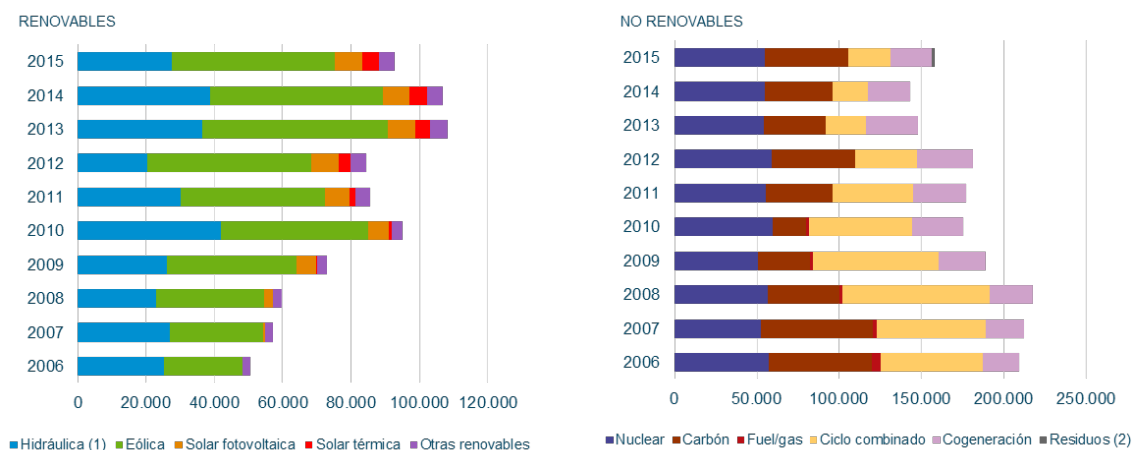


Figura 2.26. Evolución de la generación de las diferentes tecnologías. Fuente: REE

En la Tabla 2.6 se reflejan las centrales eléctricas con tecnologías renovables más importantes de cada comunidad autónoma, así como su potencia instalada.

Tabla 2.6. Centrales renovables por comunidad autónoma. Fuente: elaboración propia con datos de REE

CENTRALES	Provincia	Tipo central	Potencia (MW)
Tajo de la Encantada	Málaga	Hidroeléctrica	360
Guillena	Sevilla	Hidroeléctrica	210
Bembézar	Córdoba	Hidroeléctrica	15,1
Villafranca	Córdoba	Hidroeléctrica	4,32
Duque	Granada	Hidroeléctrica	12,8
Pedro Martín	Jaén	Hidroeléctrica	13,2
El Colmenar II	Almería	Eólica	28
Altamira	Málaga	Eólica	49,3
Dólar III	Granada	Eólica	49,5
Tallisca	Huelva	Eólica	40
Jerez	Cádiz	Eólica	42,5
Los Morales	Sevilla	Fotovoltaica	0,67
Archidona	Málaga	Fotovoltaica	7,37
Lebrija I	Sevilla	Solar térmica	49,9
Valle I	Cádiz	Solar térmica	50,0
Valle II	Cádiz	Solar térmica	50,0
ANDALUCÍA			
Mequinenza	Huesca	Hidroeléctrica	324
Santa Ana	Huesca	Hidroeléctrica	12

Plana María	Zaragoza	Eólica	24
Los Visas	Zaragoza	Eólica	37,5
LA Zaida	Zaragoza	Fotovoltaica	2
ARAGÓN			
La Malva	Asturias	Hidroeléctrica	9,14
Miranda	Asturias	Hidroeléctrica	64,8
Arbón	Asturias	Hidroeléctrica	56
El segredal	Asturias	Eólica	36
Sierra de la cuesta	Asturias	Eólica	7,92
ASTURIAS			
Bolarque	Cuenca	Hidroeléctrica	15
Cantoalojas	Guadalajara	Eólica	24,4
Empedrada	Albacete	Eólica	50
Sierra de Pela	Toledo	Eólica	34
Navajarra	C.Real	Eólica	49,3
CASTILLA-LA MANCHA			
Aldeadávila	Salamanca	Hidroeléctrica	421
Porma	León	Hidroeléctrica	18,6
El Portillo	León	Eólica	49,3
Poleiro	Zamora	Eólica	50,0
Zapicos	Salamanca	Fotovoltaica	13
CASTILLA Y LEÓN			
Cabdella	Lérida	Hidráulica	20,8
Espot	Lérida	Hidráulica	9,7
Els Escambrosn	Lérida	Eólica	48
Les Colladetes	Tarragona	Eólica	36,6
Sant Antoni	Tarragona	Eólica	48,2
Conesa I	Tarragona	Eólica	30
Conesa II	Tarragona	Eólica	32
CATALUÑA			
Aguayo	Cantabria	Hidráulica	260
Cortes- La Muela	Valencia	Hidráulica	2000
Beneixama	Alicante	Fotovoltaica	20
Arriello	Castellón	Eólica	49,5
Villanueva I	Valencia	Eólica	48,3
Villanueva II	Valencia	Eólica	18,4
C.VALENCIANA			
Jose María de Oriol	Cáceres	Hidráulica	915
Cedillo	Cáceres	Hidráulica	440
EXTREMADURA			
Tambre II	A Coruña	Hidráulica	62,7
Belesar	Lugo	Hidráulica	271,4
Ponte.Bibey	Ourense	Hidráulica	313
Conso	Ourense	Hidráulica	268
Monte Redondo	A Coruña	Eólica	49,5
Curuxeiras	Lugo	Eólica	49,6
Corzán	A Coruña	Eólica	44,6
GALICIA			
Fuente Álamo	Logroño	Fotovoltaica	34
Alcarama II	Logroño	Eólica	48,05
Cabimonteros	Logroño	Eólica	49,5
LA RIOJA			
Lorca	Murcia	Fotovoltaica	400

LA Tella	Murcia	Eólica	50,0
Almendros I	Murcia	Eólica	20,04
Almendros II	Murcia	Eólica	28
MURCIA			
Toma del Canal	Navarra	Hidráulica	20
Itoiz	Navarra	Hidráulica	50
La bandera	Navarra	Eólica	30,1
NAVARRA			
Errotazar	Bilbao	Hidráulica	30
Elgea-Urkillaa	Álava	Eólica	32,2
Badaia	Álava	Eólica	49,9
PAÍS VASCO			

Como resumen podemos decir que en los últimos años, las energías renovables desempeñan un papel importante. No son las que más se utilizan para producir energía eléctrica, pero su uso cada vez es mayor. Analizamos la evolución de cada tecnología en los siguientes apartados.

2.9.2.1 Producción hidráulica

Observando la figura siguiente, podemos ver que desde hace diez años la producción hidráulica ha oscilado mucho. La mayor producción se produjo en el año 2010.

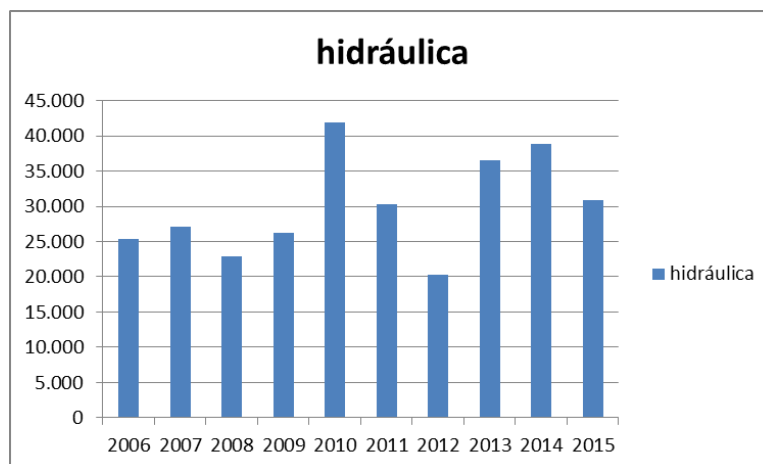


Figura 2.27. Evolución de la producción hidráulica. Fuente: elaboración propia

Como se ha comentado anteriormente, la generación hidráulica en 2015 desciende un 27,5 % respecto a la del año anterior, debido a que fue un peor año hidrológico. En la Figura 2.28 podemos comprobar que la producción hidráulica fue inferior en 2015 respecto a la de 2014 en la mayoría de los meses, mayo fue el único mes en que fue ligeramente superior. El mes de diciembre es en el que se produce la mayor diferencia, se reduce a la mitad que el año anterior.

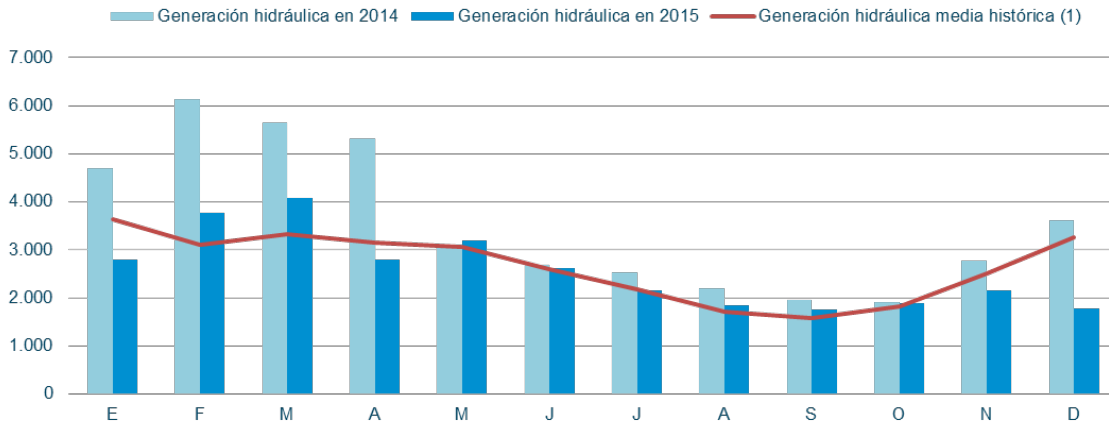


Figura 2.28. Generación hidráulica peninsular 2014-2015 comparada con la media. Fuente: REE

En general, la producción de origen renovable de cara al futuro variará de forma positiva, sin embargo la generación hidráulica dependerá del año hidráulico, si la demanda total aumenta y no se instala más potencia, el porcentaje en la producción hidráulica en conjunto descenderá.

2.9.2.2 Producción eólica

Cabe destacar que en 2015 se produjeron nuevos máximos históricos de producción eólica en la península, instantánea, horaria y diaria. La producción de energía eólica alcanzó los 17.553 MW de potencia instantánea el día 29 de enero a las 19:27 horas. Este mismo día se alcanzó el máximo de energía horaria con 17.213 MWh entre las 19:00 y las 20:00 horas. El record de energía diaria mediante generación eólica en la península se alcanzó el 30 de enero del 2015. La eólica ha tenido la mayor contribución a la producción total peninsular en febrero y mayo con un 27,3 % y 24,2 % respectivamente.



Figura 2.29. Aerogeneradores. Producción eólica. Fuente: EcologiaVerde

Podemos comprobar en el gráfico que la producción eólica siempre ha ido en aumento, exceptuando los años 2014 y 2015 en los que se ha producido un pequeño descenso. Se prevé que en un futuro tendrá un aumento considerable pasando a ser una de las principales productoras de energía eléctrica en España.

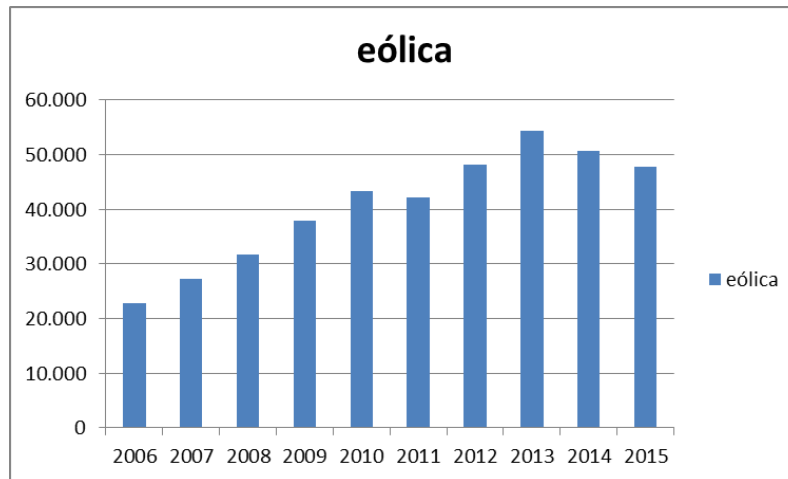


Figura 2.30. Evolución de la producción eólica. Fuente: elaboración propia

2.9.2.3 Producción solar

Las instalaciones solares fotovoltaicas de la península han estado en crecimiento durante más de una década aunque, desde 2012, prácticamente se ha mantenido constante la producción (ver Figura 2.32), ya que no se han realizado nuevas instalaciones.



Figura 2.31. Placas fotovoltaicas para producción solar. Fuente: HelioSolar

El Real decreto de 2012, por el que se suprimieron los incentivos, produjo un estancamiento en la producción fotovoltaica y han paralizado muchos proyectos del sector.

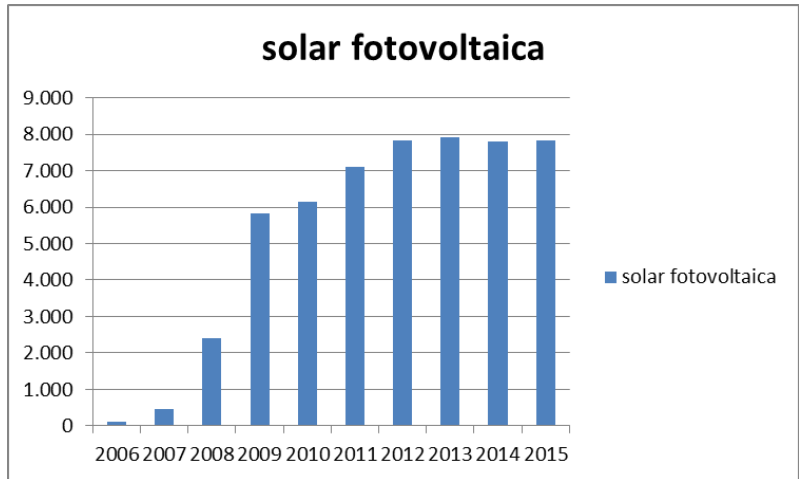


Figura 2.32. Evolución de la producción fotovoltaica. Fuente: elaboración propia

En lo que respecta a la generación mediante las instalaciones solares térmicas, en 2015 aumentó un 2,5 % respecto al año anterior. Conjuntamente, representaron un 5,1 % de la generación total de la península en el año 2015.

La generación solar térmica no va a sufrir apenas variaciones. Se prevé que se incremente de forma paulatina y contribuya, de forma más importante, al mix energético.

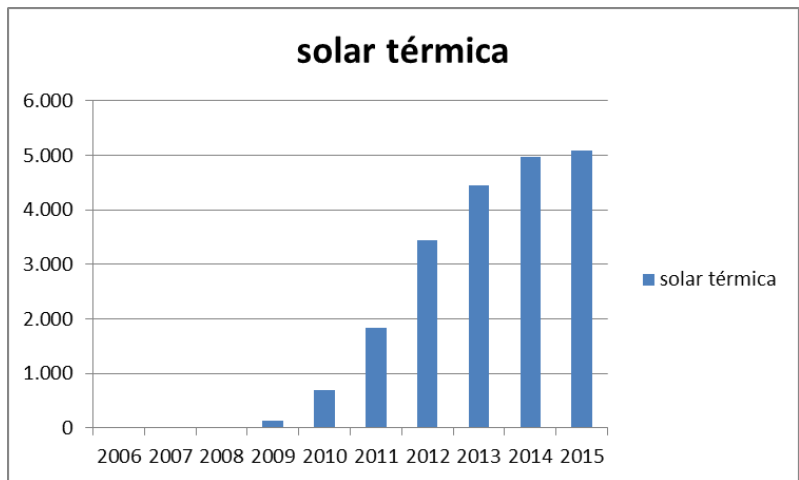


Figura 2.33. Evolución de la producción solar térmica. Fuente: elaboración propia

2.9.2.4 Producción renovable por comunidad autónoma

En la Figura 2.34 podemos ver una estructura del porcentaje de la producción renovable por el tipo de central y comunidad autónoma. En Asturias, Cataluña, Cantabria y el País Vasco es donde hay mayor producción de energía hidráulica. En Canarias, es el único lugar de España, donde hay producción de energía hidroeléctrica. La Rioja y Navarra son las comunidades autónomas que mayor producción de energía eólica tienen. En las islas Baleares y Melilla destaca la producción solar fotovoltaica, y respecto a la solar térmica destaca Extremadura.

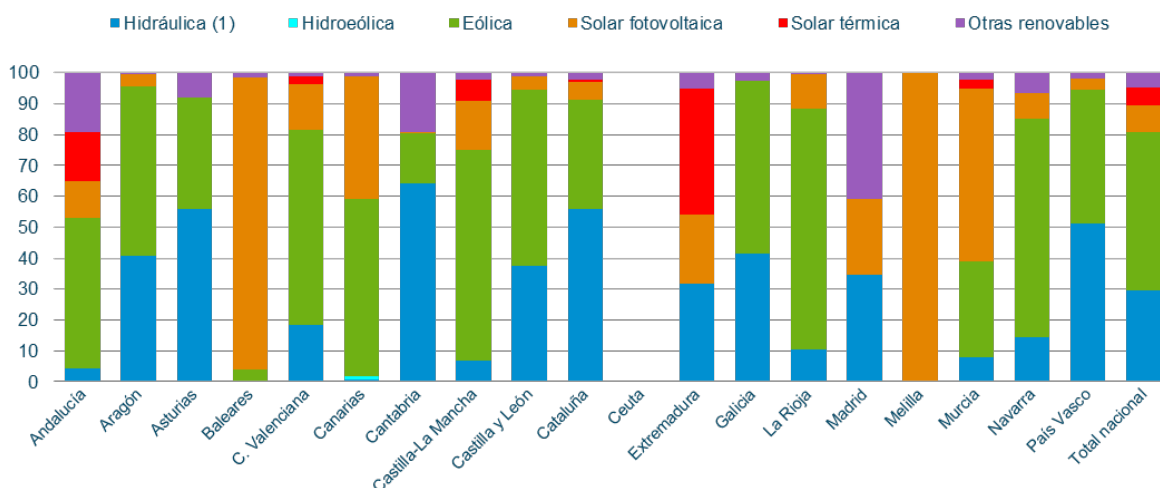


Figura 2.34. Estructura de la producción renovable por tipo de central por CC.AA. Fuente: REE

2.9.3 Generación con no renovables en la península

En la Tabla 2.7 podemos ver un resumen de la producción y potencia instalada de cada una de las centrales nucleares, de carbón y ciclo combinado, en cada Comunidad Autónoma, así como una comparativa, en tanto por ciento, de las energías producidas en la península entre los años 2014 y 2015.

Tabla 2.7. Centrales no renovables por comunidad autónoma. Fuente: elaboración propia con datos de REE

CENTRALES	Tipo Central	Potencia (MW)	Energía (GWh)		
			2014	2015	% 15/14
Litoral de Almería	Carbón	1.120	5.612	7.364	31,2
Los Barrios	Carbón	570	2.869	3.830	33,5
San Roque 1	Ciclo combinado	390	1.970	1.877	-4,7
San Roque 2	Ciclo combinado	402	362	825	127,9
Arcos 1	Ciclo combinado	389	1	0	-100,0
Arcos 2	Ciclo combinado	373	7	0	-100,0
Arcos 3	Ciclo combinado	823	75	198	164,5
Palos 1	Ciclo combinado	387	128	33	-73,9
Palos 2	Ciclo combinado	389	382	142	-62,7
Palos 3	Ciclo combinado	391	64	0	-100,0
Campo de Gibraltar 1	Ciclo combinado	393	0	0	-
Campo de Gibraltar 2	Ciclo combinado	388	0	0	-
Colón 4	Ciclo combinado	391	173	292	68,3
Algeciras 3 CC	Ciclo combinado	821	29	406	-
Málaga 1 CC	Ciclo combinado	416	1.214	1.849	52,4
ANDALUCÍA		7.941	13.907	18.325	31,8
Escucha ⁽¹⁾	Carbón	-	0	-	-
Teruel	Carbón	1.056	4.612	4.459	-3,3
Castelnou	Ciclo combinado	791	143	86	-40,2
Escatrón 3	Ciclo combinado	804	28	65	134,1
Escatrón Peaker	Ciclo combinado	275	39	27	-30,9
ARAGÓN		2.925	4.822	4.637	-3,8
Aboño	Carbón	878	5.065	5.944	17,3
Lada	Carbón	348	1.308	1.842	40,8
Narcea	Carbón	554	841	1.690	100,9
Soto de la Ribera	Carbón	586	1.351	3.004	122,4
Soto de la Ribera 4	Ciclo combinado	426	218	286	31,1
Soto de la Ribera 5	Ciclo combinado	428	71	75	5,6

ASTURIAS		3.219	8.855	12.841	45,0
Trillo I	Nuclear	1.003	7.784	7.926	1,8
Puertollano ⁽²⁾	Carbón	206	0	0	-
Aceca 3	Ciclo combinado	386	174	485	179,4
Aceca 4	Ciclo combinado	373	872	804	-7,8
GICC-PL ELCOGAS	Carbón	296	881	907	2,9
CASTILLA-LA MANCHA		2.265	9.711	10.122	4,2
Garoña ⁽³⁾	Nuclear	455	0	0	-
Anllares	Carbón	347	1.108	696	-37,2
Compostilla II	Carbón	1.143	4.202	4.282	1,9
Guardo	Carbón	486	1.164	1.800	54,6
La Robla	Carbón	619	1.533	2.532	65,2
CASTILLA Y LEÓN		3.051	8.007	9.310	16,3
Ascó I	Nuclear	996	7.097	7.404	4,3
Ascó II	Nuclear	992	6.858	8.446	23,2
Vandellós II	Nuclear	1.045	8.821	7.475	-15,3
Foix ⁽⁴⁾	Fuel/gas	-	0	0	-
Besós 3	Ciclo combinado	412	259	836	222,5
Besós 4	Ciclo combinado	400	2.208	2.161	-2,1
Besós 5	Ciclo combinado	859	628	747	18,9
Tarragona	Ciclo combinado	386	0	61	-
Tarragona Power	Ciclo combinado	417	29	378	-
Plana del Vent 1	Ciclo combinado	420	290	246	-15,0
Plana del Vent 2	Ciclo combinado	414	16	101	554,0
Puerto de Barcelona 1	Ciclo combinado	435	1.121	808	-27,9
Puerto de Barcelona 2	Ciclo combinado	431	481	1.494	210,5
CATALUÑA		7.207	27.807	30.157	8,5
Cofrentes	Nuclear	1.064	9.108	7.431	-18,4
Castellón 3	Ciclo combinado	782	9	114	-
Castellón 4	Ciclo combinado	839	334	1.113	233,3
Sagunto 1	Ciclo combinado	410	868	1.502	73,1
Sagunto 2	Ciclo combinado	412	1.349	799	-40,8
Sagunto 3	Ciclo combinado	411	1.459	1.331	-8,8
C.VALENCIANA		3.917	13.126	12.290	-6,4
Almaraz I	Nuclear	1.011	7.227	8.435	16,7
Almaraz II	Nuclear	1.006	7.975	7.637	-4,2
EXTREMADURA		2.017	15.202	16.072	5,7
Meirama	Carbón	557	2.298	3.137	36,5
Puentes García Rodríguez	Carbón	1.403	7.267	7.929	9,1
Puentes García Rodríguez 5	Ciclo combinado	856	309	245	-20,8
Sabón 3	Ciclo combinado	391	200	155	-22,7
GALICIA		3.207	10.074	11.466	13,8
Arrúbal 1	Ciclo combinado	395	17	0	-100,0
Arrúbal 2	Ciclo combinado	390	146	590	304,5
LA RIOJA		785	162	590	263,3
Cartagena 1	Ciclo combinado	418	980	940	-4,1
Cartagena 2	Ciclo combinado	418	696	62	-91,1
Cartagena 3	Ciclo combinado	413	509	678	33,3
El Fangal 1	Ciclo combinado	403	20	296	-
El Fangal 2	Ciclo combinado	401	25	0	-100,0
El Fangal 3	Ciclo combinado	395	107	97	-9,9
Escombreras 6	Ciclo combinado	816	0	0	-100,0
MURCIA		3.264	2.337	2.072	-11,3
Castejón 1	Ciclo combinado	425	182	337	85,6
Castejón 2	Ciclo combinado	379	0	0	-
Castejón 3	Ciclo combinado	418	188	387	105,8
NAVARRA		1.222	370	724	95,9
Amorebieta	Ciclo combinado	786	155	727	367,7
Bahía de Bizkaia	Ciclo combinado	785	2.799	1.679	-40,0
Santurce 4	Ciclo combinado	396	6	0	-100,0
PAÍS VASCO		1.968	2.960	2.406	-18,7
TOTAL		42.988	117.340	131.013	11,7

(1) Inactivo desde julio 2013. Baja en mayo 2014.

(2) Inactiva desde noviembre 2013.

(3) Inactiva desde diciembre 2012.

(4) Baja en mayo 2015.

En 2015 se produjo un cambio en el comportamiento de las energías no renovables respecto al 2014, al aumentar su producción un 10,5 %. Este aumento es debido al incremento de las centrales de carbón y ciclo combinado, que compensaría la bajada de producción en hidráulica y eólica.

2.9.3.1 Producción nuclear

Esta tecnología, por quinto año consecutivo, es la que tiene mayor participación en la producción de energía eléctrica en la península con un 21,8 %.

El coeficiente de utilización, es la relación que existe entre la producción real y la que se hubiese podido alcanzar si se diera el caso de que las centrales funcionasen a su potencia nominal durante las horas que han estado disponibles. En el caso de las centrales nucleares, este coeficiente de utilización fue del 97,6 %, el más alto.

La central que más producción ha tenido en 2015 es la de Ascó II que se encuentra en Cataluña. La central de Garoña está inactiva desde 2012. Se puede ver el descenso en la producción en la Figura 2.36. La producción nuclear total del 2015 es de 54.755 GWh un 0,2 % menos que en 2014.

En la Figura 2.35 se representa dónde están situadas las centrales nucleares en nuestro país.



Figura 2.35. Situación de las centrales nucleares en España. Fuente: REE

La generación nuclear se prevé que se mantenga constante o decrecerá de forma poco significativa, no se pondrá en servicio ninguna central debido al parón nuclear producido en nuestro país. Hay que destacar que existe la posibilidad de que la central de Garoña vuelva a ponerse en marcha, pero aún no hay datos fiables de si el proyecto sigue en marcha.

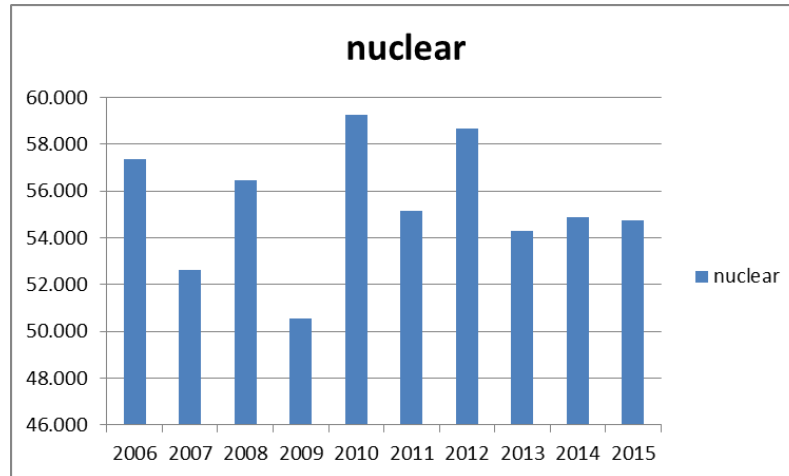


Figura 2.36. Evolución de la producción nuclear. Fuente: elaboración propia

2.9.3.2 Producción térmica con carbón

Como ya sucedió en 2014, las centrales de carbón en la península experimentaron un crecimiento en la producción de un 23,8 % en 2015. Este incremento la ha situado como la segunda fuente de generación de energía peninsular. Además durante los meses de junio, julio, agosto, octubre y noviembre, ha sido la principal fuente de generación con una participación del 25 %, que ha coincidido con los meses en los que la producción hidráulica ha descendido.

El coeficiente de utilización de las centrales de carbón fue del 61,8 %, un valor mayor al de los siete años anteriores. La producción fue de un total de 50.924 GWh en 2015. La central de carbón Escucha en Andalucía, está inactiva desde julio de 2013 y la central de Puertollano también inactiva desde noviembre de 2013.

La predicción de la generación mediante carbón se mantendrá a lo largo de los años. En el año 2020 está previsto el cierre de varias centrales de carbón en Castilla-La Mancha que ahora mismo están en funcionamiento.

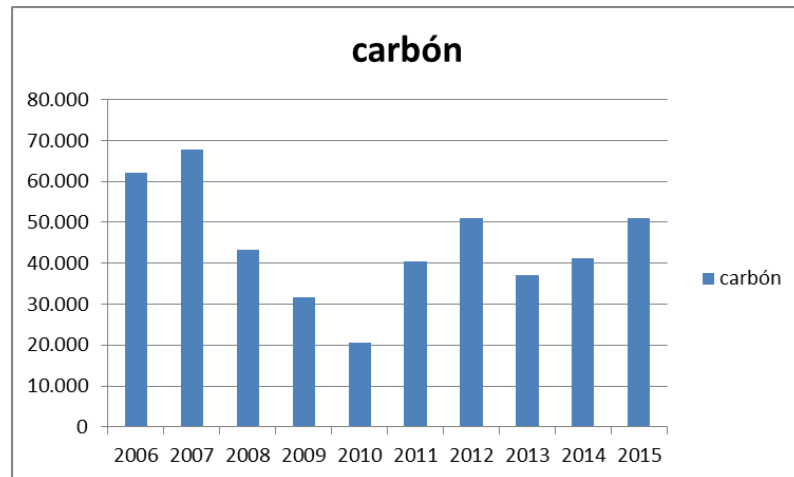


Figura 2.37. Evolución de la producción mediante carbón. Fuente: elaboración propia

2.9.3.3 Ciclos combinados

La producción de los ciclos combinados experimentó un crecimiento de un 18,7 % en 2015, primer incremento tras seis años de descensos, según se puede apreciar en la Figura 2.39. El mes de julio fue el que más incremento de producción se produjo coincidiendo con una ola de calor.

El coeficiente de utilización de las centrales de ciclos combinados fue de un 12,9 %, un valor muy bajo. La producción de ciclos combinados en total de 2015 fue de 25.334 GWh (REE, 2016a).



Figura 2.38. Central ciclo combinado, Cataluña. Fuente: ENDESA

Si aumentara la producción con energías renovables, la generación de energía eléctrica mediante el ciclo combinado continuará decreciendo.

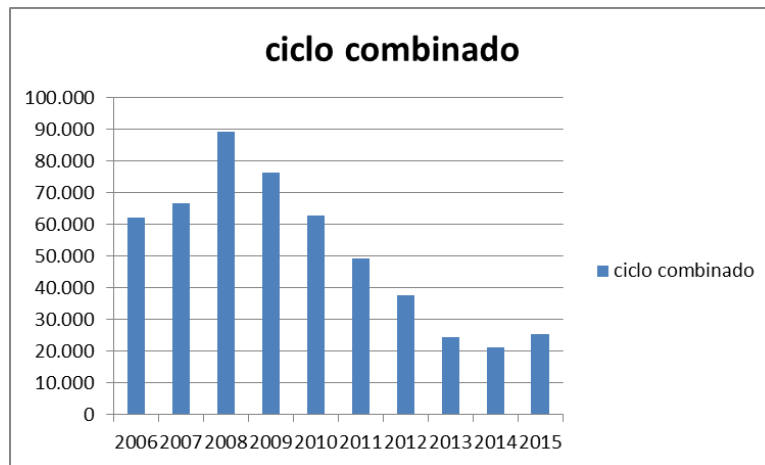


Figura 2.39. Evolución de la producción mediante ciclo combinado. Fuente: elaboración propia

2.9.3.4 Producción mediante cogeneración

Hasta el año 2012 la producción mediante cogeneración fue aumentando de forma paulatina. A partir de entonces ha ido disminuyendo, tal y como se aprecia en la figura siguiente.

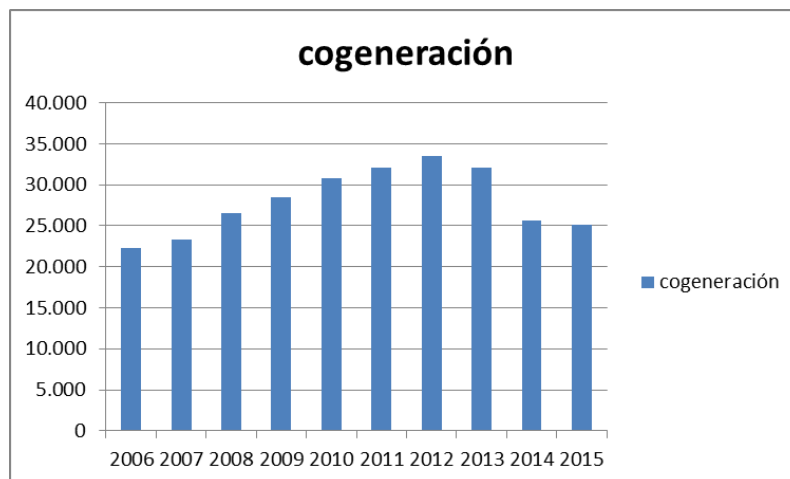


Figura 2.40. Evolución de la generación con cogeneración. Fuente: elaboración propia

En un futuro, si no cambia la normativa, seguirá descendiendo, por lo que se necesitaría un mayor apoyo legislativo.

2.9.4 Generación de energía eléctrica en sistemas no peninsulares

La producción de energía eléctrica en los sistemas no peninsulares terminó en 2015 con 13.548 GWh generados, 2,0 % superior que en el año 2014. Baleares, Canarias y Melilla, crecieron un 4,0 %, un 1,0 % y un 1,7 % respectivamente, por otro lado en Ceuta descendió un 3,2 %.

A partir de 2012 se puso en marcha un servicio de interconexión que une la península y Baleares. En los primeros meses de funcionamiento del enlace, registró una aportación al 9,8 % del consumo global del sistema balear y produjo una reducción en la generación de las centrales de ciclo combinado.

En julio de 2014, en las islas Canarias, se produjo un cambio de estructura en la generación de la isla del Hierro, cuando se puso en funcionamiento la central hidroeléctrica Gorona del Viento, con una capacidad de 11 MW. Este proyecto integra un parque eólico, una central de bombeo y una central hidroeléctrica. Este proyecto tiene el objetivo de abastecer una parte importante de la isla del Hierro, e incrementar la integración de las energías renovables. Hablamos que el 20 % del total de la generación anual de la isla fue mediante las energías renovables.

2.9.5 Potencia instalada en España

La potencia instalada es la potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción, durante un periodo determinado de tiempo, medida a la salida de los bornes del alternador.

Según REE la potencia instalada en 2015 fue de 106.247 MW de los que 101.027 MW estaban en la península. Esta potencia se mantiene prácticamente estable, después de un crecimiento continuo. Respecto al año anterior decimos que se produce un ligero crecimiento del 0,5 %. Este aumento es debido, fundamentalmente, a la puesta en marcha de dos centrales, la central hidráulica de San Pedro con 23 MW y la central hidroeléctrica de bombeo de La Muela II con 878 MW. La potencia instalada en estas centrales se ha compensado con el cierre de la última central de fuel-gas del sistema peninsular, Foix de 506 MW.

En la Tabla 2.8, se puede apreciar el desglose de potencia instalada en cada una de las tecnologías.

Tabla 2.8. Desglose de potencia instalada a 31.12.2015. Sistema eléctrico nacional. Fuente: REE y CNMC

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	MW	%15/14	MW	%15/14	MW	%15/14
Hidráulica	20.352	4,6	1	0,0	20.353	4,6
Nuclear	7.573	0,0	-	-	7.573	0,0
Carbón	10.468	0,0	468	0,0	10.936	0,0
Fuel/gas	0	-100,0	2.490	0,0	2.490	-16,9
Ciclo combinado	24.948	0,0	1.722	0,0	26.670	0,0
Hidroeléctrica	-	-	11	0,0	11	0,0
Eólica	22.864	0,0	156	0,0	23.020	0,0
Solar fotovoltaica	4.420	0,4	244	0,3	4.664	0,4
Solar térmica	2.300	0,0	-	-	2.300	0,0
Otras renovables ^{(1) (2)}	742	-24,5	5	0,0	747	-24,4
Cogeneración ⁽²⁾	6.684	-5,2	44	-63,6	6.728	-6,2
Residuos ⁽³⁾	677	-	77	-	754	-
Total	101.027	0,5	5.220	0,0	106.247	0,5

⁽¹⁾ Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

⁽²⁾ Los valores de incrementos incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

⁽³⁾ Potencia incluida en otras renovables y en cogeneración hasta el 31/12/2014.

Desde el punto de vista de la potencia instalada de energías renovables en el año 2015, destaca la energía eólica con una potencia instalada en la península de 22.864 MW, sin variación respecto al año anterior. Pero la tecnología con más potencia instalada es el ciclo combinado con 24.945 MW.

La solar fotovoltaica también tuvo un pequeño incremento con una potencia instalada de 4.420 MW y la solar térmica no se produjo variación quedándose en 2.300 MW.

Analizando la evolución de la potencia instalada en los últimos años, que se refleja en la Tabla 2.9, vemos que prácticamente ha permanecido constante, esto es debido a la legislación nacional, que supuso un parón en la instalación de nuevas centrales de origen renovable en el año 2012, al suprimir los incentivos a las tecnologías renovables.

Tabla 2.9. Evolución de la potencia instalada de energías renovables en la península (MW). Fuente: elaboración propia

Fuentes renovables	2011	2012	2013	2014	2015
Eólica	21.017	22.608	22.846	22.864	22.864
Solar fotovoltaica	4.059	4.321	4.396	4.403	4.420
Solar térmica	999	1.950	2.300	2.300	2.300
Otras renovables	884	970	745	983	742

La potencia instalada, desde el punto de vista de porcentaje de participación de las centrales en cada comunidad autónoma, la vamos a diferenciar en función de su origen no renovable o renovable. Vemos a continuación el porcentaje de potencia instalada de tecnologías no renovables en todas las comunidades:

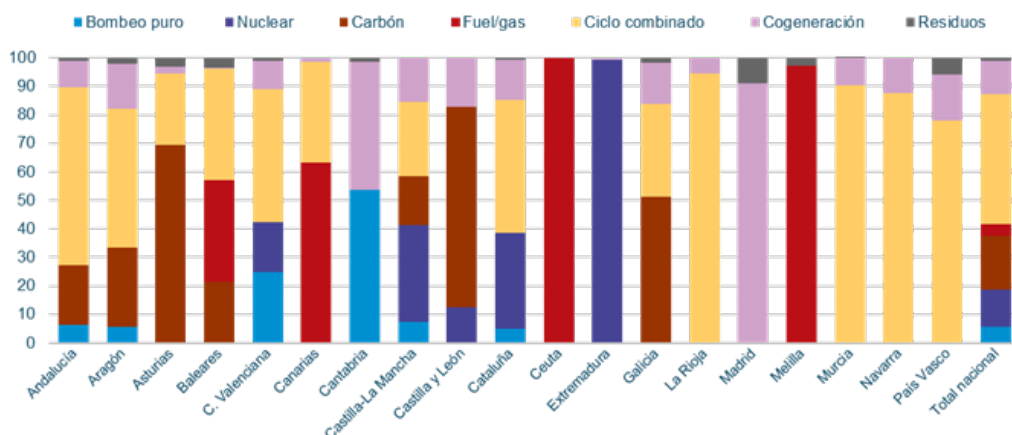


Figura 2.41. Estructura de la potencia instalada no renovable por tipo de central por CCAA. Fuente: REE

Centrándonos en la comunidad autónoma de Castilla y León, destacamos las centrales de carbón con un 70,3 % del total de la potencia instalada de la comunidad. También aparece la central nuclear de Garoña con un 12,3 %. El ciclo de vida de esta central terminó en diciembre de 2012, y desde ese momento se encuentra inactiva aunque aún no se ha decidido su cierre ni su desmantelamiento. Por otro lado tenemos la cogeneración con un 17,4 % de potencia instalada.

La potencia instalada del tipo renovable, en Castilla y León, se resume en centrales hidráulicas, solares fotovoltaicas y eólicas. Destaca la potencia de las eólicas con un 53,4 % de la total de la comunidad, la sigue la potencia de las centrales hidráulicas con un 41,5 % y la solar fotovoltaica con un 4,7 %.

También vemos en la Figura 2.42 el porcentaje de potencia instalada en todas las comunidades autónomas, en este caso con tecnologías renovables.

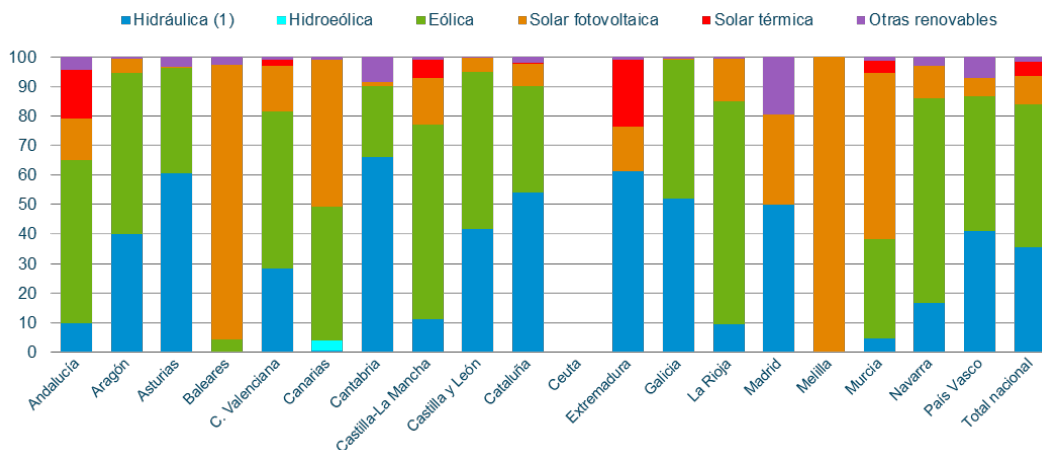


Figura 2.42. Estructura de la potencia instalada renovable por tipo de central por CCAA. Fuente: REE

2.10 Demanda de energía eléctrica en España

Está claro que la producción de energía eléctrica y la demanda van ligadas. La diferencia está en los intercambios internacionales y en los consumos por bombeos. La demanda de energía eléctrica en 2015 en España creció un 1,8 % respecto al año anterior alcanzando 262.931 GWh. Hasta este año no se había registrado un crecimiento de la demanda de energía desde el 2010, cuando esta creció un 2,8 %. Este crecimiento se produjo en todos los sistemas excepto Ceuta, que descendió un 3,2 %.

El sistema peninsular representa aproximadamente un 94 % de la demanda total de España. En 2015 se demandaron, en la península, 248.047 GWh, un 1,8 % más que en 2014. Esta demanda se ve influenciada por factores como la laboralidad y las temperaturas. En los últimos siete años se ha producido un descenso de esta demanda global, exceptuando en 2015 que esta demanda aumentó.

En el año 2016 se demandaron 249.980 GWh en la península, mientras que la generación fue de 248.383 GWh, es decir inferior. Por lo este motivo fue necesario importar 7.667 GWh, cosa que no sucedía desde 2003, donde el saldo neto de intercambio fue de 1.264 GWh.

En la Figura 2.43 se aprecia la evolución de la energía demandada en la península desde 2006. A partir de 2008 la tendencia es a la baja, sin duda debido a la crisis económica. Destacamos el año 2008 con una demanda de 265.206 GWh, la mayor en los últimos años. Por el lado contrario, la menor demanda de energía eléctrica se produce en 2014, con una demanda aproximada de 243.544 GWh.

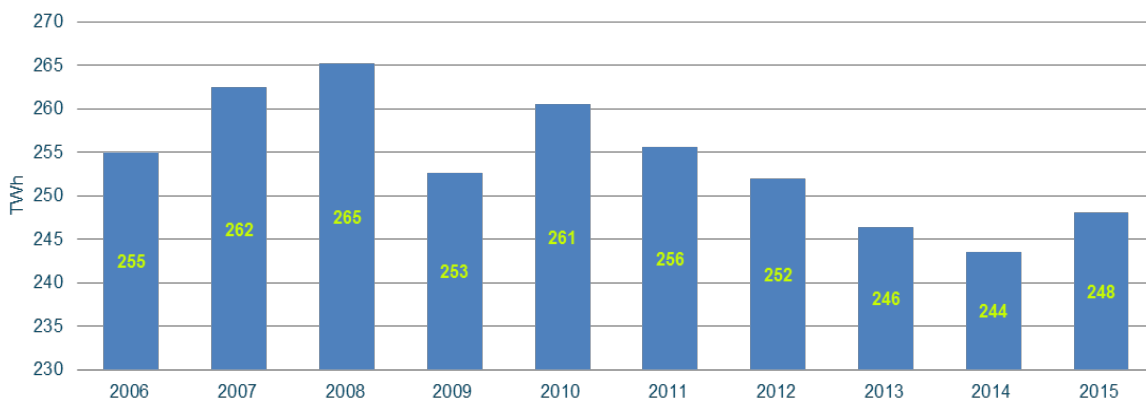


Figura 2.43. Evolución de la demanda peninsular en los últimos 10 años. Fuente: REE

En Tabla 2.10 hablamos de la demanda b.c. (barras de central). Esta demanda es la energía inyectada a la red para su traslado hasta los puntos de consumo, teniendo en cuenta las pérdidas originadas por la red de transporte y distribución. Sin embargo, cuando tenemos en cuenta los factores de laboralidad y temperatura, hablamos de la demanda corregida.

Si hablamos del año 2015, la demanda aumentó un 1,8 respecto al año anterior. Teniendo en cuenta los efectos de la laboralidad y la temperatura esta se corrigió en un 1,6 %. La demanda corregida peninsular presenta dos periodos a lo largo del año, la primera mitad del año se encuentra en un estado de estancamiento con pequeños crecimientos de hasta el 0,3 % y en la segunda mitad del año, la demanda crece de forma acelerada hasta alcanzar el 1,6 % indicado.

Este crecimiento fue debido al factor temperatura, en 2015 se han registrado las temperaturas más calurosas en referencia con la media histórica. Un 33,4 % de los días del año, las temperaturas han superado la media histórica. Por otro lado, el 12,9 % de los días se produjo una temperatura inferior que la media. Destacamos el año 2009 en el que existió un decrecimiento significativo de la demanda de energía eléctrica (ver Tabla 2.10).

Se puede afirmar entonces que las altas temperaturas contribuyen a la variación positiva de la demanda (Espafador, 2008).

Tabla 2.10. Componentes de la variación de la demanda peninsular (%). Fuente: REE

	Demanda b.c.	Efectos		
		Laboralidad	Temperatura	Corregida
2006	3,6	-0,1	-0,9	4,6
2007	2,9	0,0	-1,3	4,3
2008	1,1	0,4	-0,1	0,7
2009	-4,7	-0,5	0,4	-4,7
2010	3,1	0,1	0,4	2,7
2011	-1,9	0,1	-1,0	-1,0
2012	-1,4	-0,3	0,7	-1,8
2013	-2,2	0,2	-0,3	-2,2
2014	-1,1	0,0	-1,0	-0,1
2015	1,8	-0,1	0,4	1,6

2.10.1 Índice Red Eléctrica

El Índice Red Eléctrica (IRE) es un indicador eléctrico, que recoge la evolución del consumo de energía eléctrica de las empresas que tienen un consumo de energía eléctrica de tamaño medio/alto, potencia superior a 450 kW (REE, 2016b).

El IRE en 2015 alcanzó 100,3 respecto al año de referencia tomado en el 2010. Se produjo un crecimiento del 2,3 % respecto al 2014, segundo año de variación positiva y recuperación de los niveles respecto al año de referencia. Dentro de la composición del IRE contamos con dos sectores muy importantes que son la industria con un 63,1 % y los servicios con un 27,2 % (Espafador, 2008), según vemos en la Figura 2.44.



Figura 2.44. Composición del IRE general. Fuente: REE.

El sector industrial crece por tercer año consecutivo, aunque este año un 2,9 %, con una tasa inferior que la del año anterior que fue un 4,2 %. Por otro lado, los servicios crecen por primera vez desde que comenzó a elaborarse este índice con un 0,3 %. Este crecimiento se ha debido a las temperaturas. Cuando al índice general le descontamos los efectos de laboralidad y temperatura, creció un 2,0 % respecto al 2014 (ver Tabla 2.11).

Tabla 2.11. Descomposición de la variación del IRE. Fuente: REE

	%	% Efectos			
		Bruto	Laboralidad	Temperatura	Corregido
General	2,3		2,2	-1,8	2,0
Industria	2,9		3,5	-3,4	2,8
Servicios	0,3		1,5	-0,8	-0,5
Otros	3,8		5,8	-4,3	2,2

El sector residencial en la hora punta del día de máxima demanda, representó un 34,8 % del consumo. El consumo industrial representó el 21,2 % y los grandes servicios el 10,0 %. El consumo medio anual de un hogar español es de 3.272 kWh y el consumo medio diario es de 9 kWh.

2.10.2 Consumo horario en invierno

El consumo horario en invierno y en verano no es el mismo. En invierno sobre las 6:00 h de la mañana se inicia un ascenso en la demanda, debido al comienzo de la jornada laboral. Entre las 11:00 h y las 12:00 h se alcanza un valor máximo de demanda, ya que en esta hora la actividad de los servicios es máxima y otra punta entre las 18:00 h y las 19:00 h. En el sector residencial se produce un aumento en la utilización de los electrodomésticos. Entre las 21:00 h y 22:00 h se produce el mayor consumo del sector doméstico del día. En este momento es cuando se produce la mayor ocupación del hogar. Podemos apreciarlo en Figura 2.45.

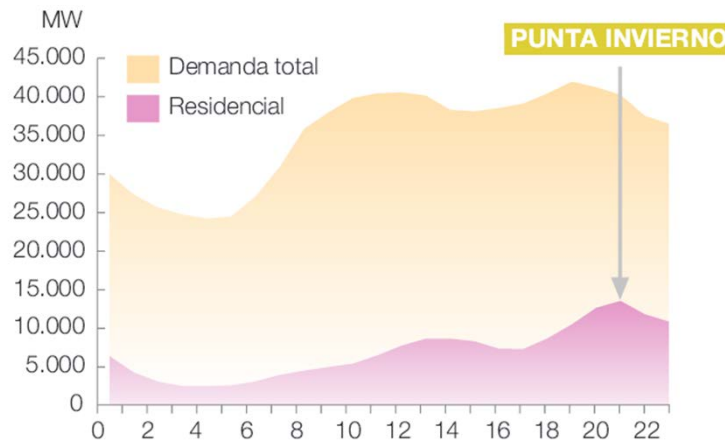


Figura 2.45. Ejemplo de evolución del consumo horario en invierno.
Fuente: REE

2.10.3 Consumo horario en verano

En la temporada de verano en el sector doméstico, además de la hora punta entre las 21:00 h y 22:00 h, se produce otro máximo de demanda en las horas centrales del día, entre las 14:00 y las 16:00, como consecuencia de los electrodomésticos y el uso del aire acondicionado.

En valores totales las puntas de demanda se producen aproximadamente sobre las 13:00 h y a las 17:00 h. Todo esto se aprecia en la gráfica de la Figura 2.46.

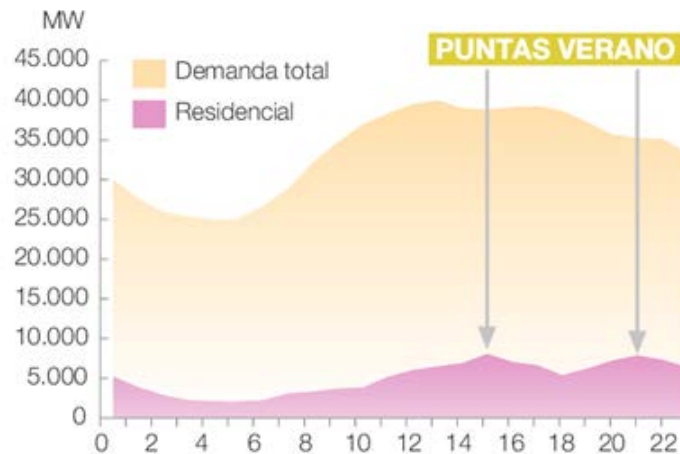


Figura 2.46. Ejemplo de evolución del consumo horario en verano.
Fuente: REE

2.10.4 Demanda por zonas geográficas

En el año 2015 las mayores variaciones de demanda que se producen son en Murcia, con un crecimiento del 5,2 %, y una caída máxima de la demanda del 3,2 % en Ceuta. También se produce una caída importante en Cantabria con un 2,6 %.

En el arco del mediterráneo y en el sur, se producen los mayores crecimientos. Esto es debido a las altas temperaturas de los meses de verano, que han crecido en valores superiores al 3 %, excepto Cataluña. Con estas afirmaciones confirmamos que el clima afecta de forma significativa a la demanda de energía eléctrica.

En el resto de comunidades se han registrado crecimientos positivos, excepto en Castilla La Mancha y Galicia. En la figura siguiente se puede ver la demanda de energía eléctrica en cada comunidad autónoma durante el año 2015, así como la variación con respecto al año anterior.

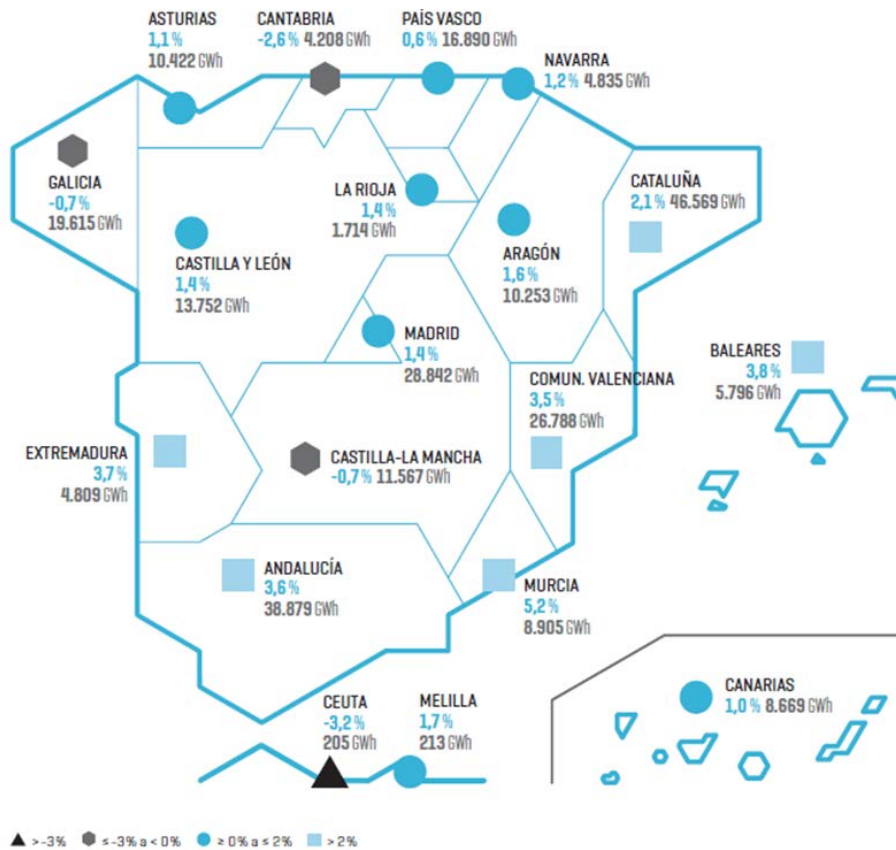


Figura 2.47. Demanda por comunidades autónomas en 2015 y variación respecto al año anterior. Fuente: REE

2.10.5 Máxima potencia instantánea demandada

La potencia máxima instantánea es aquella potencia absorbida por la demanda en cualquier instante de tiempo.

Hablando de la potencia máxima instantánea destaca en 2007, el 17 de diciembre a las 18:53 h, con una potencia instantánea de 45.450 MW (ver Figura 2.48). En 2004, el 9 de diciembre a las 18:30 h, se produjo el menor valor de potencia máxima instantánea a lo largo de 11 años siendo 38.210 MW.

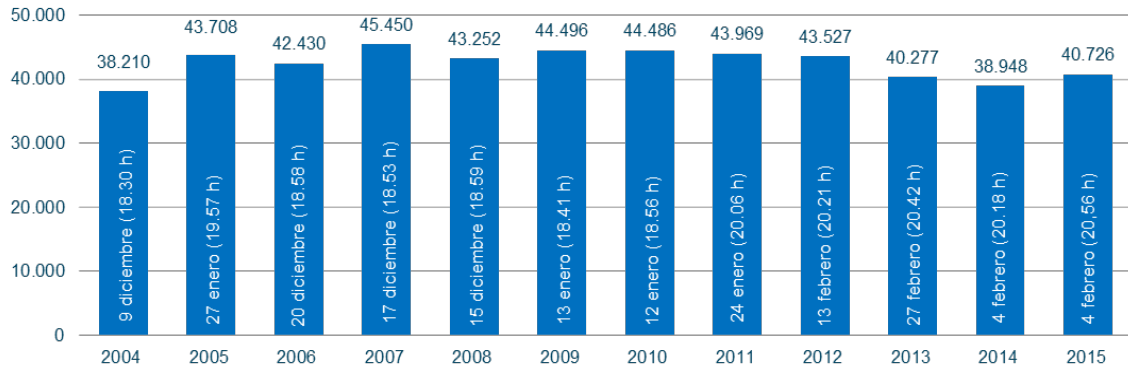


Figura 2.48. Evolución de la potencia máxima instantánea 2004-2015. Fuente: MINETUR

En el año 2015, el 4 de febrero, a las 20:56 h, se registra la mayor demanda de potencia instantánea con 40.726 MW. El 21 de julio, a las 13:33 horas, se registraron 40.192 MW demandados. Tanto en los meses fríos, como en los meses de calor, se han registrado valores superiores a 2014. El máximo de demanda horaria en los meses de invierno de 2015 se registró en febrero con 40.324 MWh, un 4,3 % más que el máximo del año anterior. La máxima demanda horaria en verano, fue en el mes de julio con 39.928 MWh, un 7,9 % superior al máximo del año anterior.

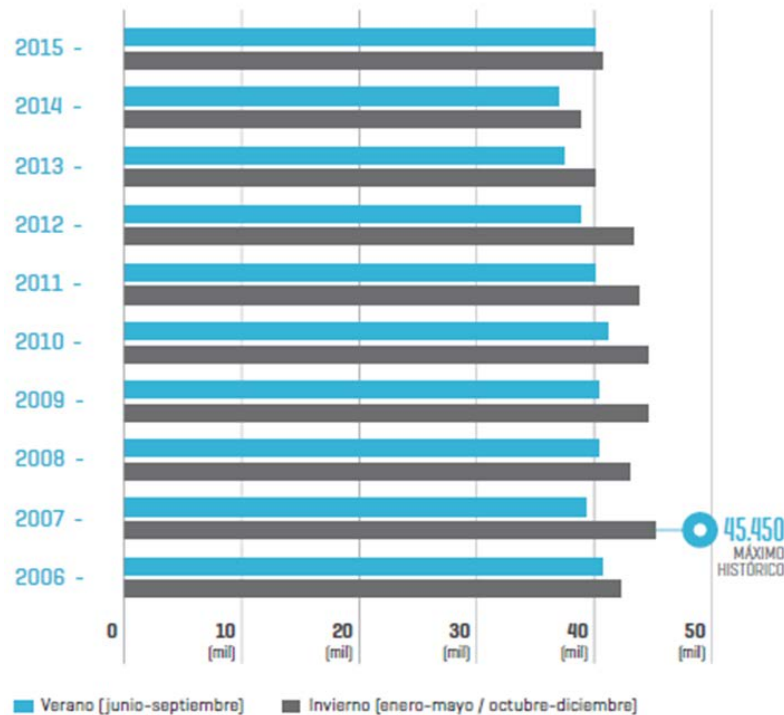


Figura 2.49. Máximos anuales de demanda instantánea. Fuente: REE

Este desglose del consumo en el periodo de verano y de invierno se puede ver en la gráfica de la Figura 2.49.

Los datos más importantes de los sistemas no peninsulares (ver Tabla 2.12) son las Baleares en época de verano y las Canarias en verano e invierno. En Baleares registró el 29 de julio de 13:00 a 14:00 horas una demanda horaria de 1.205 MWh.

El 12 de agosto, entre las 13:00 y 14:00 horas, se registró en Canarias una demanda horaria de 1.373 MWh. El 5 de octubre se registró un valor un poco mayor que en verano con una demanda de 1.400 MWh.

Tabla 2.12. Demanda máxima horaria por sistemas no peninsulares. Fuente: REE

Demanda horaria (MWh)		
969	6 febrero (20-21h)	Baleares
1.205	29 julio (13-14h)	
1.400	5 octubre (20-21h)	Canarias
1.373	12 agosto (13-14h)	
40	21 enero (21-22h)	Ceuta
36	23 julio (12-13h)	
38	21 enero (21-22h)	Melilla
42	7 agosto (12-13h)	

Invierno	Enero a Mayo y Octubre a Diciembre
Verano	Junio a Septiembre

2.11 Trabajos sobre previsión de demanda de energía

Se analizan a continuación una serie de trabajos relacionados con esta tesis, donde se resumen los aspectos más interesantes.

2.11.1 Hoja de Ruta de la Energía para 2050 de la Comisión Europea

El sector de la energía, es el principal responsable de la mayor parte de las emisiones de GEI, desde la Unión Europea se aboga por una reducción de 85 % para 2050 (Comisión Europea, 2011), esto tiene que suponer un importante cambio en todas las tecnologías utilizadas hasta el momento en la generación de energía.

En este documento se plantean varias hipótesis de trabajo diferentes para la descarbonización en el año 2050.

Con una de las hipótesis, no se da preferencia a ninguna tecnología de generación, todas las fuentes de energía pueden competir en condiciones de mercado sin medidas de apoyo. La descarbonización se impulsa por la tarificación o fiscalización de las emisiones de carbono, supone que la sociedad acepta la energía nuclear y la captura y almacenamiento del CO₂.

Con la hipótesis de no poner en funcionamiento ninguna nueva central nuclear a excepción de los reactores nucleares en construcción, da como resultado una mayor penetración del carbón, planteando como alternativa la captura y almacenamiento del CO₂, que sería alrededor del 32 % en generación de electricidad. Alta utilización de fuentes de energías renovables.

Otra hipótesis plantea una utilización principal de las energías renovables, llegando a prácticamente el 100 % en la generación de electricidad.

2.11.2 Viabilidad técnico económica para un suministro eléctrico 100 % renovable en España

Esta es una tesis doctoral donde el autor, Galbete, propone como conseguir en España, tanto desde el punto de vista técnico como económico, un sistema eléctrico 100 % renovable en el año 2050. Analiza, desde el punto de vista económico, la evolución de los precios de las tecnologías para la producción de energía eléctrica, con renovables y no renovables. En la Tabla 2.13 vemos las dos propuestas de mix, para el año 2050 comparadas con el mix actual (Galbete, 2013).

Tabla 2.13. Propuestas del mix eléctrico 100 % renovable comparado con el mix actual. Fuente: Galbete

Tecnología	100% renovable		
	Propuesta 1	Propuesta 2	Mix actual
	Prod GWh	Prod GWh	Prod GWh
Eólica terrestre	118.899	102.773	41.661
Eólica marina	13.957	14.190	0
Solar	45.908	42.218	9.598
Residuos urbanos	0	0	1.200
Controlable	46.017	64.091	4.336
Gran Hidráulica	21.304	20.959	25.703
Bombeo Puro	7.649	3.969	1.947
Minihidráulica	7.748	8.163	5.155
Nuclear	0	0	57.670
Ciclo combinado	0	0	50.619
Central de carbón	0	0	32.990
Cogeneración	0	0	30.403
Consumos en generación	NA	NA	-7.186
Consumos en bombeo	-10.631	-5.512	-3.245
Total	250.851	250.851	250.851

Hay que destacar que para el 2050, el autor propone una demanda de 251 TWh, similar a la actual. No existiría generación nuclear, ni con gas natural, carbón, ni tampoco cogeneración. Se apoya en importantes almacenamientos de energía, sobre todo con centrales de bombeo. A excepción de la gran hidráulica, aumentaría la generación de todas las renovables, sobre todo la eólica (incluida la marina) y la solar. Galbete propone comenzar ya la implantación de este modelo debido a las grandes ventajas que conlleva, sobre todo económicas y sociales.

Introduce el concepto de “generación controlable” como un tipo de generación gestionable basada en biomasa, geotermia, ..., es decir cualquier central gestionable.

Hace un estudio por comunidades autónomas de la distribución de las potencias renovables, siendo Andalucía la comunidad que dispondría de mayor potencia, seguida de Castilla y León y Castilla-La Mancha. En grandes comunidades como la de Madrid

propone utilizar la gran cantidad de superficie de tejados para la producción fotovoltaica. También propone reconvertir las centrales térmicas en renovables utilizando biomasa, biodiesel, o residuos forestales como combustible.

Para conseguir la transición, propone el cierre de las centrales contaminantes a medida que cumplan su vida útil, siendo las de ciclo combinado las últimas en salir del mix energético. Analiza en profundidad la rentabilidad obteniendo tasas superiores al 4,1 %, por lo que concluye que la propuesta sería económicamente viable.

2.11.3 Renovables 100 %. Un sistema eléctrico renovable para la España peninsular y su viabilidad económica

Este es un informe elaborado por la ONG Greenpeace, encargado a un equipo de Investigación de la Universidad Pontificia de Comillas, donde se establece que un sistema de generación eléctrica totalmente renovable en el año 2050, sería viable técnica y económicamente (García-Casals and Domínguez, 2005). Al final establece una serie de conclusiones:

- Las energías con fuentes renovables serían las tecnologías de menor coste.
- Existen muchas combinaciones en el mix energético que conseguirían el objetivo.
- Las centrales renovables tendrán que estar repartidas por toda la geografía en lugar de localizadas en una zona.
- Para garantizar el suministro habrá que utilizar una gran variedad de tecnologías.
- El mayor potencial lo tiene la tecnología termosolar, ya que permite acumular energía y por lo tanto es flexible, además de que tecnológicamente está desarrollada. Se puede utilizar la biomasa como energía de respaldo en las centrales termosolares para que estén disponibles en cualquier momento que se necesiten.
- No se necesita capacidad para acumular energía en el sistema propuesto.
- Por medio de la gestión de la demanda se pueden cubrir los periodos en que la demanda sea mayor que la producción, de forma que no sería necesaria la instalación de un gran número de centrales.
- Habría que desarrollar herramientas para calcular el mix más apropiado desde el punto de vista económico.
- En los momentos que se disponga de energía sobrante se puede utilizar para el transporte, utilización en edificios, ..., reduciendo así el coste total.

- La red de transporte de energía eléctrica no es un inconveniente para gestionar el sistema propuesto.
- Habrá que cambiar los hábitos de consumo de la energía eléctrica, adaptando el consumo a la oferta, de esta forma habrá que intentar utilizar más energía cuando exista sol o viento.

Para conseguir la implantación 100 % renovable, los autores creen necesario establecer los objetivos de planificación energética que hay que cumplir obligatoriamente a través de una legislación adecuada. La transición tendría que producirse lo más rápidamente posible, pues cualquier retraso sería a costa de importantes penalizaciones ambientales y económicas. Por lo que cuanto más rápida sea la transición, mayor ahorro económico se conseguirá.

2.11.4 Análisis del impacto en España de la generación renovable en el período 2020-2050

En este artículo los autores, Formozo Fernandes y Frías Marín, prevén un aumento en la demanda de energía, entre 450 TWh y 600 TWh en sus cuatro escenarios, sin embargo al analizarla por sectores prevén que en el industrial existirá un descenso debido a la mejora más eficiente de las instalaciones. Creen que sectores como transporte y residencial aparecerá un aumento. En el primero debido a un paso progresivo al vehículo eléctrico para el transporte de personal y de las mercancías al ferrocarril. En el residencial piensan que aumentará el número de hogares y, a pesar de los esfuerzos por mejorar la eficiencia, también se incrementará el consumo en cada uno de ellos (Formozo Fernandes and Frías Marín, 2015).

En función de un desarrollo mayor o menor de la tecnología y según el uso de energías limpias, en su estudio prevén cuatro escenarios para el año 2050:

- Amarillo: Poco consumo de energía y avance tecnológico lento.
- Rojo: Poca conciencia medioambiental, mayor consumo y avance tecnológico lento.
- Verde: Poco consumo de energía y grandes avances de distintas tecnologías.
- Azul: Poca conciencia medioambiental y grandes avances de distintas tecnologías.

En el escenario verde es donde hay grandes avances en las tecnologías, la producción renovable aumenta en un 90 % en 2050. Se produce un gran aumento en la producción solar y en la eólica. Se prevé la desaparición de la generación nuclear y se sustituiría por tecnologías renovables. Este escenario tendría una potencia instalada en 2050 de 274 GW.

En el escenario amarillo baja al 67 % en 2050 la generación eléctrica con fuentes renovables. Será la producción eólica y térmica las mayores productoras. Prevé la desaparición de la nuclear en 2030. Aquí la potencia instalada sería de 202 GW.

En el escenario azul el 62 % de la producción de energía sería con renovables. Esta disminución con respecto al escenario amarillo se compensa con la térmica. La producción nuclear también desaparecería en 2030. La potencia instalada sería de 248 GW.

Por último el escenario rojo es el que utiliza menor generación renovable, un 46 %. También son la eólica y la térmica las tecnologías con mayor producción. En este escenario piensan que la nuclear crecerá al considerar que no tiene impacto medioambiental. La potencia instalada sería algo menos de 192 GW.

2.11.5 Otros trabajos relacionados

En la ejecución de la presente tesis doctoral también, se han analizado los trabajos que aparecen a continuación:

- Informe de Ecologistas en Acción: *"Hacia un escenario energético justo y sostenible en 2050"* (*Hacia un escenario energético justo y sostenible en 2050*, 2015).
- Sistema eléctrico 100 % renovable para Alemania: *"Pathways towards a 100 % renewable electricity system"* (Faulstich et al., 2011).
- Ámbito europeo 100 % renovable: *"Rethinking 2050. A 100 % Renewable Energy Vision for the European Union"* (Zervos et al., 2010).
- Hoja de Ruta para una descarbonización del 80 % de la energía de Reino Unido para 2050: *"Energy 2050 - Making the Transition to a Secure Low-Carbon Energy System"* (Skea et al., 2011).
- *"Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular"* (García-Casals and Domínguez, 2005).
- *"Un modelo energético sostenible para España en 2050"* (Amores et al., 2016).
- *"Hacia un sistema eléctrico 100 % renovable. El ejemplo de Francia y su extrapolación a España"* (Carralero et al., 2017).
- *"Escenarios energéticos globales y planificación energética española. El papel de los consumidores difusos: transporte y residencia"* (Jiménez-Larrea, 2012).
- *"Europa 2050: renovables y cambio de modelo energético. Consideraciones sobre su recepción legal en España"* (Galera, 2014).

- *"Factores clave para la energía en España: una visión de futuro"* (Factores clave para la energía en España: una visión de futuro, 2014).
- *"International Energy Outlook 2016. With Projections to 2040"* (Conti et al., 2016).



3. Definición del problema-objetivo

3.1 Modelos de previsión

Existen diversas metodologías que se pueden aplicar a la previsión de consumo eléctrico según las necesidades que se desee modelar. Las dos más interesantes podríamos decir que son modelos tipo “uso final” y los modelos “econométricos” (CDEC SIC, 2015). El método de previsión utilizado en este trabajo de tesis ha sido desarrollado según la segunda metodología.

Con el método econométrico intentaremos caracterizar la relación entre consumo energético y algunas de sus principales variables: la actividad económica y el crecimiento de la población. Se necesita utilizar datos históricos, que se analizan de forma estadística en los períodos analizados. Aunque también pueden ser afectados por otros factores. El objetivo principal del método es predecir en el futuro el valor más probable, por supuesto partiendo de la premisa que no varía la relación que se ha caracterizado. Una vez definido el modelo, ya se puede extrapolar al periodo futuro que se quiere analizar, en nuestro caso para conseguir la demanda de energía eléctrica prevista.

Ha quedado demostrado por varios autores que la previsión es fiable, incluso a largo y muy largo plazo. Frente a otros métodos tiene ventajas, como su imparcialidad y

su objetividad en las previsiones y sobre todo su carácter intuitivo al trabajar con variables estimadas desde la teoría económica. Con otros modelos suelen existir parámetros derivados de otros objetivos distintos, en nuestro modelo no, ya que las predicciones son consecuencia de las relaciones estadísticas analizadas.

Hablando de los métodos de estimación, hay muchos autores que utilizan Mínimos Cuadrados Ordinarios. Este es un método que puede que no sea el más adecuado al implementarse sobre series de datos no estacionarias, como es el caso del consumo eléctrico, población y actividad económica. En estos casos, puede que la regresión sea errónea al no capturar relaciones causales entre las variables, lo que falsearía la lectura económica de los parámetros. Sin embargo siguen existiendo estudios con Mínimos Cuadrados Ordinarios cointegrando las variables en juego. Otros autores utilizan modelos dinámicos de series de tiempo (modelos ARIMA), donde los propios datos temporales de la variable a estudiar nos indican las características de la estructura probabilística. De esta forma los conceptos y procedimientos que examinaremos constituyen una herramienta útil para ampliar y complementar los conocimientos econométricos básicos.

3.2 Demanda de energía eléctrica

De todos los sectores, es el de la industria el que más energía eléctrica consume, sobre todo la industria más tecnificada. Pero existen otros sectores de los que no hay que olvidarse como el residencial y el de servicios. Según UNESA, actualmente un reparto aproximado sería el siguiente (“Web educativa de UNESA. ¿Cuál es la distribución del consumo de electricidad por sectores económicos?” n.d.):

- Sector industrial y construcción: 35 %.
- Sector residencial: 27 %.
- Sector comercial y servicios: 31 %.
- Sector primario (agricultura, energía y otros): 7 %.

No hay duda que la cantidad de energía que demanda una sociedad, está relacionada con el grado de desarrollo industrial, económico y con el nivel de bienestar. Por este motivo muchos autores relacionan el consumo de energía eléctrica con el PIB por habitante (*Escenarios del plan energético nacional 2015-2050*, 2015).

Por otro lado el crecimiento demográfico y el desarrollo tecnológico, son otras variables que también influyen en la demanda de energía eléctrica de un país. En realidad es un servicio que los usuarios necesitan para poderse iluminar, calentar, mover, etc. Tal y como hemos comentado, la demanda de energía eléctrica está derivada del sector industrial, del comercial o residencial, por lo tanto podemos decir que depende de variables como el ingreso por habitante, la tecnología o el crecimiento demográfico.

En la Tabla 3.1, vemos el consumo de energía eléctrica per cápita en distintos países de la Unión Europea, donde España está en un puesto intermedio por debajo de países como Francia, pero por encima de Portugal o Grecia y con valores similares a Italia.

Tabla 3.1. Consumo de electricidad per cápita de países de la Unión Europea. Fuente: UNESA

	Consumo "per capita" (kWh/hab)
Luxemburgo	13.703
Bélgica	8.313
Francia	7.965
Austria	7.698
Holanda	7.032
Alemania	6.744
Eslovenia	6.391
República Checa	6.131
España	5.721
Italia	5.629
Eslovaquia	4.881
Grecia	4.774
Portugal	4.736
Hungría	3.893
Polonia	3.422
Media	6.149

En un sistema eléctrico de potencia las inversiones se deben programar con varios años de anticipación, para de esta forma crear un suministro confiable, rentable económicamente y que perjudique lo menos posible al medio ambiente. Además habría que diseñarle con la menor dependencia energética posible del exterior.

3.2.1 Consumo de energía y producto interior bruto

El PIB, Producto Interior Bruto, es la suma del valor agregado bruto de todos los productores residentes en la economía, más todo impuesto a los productos, menos todo subsidio no incluido en el valor de los productos. Se calcula, sin hacer deducciones, por depreciación de bienes manufacturados o por agotamiento y degradación de recursos naturales (García, 2015).

Se puede definir también el PIB per cápita, como el producto interno bruto dividido por la población a mitad de año.

En este apartado intentaremos analizar la relación entre la energía eléctrica demandada y el PIB a largo plazo. Varios son los autores que han estudiado esto, su contribución se realiza en el aporte a la evidencia empírica de la correspondencia que existe entre estas dos variables, PIB y consumo de energía, por medio de una función de

producción y con datos reales. De esta forma Apergis y Payne analizan esta relación a largo plazo entre la demanda de energía eléctrica, tanto renovable como no renovable, con el PIB de ochenta países entre los años 1990 y 2007, utilizando una metodología de panel multivariado. El resultado muestra una causalidad bidireccional. También se encuentra esta causalidad bidireccional para el medio plazo entre el consumo de energía renovable y no renovable eso indica, según los autores, la sustituibilidad entre las dos fuentes de energía (Apergis and Payne, 2012).

También Sadorsky examina, a través de datos la correlación entre el consumo de energía, la producción y el comercio, en una muestra de siete países entre los años 1980 y 2007. Comprueba y justifica una relación de retroalimentación bidireccional entre el consumo de energía y las exportaciones, también demuestra una relación a corto plazo cuya causalidad va del consumo de energía a las importaciones y por último a largo plazo hay evidencia de una relación causal entre el comercio y el consumo de energía (Sadorsky, 2012).

Con estos y otros análisis de distintos autores, aunque la correspondencia no es uno a uno, se puede asegurar que existe una relación entre la demanda de energía eléctrica con el PIB.

Según datos de la Agencia Internacional de la Energía (AEI), que vemos a continuación de forma gráfica, podemos analizar el consumo de energía eléctrica per cápita desde 1960. Los valores numéricos de esta gráfica aparecen en el anexo A.

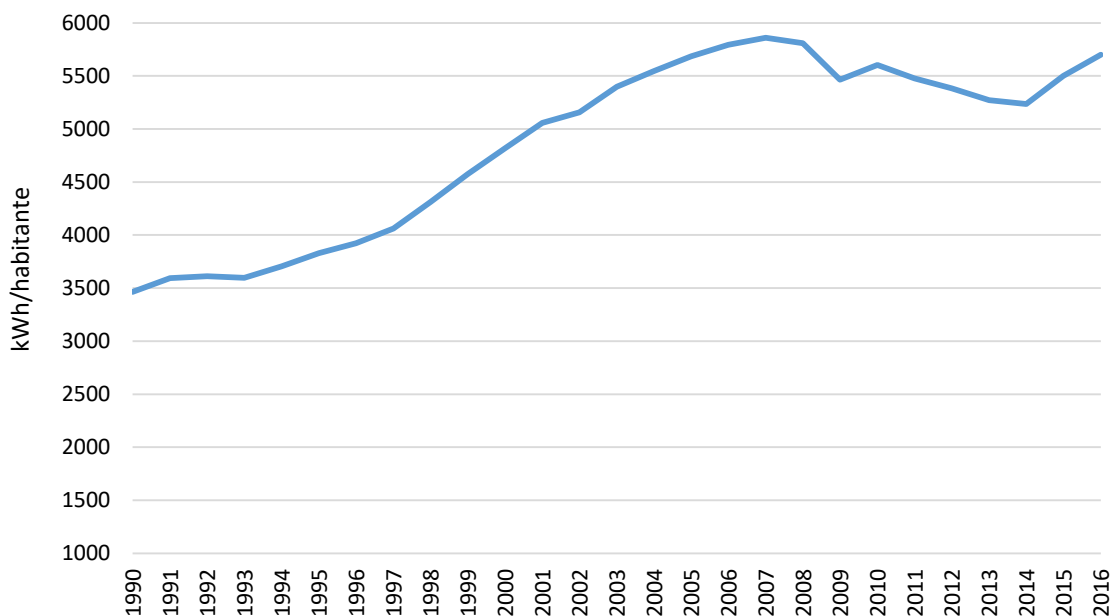


Figura 3.1. Consumo de energía eléctrica per cápita en España 1960-2014. Fuente: elaboración propia con datos de la AEI

La tendencia del consumo de energía per cápita ha sido creciente hasta el 2007 en el que, debido a la crisis económica, comenzó a decrecer (ver Figura 3.1). Los datos numéricos se pueden ver en la Tabla 8.7 y siguientes del anexo A.

Analizamos ahora, en la gráfica de la Figura 3.2, la evolución de PIB, también per cápita, en España para el mismo periodo que en el anterior. Los datos están en US\$ a precios actuales y se han obtenido de las cuentas nacionales del Banco Mundial y los archivos de datos sobre cuentas nacionales de la OCDE. Los valores numéricos se pueden apreciar en las Tablas 8.1 a 8.6 del anexo A, desde 1990.

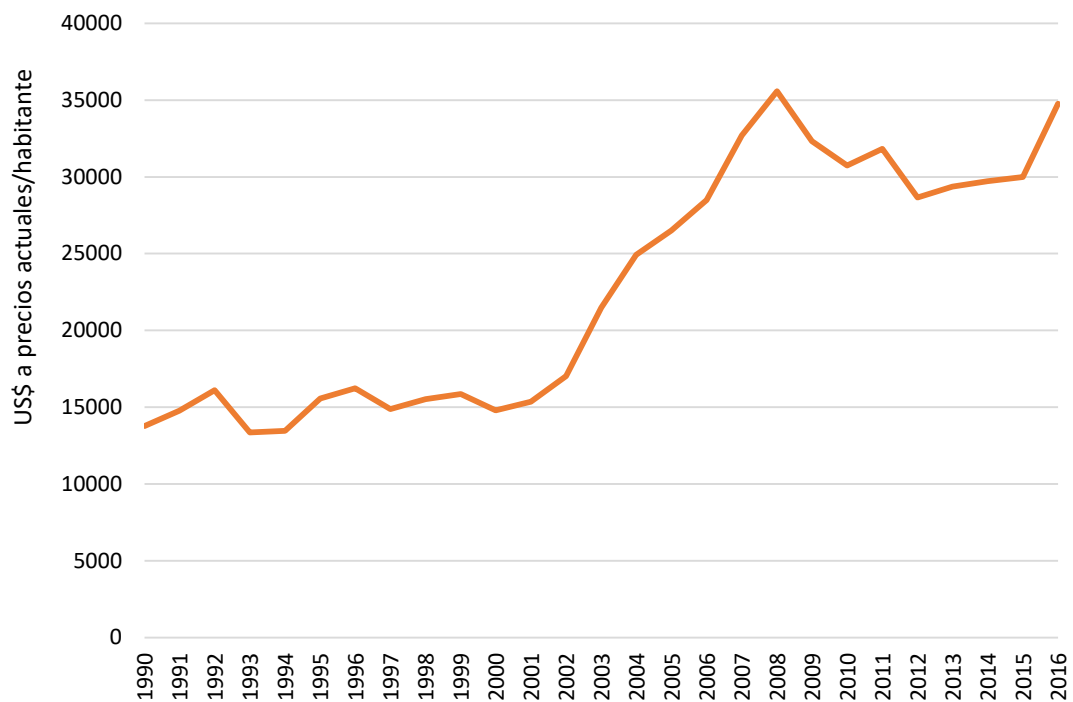


Figura 3.2. PIB per cápita 1990-2016: Fuente: elaboración propia con datos del Banco Mundial

De igual forma que en el consumo de energía per cápita, la tendencia es creciente y comienza a descender pero a partir del año 2008, es decir, un año más tarde si la comparamos con el consumo de energía eléctrica per cápita. En ambos casos el análisis se realiza per cápita, para que no influya la evolución del número de habitantes.

En la planificación energética dispuesta en la Ley 2/2011, de Economía Sostenible, la demanda de energía eléctrica se estimaba que aumentaría a una tasa media del 2,4 % anual en el periodo de planificación, ligeramente superior al crecimiento del PIB previsto (Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible,

2011), mostrando el continuo crecimiento de la penetración de la electricidad en la estructura de consumos de energía final. No obstante, respecto a períodos precedentes, baja la elasticidad de la demanda eléctrica respecto del PIB, debido a las medidas y programas de eficiencia que han permitido una reducción de la intensidad del consumo de energía final. Esto nos indica que sí podemos tener en cuenta la relación en cuanto a la tendencia, pero no podemos decir que solo el PIB contribuya a la variación de la demanda de energía eléctrica.

Sin embargo como son estadísticas, sí resulta revelador observar su tendencia entre ambas, si superponemos estas dos curvas (Figura 3.3) vemos que la tendencia entre el consumo de energía eléctrica y el PIB es similar, esto nos va ayudar a justificar futuras demandas de energía eléctrica.

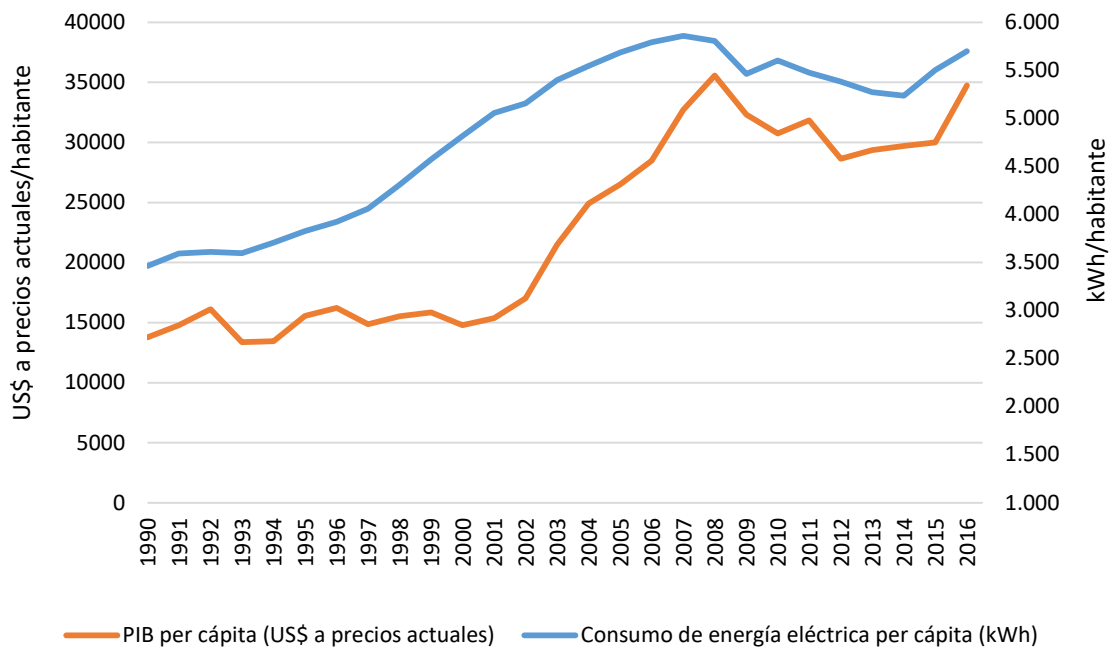


Figura 3.3. Consumo de energía eléctrica y PIB (a precios actuales) en las últimas décadas. Fuente: elaboración propia con datos de la AEI y del Banco Mundial

Se observa que, por regla general, las dos curvas se mueven en sentidos similares, de forma que cuando una crece o decrece, la otra también suele hacerlo. El coeficiente de correlación es muy alto entre ambas, lo que indica la existencia de una relación significativa entre el PIB y el consumo de energía eléctrica, ambos per cápita.

Se ha estimado en uno de los modelos, la previsión de la demanda de energía eléctrica de España con la evolución del PIB. El modelo se ha estimado con datos desde 1970 hasta 2016 y asume que la evolución de la demanda de energía en España viene explicada por la evolución del PIB per cápita, aunque puede verse influenciado por otros

factores como la evolución de la población, la demanda de energía en los países de nuestro entorno, Lógicamente este modelo supone una enorme simplificación de la realidad, y está únicamente destinado a obtener alguna evidencia de cómo el PIB ha podido afectar a la demanda energética.

Analizamos a continuación el cociente de los datos anteriores (energía eléctrica demandada y PIB a precios actuales). Con los datos resultantes obtenemos la curva representada en la Figura 3.4, parte de los valores numéricos también se han reflejado en el anexo A, en concreto en las Tablas 8.7 y 8.8.

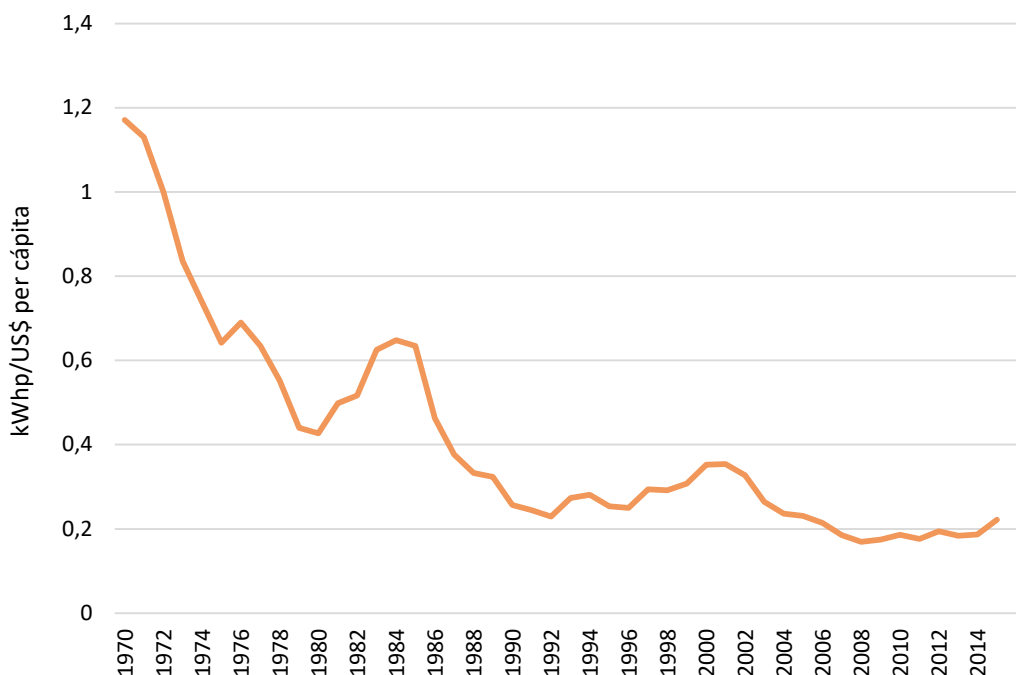


Figura 3.4. Energía eléctrica demandada/PIB (kWh/US\$ a precios actuales) per cápita.
Fuente: elaboración propia con datos de la AEI y del Banco Mundial

Estudiamos las tendencias desde 1970 hasta la actualidad según dos tipos de curvas, además comprobaremos la confiabilidad de cada una de las líneas de tendencia.

- **Tendencia lineal.** Se intenta ajustar a una línea recta y que se utiliza con conjuntos de datos lineales simples. Una línea de tendencia lineal normalmente muestra que algo aumenta o disminuye a un ritmo constante.

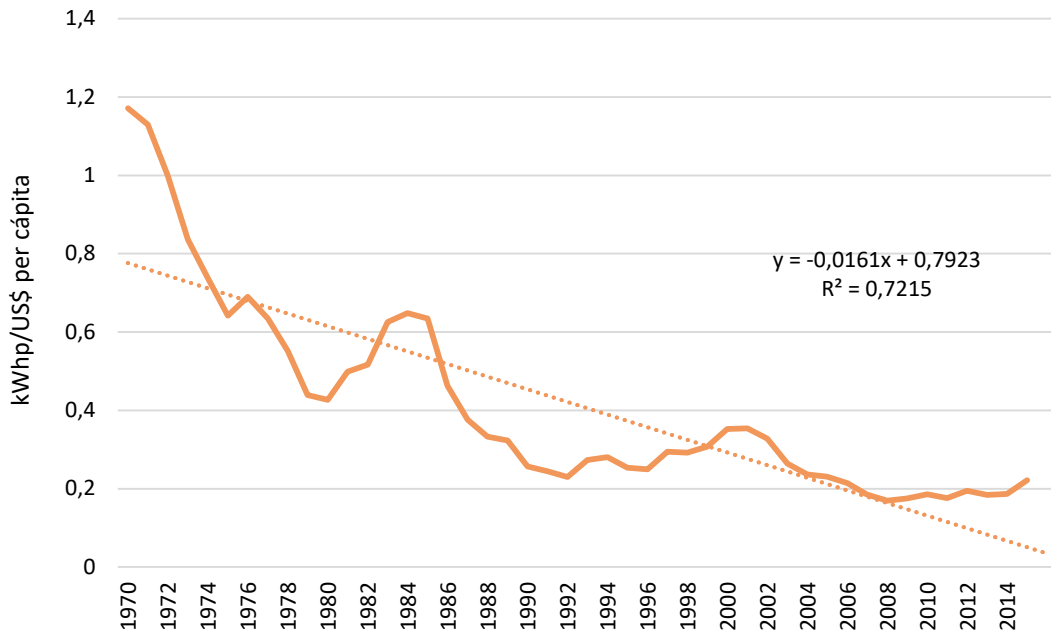


Figura 3.5. Tendencia lineal de la energía eléctrica demandada/PIB. Fuente: elaboración propia con datos de la AEI y del Banco Mundial

En nuestro caso la línea de tendencia lineal (ver Figura 3.5) muestra que el cociente entre la energía demandada y el PIB ha ido decreciendo durante desde 1970 hasta la actualidad.

El análisis demuestra que la relación estadística entre las dos variables, se puede representar por una línea recta de ecuación:

$$y = -0,0161 \cdot x + 0,7923 \quad \text{Ecuación 3.1}$$

Y con un coeficiente de correlación:

$$R^2 = 0,7215 \quad \text{Ecuación 3.2}$$

Observe que el valor R^2 nos señala que no es un buen ajuste de la recta respecto a los datos.

- **Tendencia polinómica.** Es una línea curva que se utiliza cuando los datos fluctúan. El orden del polinomio se puede determinar mediante el número de fluctuaciones en los datos o en función del número de máximos y mínimos que aparecen en la curva. Una línea de tendencia polinómica de orden 2 suele tener solo un máximo o un mínimo. Una de orden 3 normalmente tiene uno o dos máximos o mínimos. El orden 4 tiene más de tres.

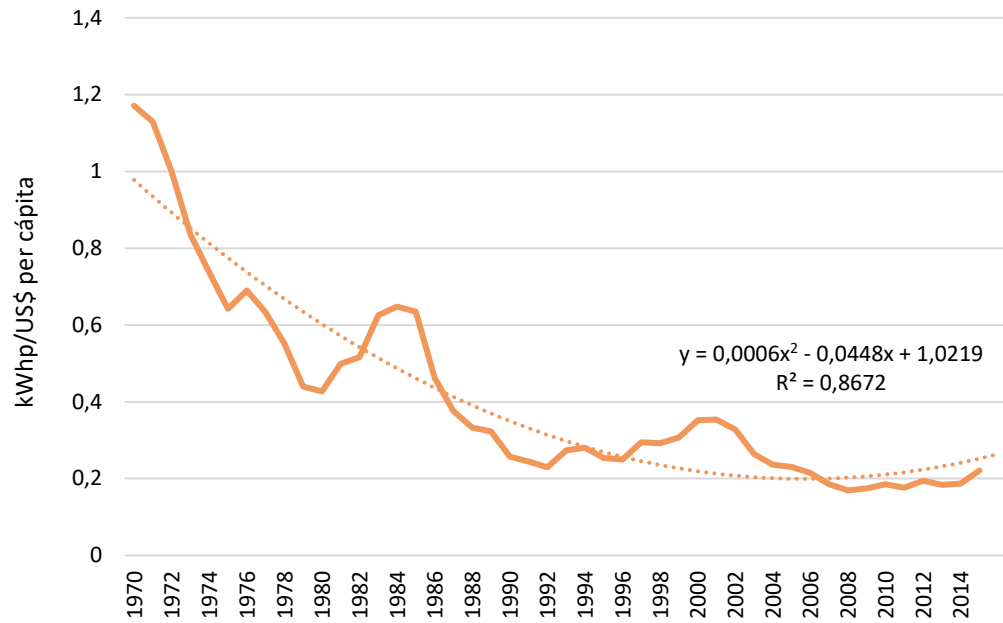


Figura 3.6. Tendencia polinómica de la energía eléctrica demandada/PIB. Fuente: elaboración propia con datos de la AEI y del Banco Mundial

En el caso que nos ocupa la línea de tendencia polinómica elegida es de orden 2 (con un mínimo), para ilustrar la relación entre la energía demandada y el PIB (ver Figura 3.6).

Ahora el análisis entre las dos variables viene definida por una ecuación cuadrática mucho más ajustada:

$$y = 0,0006 \cdot x^2 - 0,0448 \cdot x + 1,0219 \quad \text{Ecuación 3.3}$$

Con un coeficiente de correlación bastante mayor que el anterior:

$$R^2 = 0,8672$$

Ecuación 3.4

Observe que ahora el valor R^2 nos indica que es un ajuste mucho mejor que el de la ecuación lineal anterior. Dado que una línea de tendencia es más fiable cuando su valor R^2 está lo más próximo posible a la unidad. Será esta última la que justifique la relación entre la energía eléctrica demandada y el PIB.

Se han ensayado otras tendencias como logarítmica, potencial, exponencial, ... pero la que más se ajusta es la que acabamos de ver.

3.2.2 Evolución de la población del número de hogares

Como se comentó en el apartado anterior, el consumo de energía eléctrica también se ve afectado por la variable demográfica, tanto por el número de habitantes o incluso por el número de hogares.

En la Figura 3.7 se puede analizar la evolución de la población en España desde 1970 hasta la actualidad, según datos obtenidos del INE. En las Tablas 8.1, 8.2 y 8.3 del anexo A, se indican los datos de población con los que se ha trazado la gráfica.

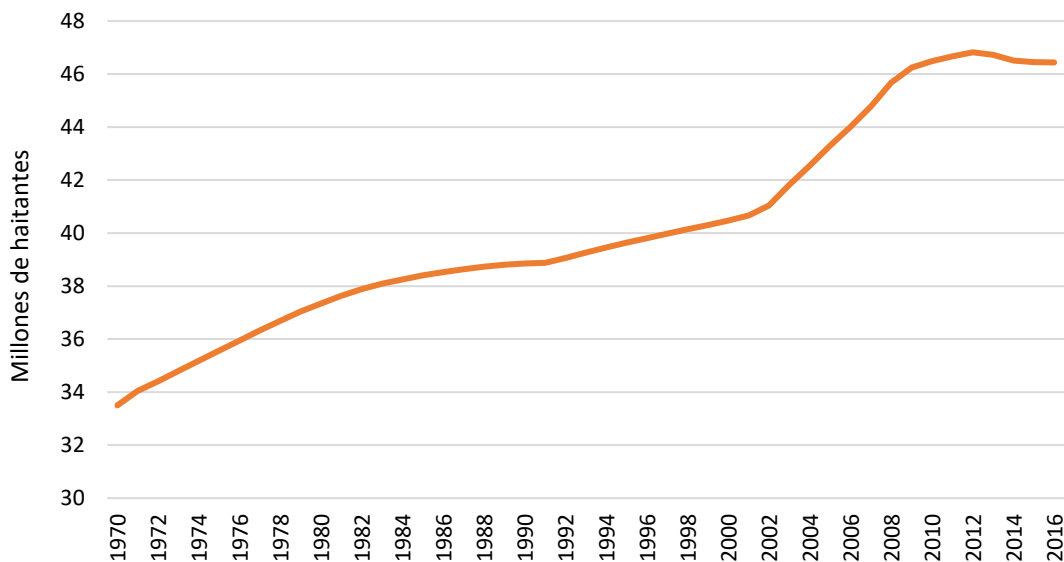


Figura 3.7. Evolución de la población española desde 1970. Fuente: elaboración propia con datos de INE

La población entre 1970 y 2012 creció en casi trece millones de habitantes, a partir de entonces comienza a decrecer ligeramente.

Según el Instituto Nacional de Estadística, la tendencia en los próximos años será negativa, en caso de mantenerse las tendencias demográficas actuales.

De esta forma en los próximos 15 años España perdería más de un 2 % de su población, y en los próximos 50 años un 12 % (INE, 2014). La población seguiría la evolución que vemos en la gráfica de la Figura 3.8, hasta quedarse en el año 2050 con 43.731.747 habitantes, según previsiones del INE. Vemos a continuación gráficamente cuál ha sido la tendencia pasada y la futura de la evolución. Los datos numéricos están reflejados en las Tablas 8.1 a la 8.6 del anexo A.

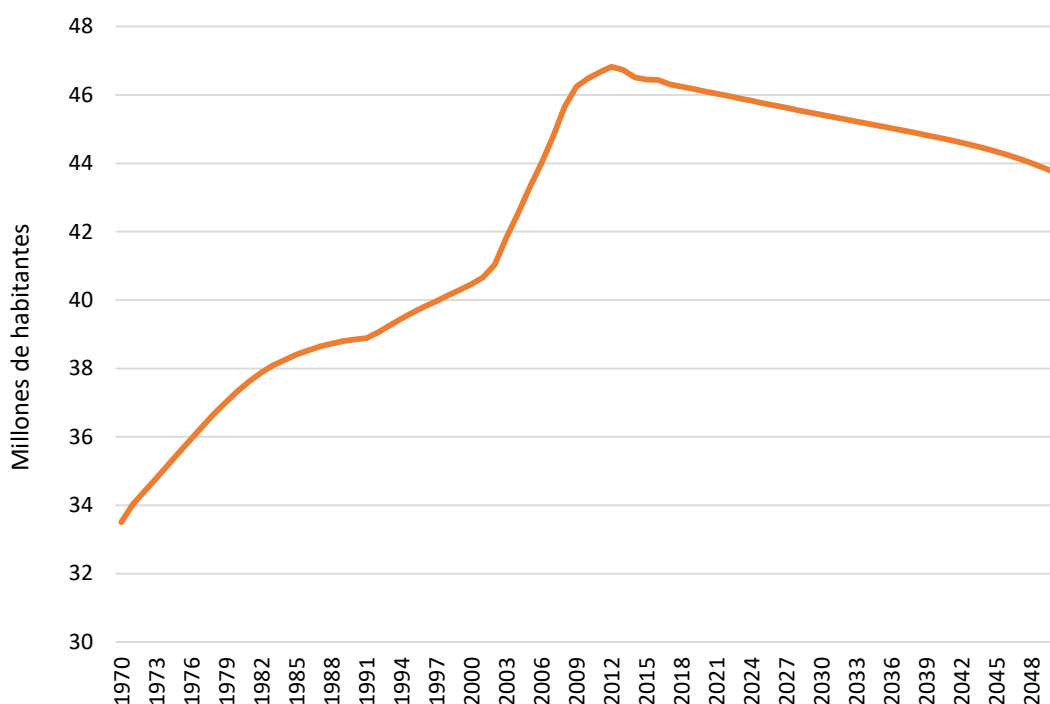


Figura 3.8. Proyección de la población hasta 2050. Fuente: elaboración propia con datos de INE

Según el INE esta reducción en la población será debido al aumento de las defunciones y al menor número de nacimientos, se producirá un saldo vegetativo negativo. También según el INE este saldo negativo se vería compensado, en parte, con el saldo migratorio neto con el exterior, pero sin llegar a ser positivo. En el año 2009 comenzó una reducción de los nacimientos, en 2028 el INE prevé que nacerán un 24,8 % menos que en los 15 años previos (INE, 2014).

En cuanto a la fecundidad de las mujeres también descenderá, de tal forma que en el año 2029 el número medio de hijos por mujer será de 1,24, frente al 1,27 actual. En cuanto a la edad media de la maternidad, que ahora está en 31,7 años, aumentará hasta acercarse a los 33 años. En cuanto a la esperanza de vida aumentará, llegando a los 84,0 años en los hombres y 88,7 en las mujeres, esto supone un aumento de 4 y 3 años respectivamente. Resumiendo, se prevé una pérdida de población a pesar de la mayor

esperanza de vida, ya que el número de defunciones aumentará debido al envejecimiento poblacional, de esta forma en 2029 habrá un 7,1 % más de defunciones que las observadas en los 15 años previos (INE, 2014).

Esta proyección está realizada bajo la hipótesis de un flujo inmigratorio constante y una emigración al extranjero también constante, ambos sostenidos en su nivel previsto con la información que se dispone hoy. Si esto fuera así, en el intercambio se perderían habitantes hasta el año 2020. Sin embargo a partir de entonces aparecería una ganancia neta en migraciones de casi 2,5 millones de personas en los próximos 50 años (INE, 2014).

Por otro lado en cuanto al número de hogares en España, según el INE si se mantienen las tendencias actuales, se incrementará en un 4,9 % (un incremento de 902.663 hogares) entre 2016 y 2031, alcanzando la cifra de 19.281.354 hogares. Ello, a pesar de la disminución de la población residente en viviendas familiares, que en ese periodo descendería en un 1,4 % (653.436 personas). Esto se debe a la reducción del número de personas que viven en cada hogar. Así, el tamaño medio del hogar pasaría de los 2,50 actuales a 2,35 personas por hogar en 2031 (INE, 2016). En 2031 habría más de 5,5 millones de hogares unipersonales, lo que supondría el 28,6% del total. El número de hogares aumentaría en todas las CCAA, salvo en Principado de Asturias, Castilla y León, Cantabria y País Vasco.

En la Figura 3.9 podemos ver esta tendencia al alza en el número de hogares previsto. Los datos numéricos se han recogido entre las Tablas 8.2 y 8.6.

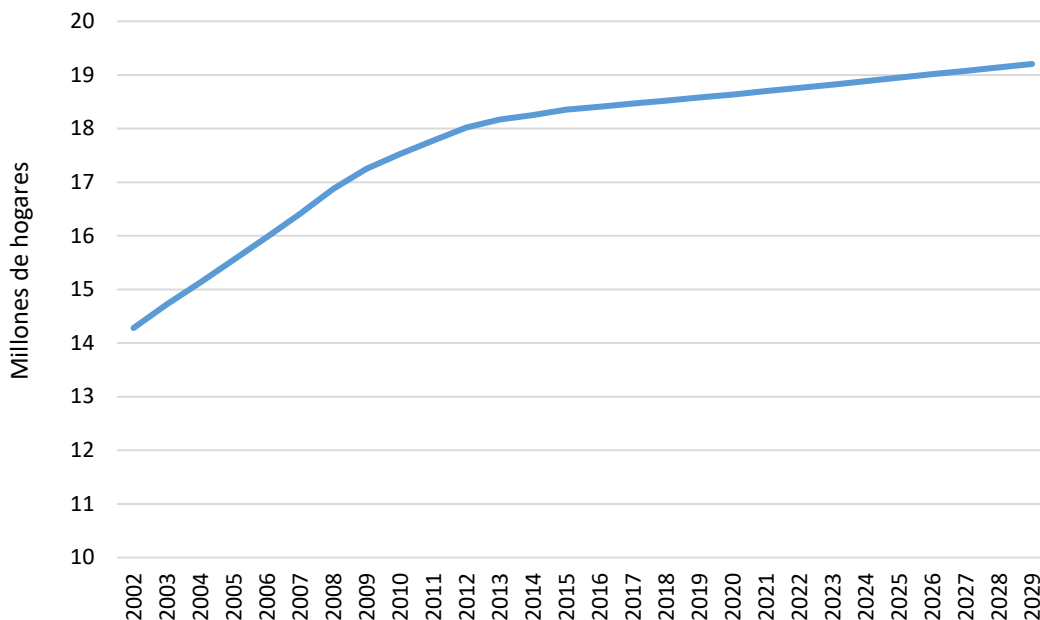


Figura 3.9. Proyección del número de hogares. Fuente: elaboración propia con datos de INE

Esta proyección habrá que tenerla en cuenta a la hora de predecir la energía demandada en el futuro.

3.2.3 PIB per cápita estimado

Se ha definido el PIB per cápita, como un indicador económico que mide la relación existente entre el nivel de renta de un país y su población. Para ello, se divide el PIB de dicho país o territorio entre el número de habitantes.

Se han analizado varios textos para obtener las previsiones de evolución del PIB hasta el año 2050, de ellos nos hemos quedado con dos estudios que exponemos a continuación.

En el primero, *“La economía española en 2033”*, intenta anticipar el futuro, tomando como escenario el año 2033. Para ello utiliza dos instrumentos: el conocimiento experto y la opinión cualificada. Toma como base la creencia de que los empresarios españoles se dividen en dos grupos, los que anticipan una clara recuperación de la economía española, de la mano de una Unión Europea cohesionada en la que las economías de los países tienden a alinearse, y aquellos que ven una Europa no igualitaria en la que España estará en una segunda categoría, lo que permitirá crecer solo moderadamente. Por ello desarrolla dos escenarios para la economía española a 2020 y 2033. Se diferencian en la evolución de los factores de crecimiento: cantidad de trabajo, calidad del trabajo y formación, capital tecnológico y otro capital, y finalmente innovación y comercio exterior como principales motores de la productividad global (Collado, 2013).

El resultado final es que el PIB de España crece en el escenario 1 un 1,6 % en el primer periodo proyectado hasta 2020 y un 2,1 % en el segundo período 2021-2033. En el escenario 2, el PIB español crece un 1,9 % en el primer período y un 2,5 % en el segundo (Collado, 2013).

Cabe destacar que en ninguno de los dos escenarios el crecimiento recupera el ritmo anterior a la crisis. A largo plazo España crecerá más que los principales países europeos, que además ralentizarán su crecimiento en el período estudiado, sin embargo se cree que España lo acelerará.

El segundo estudio analizado en este trabajo de tesis, fue el informe titulado *“El mundo en 2050”*, presenta las proyecciones de crecimiento económico en las treinta y dos economías más grandes del mundo, lo cual representa alrededor del 84 % del PIB mundial (Hawksworth and Chan, 2015). En él se indica que las proyecciones promedio de crecimiento de la economía mundial alcanzará un poco más del 3 % anual en el periodo 2014-50, hacia 2037 se duplicará y hacia 2050 se triplicará, aproximadamente, debido a

la expansión de China y otras economías emergentes. Se espera una desaceleración en el crecimiento mundial a partir de 2020.

Sin embargo las proyecciones que nos interesan en este trabajo son las referentes a España, donde los autores indican que en 2030 el PIB proyectado alcanzará los 2.077 miles de millones de dólares de 2014 (un incremento del 2,6 % anual), mientras que en 2050 se estima en 3.099 miles de millones de dólares (Hawksworth and Chan, 2015), que corresponde a un incremento del 2,12 %.

Con toda esta información se ha realizado unas previsiones intermedias del PIB para España con un incremento de 2,54 % hasta el año 2030 y del 2,12 % en el periodo entre 2030 y 2050. El resultado del PIB estimado quedaría tal y como aparece en la siguiente gráfica, y que numéricamente podemos ver en el anexo A (Tablas 8.3 a 8.6).

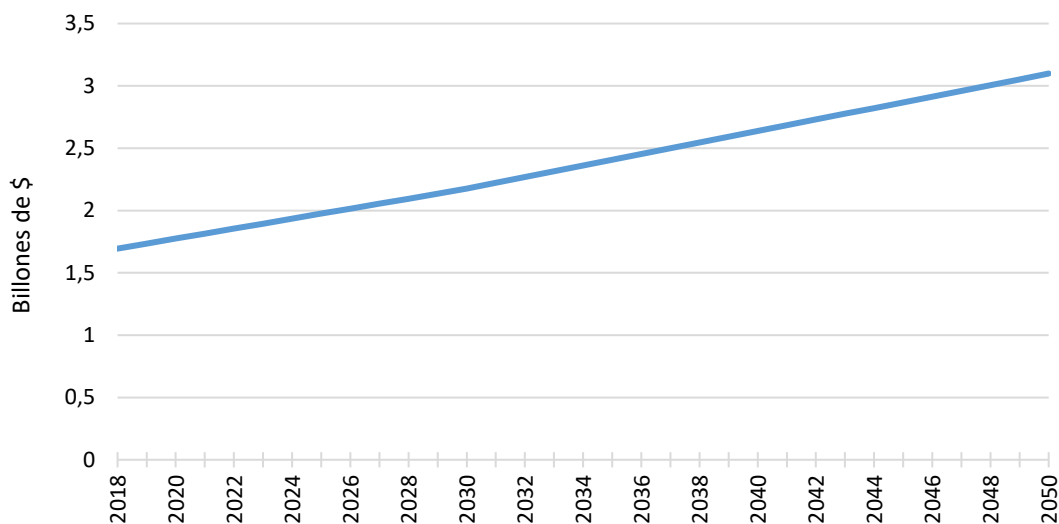


Figura 3.10. PIB estimado para España. Fuente: PwC y elaboración Propia

Si con estas previsiones dividimos cada uno de los datos (*PIB previsto*), entre el número de habitantes previsto según el INE (*número de habitantes*), obtenemos el PIB per cápita estimado (*PIB per cápita estimado*) para España en los próximos años. Esto sería según la siguiente ecuación:

$$PIB \text{ per cápita estimado} = \frac{PIB \text{ previsto}}{\text{número de habitantes}} \quad \text{Ecuación 3.5}$$

En la Figura 3.11, representamos todos los resultados obtenidos, y se han añadido los datos reales de PIB per cápita antes de 2016 para ver la gráfica completa. Los datos históricos aquí calculados se han contrastado con los datos que proporciona el Banco

Mundial. Estos datos en forma numérica están reflejados en las Tablas 8.1 a la 8.6 del anexo A.

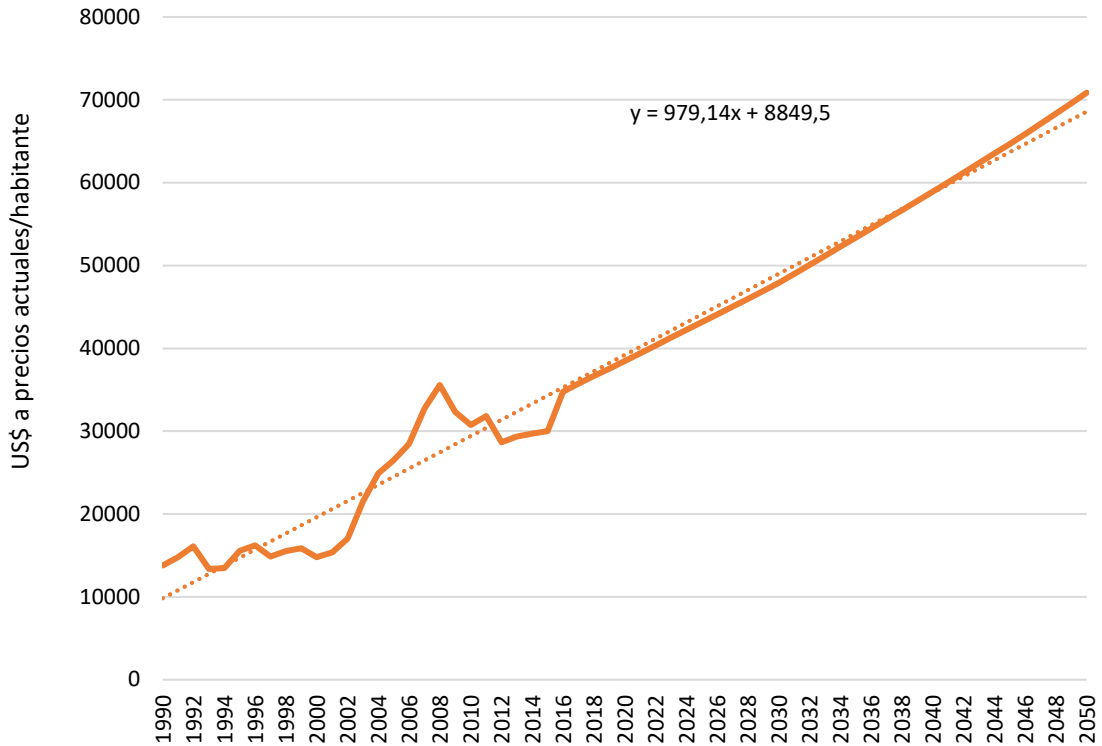


Figura 3.11. PIB per cápita pasado y estimado. Fuente: elaboración propia con datos del Banco Mundial y PwC

Vemos como la evolución sigue una tendencia creciente lineal que se puede representar por una línea recta de ecuación:

$$y = 979,14 \cdot x + 8849,5 \quad \text{Ecuación 3.6}$$

Solo los años de crisis rompen esta tendencia.

3.3 Previsiones de demanda de energía eléctrica

La previsión de una magnitud consiste en el cálculo anticipado que se hace de un hecho que va a suceder, a partir de unas determinadas señales o indicios. En el caso

concreto que nos ocupa, se va a desarrollar un modelo de previsión de la demanda de energía eléctrica a muy largo plazo, para el año 2050.

En el presente estudio analizamos las previsiones de energía eléctrica en la península, pero teniendo en cuenta la actual conexión con las Islas Baleares, existente desde 2012, y por supuesto los intercambios internacionales, así como los consumos de bombeo.

Con las estimaciones del PIB y la evolución prevista de la población en España, este trabajo plantea realizar las previsiones de la demanda de energía eléctrica con el horizonte del año 2050. Teniendo en cuenta que a medida que ampliamos el horizonte de previsión, mayor es el grado de incertidumbre al que nos enfrentamos, se van a plantear unas previsiones teniendo en cuenta tres posibles escenarios:

- **Primer escenario.** De acuerdo con este escenario, se considera que cala en todos los sectores que demandan energía eléctrica el ahorro y la eficiencia energética. En este modelo se considera la evolución prevista por el INE en cuanto a número de habitantes, analizada anteriormente, así como los datos históricos de demanda de energía eléctrica proporcionados por REE. El sector industrial realizará un especial esfuerzo de eficiencia en consumo de energía, reduciendo sus consumos, situación que también se produce en el resto de sectores.
- **Segundo escenario.** El modelo también considera la evolución de población prevista por el INE y los históricos de demanda de energía eléctrica, pero considerando que la demanda de energía aumenta en los distintos sectores debido a un mayor desarrollo tecnológico y a la incorporación de consumos de otros sectores como el transporte, a través del coche eléctrico.
- **Tercer escenario.** Ahora el modelo estima una mayor demanda de energía eléctrica. Sería el caso más desfavorable desde el punto de vista del consumo eléctrico. Se considera la evolución de la población prevista por el INE y el modelo también tiene en cuenta la evolución prevista del PIB. Se contemplan los datos históricos de demanda de energía, de forma que la demanda de energía per cápita siga una evolución similar a la que ha tenido el PIB per cápita, tal y como se ha visto en el apartado 3.2.1. En este caso se ha supuesto que el ahorro y la eficiencia energética es contrarrestada por una mayor demanda de los nuevos equipos eléctricos en todos los sectores. Se considera un gran aumento en el sector transporte de personas a través del coche eléctrico y de mercancías por medio del ferrocarril.

3.3.1 Previsiones en el primer escenario

Partimos de los datos históricos de la demanda de energía eléctrica, en la península, desde 1990 hasta la actualidad proporcionados por REE [(REE, 2016b), (REE, 2016a)] actualizados (REE, 2016c), que podemos ver en la Figura 3.12 y cuyos valores numéricos están en las Tablas 8.32 a la 8.34 del Anexo D.

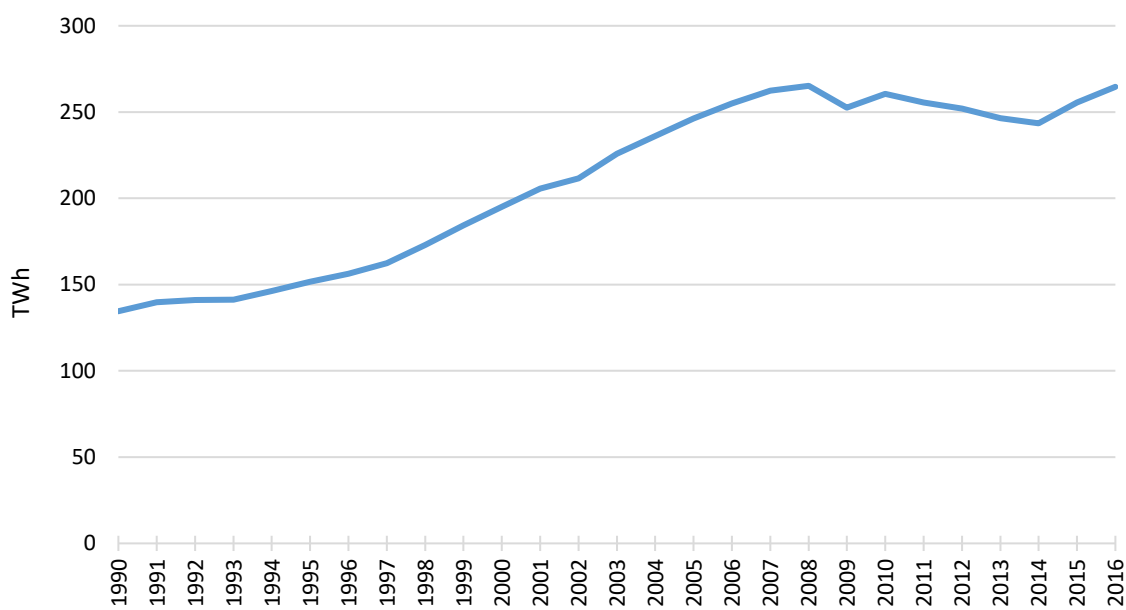


Figura 3.12. Demanda de energía eléctrica desde 1990 en la península. Fuente: elaboración propia con datos de REE

Con estos datos de demanda de energía eléctrica y con los datos históricos de población en la península proporcionados por el INE, se obtiene la demanda per cápita desde 1990 hasta la actualidad, por medio de la siguiente expresión implementada en el método:

$$Dem. Ener. Eléct. p. c. = \frac{Dem. Ener. Eléct.}{n^{\circ} hab.} \quad \text{Ecuación 3.7}$$

Donde:

- *Dem. Ener. Eléct. p. c.* : Demanda de energía eléctrica per cápita calculada.
- *Dem. Ener. Eléct.* : Demanda de energía eléctrica obtenida de REE.
- *n^o hab.* : Número de habitantes proporcionado por INE.

El resultado obtenido se ha comparado con los datos que proporciona la AIE (Agencia Internacional de la Energía) y se han comprobado que son similares. Con ellos

se ha obtenido la gráfica de la Figura 3.13. Los valores numéricos se han reflejado entre la Tabla 8.7 y la Tabla 8.9 del anexo A.

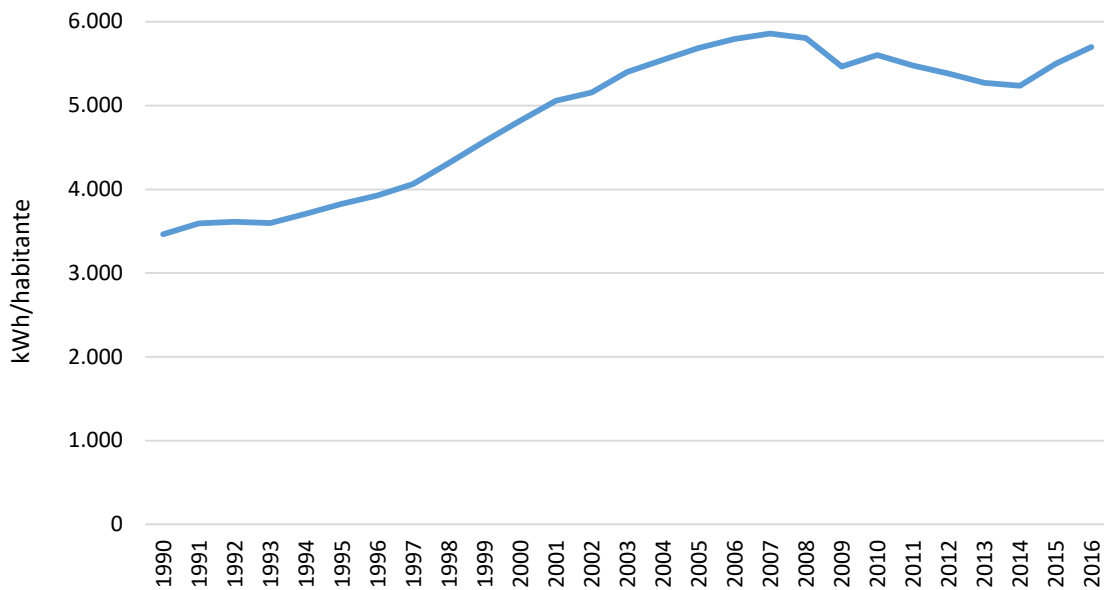


Figura 3.13. Demanda de energía eléctrica per cápita. Fuente: elaboración propia con datos de REE e INE y comparada con AIE

Estudiamos las tendencias, desde 1990 hasta la actualidad, de esta demanda de energía per cápita, según varios tipos de curvas, de esta forma podemos comprobar la confiabilidad de cada una de las líneas de tendencia.

Resultando ser la tendencia polinómica de segundo orden, la que más se ajusta a los datos de demanda de energía eléctrica per cápita y con la que se obtiene un coeficiente de correlación más próximo a la unidad. Después de varios análisis el mejor modelo resultante resulta ser el siguiente:

$$y = -1,6448 \cdot x^2 + 141 \cdot x + 330,9 \quad \text{Ecuación 3.8}$$

Y su coeficiente de correlación:

$$R^2 = 0,9356 \quad \text{Ecuación 3.9}$$

Se considera en el modelo la evolución de la demanda de energía eléctrica per cápita, como una tendencia de evolución polinómica de segundo orden como la que se

acaba de analizar. Esta tendencia tiene en cuenta el ahorro y la eficiencia energética en la demanda de energía eléctrica, sobre todo en el sector industrial.

Con lo que ya se puede obtener la previsión de demanda per cápita en el futuro, obteniendo la siguiente curva con los datos de esa proyección. Se pueden ver los valores numéricos en las Tablas 8.7 a la 8.12 del anexo A.

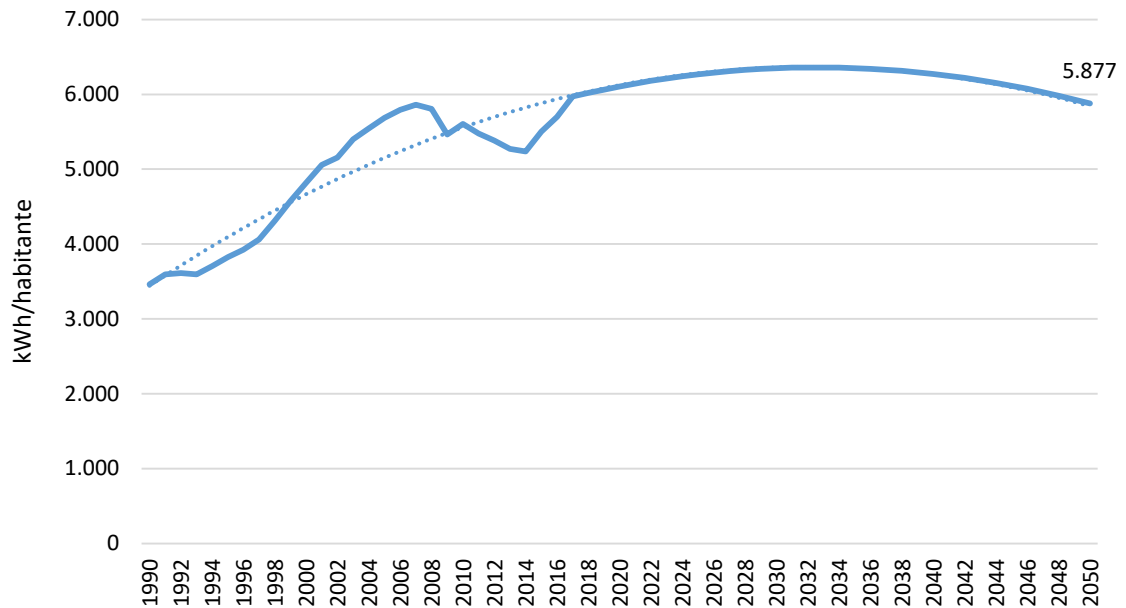


Figura 3.14. Demanda y previsión de energía eléctrica per cápita en el escenario 1.
Fuente: elaboración propia

Como se puede observar en la gráfica y en los datos de las tablas, se va produciendo un incremento hasta el año 2033, a partir del cual comienza a descender hasta llegar al año 2050. Obteniéndose una demanda per cápita de 5.877 kWh/habitante.

Multiplicando ahora por el número de habitantes previsto según el Instituto Nacional de Estadística (INE, 2014) y estudiado en el apartado 3.2.2, obtenemos la energía eléctrica total demandada que cada año, en la península:

$$Dem. Ener. Eléc. = Dem. Ener. Eléc. p. c. * n^{\circ} hab. \quad \text{Ecuación 3.10}$$

Donde:

- *Dem. Ener. Eléc.* : Demanda de energía eléctrica que se quiere calcular cada año a partir de 2016.
- *Dem. Ener. Eléc. p. c.* : Demanda de energía eléctrica per cápita estimada.

- *n^o hab.* : Número de habitantes previstos por INE hasta el año 2050.

En la siguiente gráfica se muestra la demanda real, anterior a 2016, y la prevista hasta el año 2050 que el modelo ha calculado. Estos últimos datos numéricos se pueden analizar en las Tablas del anexo B.

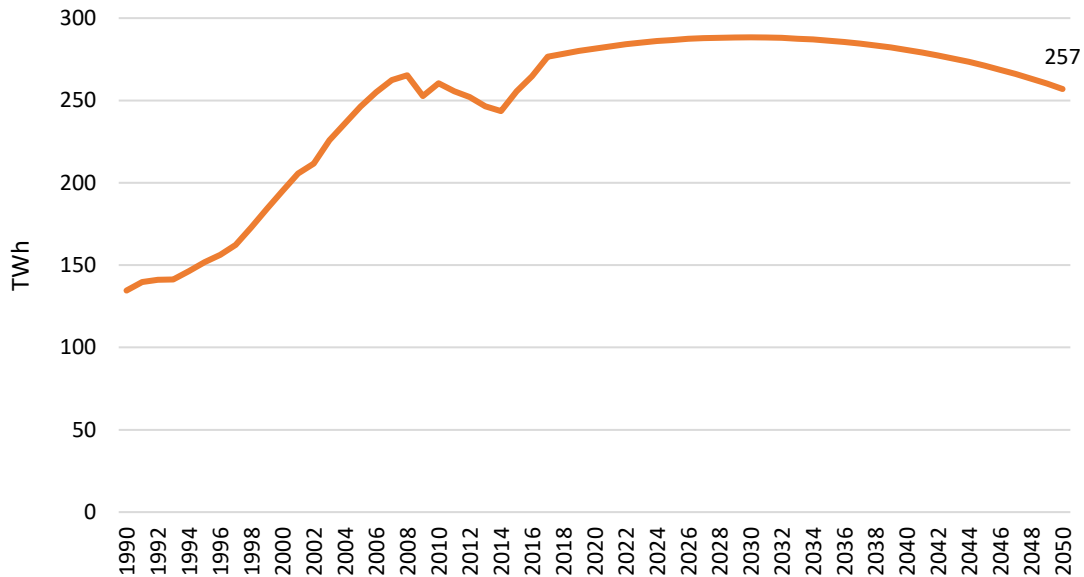


Figura 3.15. Demanda y previsión de energía eléctrica en el escenario 1. Fuente: REE y elaboración propia

El modelo nos ha dado como resultado que, en este primer escenario, sería necesario en el año 2050 un total de 257.015 GWh, una demanda que podemos considerar moderada y similar a los niveles que tenemos en la actualidad. En este caso se puede apreciar que se produce una previsión de demanda máxima en el año 2030 de 288.332 GWh (ver Tabla 8.26 del anexo B), para luego descender ligeramente. Esto sin duda es así, debido al descenso de la población prevista, así como a la mayor eficiencia energética y ahorro de energía que se producirá, sobre todo en el sector industrial.

Como resumen podemos decir que, de acuerdo con este escenario, se considera que cala en sectores como el industrial, que demandan energía eléctrica, el ahorro y la eficiencia energética. Se considera la evolución prevista por el Instituto Nacional de Estadística en cuanto a número de habitantes, así como la tendencia de evolución polinómica de segundo orden en cuanto a la demanda de energía eléctrica per cápita, con un coeficiente de correlación 0,93. Podemos considerar este escenario como conservador.

Los datos numéricos de la gráfica de la Figura 3.15 se han recogido en las Tablas del anexo B.

3.3.2 Previsiones en el segundo escenario

Al igual que en el primer escenario, con los datos históricos de REE obtenemos la demanda de energía eléctrica desde 1990 hasta la actualidad (*Dem.Ener.Eléct.*) y con los datos de población en la península proporcionados por el INE (*nº hab.*), en el modelo se obtiene la demanda per cápita (*Dem.Ener.p.c.*):

$$Dem. Ener. Eléct. p. c. = \frac{Dem. Ener. Eléct.}{n^{\circ} hab.} \quad \text{Ecuación 3.11}$$

El resultado se ha comparado con los datos de la AIE, comprobando que son similares, obteniéndose la gráfica de la Figura 3.16. Los valores numéricos se pueden ver en las Tablas 8.13, 8.14 y 8.15 del anexo A.

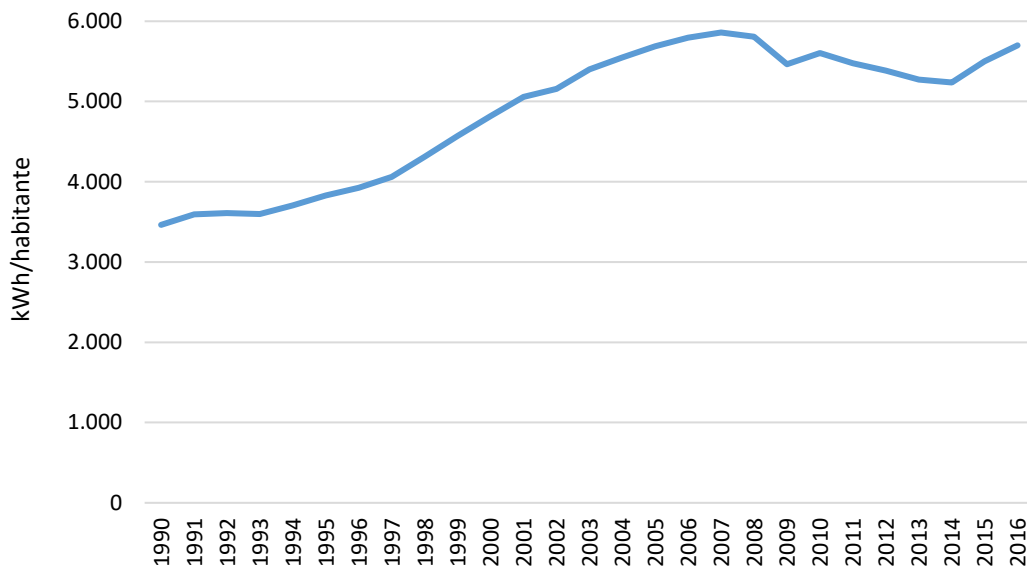


Figura 3.16. Demanda de energía eléctrica per cápita. Fuente: elaboración propia con datos de REE e INE y comparada con AIE

A continuación se busca otra ecuación, distinta a la del primer escenario, que se ajuste a la tendencia de los datos de la curva de demanda de energía eléctrica per cápita disponibles desde 1990 hasta la actualidad, ajustándola ahora a una ecuación con tendencia exponencial.

Una línea de tendencia exponencial, es una línea curva que es muy útil cuando los valores de los datos aumentan o disminuyen a intervalos cada vez mayores. Teniendo en cuenta que, no es posible crear una línea de tendencia exponencial si los datos contienen valores cero o negativos, que no es nuestro caso.

Intentando que el coeficiente de correlación nos resulte similar al del primer escenario. Después de varios análisis, el modelo proporciona la siguiente ecuación exponencial:

$$y = 3105,5 \cdot x^{0,1765} \quad \text{Ecuación 3.12}$$

Esta ecuación exponencial es la que presenta un mayor coeficiente de correlación, aunque algo inferior que en el primer escenario (0,9356), pero es superior a 0,9, por lo que también se tendrá en cuenta en nuestro estudio, se da por válido y se analiza:

Su coeficiente de correlación es:

$$R^2 = 0,9032 \quad \text{Ecuación 3.13}$$

Ya se puede obtener la previsión de demanda per cápita en el futuro, obteniendo la siguiente curva con el resultado del modelo con una tendencia de evolución exponencial. Los valores numéricos se pueden analizar con detalle en las Tablas 8.13 a la 8.18 del anexo A.

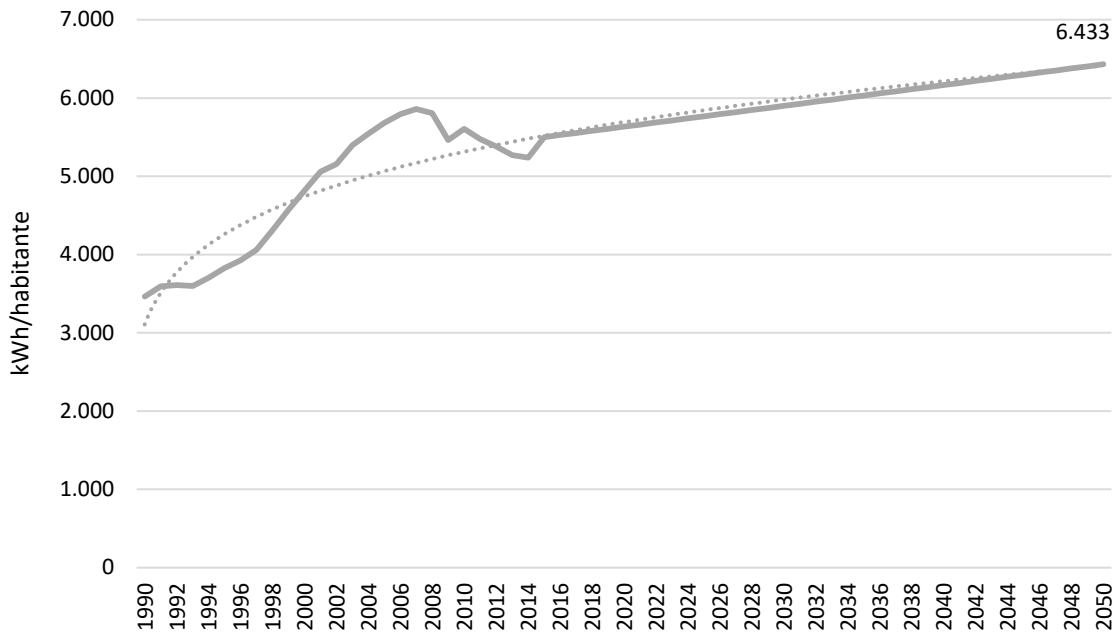


Figura 3.17. Demanda y previsión de energía eléctrica per cápita en el escenario 2. Fuente: elaboración propia

Obteniéndose, para al año 2050, una demanda per cápita de 6.433 kWh/habitante, valor ligeramente superior que en el primer escenario.

Al igual que se hizo en el primer escenario, el modelo multiplica estas demandas de energía per cápita (*Dem.Ener.Eléc.p.c.*) por el número de habitantes (*nº hab.*) previsto (INE, 2014) obteniéndose la energía eléctrica total demandada en cada año (*Dem.Ener.Eléc.*). Sería con la siguiente expresión.

$$Dem. Ener. Eléc. = Dem. Ener. Eléc. p. c. * n^{\circ} hab. \quad \text{Ecuación 3.14}$$

El número de habitantes se analizó en el apartado 3.2.2.

El resultado se puede apreciar en las Tablas del anexo B. En la Figura 3.18 se muestra, de forma gráfica, la demanda anterior a 2016 y el resultado previsto hasta el año 2050 y calculado por el modelo.

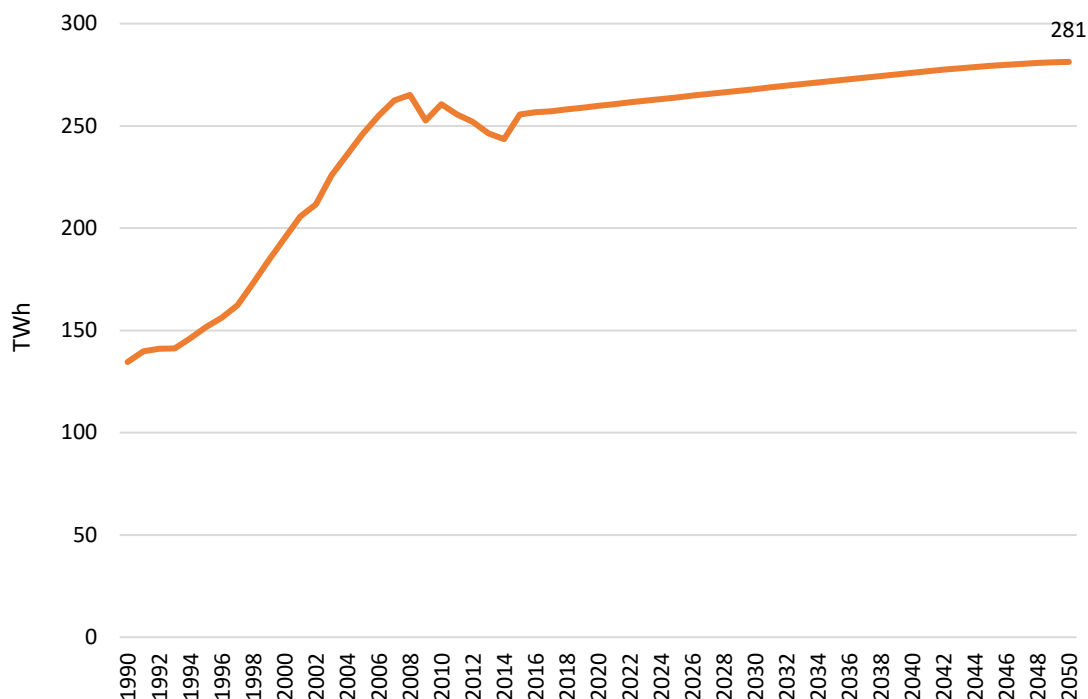


Figura 3.18. Consumo y demanda de energía eléctrica en el escenario 2. Fuente: REE y elaboración propia

Los valores numéricos representados en la gráfica de la Figura 3.18, están recogidos en las Tablas del anexo B.

En este segundo escenario se considera la evolución de población prevista por el INE, con una tendencia de evolución en forma de curva exponencial, para la demanda de energía eléctrica per cápita. El coeficiente de correlación que se obtiene es de 0,903, que al ser superior a 0,9 se ha tenido en cuenta. Esto se traduce en que la demanda de energía aumenta en los distintos sectores que demandan energía eléctrica, debido a un mayor desarrollo tecnológico y al aumento de consumos de otros sectores como el transporte, a través del coche eléctrico.

Según el modelo, en este segundo escenario, se demandaría en el año 2050 un total de 281.309 GWh. La previsión es superior a los niveles que tenemos en la actualidad y a la obtenida en el primer escenario. Podríamos decir que es un escenario algo más agresivo que el anterior, al considerar el aumento de energía en todos los sectores. La previsión de demanda es siempre ligeramente creciente, incluso se podría decir que la previsión es de forma cuasi-lineal, a pesar de que se ha considerado variación con tendencia exponencial para la demanda de energía per cápita inicialmente propuesta, hasta alcanzar el indicado valor máximo en el año 2050.

Podemos considerar este segundo escenario como menos conservador.

3.3.3 Previsiones en el tercer escenario

En este caso, y a diferencia de los dos escenarios anteriores, partimos de los datos históricos de PIB per cápita y las previsiones también de PIB per cápita (en ambos casos a precios actuales) obtenidas en el apartado 3.2.3, y que son los que se ven en la gráfica de la Figura 3.19. Para analizar los datos numéricos, diremos que son los que están reflejados en las Tablas 8.1 a 8.6 del anexo A. En este escenario se tienen en cuenta los datos históricos de demanda de energía de forma que, la demanda de energía per cápita, siguen una evolución similar a la que ha tenido el PIB per cápita, tal y como se ha analizado en el apartado 3.2.1.

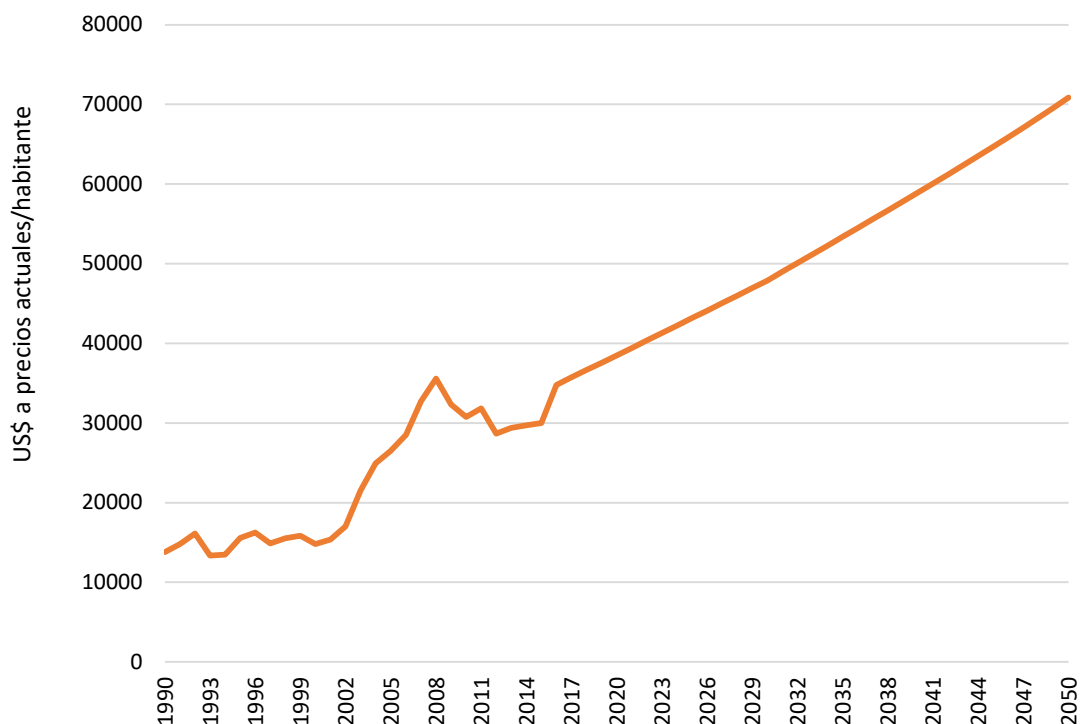


Figura 3.19. PIB per cápita en el escenario 3. Fuente: elaboración propia con datos del Banco Mundial, PwC

En este caso se ha supuesto que el ahorro y la eficiencia energética, no contrarrestan la mayor demanda de energía eléctrica en los nuevos equipos en los distintos sectores. El sector del transporte tendría un importante incremento, porque entraría con fuerza el vehículo eléctrico y aumentaría el transporte de mercancías por ferrocarril.

En este escenario consideramos que la evolución de la demanda de energía eléctrica, per cápita, sigue la evolución de PIB per cápita, tal y como plantean algunos autores [(Apergis and Payne, 2012) y (Sadorsky, 2012)] y comentamos en el apartado 3.2.1. La comparativa de la evolución de ambas variables, que muestra el modelo, se puede ver en la gráfica de la Figura 3.20. Estos datos en forma numérica son los que aparecen en el anexo A, en concreto las Tablas 8.1 a 8.6 para el PIB per cápita y las 8.19 a 8.24, para el consumo de energía eléctrica per cápita.

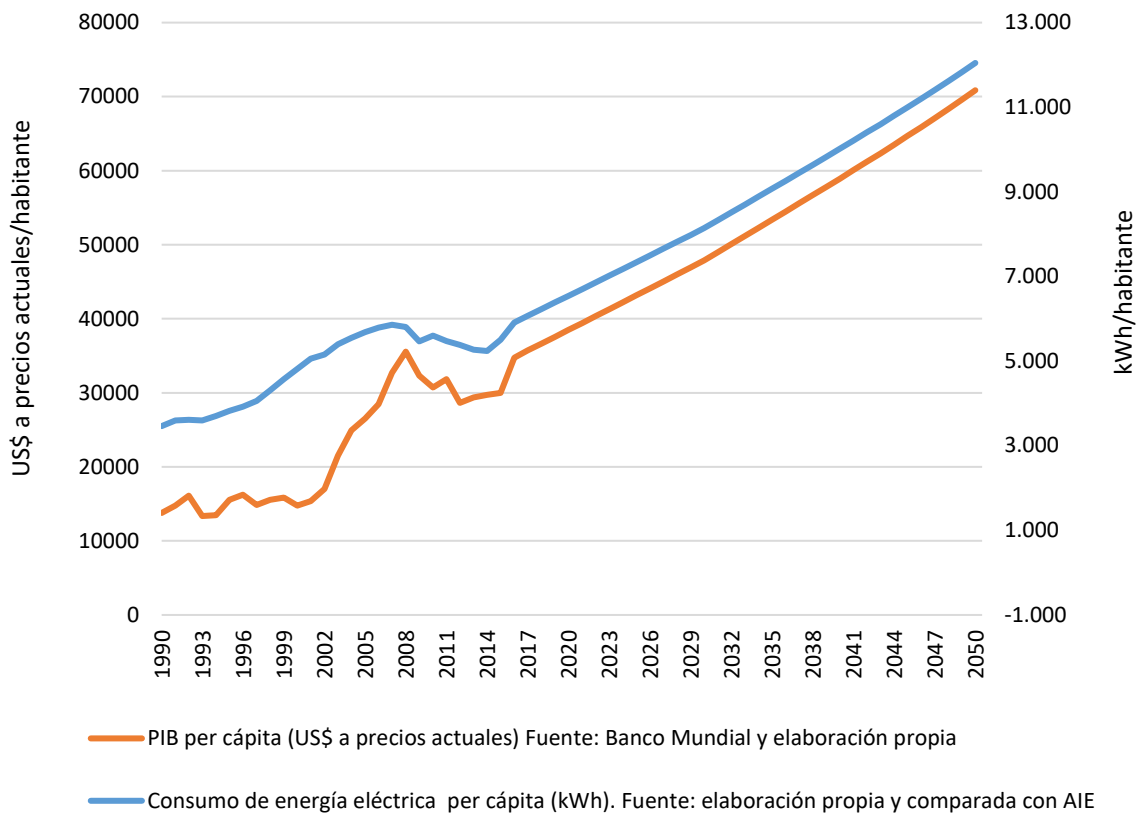


Figura 3.20. Demanda de energía eléctrica y PIB en el escenario 3. Fuente: elaboración propia y datos del Banco Mundial y AIE

Obteniéndose en al año 2050 una demanda per cápita de 12.047 kWh/habitante, bastante superior a los otros dos escenarios.

Conociendo la demanda de energía eléctrica por cápita (*Dem.Ener.Eléc.p.c.*), que ha calculado el modelo, así como las previsiones de población dadas por el INE (*n^o hab.*), ya podemos obtener la demanda en el futuro (*Dem.Ener.Eléc.*), multiplicando ambas, obteniendo la energía eléctrica total demandada cada año, con la siguiente expresión implementada en el modelo:

$$Dem. Ener. Eléc. = Dem. Ener. Eléc. p. c. * n^o hab. \quad \text{Ecuación 3.15}$$

Valores que se pueden analizar en el anexo B.

En la siguiente gráfica se muestra la demanda de energía eléctrica, anterior a 2016, y la prevista hasta el año 2050, obtenida por nuestro modelo, para el tercer escenario, obteniendo la curva representada en la Figura 3.21.

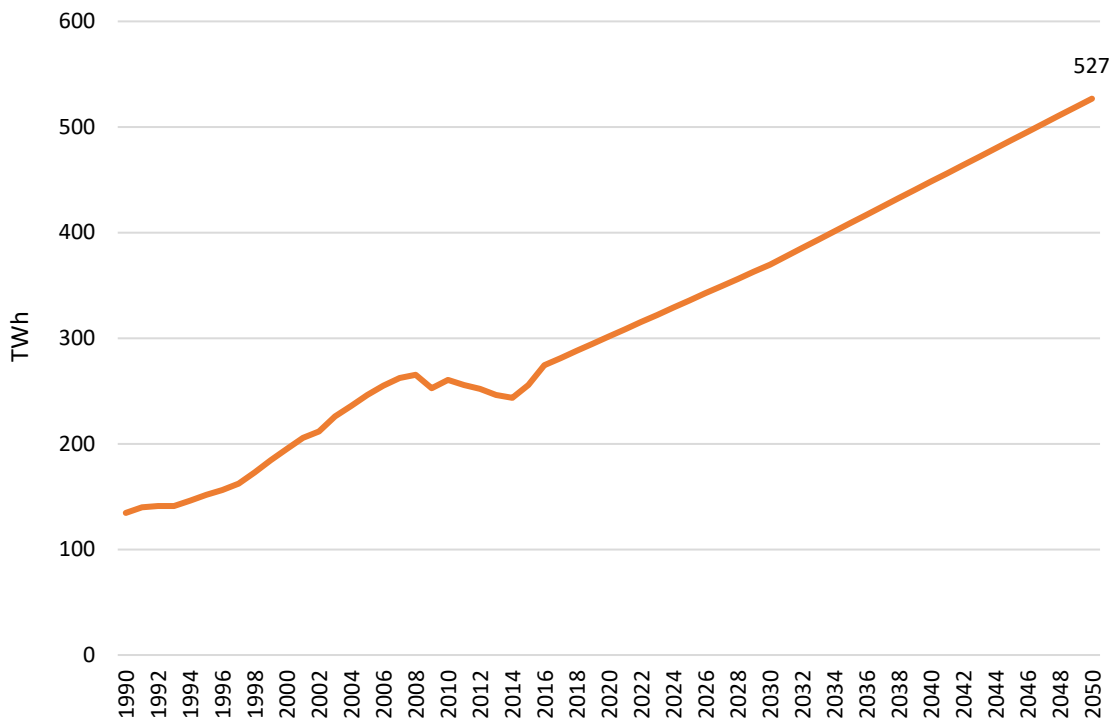


Figura 3.21. Consumo y demanda de energía eléctrica en el escenario 3. Fuente: REE y elaboración propia

En este tercer escenario y para el año 2050 se demandaría una energía eléctrica en la península de 526.830 GWh. Ahora la previsión es bastante superior a los niveles que tenemos en la actualidad y a los dos escenarios previos. Vemos que se produce una previsión de demanda siempre creciente, y lo hace de forma prácticamente lineal, hasta alcanzar el indicado valor máximo en el año 2050. El modelo calcula en este escenario una mayor demanda de energía eléctrica. Sería el caso más desfavorable desde el punto de vista del consumo, esto es debido a que el modelo ha tenido en cuenta la evolución prevista para el PIB, tal y como indican autores como Apergis y Payne (Apergis and Payne, 2012) y Sadorsky (Sadorsky, 2012).

En este caso en el modelo se supone que el ahorro y la eficiencia energética no contrarrestan la mayor demanda de los nuevos equipos consumidores de energía eléctrica en todos los sectores, así como un gran aumento en el sector transporte de personas, a través del coche eléctrico y de mercancías por medio del ferrocarril. También se considera el aumento del número de hogares, a pesar de que la población disminuye.

Los valores numéricos de la gráfica de la Figura 3.21 se han recogido en el anexo B.

Podríamos decir que es el escenario más agresivo de todos con diferencia.

3.4 Resumen y justificación de los escenarios

En el presente apartado vamos a resumir las características de los escenarios e intentar justificar los resultados obtenidos por el modelo en cada uno de ellos. También se realizará una comparativa de estos resultados con los obtenidos en estudios similares de otros autores.

El resultado obtenido en el primer escenario es similar al que obtiene Galbete en su tesis doctoral para sus dos escenarios (Galbete, 2013), donde propone un sistema eléctrico 100 % renovable en el año 2050. En su estudio, para ese año, el autor propone una demanda de 250.851 GWh (251 TWh), mientras que en el primer escenario del presente trabajo de tesis se proponen 257.015 GWh (257 TWh), es decir un valor ligeramente superior.

En el segundo escenario, y para el año 2050, se obtiene una demanda mayor a la obtenida por Galbete en su trabajo de tesis doctoral para sus dos escenarios (Galbete, 2013), que propone una demanda de 250.851 GWh (251 TWh). Pero bastante inferior a la de Formozo Fernandes y Frías Marín en su artículo, donde prevén un aumento muy considerable en la demanda de energía, entre 450 TWh y 600 TWh, para sus cuatro escenarios (Formozo Fernandes and Frías Marín, 2015). Nuestro modelo propone en este escenario 281.309 GWh (281 TWh) demandados para el año 2050.

En el tercer y último escenario nuestro modelo propone, para el año 2050, una demanda de 526.830 GWh (527 TWh), muy superior a la obtenida por Galbete para sus dos escenarios (Galbete, 2013). Sin embargo es del mismo orden que la propuesta de *Formozo Fernandes y Frías Marín*, que prevén una demanda de energía eléctrica, entre 450 TWh y 600 TWh, en sus cuatro escenarios (Formozo Fernandes and Frías Marín, 2015), en concreto estaría entre los escenarios rojo y azul propuesto por estos autores.

Como resumen, podemos concluir que comparando las propuestas expuestas en este trabajo de tesis, con otros trabajos similares, vemos que en los escenarios primero y segundo son más conservadores y son similares al estudio realizado por el Dr. Galbete en su tesis. Sin embargo el tercer escenario aquí propuesto, más agresivo, tiene un orden de magnitud similar al obtenido en dos de los escenarios propuestos por los autores Formozo Fernandes y Frías Marín en su artículo. Damos por válidos nuestros tres escenarios y esta parte del modelo propuesto.

Tal y como se ha comentado en apartados anteriores, estas diferencias en la demanda, en cada uno de los escenarios, es debido a variables que se pueden considerar perturbaciones aleatorias que pueden aparecer en el método utilizado, entre las cuales podemos señalar la mayor o menor concienciación en el ahorro, la eficiencia energética considerada en cada sector, el desarrollo en mayor o menor grado de la tecnología, así como su nivel de implicación de estas nuevas tecnologías en el consumo de energía eléctrica, por ejemplo en el sector transporte de personas a través del coche eléctrico y

de mercancías por medio del ferrocarril. Además, las principales variables como son la evolución del PIB y la previsión de la futura población, también se pueden ver afectadas y que no se ajusten a los valores indicados.

Vemos en la figura siguiente la comparativa de los tres escenarios. Los datos numéricos aparecen reflejados en las Tablas del anexo B de esta memoria.

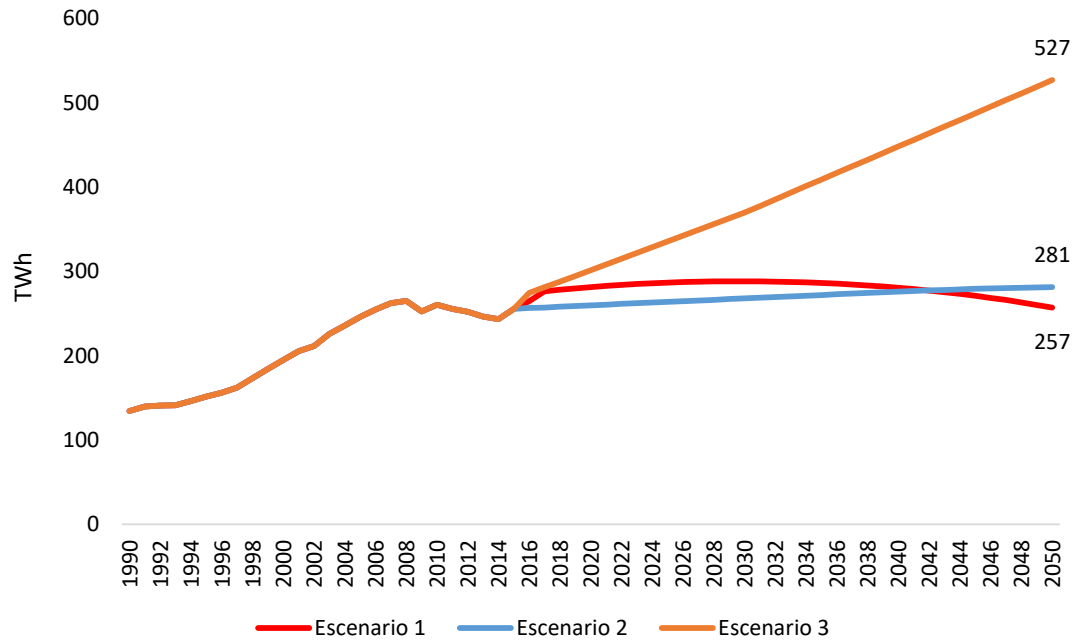


Figura 3.22. Consumo y demanda de energía eléctrica en los tres escenarios. Fuente: REE y elaboración propia

El primer escenario, es el que se ha considerado como más conservador por su moderada demanda de energía eléctrica. El modelo prevé una ligera tendencia a aumentar la demanda de energía hasta el año 2030 que alcanza los 288.332 GWh, pero a continuación se prevé un ligero descenso en la demanda hasta alcanzar los 257.015 GWh en 2050, debido a que en el modelo se ha tenido en cuenta la evolución prevista de habitantes por el INE y una tendencia de evolución polinómica de segundo orden, para la demanda energética per cápita partiendo de datos históricos desde 1990, resultando un coeficiente de correlación de 0,936.

El segundo escenario, ya menos conservador, el modelo fija una tendencia siempre creciente en la demanda de energía eléctrica. Esto es debido a que se ha tenido en cuenta una evolución exponencial para demanda de energía eléctrica per cápita, y se ha modulado con la evolución prevista del número de habitantes. En el año 2050 se

demandarían en la península 281.309 GWh. En este caso el coeficiente de correlación resultó ser 0,903, algo inferior al primer escenario, pero también superior a 0,9.

En el tercer escenario se ha basado en unas previsiones de PIB per cápita basadas en dos estudios distintos, de forma que en el modelo se ha estimado que el PIB se incrementa un 2,54 % hasta el año 2030 y un 2,12 % hasta el 2050. En este caso el modelo calcula la demanda de energía eléctrica per cápita, siguiendo la misma tendencia histórica en la evolución que las estimaciones realizadas para el PIB per cápita. Posteriormente se ha considerado la previsión dada por el INE de la población. Eso hace que la demanda de energía aumente de forma más rápida hasta alcanzar los 526.830 GWh en el año 2050. Es el modelo más agresivo.



4. Resultados en la planificación de la producción

Para poder llegar a un mix óptimo de generación de energía eléctrica, entre todas las tecnologías disponibles, se ha propuesto un modelo con una formulación de sostenibilidad basado en un sistema de puntuación entre las distintas tecnologías. A este análisis se le puede dar el nombre de multicriterio, ya que utilizaremos varios criterios agrupados en dos grupos.

Definiendo estos dos grandes grupos para realizar la ponderación: el grupo A, englobará valorizaciones de elementos de costes de la generación de energía eléctrica y el grupo B, indicadores sobre el impacto ambiental de las distintas tecnologías y que desarrollamos a continuación.

4.1 Coste de la generación de la energía eléctrica

Los elementos de coste que componen el grupo A, donde se valora el coste de la generación de la energía eléctrica en cada tecnología, están basados en la cuantificación

en función de una valoración de datos que proceden de fuentes oficiales, de informes sectoriales y de auditorías.

En primer lugar, se definen todas las tecnologías que el modelo va a contemplar en la generación de energía eléctrica, teniendo en cuenta lo siguiente:

- Se han separado las centrales térmicas de carbón de las consideradas de "carbón limpio", siendo estas últimas las que tienen algún sistema de captura y almacenamiento de CO₂, de forma que no lo sueltan al medio ambiente. Por supuesto para considerarlas limpias también tienen que minimizar las emisiones de NO_x, SO₂, partículas sólidas, metales pesados, etc. Tal y como ya vimos en las bases teóricas.
- Se han dividido en dos los tipos de centrales hidráulicas, por un lado la gran hidráulica, y considerando en resto de hidráulica todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH), tal y como lo considera REE en sus estadísticas de generación.
- En las centrales de ciclo combinado se incluye funcionamiento en ciclo abierto.
- En el grupo de las centrales térmicas renovables se recogen las que utilizan biogás, biomasa y geotérmica.
- Se considera las cogeneraciones que utilizan gas natural como combustible, pero también, y sobre todo, con biomasa y biogás.
- Dentro de residuos se incluye la energía aprovechada de la fracción biodegradable de residuos urbanos (FBRU) y componentes orgánicos.
- Se han descartado las centrales que utilizan fuel como combustible, dado que actualmente ya están en desuso en la península.

Según estas consideraciones se ha trabajado con las siguientes tecnologías:

- Hidráulica.
- Nuclear.
- Carbón.
- Carbón limpio.
- Ciclo combinado.
- Resto hidráulica. Unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).
- Eólica.
- Eólica marina.

- Solar fotovoltaica.
- Solar térmica.
- Térmica renovable.
- Cogeneración.
- Residuos.

Para calcular el coste de generación de la energía eléctrica, se han estimado distintos costes para cada tecnología en función de los MWh de energía producida, como son:

- El coste en la inversión.
- El coste del combustible.
- Los costes de operación y mantenimiento.
- El coste debido a las emisiones de CO₂.
- El coste de desmantelamiento de la instalación al término de su vida útil.

Todas estas variables se han puesto en la misma unidad (€/MWh) para posteriormente poder tratarlas y que el modelo obtenga un valor global.

Con ello se obtiene un coste total de generación para poder comparar las distintas alternativas en la tecnología. Para calcular este coste global en la generación de energía eléctrica, en las distintas tecnologías, se han analizado varios estudios previos publicados por la International Energy Agency (IEA-NEA, 2015), la Royal Academy of Engineering (RAE, 2004), la Nuclear Energy Agency (NEA, 2008) y el Ministerio de Energía Francés (*Public summary of the study of reference costs for electricity generation, 2007*).

De todos los procedimientos analizados, se ha utilizado el modelo llamado LCOE (Levelised Cost Of Electricity). Esta metodología nos permite comparar las distintas tecnologías, en función de un coste unitario por unidad de energía. Para ello se tiene en cuenta el tiempo de vida de un proyecto, desde su inicio hasta su desmantelamiento, sin embargo no se contemplan posibles riesgos derivados como los de cambio de legislación, económicos o tecnológicos.

Este procedimiento se ha implementado en el modelo con las siguientes expresiones.

En primer lugar se calcula el coste de la inversión en la instalación, incluyendo el coste de adquisición, de ingeniería, de construcción, de puesta en marcha, previsión de imprevistos técnicos y los intereses del préstamo solicitado en cada tecnología, implementando en el modelo la expresión:

$$Coste\ Inv = \frac{I_{ui} \cdot P_e \cdot (1+i)^t \cdot \frac{i \cdot (1+i)^{n-t}}{(1+i)^{n-t} - 1}}{P_e \cdot 8760 \cdot f_o} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

Donde en este caso depende de:

- *Coste inv*: es el Coste de la inversión, incluyendo el coste de adquisición, ingeniería, construcción, puesta en marcha, previsión para imprevistos de carácter técnicos, los intereses del préstamo solicitado y calculado a través de la expresión:
- *I_{ui}*: es la Inversión unitaria inicial, sin intereses.
- *P_e*: es la Potencia eléctrica instalada.
- *I*: es el tipo de interés.
- *t*: son los años del periodo de carencia sin pago de intereses.
- *n*: es el horizonte desde el punto de vista económico del proyecto, desde el inicio de la construcción hasta el cese de la actividad.
- *f_o*: factor de operación, porcentaje horario de utilización de la planta.

Una vez conocido el coste de la inversión de cada tecnología, se calcula el coste global de generación de energía eléctrica (LCOE), para ello se ha implementado en el modelo la expresión:

$$LCOE = Coste\ inv + Coste\ OyM + Coste\ comb + Coste\ CO2 + Coste\ desm$$

Ecuación 4.2

Donde:

- *LCOE*: es el coste global de generación de la energía eléctrica (Levelised Cost of Electricity) para cada tecnología.
- *Coste inv*: es el coste de la inversión, incluyendo el coste de adquisición, ingeniería, construcción, puesta en marcha, previsión para imprevistos de carácter técnicos, los intereses del préstamo solicitado y calculado a través de la expresión:
- *Coste OyM*: son los costes de operación y mantenimiento de la planta.
- *Coste comb*: es el coste del combustible necesario para la generación.

- *Coste CO₂* : es el coste asociado a las emisiones de dióxido de carbono emitidas en la generación de energía eléctrica.
- *Coste desm* : coste del desmantelamiento de la planta cuando se ha terminado el ciclo de vida del proyecto.

Hay que considerar varias hipótesis para estimar los costes de generación de la energía eléctrica, unas serán de tipo global que se pueden aplicar a cualquier tipo de tecnología y otras específicas que dependerán de las distintas variables que tenga cada tecnología. Se consideran hipótesis globales las siguientes:

- Los costes de generación estimados están asociados a una sola planta.
- Se considera que las plantas operan de forma estándar con un factor del 85 %.
- El coste del CO₂, se estima constante e igual a 5,35 €/tonelada de CO₂. Tomado como la media del año 2016 (Sendeco2, 2017).
- El tipo de interés se estima en el 5 %.
- El periodo de carencia, sin pago de intereses, sería el tiempo de construcción, y un periodo de retorno igual a la vida de la planta.

En la Tabla 4.1 se recogen todos estos costes implicados en la generación de energía eléctrica calculados, la información necesaria para recabar las hipótesis específicas se han obtenido de:

- Projected costs of generating electricity (IEA-NEA, 2015).
- Energy Technology Essential (IEA, 2010).
- Nuclear Power Economics. Nuclear Energy Costs (WNA, 2017).
- Registro de instalaciones productoras (MITC, 2016).
- Federación Nacional de Empresarios de Minas de Carbón. Memoria 2015 (CARBUNION, 2016).
- Tecnología energética y medio ambiente (Calventus et al., 2006).
- Corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos. Informe estadístico anual 2015 (CORES, 2016).

Además del precio de generación para cada coste indicado anteriormente, aparece en la última columna de la Tabla 4.1, el valor de LCOE calculado por el modelo (con las ecuaciones 4.1 y 4.2), según lo indicado, para cada una de las tecnologías. Todos los costes se indican en la misma unidad, €/MWh. De esta forma se ha completado los

indicadores sobre el impacto ambiental del grupo A: valoraciones de elementos de costes de la generación de energía eléctrica.

El indicador global, LCOE, se utilizará en el apartado 4.3 para realizar la ponderación del coste de la generación de energía eléctrica según su tecnología.

Tabla 4.1. Costes de generación de la energía eléctrica según tecnología. Fuente: elaboración propia con datos de varios organismos

TECNOLOGÍA	Coste inversión (€/MWh)	Coste combustible- (€/MWh)	Coste de O&M (€/MWh)h	Coste CO ₂ (€/MWh)	Coste desmantelar (€/MWh)	LCOE (€/MWh)
Hidráulica	41,21	0,00	12,29	0,00	0,05	53,55
Nuclear	33,72	8,27	11,54	0,00	0,30	53,83
Carbón	12,63	21,02	3,47	5,14	0,05	42,31
Carbón limpio	22,61	38,58	5,89	0,54	0,10	67,72
Ciclo combinado	7,87	41,19	2,67	1,93	0,06	53,72
Resto hidráulica	41,21	0,00	12,29	0,00	0,05	53,55
Eólica	44,18	0,00	17,36	0,00	0,58	62,12
Eólica marina	163,00	0,00	77,00	0,00	5,00	245,00
Solar fotovoltaica	47,30	0,00	13,60	0,00	0,10	61,00
Solar térmica	123,30	0,00	47,50	0,00	0,10	170,90
Térmica renovable	27,10	20,00	20,80	0,00	0,05	67,95
Cogeneración y resto	14,70	83,30	10,40	1,98	0,10	110,48
Residuos	56,00	1,10	40,00	1,29	0,10	98,49

Tal y como se puede comprobar en la Tabla 4.1, los costes de inversión más elevados corresponden a las tecnologías menos desarrolladas (eólica marina y solar térmica). Los más bajos corresponden al ciclo combinado y al carbón.

Existen costes de combustible con valor cero, son los que tienen como origen la energía del agua, el viento y el sol: hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica. El coste más elevado de combustible, es el de la tecnología ciclo combinado y cogeneración.

El coste de operación y mantenimiento en tecnologías como el ciclo combinado o el carbón, es muy inferior a otras como la eólica marina o la solar térmica.

Hay tecnologías que no tienen emisiones de CO₂, por lo que este coste es nulo, son la hidráulica, la nuclear, el resto de hidráulica, las dos eólicas, las solares y la térmica renovable. Sin embargo el carbón es el que obtiene el este más elevado.

Los costes de desmantelamiento suelen ser reducidos, los más elevados corresponden a la eólica marina y a la nuclear.

Si nos fijamos en el indicador LCOE, observamos que el valor más elevado corresponde a la tecnología eólica marina, seguida a distancia de la solar térmica. Hay tecnologías con costes muy similares, como son hidráulica, nuclear, carbón, ciclo combinado y resto de hidráulica.

4.2 Impacto ambiental de las distintas tecnologías

Los indicadores del grupo B, se basan en la evaluación ambiental de las distintas tecnologías de generación eléctrica. Para ello se obtienen datos que proceden de informes de fuentes oficiales y auditorías.

Podemos medir el impacto ambiental en la producción de energía eléctrica. Para esta evaluación ambiental se propone aplicar un análisis multicriterio, al tener cada indicador una unidad de medida distinta.

El análisis multicriterio es un índice sumatorio ponderado que permite priorizar utilizando un conjunto de criterios complementarios (Cohen and Martínez, 2004). En el mismo sentido, otros autores plantean que la evaluación multicriterio posibilita operar con varios criterios a la vez, identificando la importancia relativa de cada uno y, de esa forma, evaluar diferentes alternativas de proyectos (Pacheco and Contreras, 2008). Igualmente, la técnica de decisión multicriterio posibilita sustentar la toma de decisiones, definiendo criterios de valoración y designando pesos de valoración en función de su importancia para conseguir una decisión considerada como la mejor alternativa.

A la hora de analizar el impacto ambiental, que produce cada una de las fuentes energéticas de generación eléctrica, en este trabajo se han considerado tres criterios: las emisiones de CO₂ por unidad de energía, el riesgo medioambiental y el impacto social.

Veamos cómo se ha aplicado este análisis, en esta parte del trabajo, para el cálculo del impacto ambiental a partir de esos tres criterios.

4.2.1 Emisiones de CO₂ por unidad de energía

El IDAE realiza, de forma periódica, documentos que tienen como objeto revisar y actualizar, entre otras cosas, las emisiones de CO₂ de las diferentes energías utilizadas en la generación de energía eléctrica. Los coeficientes de paso y los factores de emisiones vigentes se extraen del reconocido documento "Condiciones de aceptación de procedimientos alternativos a LIDER y CALENER" (ALICIA. Universidad de Sevilla, 2009). La metodología de cálculo para el caso de centrales de energía eléctrica aparece en el

Anexo IV y Anexo V de la publicación del IDAE “Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector edificios en España” (IDAE, 2014) que para la obtención de los coeficientes han utilizado los datos publicados por dos documentos independientes:

- Documento “*La Energía en España. 2015*” (*La Energía en España. 2015, 2016*). Este libro de la energía en España recoge la evolución del mercado energético en España durante el año corriente, con análisis detallado de los balances energéticos y precios, así como de las nuevas disposiciones legales de ordenación del sector.
- Informes sobre el “*Sistema de garantía en origen y etiquetado de electricidad*” (CNMC, 2017). Este acuerdo es para aprobar los resultados del sistema de garantía de origen de la electricidad procedentes de fuentes renovables y de cogeneración correspondientes al año 2016 y para aprobar los resultados del sistema de etiquetado de la electricidad relativos a la energía producida en el año 2016.

En la segunda columna de la Tabla 4.2, se recogen las emisiones de CO₂ en cada una de las energías utilizadas en la generación de energía eléctrica, como el primer criterio para el cálculo del impacto ambiental.

Es de destacar que tecnologías como la hidráulica, nuclear, eólica, solar (fotovoltaica y térmica) y térmica renovable no tienen emisiones de CO₂.

También hay que fijarse en que el carbón, es con diferencia, la tecnología que más emisiones de CO₂ produce.

4.2.2 Riesgo medioambiental (ecopuntos)

Para evaluar las distintas tecnologías, en la generación de energía eléctrica, son de gran importancia los aspectos ambientales. Hasta tal punto hay que tener en cuenta estas consideraciones, que pueden afectar a la configuración del futuro energético de un país. Por ello se evalúa el riesgo medioambiental como el segundo criterio para analizar el impacto ambiental.

En este sentido el IDAE, realizó un estudio donde analizó los impactos medioambientales derivados de la producción, transporte y consumo de las distintas fuentes de energía (AUMA, 2012), siendo los siguientes:

- **Calentamiento global.** Produce el cambio climático con sus consecuencias, como pueden ser la posible subida del nivel del mar, la extensión de la aridización, y la difusión de enfermedades.

- **Disminución de la capa de ozono.** Provocando posibles consecuencias para la salud humana como cáncer de piel y enfermedades de visión, por ejemplo.
- **Acidificación.** La lluvia ácida, afecta de forma negativa a los ecosistemas e infraestructuras humanas, debido a emisiones atmosféricas de los óxidos de azufre.
- **Eutrofización.** Se producen asimismo vertidos que contaminan el agua con consecuencias para la salud humana y los ecosistemas.
- **Contaminación por metales pesados.** Se contaminan los suelos introduciéndose en la cadena alimenticia.
- **Sustancias carcinógenas.** Por emisiones atmosféricas de distintas sustancias y de partículas en suspensión.
- **Niebla fotoquímica o de verano.** Provocada por altas concentraciones de óxidos de nitrógeno y compuestos orgánicos volátiles, acompañadas de la radiación solar.
- **Niebla de invierno.** Provocada por una alta concentración en el aire de óxidos de azufre y partículas en suspensión.
- **Generación de residuos industriales.** En la producción de energía eléctrica se pueden producir residuos sólidos, que a menudo son de difícil y costoso tratamiento para evitar impactos ambientales.
- **Radioactividad.** Debido a las centrales nucleares.
- **Generación de residuos radioactivos.** Además de los residuos industriales, vistos anteriormente, los residuos radioactivos representan un problema particularmente importante.
- **Agotamiento de los recursos energéticos.** Las fuentes de energía no renovables tienen riesgo de agotamiento, con el consiguiente impacto en las generaciones futuras.

Además de estos impactos ambientales que recoge la publicación del IDAE, podríamos completar la lista con los siguientes, tal y como señala la compañía Gas Natural en una de sus publicaciones periódicas (Fundación Gas Natural, 2010):

- **La utilización del suelo.** La producción, transporte, almacenamiento y consumo de energía suponen una importante ocupación de suelos que desplazan a otros usos de la corteza terrestre.
- **La generación de ruidos.** La contaminación acústica es importante en el caso de algunas tecnologías.
- **Los impactos visuales sobre el paisaje.** En ocasiones, las instalaciones energéticas dañan el paisaje y representan un impacto visual negativo.

- **Los efectos negativos sobre la biodiversidad.** La disminución de la biodiversidad es un grave problema, no solo estético y cultural, sino también, y sobre todo, de disminución de la información genética que necesitamos para producir nuevos fármacos y nuevos materiales.

Por estos motivos, y con la ayuda de la publicación del IDAE (AUMA, 2012), se han comparado en profundidad los impactos ambientales de las principales fuentes energéticas de producción eléctrica.

Se analiza la generación eléctrica de un kWh y la determinación y valoración de las externalidades asociadas, para las tecnologías de generación eléctrica, y considerando las categorías de impacto anteriores. Hay que considerar que las diferentes fuentes y tecnologías tienen riesgos medioambientales muy distintos. Para comparar estos riesgos de las distintas tecnologías de generación eléctrica se utilizarán los llamados ecopuntos (AUMA, 2012). De tal forma que cuanto mejor es desde el punto de vista ambiental la fuente energética, menos ecopuntos tendrá. El resultado es el que aparece en la tercera columna de la Tabla 4.2 que refleja los ecopuntos en cada una de las tecnologías, como el segundo criterio, para el cálculo del impacto ambiental.

Como podemos observar las tecnologías basadas en las energías renovables tienen menos ecopuntos que las que utilizan combustibles fósiles. El gas natural queda bien posicionado detrás de la minihidráulica y la eólica, y bastante por delante de la nuclear. Las diferencias con el carbón son muy significativas.

4.2.3 Impacto social

Además de las emisiones de CO₂ y el riesgo medioambiental, también se contempla lo que hemos denominado *impacto social*, para poder completar los indicadores sobre el impacto ambiental del grupo B.

El impacto social se ha estimado considerando las siguientes variables:

- El efecto en el empleo: el número directo e indirecto de personas empleadas por el sector.
- Las transferencias e impuestos de las inversiones en proyectos o programas.
- La visión que tiene la sociedad de cada tecnología.

De esta forma podemos medir este impacto social en la producción de energía eléctrica aplicando también el análisis multicriterio, en función de las variables anteriormente enumeradas.

En el modelo la evaluación del impacto social se ha cuantificado de forma negativa, es decir, se ha valorado el impacto social negativo, de tal forma que “0 puntos” es el menor impacto negativo (mayor positivo) y “10 puntos” el mayor impacto negativo (el menor positivo) en la sociedad. Su valor se ha redondeado a las unidades. El resultado obtenido en el modelo se observa en la última columna de la Tabla 4.2, como el tercer y último criterio para el cálculo del impacto ambiental.

Los impactos sociales más altos han resultado ser los de la tecnología nuclear, el carbón, el ciclo combinado y los residuos. Las que tienen impactos sociales más bajos son la eólica, eólica marina, solar fotovoltaica y térmica y la cogeneración.

Como se ha indicado, a continuación se reflejan los tres criterios que se tendrán en cuenta para el análisis multicriterio del estudio del impacto ambiental, de las distintas tecnologías de generación eléctrica (emisiones de CO₂, riesgo medioambiental e impacto social).

Tabla 4.2. Análisis de criterios del impacto ambiental. Fuente: elaboración propia con datos de IDAE, CIEMAT, APPA y CC.AA.

TECNOLOGÍA	EMISIONES CO ₂ (tCO ₂ /MWh)	RIESGO MEDIOAMBIENTAL (ECOPUNTOS)	IMPACTO SOCIAL
Hidráulica	0	6	4
Nuclear	0	671,82	10
Carbón	0,96	1555,92	9
Carbón limpio	0,10	267,11	4
Ciclo combinado	0,36	267,11	9
Resto hidráulica	0	5,43	8
Eólica	0	64,67	0
Eólica marina	0	95	1
Solar fotovoltaica	0	460,98	2
Solar térmica	0	621	2
Térmica renovable	0	64,67	8
Cogeneración y resto	0,37	267,11	1
Residuos	0,24	267,11	9

Una vez obtenidos los valores para los tres criterios del grupo B, sobre el impacto ambiental, de las distintas tecnologías de generación eléctrica, en el apartado 4.4 se procederá a su ponderación y análisis multicriterio.

4.3 Ponderación del coste de la generación

El primer gran grupo de valorización es el grupo A, donde se han analizado los costes de la generación de cada una de las tecnologías. Para realizar esta ponderación el modelo calcula un indicador, por medio de puntos, para poder realizar la comparativa, a partir de datos oficiales de informes sectoriales y de auditorías en función de distintos criterios: coste de la inversión, coste del combustible, coste de operación y mantenimiento, coste del CO₂, coste desmantelamiento y el coste total de generación de energía eléctrica (LCOE) que se definió y se calculó en el apartado 4.1.

Para poder valorar, comparar y asignar una puntuación a cada variable de coste de cada una de las distintas tecnologías, tenemos varias posibilidades, vamos a destacar dos de ellas:

- El máximo de puntos es atribuido a la tecnología que produce un valor mínimo, en cada uno de los criterios valorados:

$$N_i = N_{max} \cdot \left[1 - \frac{P_i - P_{min}}{P_{max} - P_{min}} \right] \quad \text{Ecuación 4.3}$$

Siendo:

- N_i : Valor numérico obtenido para cada indicador, en el criterio considerado, para la tecnología "i".
 - N_{max} : Valor numérico máximo de puntuación a considerar. Es el peso que se da al criterio.
 - P_i : Valor que tiene la variable a analizar para la tecnología "i".
 - P_{min} : Valor mínimo que tiene la variable a analizar para cualquier tecnología "i".
 - P_{max} : Valor máximo que tiene la variable a analizar para cualquier tecnología "i".
- El máximo de puntos es atribuido a la tecnología que produce la cantidad máxima:

$$N_i = N_{max} \cdot \left[\frac{P_i - P_{min}}{P_{max} - P_{min}} \right] \quad \text{Ecuación 4.4}$$

Siendo los coeficientes los mismos que en el caso anterior.

En este caso utilizaremos la el primer modelo, ya que en todos los criterios necesitamos dar la máxima puntuación a la tecnología que indica la cantidad mínima. Cada uno de ellos se pondera por igual con una puntuación máxima de 100 puntos (es el peso que se da al índice y será el mismo en todos los criterios) y mínima de 0 puntos.

El resultado obtenido de los indicadores de costes es el que podemos observar en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3. Indicadores ponderados del coste de la generación. Fuente: elaboración propia

TECNOLOGÍA	Coste inversión	Coste combustible-variable)	Coste de O&M	Coste CO ₂	Coste desmantelar	COSTE DE GENERACIÓN
Hidráulica	78,51	100,00	87,06	100,00	100,00	94,45
Nuclear	83,34	90,07	88,07	100,00	94,95	94,32
Carbón	96,93	74,77	98,92	0,00	100,00	100,00
Carbón limpio	90,50	53,69	95,67	89,49	98,99	87,46
Ciclo combinado	100,00	50,55	100,00	62,45	99,80	94,37
Resto hidráulica	78,51	100,00	87,06	100,00	100,00	94,45
Eólica	76,59	100,00	80,24	100,00	89,29	90,23
Eólica marina	0,00	100,00	0,00	100,00	0,00	0,00
Solar fotovoltaica	74,58	100,00	85,30	100,00	98,99	90,78
Solar térmica	25,59	100,00	39,69	100,00	98,99	36,56
Térmica renovable	87,60	75,99	75,61	100,00	100,00	87,35
Cogeneración y resto	95,60	0,00	89,60	61,48	98,99	66,37
Residuos	68,97	98,68	49,78	74,90	98,99	72,28
PESO DEL ÍNDICE	100	100	100	100	100	100

Si nos fijamos en el resultado de la última columna, que es la que nos interesa, coste total de generación, las tecnologías que tienen un LCOE más bajo tienen un valor de indicador más alto, es el caso de la tecnología nuclear, las dos hidráulicas, el carbón o el ciclo combinado. Y viceversa, un LCOE alto da lugar a un indicador bajo, es el caso de la eólica marina, solar térmica, cogeneración o los residuos.

4.4 Ponderación del impacto ambiental

El modelo procede posteriormente a calcular el indicador, por medio de puntos, del grupo de valoración B, que analiza el impacto ambiental en cada una de las

tecnologías. Se basa en el análisis multicriterio en función de una valoración de datos que hemos definido en el apartado 4.2 y que son: las emisiones de CO₂, el riesgo medioambiental (ecopuntos) y el impacto social negativo.

De las dos posibilidades analizadas anteriormente para valorar, comparar las distintas tecnologías y asignar una puntuación a cada criterio, también se utiliza la primera; donde el máximo de puntos es atribuido a la tecnología que produce un valor mínimo en cada uno de los criterios valorados, ponderando en este caso cada variable de 0 a 10 puntos:

$$N_i = N_{max} \cdot \left[1 - \frac{P_i - P_{i_{min}}}{P_{i_{max}} - P_{i_{min}}} \right] \quad \text{Ecuación 4.5}$$

Siendo el resultado de la ponderación el que se indica en la Tabla 4.4 para los tres criterios valorados. En el resultado se puede observar lo siguiente:

- En el criterio de emisiones, el carbón ha sido asignado con cero puntos. Las energías renovables y la nuclear se han puntuado con diez puntos, al no tener emisiones de CO₂ (ver la segunda columna).
- En cuando al riesgo medioambiental, la hidráulicas son a las que el modelo las ha puntuado con diez puntos, a las eólicas y a la térmica renovable también han sido puntuadas con un valor elevado. Sin embargo vuelve a ser el carbón el que ha sido valorado con cero puntos y la nuclear con algo más de cinco puntos (ver la tercera columna de la Tabla 4.4).
- Si nos fijamos en el impacto social, es la nuclear la que ha obtenido cero puntos, seguida del carbón y ciclo combinado con un punto. La eólica ha sido asignado con diez puntos y la eólica marina y la cogeneración también han sido muy bien calificadas (ver la cuarta columna).

Al no tener un indicador global, como en el caso del grupo de costes de generación era el LCOE, en el grupo B es necesario calcular un valor total que englobe el impacto total en función de los tres indicadores considerados. Después de muchas pruebas e intentos, en el modelo se implementó la siguiente expresión:

$$TotalImp. Amb. = (Emisiones + RiesgoMedioamb.) \cdot ImpactoSocial$$

Ecuación 4.6

Siendo:

- *TotalImp.Amb.* : Indicador total de impacto ambiental a calcular en cada tecnología.
- *Emisiones* : Indicador ponderado del criterio emisiones de CO₂.
- *RiesgoMedioamb.* : Indicador ponderado del criterio riesgo medioambiental (ecopuntos).
- *ImpactoSocial* : Indicador ponderado del criterio impacto social negativo.

De esta forma el indicador total del impacto ambiental se pondera con una puntuación máxima de 200 puntos y mínima de 0 puntos. La puntuación permite establecer, como vemos en la última columna de la Tabla 4.4, una comparación por pesos en cada una de las tecnologías, ponderando los criterios de emisiones y riesgo ambiental de igual forma y al mismo nivel, modulando con el impacto social.

Vemos a continuación el resultado de todos los indicadores comentados y, sobre todo, del total asignado al impacto ambiental, que es el que utilizaremos a continuación.

Tabla 4.4. Indicadores ponderados del impacto ambiental. Fuente: elaboración propia

TECNOLOGÍA	Emisiones	Riesgo medioambiental	Impacto social	TOTAL IMPACTO AMBIENTAL
Hidráulica	10,00	10,00	6,00	119,98
Nuclear	10,00	5,70	0,00	0,00
Carbón	0,00	0,00	1,00	0,00
Carbón limpio	5,56	8,31	6,00	83,21
Ciclo combinado	6,22	8,31	1,00	14,53
Resto hidráulica	10,00	10,00	2,00	40,00
Eólica	10,00	9,62	10,00	196,18
Eólica marina	10,00	9,42	9,00	174,80
Solar fotovoltaica	10,00	7,06	8,00	136,50
Solar térmica	10,00	6,03	8,00	128,24
Térmica renovable	10,00	9,62	2,00	39,24
Cogeneración y resto	5,89	8,31	9,00	127,81
Residuos	7,33	8,31	1,00	15,65

El indicador total de impacto ambiental, más elevado es para las tecnologías renovables (las eólicas, solares, hidráulicas y la cogeneración), y los más bajos son para

las que utilizan combustibles fósiles (nuclear y carbón), que resultan ser cero, así como para el ciclo combinado en menor medida.

4.5 Obtención del mix energético

Para conseguir el mix de producción de energía eléctrica para el año 2050, se ha propuesto realizar un análisis, utilizando los datos de los dos grandes grupos de valorizaciones A y B estudiados, con los indicadores ponderados de costes de la generación y sobre el impacto ambiental, de las distintas tecnologías que ya se han obtenido.

Después de varios estudios y análisis, el modelo utilizado para la obtención del porcentaje de participación, en el mix de producción de energía eléctrica para el año 2050, de cada una de las tecnologías, es la extrapolación de una fórmula lineal y en base a un sumatorio de puntuaciones totales del producto de los dos grandes grupos de valorizaciones A y B analizados.

Vemos a continuación la expresión implementada en el modelo. Recoge en el numerador el producto de los dos indicadores ponderados de cada grupo A y B. En el denominador aparece un sumatorio con los elementos de todos los productos de cada una de las tecnologías.

$$\%_i = \frac{[C.coste_i] \cdot [Tot.Imp.Ambi_i]}{\sum_{i=1}^n [C.coste_i] \cdot [Tot.Imp.Ambi_i]} \cdot 100 \quad \text{Ecuación 4.7}$$

Siendo:

- $\%_i$: Porcentaje de participación en el mix energético, de cada tecnología,
- $C.coste_i$: Indicador total del coste de generación de cada tecnología calculado,
- $Tot.Imp.Ambi_i$: Indicador del impacto ambiental total calculado para cada tecnología,
- n : el número total de tecnologías consideradas.

Con esta expresión propuesta, si uno de los indicadores ponderados (coste de la generación o impacto ambiental) es nulo, el porcentaje de participación resulta cero de forma automática.

El resultado final, que se obtiene del modelo, es el porcentaje que compone el mix de energía eléctrica por tecnologías. Podemos ver en la Tabla 4.5 el resultado obtenido del modelo.

Tabla 4.5. Cálculo del mix energético para 2050. Fuente: elaboración propia

TECNOLOGÍA	Participación en el mix (%)
Hidráulica	15,76
Nuclear	0,00
Carbón	0,00
Carbón limpio	10,33
Ciclo combinado	1,91
Resto hidráulica	5,26
Eólica	24,62
Eólica marina	0,00
Solar fotovoltaica	17,23
Solar térmica	6,52
Térmica renovable	4,77
Cogeneración	12,01
Residuos	1,59
TOTAL	100

Si analizamos este resultado obtenido del modelo, sobre el cálculo del mix de producción, observaremos que:

- No aparecen tecnologías como la nuclear y el carbón, sin duda por el gran impacto social que poseen (quedan descartadas en la valorización del grupo B). Al carbón se le ha impuesto fuertes restricciones de emisiones de GEI.
- La eólica marina tampoco aparece en el mix, debido al elevado coste en su generación (queda descartada por la valorización realizada del grupo A).
- El ciclo combinado tiene una participación muy baja (1,91 %), sin duda debido al elevado impacto ambiental, sin embargo como es viable económicamente, sigue siendo necesaria la participación en la producción de este tipo de centrales.
- Aparece el carbón limpio, con captura del CO₂, (10,33 %) al poseer un menor impacto social que el carbón tiene un mayor porcentaje en el mix.

- El mayor porcentaje de participación es el de la tecnología eólica (24,62 %), seguida de la solar fotovoltaica (17,23 %) y la hidráulica (15,76 %). Tecnologías con bajo impacto social y más competitivas económicamente.
- El resto de hidráulica participa con un 5,26 %. En este caso limitada por el coste elevado para implementar la tecnología en lugares poco accesibles.
- La cogeneración tiene un papel también importante (12,01 %). Su impacto medioambiental es moderado y es muy competitiva, aunque está limitada por el tipo de instalación. Si estas plantas utilizan combustibles fósiles, este sería el gas natural, que produce menos emisiones de CO₂. No obstante hay que potenciar la utilización de combustibles renovables como son la biomasa y el biogás. Además esta tecnología disfruta de ventajas similares a las tecnologías renovables al tener rendimientos del orden del 85 %, siendo ideal desde el punto de vista de eficiencia energética. Luego se considera una tecnología sostenible.
- También participan en el mix, y sin duda cada vez con más fuerza, la solar térmica (6,52 %), la térmica renovable (4,77 %) y los residuos (1,59 %). Poseen un bajo impacto social y se espera que a largo plazo empiecen a ser mucho más competitivas. La tecnología de residuos se considera renovable (tal y como lo hace la legislación europea en materia de residuos y energía), o al menos sostenible por la valoración energética que se hace de la FBRU y evita el consumo de otros combustibles fósiles.

El resultado es un mix de energía eléctrica donde predominan las energías renovables con un 87,76 % de participación, mientras que las tecnologías no renovables, con combustibles fósiles, contribuyen tan solo con un 12,24 %.

El pequeño porcentaje de energías no renovables está compuesta por carbón limpio (10,33 %), que no emite CO₂ a la atmósfera y un mínimo porcentaje de gas natural (1,91 %), que de los combustibles fósiles, se considera el menos contaminante.

Este resultado es totalmente válido desde el punto de vista de buscar un modelo descarbonizado, ya que se han penalizado las emisiones de CO₂. Sin embargo también se ha valorado el que sea viable económicamente, por lo que sigue apareciendo el gas natural en las centrales de ciclo combinado, lo que hace que el resultado no sea totalmente descarbonizado. Se puede dar por válido el modelo.

Sin duda con el resultado de este modelo se protegerá el medioambiente, sin tener que penalizar el desarrollo y el bienestar de la sociedad.

En forma gráfica, el mix de producción de energía eléctrica para el año 2050 que se obtiene en el modelo del presente trabajo es el que vemos en la Figura 4.1:

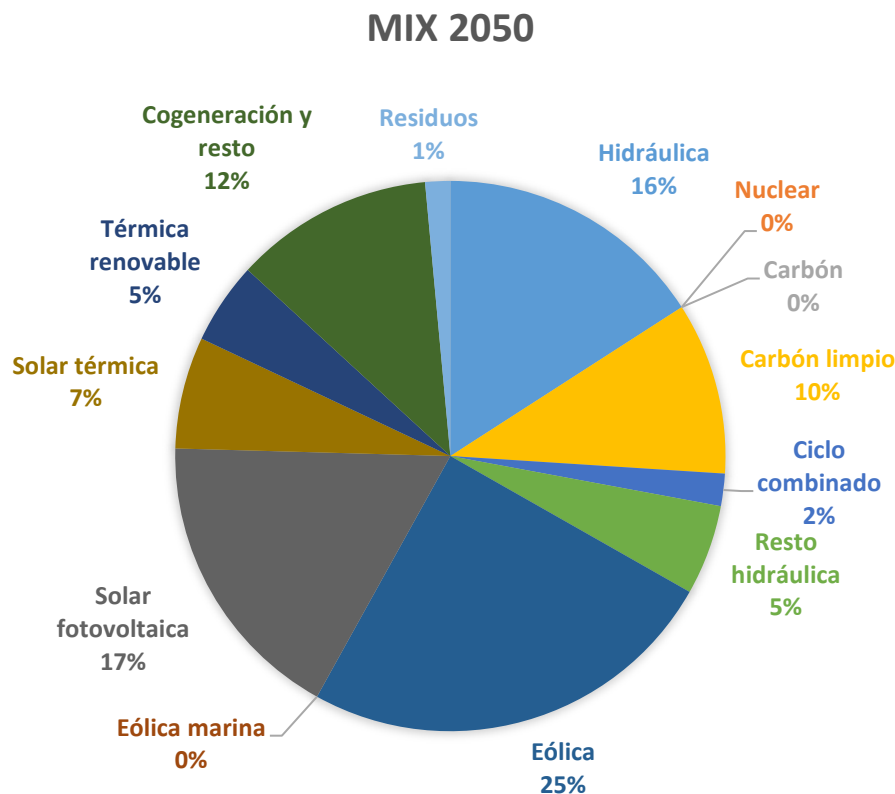


Figura 4.1. Propuesta de mix energético en 2050. Fuente: elaboración propia

4.6 Propuesta de transición en la generación hasta 2050

Una vez obtenido el mix, nos planteamos hacer un modelo de transición en la generación de energía eléctrica para llegar a conseguir dicho mix energético en el año 2050, en cada uno de los escenarios propuestos. Para ello se ha tenido en cuenta que es necesario generar una energía eléctrica, en barras de las centrales, superior a la demanda calculada en cada escenario. Esto es debido a los consumos en bombeo, la actual conexión con las Islas Baleares y los posibles intercambios con nuestros países limítrofes. Sin embargo en la energía demandada, ya se están considerando las pérdidas en el transporte.

Una vez estimada la energía demandada y la que se necesita en barras de las centrales, para el año 2050, se realiza un reparto hasta llegar dicho año, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se han recopilado datos reales desde el año 1990 hasta 2016, obtenidos de REE. Estos datos se pueden ver en las Tablas de los anexos donde se propone la energía generada para cada tecnología (anexos D, E y F para cada

escenario), se completan estos anexos con la propuesta de energía generada hasta el año 2050.

- Partiendo de los datos de 2016, en cada uno de los modelos propuestos, se han ido cerrando las centrales nucleares y térmicas (quitando su producción estimada de energía generada) en el año previsto de cierre (en función del año de apertura y de su esperanza de vida). Estas fechas son las que vemos en la Tabla 4.6 para cada central.

Tabla 4.6. Centrales térmicas y nucleares de producción de energía eléctrica peninsular. Fuente: elaboración propia con datos de REE

CENTRALES	Tipo Central	Año puesta en marcha	Año cierre	Potencia (MW)
Litoral de Almería	Carbón	1985	2024	1.120
Los Barrios	Carbón	1985	2025	570
San Roque 1	Ciclo combinado	2002	2027	390
San Roque 2	Ciclo combinado	-	-	402
Arcos 1	Ciclo combinado	2005	2030	389
Arcos 2	Ciclo combinado	2005	2030	373
Arcos 3	Ciclo combinado	2005	2030	823
Palos 1	Ciclo combinado	2007	2032	387
Palos 2	Ciclo combinado	-	-	389
Palos 3	Ciclo combinado	-	-	391
Campo de Gibraltar 1	Ciclo combinado	2004	2029	393
Campo de Gibraltar 2	Ciclo combinado	2011	2032	388
Colón 4	Ciclo combinado	-	-	391
Algeciras 3 CC	Ciclo combinado	2011	2036	821
Málaga 1 CC	Ciclo combinado	2011	2036	416
ANDALUCÍA				7.941
Escucha ⁽¹⁾	Carbón	1975	2025	-
Teruel	Carbón	1979	2025	1.056
Castelnou	Ciclo combinado	2006	2031	791
Escatrón 3	Ciclo combinado	2011	2036	804
Escatrón Peaker	Ciclo combinado	-	-	275
ARAGÓN				2.925

Aboño	Carbón	1974	2030	878
Lada	Carbón	1967	2030	348
Narcea	Carbón	1965	2030	554
Soto de la Ribera	Carbón	1962	2030	586
Soto de la Ribera 4	Ciclo combinado	-	-	426
Soto de la Ribera 5	Ciclo combinado	-	-	428
ASTURIAS				3.219
Trillo I	Nuclear	1988	2028	1.003
Puertollano ⁽²⁾	Carbón	1972	2012	206
Aceca 3	Ciclo combinado	2005	2030	386
Aceca 4	Ciclo combinado	2006	2031	373
GICC-PL ELCOGAS	Carbón	1996	2016	296
CASTILLA-LA MANCHA				2.265
Garoña ⁽³⁾	Nuclear	1971	2012	455
Anllares	Carbón	1982	2030	347
Compostilla II	Carbón	1972	2020	1.143
Guardo	Carbón	1964	2020	486
La Robla	Carbón	1971	2030	619
CASTILLA Y LEÓN				3.051
Ascó I	Nuclear	1984	2023	996
Ascó II	Nuclear	1986	2025	992
Vandellós II	Nuclear	1988	2027	1.045
Foix ⁽⁴⁾	Fuel/gas	1979	2015	-
Besós 3	Ciclo combinado	2000	2025	412
Besós 4	Ciclo combinado	2000	2025	400
Besós 5	Ciclo combinado	2010	2030	859
Tarragona	Ciclo combinado	2004	2029	386
Tarragona Power	Ciclo combinado	2004	2029	417
Plana del Vent 1	Ciclo combinado	2007	2032	420
Plana del Vent 2	Ciclo combinado	-	-	414
Puerto de Barcelona 1	Ciclo combinado	2011	2036	435
Puerto de Barcelona 2	Ciclo combinado	2011	2036	431
CATALUÑA				7.207

Cofrentes	Nuclear	1984	2023	1.064
Castellón 3	Ciclo combinado	2002	2027	782
Castellón 4	Ciclo combinado	2008	2033	839
Sagunto 1	Ciclo combinado	2007	2032	410
Sagunto 2	Ciclo combinado	2007	2032	412
Sagunto 3	Ciclo combinado	2007	2032	411
C. VALENCIANA				3.917
Almaraz I	Nuclear	1983	2021	1.011
Almaraz II	Nuclear	1984	2023	1.006
EXTREMADURA				2.017
Meirama	Carbón	1980	2030	557
Puentes García Rodríguez	Carbón	1976	2020	1.403
Puentes García Rodríguez 5	Ciclo combinado	2008	2033	856
Sabón 3	Ciclo combinado	-		391
GALICIA				3.207
Arrúbal 1	Ciclo combinado	2005	2030	395
Arrúbal 2	Ciclo combinado	-	-	390
LA RIOJA				785
Cartagena 1	Ciclo combinado	2006	2031	418
Cartagena 2	Ciclo combinado	2006	2031	418
Cartagena 3	Ciclo combinado	2006	2031	413
El Fangal 1	Ciclo combinado	2007	2032	403
El Fangal 2	Ciclo combinado	2007	2032	401
El Fangal 3	Ciclo combinado	2007	2032	395
Escombreras 6	Ciclo combinado	2006	2031	816
MURCIA				3.264
Castejón 1	Ciclo combinado	2002	2027	425
Castejón 2	Ciclo combinado	2003	2028	379
Castejón 3	Ciclo combinado	2008	2033	418
NAVARRA				1.222
Amorebieta	Ciclo combinado	2005	2030	786
Bahía de Bizkaia	Ciclo combinado	2003	2028	785
Santurce 4	Ciclo combinado	-	-	396

PAÍS VASCO				1.968
TOTAL				42.988

⁽¹⁾ Inactivo desde julio 2013. Baja en mayo 2014.

⁽²⁾ Inactiva desde noviembre 2013.

⁽³⁾ Inactiva desde diciembre 2012.

⁽⁴⁾ Baja en mayo 2015.

- Dado que las centrales de ciclo combinado no desaparecen por completo del mix de generación, se tendrá que ampliar la vida útil de alguna de ellas, pero no será necesario instalar ninguna nueva.
- A continuación, el modelo va añadiendo energía, de las distintas tecnologías atendiendo a los indicadores obtenidos del coste en la generación y del impacto ambiental (grupos A y B analizados anteriormente), hasta alcanzar la demanda de energía año a año, y añadiendo los consumos estimados para bombeo, el enlace península-Baleares y el saldo de intercambio internacionales, hasta llegar a 2050.
- Los consumos para bombeo y el enlace península-Baleares se ha considerado que se va incrementando, de forma paulatina, un porcentaje respecto del actual.
- En los escenarios segundo y tercero no se han considerado intercambios internacionales.

El modelo analiza cada uno de los escenarios de forma independiente, vemos a continuación el resultado en cada una de las propuestas.

4.6.1 Propuesta en el primer escenario

En el primer escenario, el modelo ha obtenido la propuesta de transición que podemos ver, de forma gráfica, en la Figura 4.2. Los valores numéricos se pueden analizar en las Tablas del anexo D.

Se realiza el plan de reconversión, hasta alcanzar el año 2050, en cada una de las tecnologías. Para ello, considerado los criterios vistos en el apartado 4.6, el modelo actualiza la energía, que sería necesario generar en cada tecnología, cada uno de los años.

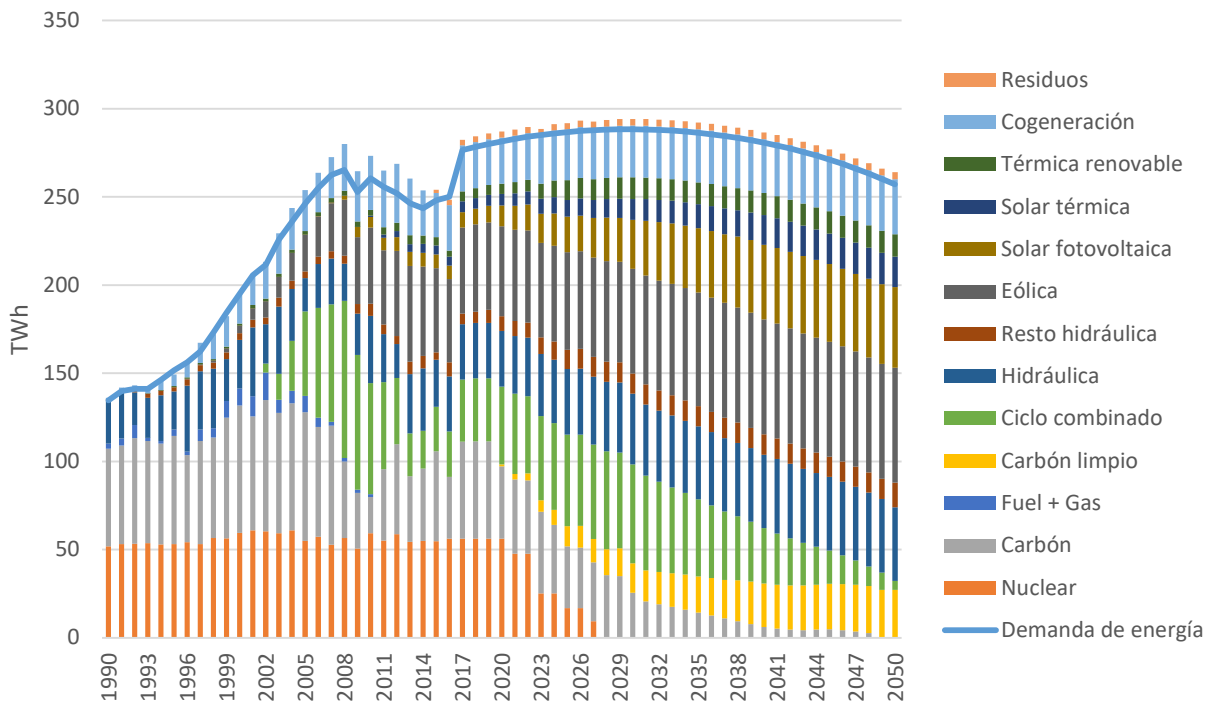


Figura 4.2. Generación y demanda de energía de las distintas tecnologías (1990-2050) para el primer escenario. Fuente: REE y elaboración propia

Tal y como se comentó, hay que destacar que en el modelo planteado en la demanda de energía se contemplan las pérdidas en el transporte. La energía generada en barras de las centrales es normalmente mayor a la demandada, ya que habría que restar el consumo por bombeo, el saldo de intercambios internacionales (que puede ser positivo o negativo) y, desde el año 2012, el intercambio entre península con las Islas Baleares (que es negativo), esta es la explicación de porqué las columnas que representan la suma de generación, en las distintas tecnologías, suelen sobrepasar la línea de demanda de energía la mayor parte de los años, tal y como se puede apreciar en la gráfica de la Figura 4.2. Cuando esto no ocurre es porque el saldo de intercambios internacionales fue positivo, es decir se importó más energía que la exportada, esto ocurrió durante varios años hasta 2003 y también en 2016.

Analizamos a continuación las evoluciones de las tecnologías. Si empezamos por la nuclear observamos que se va manteniendo constante hasta que las centrales van cumpliendo su ciclo de vida y cierran, siendo en el año 2028 cuando ya no aparece esta tecnología, tal y como se indica en la Tabla 4.6. Dado que en el mix calculado por el

modelo para 2050 no aparece, no se prevé la apertura, ni remodelación de ninguna central.

Algo similar ocurre con el carbón, va desapareciendo paulatinamente, aunque en este caso se mantiene la producción hasta casi el año 2050.

El ciclo combinado también va decreciendo a partir del año 2035, aunque no llega a desaparecer tal y como hemos comentado en la propuesta, es la única tecnología que quedará con emisiones de CO₂, aunque de los combustibles fósiles, el gas natural es el menos contaminante. Sin embargo existe un periodo, desde la actualidad hasta el 2035, en el que se necesita incrementar su producción, debido a que la demanda de energía aumenta en este escenario además de cerrar las plantas nucleares y las térmicas de carbón. No hay problema en este aumento, ya que existe suficiente potencia instalada y pueden soportarlo. En este caso sería necesario invertir en la ampliación del ciclo de vida de alguna de las centrales existentes.

Al contrario ocurre con el carbón limpio, va apareciendo con pequeñas producciones de plantas experimentales, para ir creciendo de forma lenta y ocupando el espacio que dejan las anteriores tecnologías. Como sabemos esta tecnología no produce emisiones de CO₂ a la atmósfera.

La tecnología hidráulica y resto de hidráulica van incrementando su participación aunque de forma muy lenta hasta alcanzar la energía prevista en el escenario.

La eólica también se va incrementando de forma paulatina hasta conseguir el objetivo previsto.

Sin embargo es la solar fotovoltaica, la que necesita de mayores incrementos anuales, tal y como se aprecia en el gráfico.

El resto de tecnologías renovables, solar térmica, térmica renovable, cogeneración y residuos, van incrementando su implantación lentamente.

Los datos numéricos de estas evoluciones se pueden analizar en las Tablas del anexo D.

A continuación es necesario saber la potencia que necesitaremos tener instalada en 2050 y sobre todo qué potencia nueva tenemos que instalar, en cada una de las tecnologías, para realizar una correcta planificación y poder obtener la energía demandada.

Para poder realizar el cálculo necesitamos conocer, además de la producción propuesta para el año 2050, las horas equivalentes anuales, de media, de funcionamiento a potencia nominal en cada una de las tecnologías.

Se definen las horas equivalentes anuales, como una forma de medir la productividad de una instalación y expresa, cuál sería el número de horas que la instalación debería funcionar a potencia plena para producir la misma energía que produce en un año normal, está relacionado con el factor de capacidad (Gómez et al., 2008).

Podríamos tomar valores obtenidos por distintos autores y organismos, sin embargo se ha procedido a su cálculo en este trabajo, para cada tecnología, de esta forma se obtendrá un valor más acorde con las características de las instalaciones que nos ocupa. Para ello se ha realizado un estudio desde el año 1990 con los datos de REE, tal y como se puede ver en el anexo C. Este cálculo de horas equivalentes, se ha realizado de la forma que se indica a continuación para cada una de las tecnologías:

$$HorasEqu = \frac{\sum_{i=1}^n EnerTot}{\sum_{i=1}^n PotNom} \quad \text{Ecuación 4.8}$$

Siendo:

- *HorasEqu*: Horas equivalentes anuales de funcionamiento a potencia nominal en cada una de las tecnologías.
- *EnerTot*: Energía total producida cada año en esa tecnología.
- *PotNom*: La potencia nominal instalada cada año en cada tecnología.
- *n*: años totales considerados, desde 1990 hasta 2015.

Las horas equivalentes resultantes se han comparado con las indicadas por otros autores [(The Boston Consulting Group (BCG), 2011) y (Gómez et al., 2008)] obteniendo resultados similares, pero adaptados a las centrales instaladas en nuestro país, por lo que se pueden dar por válidos. El resultado del número de horas equivalentes calculado, es el que aparece en la cuarta columna de la Tabla 4.7, y los datos para su cálculo vienen reflejados en las Tablas del anexo C.

Ahora ya se puede calcular la potencia necesaria en cada tecnología con la siguiente expresión, que se ha implementado en el modelo:

$$Pot.Nec_i = \frac{Ener.Prop_i}{H.Equ_i} \quad \text{Ecuación 4.9}$$

Donde:

- *Pot.Nec_i*: Es la potencia total necesaria, en cada tecnología, en el año 2050.
- *Ener.Prop_i*: Es la energía necesaria, en cada tecnología, en el año 2050 en cada uno de los escenarios.
- *H.Equ_i*: Son las horas equivalentes de funcionamiento anuales, a plena potencia, de cada tecnología.

Con estas horas equivalentes, la producción propuesta de energía y la Ecuación 4.9, implementada en el primer modelo ya se puede calcular la potencia necesaria en el año 2050 en este primer escenario en cada tecnología, siempre a nivel peninsular y que podemos apreciar en la columna quinta de la Tabla 4.7.

Para el cálculo de esta potencia nueva a instalar, restamos la necesaria en el año 2050 menos la que ya tenemos disponible actualmente:

$$Pot.Nueva_i = Pot.Nec_i - Pot.Act_i \quad \text{Ecuación 4.10}$$

Donde:

- *Pot.Nueva_i*: Es la potencia nueva a instalar en cada tecnología.
- *Pot.Nec_i*: Es la potencia necesaria, en cada tecnología, en el año 2050.
- *Pot.Act_i*: Es la potencia actualmente instalada en cada tecnología.

La potencia nueva a instalar calculada para el primer escenario, se puede ver en la última columna de la Tabla 4.7:

Tabla 4.7. Cálculo de potencias de cada tecnología en el primer escenario. Fuente: elaboración propia

TECNOLOGÍA	Producción propuesta 2050 (GWh)	Potencia en 2015 (MW)	Horas equivalentes	Pot. necesaria en 2050 (MW)	Pot. nueva a instalar (MW)
Gran Hidráulica	41.794	20.352	1.640	25.485	5.133
Nuclear	0	7.573	-	0	0
Carbón	0	10.468	-	0	0
Fuel	0	0	-	0	0
Carbón limpio	27.136	0	5.213	5.205	5.205
Ciclo combinado	5.005	24.948	2.383	2.100	0
Resto hidráulica	13.934	2.103	2.926	4.762	2.659
Eólica	65.279	22.864	2.122	30.763	7.899
Solar fotovoltaica	45.697	4.420	1.650	27.695	23.275
Solar térmica	17.290	2.300	1.927	8.972	6.672
Térmica renovable	12.640	742	4.859	2.601	1.859
Cogeneración	31.323	6.684	4.131	7.582	898
Residuos	3.907	677	2.784	1.404	727
TOTAL GENERADA	264.005	103.130		116.569	54.327
TOTAL DEMANDADA	257.015				

Vemos que se necesitarían 54.327 MW adicionales para poder suministrar la energía prevista para el año 2050, de los que 49.122 MW serían en tecnologías renovables. Hay que recordar que para esta primera propuesta la energía demandada es muy similar a la actual.

Como resumen a esta propuesta de transición indicamos lo siguiente:

- Como ya sabíamos, no aparecen potencias para tecnologías como la nuclear y el carbón, debido a su gran impacto social y a su riesgo medioambiental.
- Por supuesto tampoco son necesarias nuevas potencias en centrales térmicas de fuel.
- Tampoco se instala potencia de eólica marina, debido al elevado coste en su generación y ser aún técnicamente poco viable en nuestro país.

- En centrales de ciclo combinado no es necesario instalar ninguna potencia, ya que sería suficiente con renovar y/o actualizar las existentes. Tan solo se necesitarían 2.100 MW de los 24.948 MW actuales.
- Serían necesario instalar 5.205 MW en tecnología de carbón limpio (con captura del CO₂). Se podrán conseguir modernizando y adecuando algunas de las actuales centrales térmicas de carbón.
- En eólica se propone instalar 7.899 MW más, hasta llegar a los 30.763 MW necesarios.
- La tecnología solar fotovoltaica es la que más hay que potenciar, para llegar a los 27.695 MW. Habría que instalar 23.275 MW nuevos.
- En gran hidráulica tan solo sería necesario instalar 5.133 MW más para llegar a los 25.485 MW previstos. Esto se conseguiría repotenciando alguna de las actuales centrales.
- Es necesario ampliar con 2.659 MW en centrales de tecnología resto de hidráulica, hasta alcanzar los 4.762 MW necesarios. Para ello habrá que repotenciar minicentrales, poner en funcionamiento otras, actualmente en desuso, e inaugurar nuevas instalaciones en lugares que hasta ahora no eran rentables.
- En centrales solares térmicas habría que tener un gran avance con 6.672 MW nuevos instalados hasta alcanzar los 8.972 MW propuestos. Es una tecnología relativamente nueva y con gran proyección, además es necesaria al poder gestionar su almacenamiento de energía.
- En cuanto a la tecnología térmica renovable, sería necesario alcanzar los 2.601 MW, para ello habría que instalar 1.859 MW nuevos. Para ello se pueden reconvertir algunas centrales térmicas de carbón que existen actualmente, utilizando biomasa o biogás como combustible.
- La cogeneración tiene un papel también importante, pero para alcanzar los 7.582 MW tan solo habría que instalar 898 MW nuevos. En esta tecnología hay que fomentarla sobre todo entre la mediana y gran industria, y utilizando combustibles renovables.
- En cuanto a la tecnología de residuos prácticamente habría que duplicar la potencia instalada hasta alcanzar 1.404 MW instalados, para ello se necesitan tan solo 727 MW nuevos.

4.6.2 Propuesta en el segundo escenario

Al igual que en el primer escenario, el modelo ha realizado también una propuesta de transición en el reparto para el segundo escenario, en las distintas tecnologías, todos los años hasta llegar al 2050 y que podemos ver en el anexo E. Con estos datos se

representa gráficamente en la Figura 4.3 la evolución de cada tecnología. Para ello el modelo ha ido modificando la energía generada, año tras año, en cada una de las tecnologías, considerando los criterios vistos en el apartado 4.6.

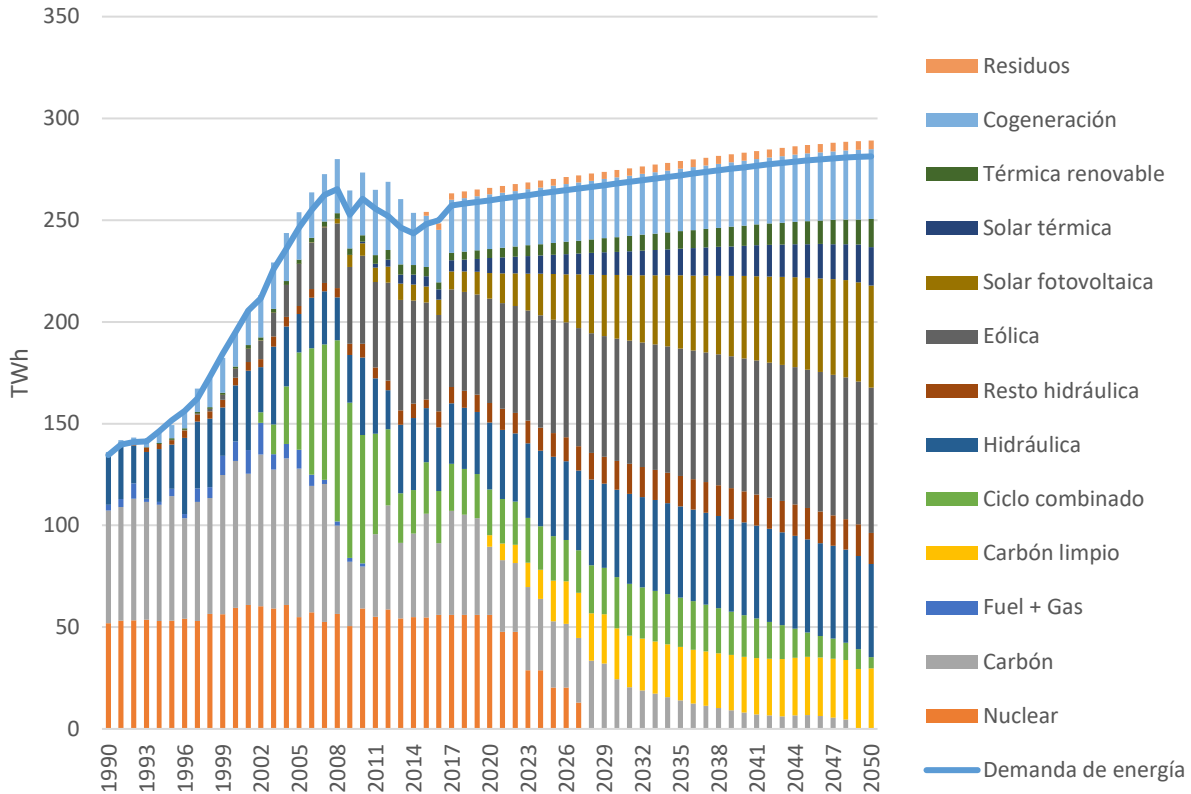


Figura 4.3. Generación y demanda de energía de las distintas tecnologías (1990-2050) para el segundo escenario. Fuente: REE y elaboración propia

Se recuerda que en el modelo planteado en la demanda de energía se contemplan las pérdidas en el transporte. En la gráfica la energía generada, en barras de las centrales, es normalmente mayor a la demandada ya que hay que restar el consumo por bombeo, el saldo de intercambios internacionales y el intercambio entre península con las Islas Baleares. Hasta 2003, durante varios años, hubo intercambios internacionales positivos. En este caso se han considerado nulos los intercambios internacionales. Por ese motivo la línea de demanda de energía está por debajo de la energía total generada.

En cuanto a las tecnologías. En la nuclear sucede lo mismo que en el primer escenario, se mantiene constante hasta que las centrales cierran por cumplir su ciclo de vida. Es en el año 2028 cuando ya no aparece esta tecnología, porque es cuando cumple su ciclo de vida la última central que es Trillo y en 2027 se prevé el cierre de Vandellós II.

El carbón también va desapareciendo de forma lenta, aunque en este caso se mantiene hasta el año 2050 su producción.

El ciclo combinado también va decreciendo, pero es a partir del año 2042 cuando se acelera esta disminución. Sin embargo como ya sabemos, tal y como ha resultado del modelo, esta tecnología no desaparece por completo, esto implica que será necesario ampliar la vida útil de alguna de las centrales.

El carbón limpio va apareciendo con pequeñas producciones de plantas experimentales, es a partir del año 2025 cuando aumenta más su producción. Esta tecnología no produce emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Es necesario que incrementen su participación, aunque de forma muy lenta como en el primer escenario, la producción de las centrales con tecnología hidráulica y resto de hidráulica.

La eólica también se va incrementando de forma lenta su producción hasta conseguir el objetivo previsto.

En la solar fotovoltaica se necesitan mayores incrementos, hasta conseguir la producción calculada en el modelo para el año 2050.

El resto de tecnologías renovables, solar térmica, térmica renovable, cogeneración y residuos, también es necesario un incremento de forma muy similar al primer escenario.

La evolución en forma cuantitativa, de todos estos valores se puede analizar en las Tablas del anexo E.

En este segundo escenario también queremos determinar la potencia que es necesario tener instalada en 2050 y sobre todo qué potencia nueva habría que añadir, en cada una de las tecnologías, para realizar una planificación correcta. Para ello utilizaremos las horas equivalentes anuales, de media, de funcionamiento a potencia nominal en cada una de las tecnologías calculadas en el apartado anterior y reflejado en el anexo C. Para su cálculo se ha realizado un estudio desde el año 1990 con los datos de REE.

La potencia necesaria en cada tecnología se realiza con la expresión anterior que se implantó en el modelo y que es la siguiente:

$$Pot.Nec_i = \frac{Ener.Prop_i}{H.Equ_i} \quad \text{Ecuación 4.11}$$

Sabiendo las horas equivalentes ($H.Equ_i$) en cada tecnología y su producción propuesta de energía ($Ener.Prop_i$), ya puede calcular el modelo la potencia necesaria

en el segundo escenario para cada tecnología ($Pot. Nec_i$) en el año 2050 y, siempre a nivel peninsular. El resultado queda reflejado en la quinta columna de la Tabla 4.8.

Finalmente se calcula potencia a instalar con la expresión:

$$Pot. Nueva_i = Pot. Nec_i - Pot. Act_i \quad \text{Ecuación 4.12}$$

El resultado obtenido es el que aparece en la última columna de la Tabla 4.8, para cada tecnología.

Tabla 4.8. Cálculo de potencias de cada tecnología en el segundo escenario. Fuente: elaboración propia

TECNOLOGÍA	Producción propuesta 2050 (GWh)	Potencia en 2015 (MW)	Horas equivalentes	Pot. necesaria en 2050 (MW)	Pot. nueva a instalar (MW)
Gran Hidráulica	45.778	20.352	1.640	27.914	7.562
Nuclear	0	7.573	-	0	0
Carbón	0	10.468	-	0	0
Fuel	0	0	-	0	0
Carbón limpio	29.723	0	5.213	5.702	5.702
Ciclo combinado	5.483	24.948	2.383	2.301	0
Resto hidráulica	15.262	2.103	2.926	5.216	3.113
Eólica	71.503	22.864	2.122	33.696	10.832
Solar fotovoltaica	50.054	4.420	1.650	30.336	25.916
Solar térmica	18.938	2.300	1.927	9.828	7.528
Térmica renovable	13.845	742	4.859	2.849	2.107
Cogeneración	34.310	6.684	4.131	8.305	1.621
Residuos	4.280	677	2.784	1.537	860
TOTAL GENERADA	289.176	103.130		127.684	64.225
TOTAL DEMANDADA	281.309				

Vemos que se necesitarían 64.225 MW nuevos, 58.523 MW en tecnologías renovables para poder suministrar la energía necesaria en el año 2050. Hay que recordar

que, para esta segunda propuesta la energía demandada es ligeramente superior a la de la primera.

Exponemos a continuación las características más destacadas de esta propuesta de transición para el segundo escenario:

- No aparecen tecnologías como la nuclear y el carbón, debido al riesgo medioambiental y a las emisiones de CO₂ respectivamente que poseen, por lo que no es necesario instalar ninguna potencia nueva.
- Tampoco hay que instalar centrales térmicas de fuel.
- Al igual que en el primer escenario, no es necesario instalar potencia de eólica marina, ya que el modelo no prevé este tipo de tecnología.
- En centrales de ciclo combinado no se necesita instalar ninguna potencia, ya que sería suficiente con renovar y/o actualizar las existentes. Tan solo son necesarios 2.301 MW de los 24.948 MW instalados actualmente.
- Serían necesario instalar 5.702 MW de tecnologías con captura de CO₂ para centrales de carbón limpio. Se podrán conseguir modernizando y adecuando algunas de las actuales centrales térmicas de carbón.
- En eólica se propone instalar 10.832 MW más de potencia, hasta llegar a los 33.696 MW necesarios. Será necesario buscar zonas para la instalación de nuevos parques, además de repotenciar los actuales.
- La solar fotovoltaica es la que más hay que potenciar, hasta llegar a los 30.336 MW. Sería necesario instalar 25.916 MW nuevos. Esto será posible con la instalación de nuevos huertos solares, además de la utilización de cubiertas de edificios de viviendas, de oficinas, comerciales e industriales.
- En gran hidráulica solo sería necesario instalar 7.562 MW nuevos, hasta llegar a los 27.914 MW previstos. Esto se conseguiría repotenciando las actuales centrales.
- Para el resto de hidráulica se necesita ampliar 3.113 MW para poder alcanzar los 5.216 MW que son necesarios. Para ello habrá que repotenciar minicentrales y poner en funcionamiento otras muchas actualmente en desuso, así como instalar otras nuevas en lugares que hasta ahora no eran rentables.
- En centrales solares térmicas sí que es necesario un gran avance, instalando 7.528 MW nuevos para alcanzar los 9.828 MW propuestos. Es una tecnología relativamente nueva y con gran proyección, además es necesaria e indispensable al poder gestionar el almacenamiento de energía.
- En centrales térmicas renovables, sería necesario alcanzar una potencia de 2.849 MW, para ello habría que instalar 2.107 MW nuevos. Como hemos comentado existe la posibilidad de reconvertir algunas de las centrales

térmicas de carbón que existen actualmente, alimentándolas con biomasa o biogás.

- En cogeneración es necesario alcanzar los 8.305 MW, tan solo habría que instalar 1.621 MW nuevos. En esta tecnología hay que fomentarla sobre todo entre la mediana y gran industria, así como su alimentación con biomasa y biogás.
- En la tecnología de residuos habría que duplicar la potencia instalada hasta alcanzar 1.537 MW instalados, sería necesario instalar 860 MW nuevos. Al mismo tiempo nos desharíamos de residuos no deseados e impediríamos la emisión de metano a la atmósfera.

4.6.3 Propuesta en el tercer escenario

En cuanto al tercer escenario, donde la energía eléctrica demandada es superior a los dos anteriores, se propone la siguiente transición de reparto en las distintas tecnologías, hasta llegar al año 2050. Se pueden ver los datos en el anexo F y gráficamente en la Figura 4.4:

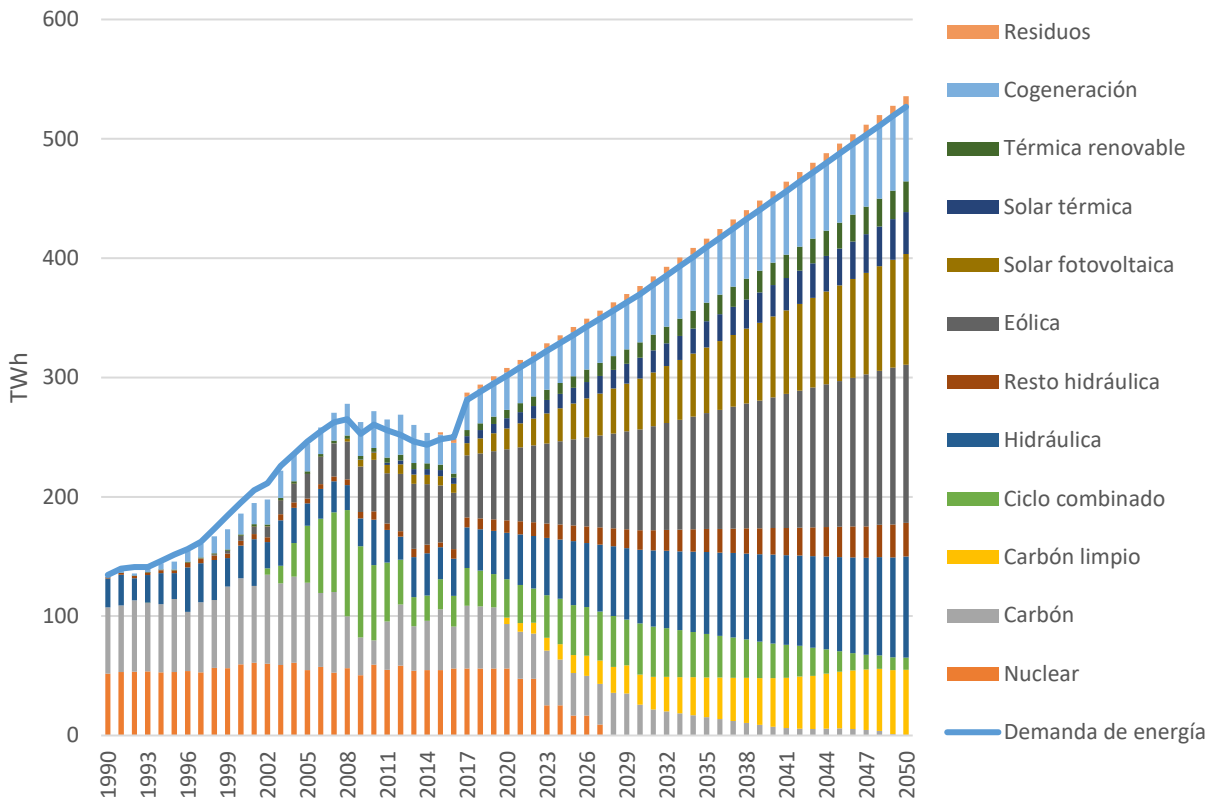


Figura 4.4. Generación y demanda de energía de las distintas tecnologías (1990-2050) para el tercer escenario. Fuente: REE y elaboración propia

El modelo modifica la energía generada en cada tecnología, al alza o a la baja, consecutivamente cada año, considerando los criterios analizados en el apartado 4.6.

La suma de energías generadas en cada una de las tecnologías suele ser superior a la demandada, esto es así porque la energía generada, en bornes de las centrales, es siempre mayor y hay que restar el consumo por bombeo, el saldo de intercambios internacionales (que puede ser positivo o negativo aunque en este escenario se consideran nulos) y el intercambio entre península con las Islas Baleares (que se supone negativo). Al igual que en las propuestas anteriores, en la demanda de energía se contemplan las pérdidas en el transporte. En años anteriores los intercambios internacionales no siempre fueron negativos.

Al igual que se hizo en los dos escenarios anteriores, analizamos a continuación las evoluciones de las tecnologías en este tercer escenario.

La evolución de la nuclear es exactamente igual a la analizada en los otros escenarios. Se mantiene constante hasta que las centrales cierran, por cumplir su ciclo de vida según las fechas descritas en la Tabla 4.6. Es en el año 2028 cuando ya no aparece esta tecnología.

El carbón también va desapareciendo de forma lenta de manera similar a la vista en los otros escenarios.

De igual forma el ciclo combinado va disminuyendo con decrementos continuos. Esta tecnología no desaparece por completo, el modelo ha dejado una mínima participación en el mix, al ser la tecnología de origen fósil menos contaminante junto con el carbón limpio.

A partir del año 2025 va apareciendo paulatinamente la tecnología de producción con carbón limpio. En este escenario se necesitan mayores producciones, por lo que será imprescindible abrir mayor número de centrales como más adelante veremos.

La tecnología hidráulica y resto de hidráulica van aumentando su participación con incrementos algo superiores a los de los escenarios uno y dos.

La producción con eólica también se va incrementando, pero ahora con mayores producciones para alcanzar el objetivo del año 2050.

En la solar fotovoltaica es la tecnología que más tiene que crecer cuantitativamente para alcanzar la producción prevista en el modelo.

El resto de tecnologías renovables necesitan aumentos de producción superiores a los vistos en los escenarios anteriores.

Podemos ver y analizar esta evolución en forma numérica de todos estos valores, esto se puede hacer con la ayuda de las Tablas del anexo F.

Para obtener la potencia instalada necesaria en 2050 y sobre todo para saber qué potencia nueva es necesario instalar, en cada tecnología, utilizaremos las horas equivalentes anuales, de funcionamiento a potencia nominal en cada una de las tecnologías calculadas y reflejadas en el anexo C.

El modelo calcula la potencia necesaria en cada tecnología con la misma expresión vista anteriormente:

$$Pot.Nec_i = \frac{Ener.Prop_i}{H.Equ_i} \quad Ecuación 4.13$$

Sabiendo las horas equivalentes ($H.Equ_i$) en cada tecnología y la producción propuesta de energía ($Ener.Prop_i$), el modelo calcula la potencia necesaria en el tercer escenario en cada tecnología ($Pot.Nec_i$) para el año 2050, siempre a nivel peninsular. El resultado obtenido es el que aparece en la penúltima columna de la Tabla 4.9.

Finalmente el modelo calcula la potencia a instalar con la expresión:

$$Pot.Nueva_i = Pot.Nec_i - Pot.Act_i \quad Ecuación 4.14$$

Esta nueva potencia calculada es la que aparece en la última columna de la Tabla 4.9.

Tabla 4.9. Cálculo de potencias de cada tecnología en el tercer escenario. Fuente: elaboración propia

TECNOLOGÍA	Producción propuesta 2050 (GWh)	Potencia en 2015 (MW)	Horas equivalentes anuales	Pot. necesaria en 2050 (MW)	Pot. nueva a instalar (MW)
Gran Hidráulica	84.806	20.352	1.640	51.711	31.359
Nuclear	0	7.573	-	0	0
Carbón	0	10.468	-	0	0
Fuel	0	0	-	0	0
Carbón limpio	55.064	0	5.213	10.563	10.563
Ciclo combinado	10.157	24.948	2.383	4.262	0
Resto hidráulica	28.274	2.103	2.926	9.663	7.560
Eólica	132.462	22.864	2.122	62.423	39.559
Solar fotovoltaica	92.727	4.420	1.650	56.198	51.778
Solar térmica	35.084	2.300	1.927	18.206	15.906
Térmica renovable	25.648	742	4.859	5.278	4.536
Cogeneración	63.560	6.684	4.131	15.386	8.702
Residuos	7.928	677	2.784	2.848	2.171
TOTAL GENERADA	535.709	103.130		236.538	172.134
TOTAL DEMANDADA	526.830				

En este tercer escenario se necesitarían instalar 172.134 MW nuevos, de los que 161.571 MW son renovables, para poder suministrar la energía necesaria propuesta para el año 2050. Hay que recordar que para esta tercera propuesta la energía demandada es muy superior a las anteriores, lo que supondrá un mayor esfuerzo.

Como resumen a esta tercera propuesta de transición en el tercer escenario, indicamos lo siguiente:

- Como ya hemos comentado, no aparecen tecnologías como la nuclear y el carbón, por sus respectivos riesgos medioambientales.
- No es necesario instalar fuel, ya que desaparece del mix.
- Tampoco es necesario instalar ninguna potencia en centrales de ciclo combinado, ya que sería suficiente con renovar y/o actualizar las existentes. Tan solo se necesitarían 4.262 MW de los 24.948 MW actuales. En caso de que

no fuera posible instalar toda la potencia de alguna de las tecnologías renovables, este tipo de centrales podrían servir como apoyo.

- Con la tecnología del carbón limpio, sería necesario instalar 10.563 MW. Se podrán conseguir modernizando y adecuando algunas de las actuales centrales térmicas de carbón. Este tipo de centrales podrían también ser candidatas a servir como sustituto, en caso de que no fuese posible alcanzar los objetivos previstos en alguna de las tecnologías renovables.
- En eólica se propone instalar 39.559 MW más, hasta llegar a los 62.423 MW de potencia necesarios. Será necesario buscar zonas para la instalación de nuevos parques, además de repotenciar los actuales. Podría apoyarse la producción, con eólica de origen marino, si se desarrollara técnicamente para instalaciones en las grandes profundidades marinas que tenemos en nuestras costas, todo dependerá de si en un futuro económicamente es rentable.
- La solar fotovoltaica es una de las tecnologías que más hay que potenciar, hasta llegar a los 56.198 MW, para lo cual habría que instalar 51.778 MW nuevos. Será posible con la instalación de nuevos huertos solares, y con la utilización a gran escala de las cubiertas de edificios de viviendas, de oficinas, comerciales e industriales, sobre todo en grandes ciudades. Para ello habría que adaptar las políticas necesarias para fomentar el autoconsumo y el balance neto para pequeños y medianos usuarios. También será necesario repotenciar los parques actuales.
- Sería necesario instalar 31.359 MW nuevos de gran hidráulica, para llegar a los 51.711 MW previstos. Esto no se conseguiría repotenciando las actuales centrales y habría que recurrir a instalaciones nuevas en zonas que ahora no son rentables.
- Es necesario ampliar con 7.560 MW el resto de hidráulica, hasta alcanzar los 9.663 MW necesarios. Para ello también habrá que repotenciar minicentrales y poner en funcionamiento otras muchas actualmente en desuso, instalar otras nuevas en lugares que hasta ahora no son rentables y potenciar el autoconsumo y el balance neto.
- En centrales solares térmicas habría que tener un gran avance, instalando 15.906 MW nuevos para alcanzar los 18.206 MW propuestos. Es una tecnología relativamente nueva y con gran proyección, además es necesaria e indispensable al poder gestionar el almacenamiento de energía. Con una buena planificación sería posible alcanzar el objetivo.
- En cuanto a la tecnología térmica renovable, sería necesario alcanzar los 5.278 MW, para ello habría que instalar 4.536 MW en nuevas centrales. Esto sería posible ya que como hemos comentado existe la posibilidad de reconvertir algunas de las centrales térmicas de carbón que existen actualmente. Este tipo de centrales podrían también ser candidatas a servir

como sustituto por si no fuese posible alcanzar los objetivos previstos en el resto de las tecnologías renovables.

- La cogeneración tiene un papel también importante, pero para alcanzar los 15.386 MW habría que instalar 8.702 nuevos. En esta tecnología hay que fomentarla sobre todo entre la mediana y gran industria y de esta forma sería posible alcanzar este objetivo. Hay que potenciar su alimentación con combustibles renovables en lugar de los fósiles.
- En cuanto a la tecnología de residuos habría que aumentar la potencia instalada hasta alcanzar los 2.848 MW instalados, para ello se necesitan 2.171 MW nuevos. Sería posible alcanzar este objetivo, al mismo tiempo nos desharíamos de residuos no deseados e impediríamos la emisión de metano a la atmósfera.

4.7 Comparativa de la planificación en cada escenario

De los tres escenarios propuestos, el primero es el más conservador, el segundo lo es menos y el último se puede considerar como el más agresivo desde el punto de vista de demanda de energía. Esto lo podemos comprobar analizando los valores totales, de potencia propuesta, en cada uno de ellos.

Como podemos observar en la Tabla 4.10, la potencia necesaria propuesta en el tercer escenario (236.538 MW) es muy superior que en los otros dos, para el cálculo de esta demanda energética se han tenido en cuenta las previsiones del PIB y la demanda energética seguirá su mismo crecimiento. No se haría lo suficiente y necesario en conseguir buenas eficiencias energéticas de forma que cada vez necesitaríamos consumir más energía. También debido a una mayor demanda en el sector transporte, de viajeros (coche eléctrico) y de mercancías (ferrocarril), será necesaria una mayor producción.

En el primer escenario sería necesario instalar algo más de 54.000 MW nuevos, en el segundo algo más de 64.000 MW y en el tercero 172.134 MW, de esta forma conseguiríamos los 116.569 MW, 127.684 MW y 236.538 MW respectivamente, necesarios para generar la energía requerida. El primer y segundo escenarios serían completamente asumibles, como se analizará en cada una de las tecnologías, la potencia nueva a instalar es completamente viable. El tercer escenario es el más exigente y el que más planificación necesita.

Vemos a continuación todo esto desglosado en la Tabla 4.10.

Si comparamos estas potencias propuestas con las que propone Formozo Fernandes y Frías Marín en su estudio, vemos que estos autores proponen entre 192 GW y 274 GW en sus escenarios.

Tabla 4.10. Potencia propuesta en cada escenario. Fuente: elaboración propia

	Demanda estimada 2050 (GWh)	Producción propuesta 2050 (GWh)	Potencia en 2016 (MW)	Pot. necesaria en 2050 (MW)	Pot. nueva a instalar (MW)
Escenario 1	257.015	264.005	103.130	116.569	54.327
Escenario 2	281.309	289.176	103.130	127.684	64.225
Escenario 3	526.830	535.709	103.130	236.538	172.134

Vamos a ir analizando cada una de las tecnologías para ir comparando cada escenario.

- Gran hidráulica.

Comenzamos analizando la gran hidráulica, para ello hay que recordar que incluye las unidades mayores de 50 MW que pertenecen a una unidad de gestión hidráulica (UGH). Es necesario instalar 5.133 MW, 7.562 MW y 31.359 MW en cada escenario.

Vemos a continuación las características de cada escenario para esta tecnología.

Tabla 4.11. Propuestas para generación de gran hidráulica. Fuente: elaboración propia

	Producción propuesta 2050 (GWh)	Potencia en 2016 (MW)	Pot. necesaria en 2050 (MW)	Pot. nueva a instalar (MW)
Escenario 1	41.794	20.352	25.485	5.133
Escenario 2	45.778	20.352	27.914	7.562
Escenario 3	84.806	20.352	51.711	31.359

En el primer escenario tan solo sería necesario instalar 5.133 MW hasta llegar a los 25.485 MW previstos.

En el segundo escenario sería necesario instalar 7.562 MW hasta llegar a los 27.914 MW previstos.

En el tercer escenario se necesitan instalar 31.359 MW nuevos para llegar a los 51.711 MW previstos.

En los dos primeros escenarios se conseguiría repotenciando las actuales centrales hidráulicas. Sin embargo en el tercero, no se conseguiría solo con una repotenciación y sería necesario recurrir a nuevas instalaciones, para ello habría que buscar nuevos lugares, que hasta ahora no han sido rentables, para abrir alguna nueva central. Habría que instalar nuevas centrales de bombeo que sean capaces de almacenar energía.

Es una tecnología gestionable, lo que la hace importante en el contexto renovable.

- **Nuclear.**

En cuanto a la producción de energía eléctrica por medio de centrales nucleares, el modelo da como resultado su eliminación, la razón fundamental es por motivos medioambientales y de presión social, al ser potencialmente peligrosas, por lo que en el año 2028, que sería cuando está previsto que cumpla la vida útil de la última central nuclear (Trillo), dejaría esta tecnología de proporcionar energía eléctrica al mix energético, ya que no se prevé la creación de centrales nuevas de este tipo.

Tabla 4.12. Propuestas para generación nuclear. Fuente: elaboración propia

	Producción propuesta 2050 (GWh)	Potencia en 2016 (MW)	Pot. necesaria en 2050 (MW)	Pot. nueva a instalar (MW)
Escenario 1	0	7.573	0	0
Escenario 2	0	7.573	0	0
Escenario 3	0	7.573	0	0

Hay que destacar que desaparecen los 7.573 MW instalados actualmente.

- **Carbón.**

En cuanto a las centrales térmicas de carbón, también se prevé su cierre tal y como las conocemos, la propuesta es sustituirlas por centrales, que hemos llamado de carbón limpio, capaces de capturar el CO₂ generado y demás gases y partículas sólidas que crean problemas medioambientales.

Se eliminarán los 10.468 MW instalados actualmente.

Tabla 4.13. Propuestas para generación con carbón. Fuente: elaboración propia

	Producción propuesta 2050 (GWh)	Potencia en 2016 (MW)	Pot. necesaria en 2050 (MW)	Pot. nueva a instalar (MW)
Escenario 1	0	10.468	0	0
Escenario 2	0	10.468	0	0
Escenario 3	0	10.468	0	0

Vemos que desaparecerían los 10.468 MW que actualmente hay instalados.

- **Fuel.**

Por supuesto las centrales térmicas de generación eléctrica que utilizan fuel como combustible, también desaparecerían del mix de generación eléctrica en los tres escenarios. Actualmente ya no se están utilizando en la península para la generación de energía eléctrica.

Tabla 4.14. Propuestas para generación con fuel. Fuente: elaboración propia

	Producción propuesta 2050 (GWh)	Potencia en 2016 (MW)	Pot. necesaria en 2050 (MW)	Pot. nueva a instalar (MW)
Escenario 1	0	0	0	0
Escenario 2	0	0	0	0
Escenario 3	0	0	0	0

- **Carbón limpio.**

Como hemos comentado, el carbón limpio es una tecnología que estratégicamente hay que tener muy en cuenta, fundamentalmente porque nuestro país posee el combustible, aunque bien es verdad que algo más caro, pero de esta forma no dependeríamos tanto de terceros países. También sería importante desde el punto de vista social, ya que hay muchas comarcas mineras que se revitalizarían con esta tecnología.

Para solucionar este importante problema medioambiental, se están desarrollando tecnologías para capturar y almacenar el CO₂, de esta forma este tipo de centrales ya no serían tan agresivas para el medioambiente. Habrá que esperar unos años para que esta tecnología sea competitiva desde el punto de vista económico, por este motivo la incorporación en el mix se prevé más tardía.

Vemos a continuación como la propuesta es instalar, antes del 2050, 5.205 MW, 5.702 MW y 10.563 MW en el primer, segundo y tercer escenario respectivamente.

Tabla 4.15. Propuestas para generación con carbón limpio. Fuente: elaboración propia

	Producción propuesta 2050 (GWh)	Potencia en 2016 (MW)	Pot. necesaria en 2050 (MW)	Pot. nueva a instalar (MW)
Escenario 1	27.136	0	5.205	5.205
Escenario 2	29.723	0	5.702	5.702
Escenario 3	55.064	0	10.563	10.563

Se podrán alcanzar los objetivos en los tres escenarios modernizando y adecuando algunas de las actuales centrales térmicas de carbón capturando el CO₂. Este tipo de centrales podrían también ser candidatas a servir como sustitutas en caso de que no fuese posible alcanzar los objetivos previstos en alguna de las tecnologías renovables.

Esta es una tecnología gestionable, al poder tener almacenada la materia prima.

- **Ciclo combinado.**

En cuanto a las centrales eléctricas de ciclo combinado, el modelo no propone eliminarlas por completo, pero sí propone una gran reducción, pasando de los 24.948 MW actualmente instalados a 2.100 MW, 2.301 MW y 4.262 MW. Potencias muy bajas comparadas con la instalada actualmente en cada uno de los escenarios. Hay que tener en cuenta que hay centrales relativamente jóvenes y que, dentro de las centrales térmicas son las que menos contaminan. También serviría de apoyo cuando las renovables no sean capaces de proporcionar la energía que se demande, por estos motivos se propone su reducción pero no su eliminación.

Tabla 4.16. Propuestas para generación con ciclo combinado. Fuente: elaboración propia

	Producción propuesta 2050 (GWh)	Potencia en 2016 (MW)	Pot. necesaria en 2050 (MW)	Pot. nueva a instalar (MW)
Escenario 1	5.005	24.948	2.100	0
Escenario 2	5.483	24.948	2.301	0
Escenario 3	10.157	24.948	4.262	0

En caso de que no fuera posible instalar toda la potencia de alguna de las tecnologías renovables, sobre todo en el tercer escenario, este tipo de centrales podrían servir como apoyo.

- Resto de hidráulica.

Como ya se ha comentado, dentro de resto hidráulica se incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH). La propuesta es aumentar 2.659 MW, 2.097 MW o 7.560 MW en cada uno de los tres escenarios, para tener disponibles en el año 2050: 4.762 MW, 5.216 MW y 9.663 MW. Sería totalmente viable, pues dentro de la minihidráulica aún hay zonas que técnica y económicamente se pueden explotar, otras que están cerradas porque en su momento no eran rentables, pero que con la tecnología actual sí lo serían y se pueden reabrir. Por supuesto se pueden repotenciar las existentes actualmente, sin olvidarnos de potenciar el autoconsumo y el balance neto en esa tecnología.

Tabla 4.17. Propuestas para generación con resto de hidráulica. Fuente: elaboración propia

	Producción propuesta 2050 (GWh)	Potencia en 2016 (MW)	Pot. necesaria en 2050 (MW)	Pot. nueva a instalar (MW)
Escenario 1	13.934	2.103	4.762	2.659
Escenario 2	15.262	2.103	5.216	2.097
Escenario 3	28.274	2.103	9.663	7.560

- **Eólica.**

En cuanto a la generación eólica se propone pasar de los 22.864 MW instalados actualmente a 30.763 MW, 33.696 MW y 62.423 MW, en cada uno de los escenarios. Lo que supone una potencia nueva a instalar de 7.899 MW, 10.832 MW y 39.559 MW respectivamente. Los dos primeros se consideran técnicamente viables, tanto con nuevas explotaciones como, sobre todo, repotenciando parques eólicos actuales. Aquí también habría que apostar por pequeñas instalaciones conectadas a la red de autoconsumo reguladas por un balance neto de energía, sobre todo en zonas alejadas de grandes núcleos de población.

En el tercer escenario, además de las medidas descritas anteriormente, habría que potenciar al autoconsumo, el balance neto y una buena redistribución de cargas a lo largo del día.

Tabla 4.18. Propuestas para generación eólica. Fuente: elaboración propia

	Producción propuesta 2050 (GWh)	Potencia en 2016 (MW)	Pot. necesaria en 2050 (MW)	Pot. nueva a instalar (MW)
Escenario 1	65.279	22.864	30.763	7.899
Escenario 2	71.503	22.864	33.696	10.832
Escenario 3	132.462	22.864	62.423	39.559

Tampoco habría que olvidarse de la eólica marina que en países de nuestro entorno ya se están empezando a instalar de forma rentable, si bien es cierto que en la costa española, debido a que la profundidad del fondo marino es mayor, hay que buscar tecnologías con sistemas flotantes más caras, pero con el tiempo pueden llegar a ser competitivas.

- **Solar fotovoltaica.**

La solar fotovoltaica puede que sea la tecnología que más puede abaratar sus costes, ya está desarrollada y cada día que pasa es más competitiva desde el punto de vista económico. Hay que potenciar tanto los grandes parques fotovoltaicos como las pequeñas instalaciones en cubiertas de viviendas, naves, etc, de tal forma que no competiría con otros usos del terreno. Lo lógico es que las pequeñas instalaciones fuesen de autoconsumo y conectadas a la red, de forma que hiciesen uso de un balance neto bien reglamentado desde el punto de vista normativo.

Tabla 4.19. Propuestas para generación solar fotovoltaica. Fuente: elaboración propia

	Producción propuesta 2050 (GWh)	Potencia en 2016 (MW)	Pot. necesaria en 2050 (MW)	Pot. nueva a instalar (MW)
Escenario 1	45.697	4.420	27.695	23.275
Escenario 2	50.054	4.420	30.336	25.916
Escenario 3	92.727	4.420	56.198	51.778

En el primer escenario necesita alcanzar a los 27.695 MW y habría que instalar 23.275 MW nuevos.

En el segundo escenario el modelo propone llegar a los 30.336 MW, por lo que habría que instalar 25.916 MW nuevos.

En estos dos escenarios sería posible con la instalación de nuevos huertos solares, además de la utilización de cubiertas de edificios de viviendas, de oficinas, comerciales e industriales.

En el tercer escenario es necesario llegar a los 56.198 MW, así que habría que instalar 51.778 MW nuevos. Será posible con la instalación de nuevos huertos solares, repotenciando los parques actuales con nuevas tecnologías y sobre todo con la utilización a gran escala de cubiertas de todo tipo de edificios e instalaciones, sobre todo en grandes ciudades. Pero también habría que hacer un gran esfuerzo en adaptar las políticas necesarias para fomentar el autoconsumo y el balance neto para pequeños, medianos y grandes generadores.

- **Solar térmica.**

Es una tecnología relativamente nueva y con gran proyección. Ha recibido un gran impulso en los últimos años en su desarrollo, por lo que en un futuro no muy lejano será mucho más competitiva. Además tiene la gran ventaja de ser gestionable, al poder almacenar la energía que genera cuando existen picos de demanda y cederla cuando no tengamos tecnologías disponibles. Este almacenamiento se produce con procedimientos térmicos a base de sales.

Tabla 4.20. Propuestas para generación solar térmica. Fuente: elaboración propia

	Producción propuesta 2050 (GWh)	Potencia en 2016 (MW)	Pot. necesaria en 2050 (MW)	Pot. nueva a instalar (MW)
Escenario 1	17.290	2.300	8.972	6.672
Escenario 2	18.938	2.300	9.828	7.528
Escenario 3	35.084	2.300	18.206	15.906

Tan solo se propone un incremento de potencia de 6.672 MW y 7.528 MW en los dos primeros escenarios, algo totalmente viable hasta alcanzar los 8.972 MW y 9.828 MW propuestos. En el tercer escenario sería necesario incrementar la potencia actualmente instalada en 15.906 MW para alcanzar los 18.206 MW que se proponen, sin embargo con una buena planificación e inversión sería posible.

- **Térmica renovable.**

En este grupo de centrales se incluye el biogás, biomasa y también otras renovables como la hidráulica marina y geotérmica (aunque estas últimas, actualmente, con poca viabilidad técnica). Este tipo de tecnologías también son importantes por su disponibilidad, ya que podemos poner en marcha la central cuando se necesite porque en el resto de tecnologías no se disponga de viento o de sol y tampoco tengamos energía almacenada.

Podemos aprovechar otras centrales térmicas convencionales, como las de carbón, reutilizándolas para estos nuevos combustibles, lo que sin duda haría mayor su rentabilidad.

Tabla 4.21. Propuestas para generación térmica renovable. Fuente: elaboración propia

	Producción propuesta 2050 (GWh)	Potencia en 2016 (MW)	Pot. necesaria en 2050 (MW)	Pot. nueva a instalar (MW)
Escenario 1	12.640	742	2.601	1.859
Escenario 2	13.845	742	2.849	2.107
Escenario 3	25.648	742	5.278	4.536

No obstante nuestro modelo ha sido conservador, proponiendo potencias a instalar de 1.859 MW, 2.107 MW y 4.536 MW en cada escenario, para alcanzar los 2.601 MW, 2.849 MW y 5.278 MW respectivamente.

Este tipo de centrales podrían también ser candidatas a sustituir, si no fuese posible alcanzar los objetivos previstos, en el resto de las tecnologías renovables.

- **Cogeneración.**

En esta ocasión el modelo nos indica que prácticamente ya tenemos toda la potencia necesaria en los escenarios uno y dos con esta tecnología, tan solo serían necesario instalar 898 y 1.621 MW respectivamente para alcanzar el objetivo de 7.582 MW y 8.305 MW. En cuanto al tercer escenario se necesitarían instalar 8.702 MW para alcanzar los 15.386 MW propuestos.

Tabla 4.22. Propuestas para generación con cogeneración. Fuente: elaboración propia

	Producción propuesta 2050 (GWh)	Potencia en 2016 (MW)	Pot. necesaria en 2050 (MW)	Pot. nueva a instalar (MW)
Escenario 1	31.323	6.684	7.582	898
Escenario 2	34.310	6.684	8.305	1.621
Escenario 3	63.560	6.684	15.386	8.702

Esta tecnología, aunque desde el punto de vista medioambiental esté discutida por sus emisiones de CO₂, es una de las más eficientes energéticamente, por lo que no nos podemos olvidar de ella. También hay que tener en cuenta que se pueden utilizar usando el biogás y la biomasa como combustible en lugar de los fósiles. Hay que fomentarla sobre todo a nivel industrial.

- **Residuos.**

El uso de residuos para generar electricidad tiene ventajas económicas y medioambientales, ya que revaloriza los residuos al considerarse un combustible con coste nulo o incluso negativo cuando se cobra por recogerlo. También conseguiríamos la desgasificación de vertederos al eliminar metano y otros gases contaminantes y problemáticos para la capa de ozono. La incineración de residuos sólidos urbanos también reduce el volumen de residuos que llegan al vertedero. Sin embargo es una tecnología que aún da muchos problemas técnicos, por lo que el modelo ha sido muy conservador

proponiendo un incremento de 727 MW, 860 MW y 2.171 MW en cada escenario hasta alcanzar 1.404 MW, 1.537 MW y 2.848 MW instalados.

Tabla 4.23. Propuestas para generación con residuos. Fuente: elaboración propia

	Producción propuesta 2050 (GWh)	Potencia en 2016 (MW)	Pot. necesaria en 2050 (MW)	Pot. nueva a instalar (MW)
Escenario 1	3.907	677	1.404	727
Escenario 2	4.280	677	1.537	860
Escenario 3	7.928	677	2.848	2.171

Para finalizar, como resumen a todo lo analizado aquí, vemos de forma global en la siguiente gráfica como quedaría la propuesta de producción de energía eléctrica en el año 2050 en los tres escenarios.

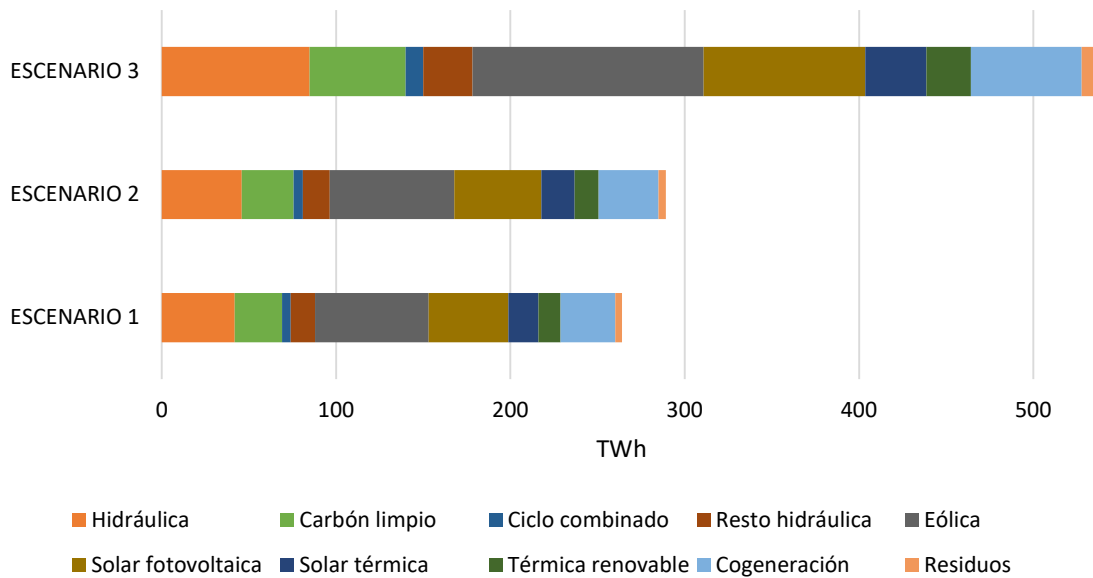


Figura 4.5. Propuesta de generación en el año 2050 en cada escenario. Fuente: elaboración propia

Esta gráfica se corresponde con los datos de producción, en cada tecnología, que vemos en la Tabla 4.24.

Tabla 4.24. Generación de energía eléctrica (GWh), por tecnologías, para año 2050 en cada escenario.
Fuente: elaboración propia

TECNOLOGÍA	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
Hidráulica	41.794	45.778	84.806
Carbón limpio	27.136	29.723	55.064
Ciclo combinado	5.005	5.483	10.157
Resto hidráulica	13.934	15.262	28.274
Eólica	65.279	71.503	132.461
Solar fotovoltaica	45.697	50.054	92.727
Solar térmica	17.290	18.938	35.084
Térmica renovable	12.640	13.845	25.648
Cogeneración	31.323	34.310	63.560
Residuos	3.907	4.280	7.928
TOTAL GENERADA	264.005	289.176	535.709
Consumos en bombeo	-5.905	-5.974	-6.630
Enlace Península-Baleares	-1.085	-1.893	-2.249
TOTAL DEMANDADA	257.015	281.309	526.830
Total EE.RR.	190.070	208.192	385.682

El 26 de mayo del presente año 2017, la prensa informó que el Gobierno ha situado en primera línea de sus planes, en materia económica, el desarrollo de las energías renovables para cumplir con los objetivos medioambientales marcados por Bruselas (Martínez and Urrutia, 2017). De tal forma que se ha anunciado la convocatoria de una nueva subasta para adjudicar la instalación de más capacidad renovable, solo una semana después de haber sacado a concurso otros 3.000 MW. De forma que si se suman los 3.000 MW previstos, los 3.000 MW subastados en mayo y los 700 del año pasado, España puede incrementar su potencia renovable en más de 7.000 MW antes de 2020. Esto implicaría una inversión superior a los 7.500 millones de euros, tras cinco años de parón en el sector por la moratoria aprobada en 2012. De seguir esta tendencia, no habría ningún problema en cumplir los objetivos planteados en los dos primeros escenarios. En caso de que el escenario fuese el tercero, habría que hacer un mayor esfuerzo político, por parte de nuestros gobernantes, y económico, por parte de la sociedad en general, para lograr alcanzarle.



5. Conclusiones

El cambio climático, debido al uso de combustibles fósiles, hace imprescindible la búsqueda de alternativas en la generación de energía eléctrica. A lo largo de este trabajo de tesis se ha demostrado que, con la ayuda de las fuentes de energía renovables, es posible conseguir un sistema eléctrico en la península altamente descarbonizado, esta podría ser la conclusión principal de este estudio. Para ello se ha diseñado una herramienta que se apoya en datos estadísticos y predicciones de organismos y autores totalmente fiables. A continuación se describen, de forma concreta y concisa, las conclusiones extraídas del presente estudio.

Se han propuesto tres escenarios distintos en función de la previsión de la demanda de energía eléctrica para el año 2050 en la península. Las diferencias en la predicción de la demanda entre cada uno de ellos, son debidas, entre otras cosas, a variables como el grado de concienciación en el ahorro y la eficiencia energética, el nivel de desarrollo de la tecnología que se alcance, o el grado de implicación de nuevos equipos en el consumo de energía eléctrica. En todos los escenarios el consumo de energía eléctrica crece a lo largo de los años, ya que su uso es cada vez más necesario.

El primer escenario se ha considerado como el más conservador por su moderado incremento en la demanda de energía eléctrica. Prevé una ligera tendencia a aumentar la demanda de energía hasta el año 2030, para posteriormente comenzar un ligero

descenso hasta el 2050. Se considera que todos los sectores que demandan energía están concienciados por el ahorro y la eficiencia energética, sobre todo el industrial. Para su análisis se ha tenido en cuenta la evolución, prevista por el INE, en cuanto a número de habitantes y los datos históricos de demanda de energía eléctrica, con una tendencia polinómica de segundo orden para la demanda per cápita.

En cuanto al segundo escenario, también se considera la evolución de población prevista por el INE y los históricos de demanda de energía eléctrica, pero ahora la evolución de la demanda per cápita se considera en forma de curva exponencial. Resultó ser menos conservador. La proyección en el consumo tiene un incremento continuo en los distintos sectores que necesitan energía eléctrica, debido a un mayor desarrollo tecnológico. La previsión de demanda es siempre ligeramente creciente hasta alcanzar su valor máximo en el año 2050.

En el tercer escenario, la previsión para el año 2050 es bastante superior a los niveles que tenemos en la actualidad y a los dos escenarios anteriores. La evolución de la población prevista por el INE y la evolución proyectada para el PIB, son las variables principales tenidas en cuenta. En este caso, el ahorro y la eficiencia energética se contrarrestan por un aumento en el número de equipos consumidores de energía eléctrica en todos los sectores, incrementando sobre todo la demanda en el sector del transporte. Podemos decir que es el escenario más agresivo de los tres.

Se analizó la energía que es capaz de generar cada una de las tecnologías por año, sacando como conclusión que en los dos primeros escenarios es totalmente viable su logro. El tercero, con una demanda de energía superior, es más exigente, pero con una política adecuada es factible. Este autor considera que el segundo de los escenarios propuestos es el más probable. En él se apuesta por un consumo de energía eléctrica que tiene en cuenta el ahorro y la eficiencia energética en todos los sectores, pero que no se olvida que estamos en una sociedad donde cada vez necesitamos más energía eléctrica. El modelo justifica que en el año 2050 se demandarán 281 TWh en la península, por lo que será necesario producir 289 TWh de energía eléctrica. Para conseguir esto se necesitan instalar 64 GW nuevos de potencia en tecnologías renovables y alcanzar así los 128 GW necesarios.

Para garantizar el suministro eléctrico se utilizan una gran variedad de tecnologías de generación. Existen muchas combinaciones en el mix de generación de energía eléctrica que conseguirían el objetivo aquí planteado de descarbonización. En el que se propone en este trabajo, desaparecen la tecnología nuclear cuando las centrales vayan cumpliendo su ciclo de vida, el carbón que se sustituye por centrales que hemos llamado de "carbón limpio", y el fuel que ya está en desuso en la península. El modelo propuesto también recorta, de forma muy importante, la producción en las centrales de ciclo combinado, que dentro de las centrales térmicas son las que menos contaminan.

Se propone la generación mediante “carbón limpio”, donde en una central térmica de carbón se rescata la producción de CO₂ y se almacena de forma segura, así como otros gases (SO₂, NO_x) y partículas que puedan ser agresivas para el medio ambiente. Se propone fomentar el consumo de carbón nacional, ya que hay que considerarlo como una fuente de energía estratégica y que no depende del exterior. Este tipo de centrales son gestionables, al poder almacenar el combustible, lo que las hace más interesantes.

El modelo también propone un aumento considerable, en el nuevo mix energético, de la tecnología eólica y solar fotovoltaica. Hay que apostar tanto por grandes parques, como por pequeñas instalaciones que no compitan con otros usos del terreno. De esta forma los pequeños generadores fotovoltaicos realizarán sus instalaciones en las cubiertas de los edificios, sobre todo en las grandes ciudades, que están más cerca de los lugares de consumo. Estarán conectados a la red de autoconsumo, regulados por un balance neto de energía. También hay que repotenciar los parques, eólicos y solares, existentes en la actualidad.

Se produce un incremento, aunque de forma más moderada, en la generación con gran hidráulica y pequeña hidráulica (que en este trabajo se ha llamado resto de hidráulica), limitadas sin duda por la escasez de nuevas zonas donde sea viable su explotación. Se propone buscar estos nuevos lugares, sobre todo para minihidráulica, así como reabrir instalaciones cerradas en su momento por no ser rentables. Se repotenciarán las centrales existentes y sin olvidarnos de fomentar, también aquí, el autoconsumo y el balance neto.

En cuanto a las tecnologías con térmica renovable, cogeneración, solar térmica y residuos, aumentan su presencia en el mix, en el que en la actualidad es prácticamente testimonial. En cuanto a las dos primeras su tecnología está desarrollada, por lo que tienen un mayor crecimiento. Para la térmica renovable se propone reconvertir, parte de las centrales térmicas tradicionales, en centrales que utilicen como combustible la biomasa o el biodiesel, y poder utilizarlas como gestionables no contaminantes. Para la cogeneración también se recomienda el uso de combustibles renovables, como son la biomasa y el biogás, en lugar de los fósiles. Hay que potenciar la solar térmica, por su capacidad de almacenar energía con la ayuda de sales, y ser por lo tanto controlable. Las centrales que utilizan residuos van a poner en valor elementos no deseados, como el metano procedente de los vertederos o de las depuradoras.

Se ha demostrado que la generación con energías renovables tiene carácter aleatorio, aunque también cada vez más predecible. Si bien parece complicado sustituir las energías en régimen de base por energías renovables, sí podrá hacerse potenciando el almacenamiento de energía. Se propone la incorporación de almacenamientos energéticos reversibles, como las centrales de bombeo, procedimientos térmicos a base de sales, con la generación de hidrógeno o con la ayuda de baterías. También, en menor medida, por medio de los volantes de inercia o almacenamiento con aire comprimido.

Algunas de estas tecnologías están aún en fase de investigación, por lo que hay que fomentar su desarrollo.

En este trabajo de tesis se ha creado un plan de reconversión energética con objeto de reemplazar las centrales más contaminantes que utilizan energía de origen nuclear y fósil, a medida que vayan cerrando porque agoten su vida útil, por energías renovables. Durante la transición hacia el año 2050 es indispensable que las tecnologías contaminantes actuales, ya instaladas, se mantengan en el sistema mientras las nuevas, formadas por las renovables, se desarrollan y se implementan en él. Para conseguir una transición ordenada y responsable hay que incrementar paulatinamente la potencia suministrada por las energías renovables, a la vez que reducimos la energía proveniente de fuentes fósiles. No podemos cerrar todas las centrales que producen emisiones de CO₂ al mismo tiempo, ya que si procedemos a su cierre acelerado perjudicará la competitividad y la garantía de suministro. El modelo aquí desarrollado propone mantener las centrales de tecnologías térmicas convencionales, como el carbón y el gas natural, de respaldo mientras se produce la transición del sistema.

Presento a continuación el orden de incorporación de las distintas tecnologías en la red eléctrica, clasificadas por grupos:

- El primer grupo está compuesto por las instalaciones eólicas, solares fotovoltaicas, resto de hidráulica y cogeneración, son las primeras que tienen que integrarse en la red. La energía que producen no se puede gestionar y es de carácter aleatorio, aunque sí predecible, a excepción de la cogeneración. En todas ellas se perdería su producción eléctrica si no se conectan a la red en el momento que hay viento (eólica), sol (fotovoltaica), agua fluyente en los ríos (resto de hidráulica) o se está produciendo calor en una instalación de cogeneración.
- A continuación se conectan en la red las tecnologías del segundo grupo, en caso de disponer de energía almacenada. Engloba la gran hidráulica (incluyendo las centrales de bombeo) y las solares térmicas. Son capaces de gestionar su producción al poseer su correspondiente almacenamiento energético en forma de energía potencial hidráulica (gran hidráulica y bombeo) o por procedimientos a base de sales (solar térmica).
- En tercer lugar se integran un grupo con el resto de generación renovable, como son térmica renovable y residuos. Estas tecnologías también se consideran controlables y gestionables al poder almacenar el combustible que alimenta la central (biomasa, biogás, residuos sólidos, geotermia,...) y poder elegir el momento de su puesta en funcionamiento.
- En el cuarto y último grupo participan las tecnologías con carbón limpio y ciclo combinado. Son las únicas que no se pueden considerar renovables, sin embargo de todas las centrales térmicas, son las que menor impacto tienen

sobre el medioambiente. Se conectan a la red solo cuando sea estrictamente necesario, bien porque exista una fuerte demanda, o porque no sea posible que entren en servicio las tecnologías de los grupos anteriores.

Con esta jerarquización se aprovecharán, de forma adecuada, los recursos naturales y los almacenables. Esto hay que combinarlo con una buena interconexión con nuestros países limítrofes, que nos puedan suministrar o demandar energía cuando sea necesario. Tampoco hay que olvidarse de realizar una buena gestión de la red eléctrica, con la que se puede evitar los periodos en que la demanda sea mayor que la producción, desplazando consumos de las horas punta a las horas valle del día. Con una mayor utilización del vehículo eléctrico y del transporte por ferrocarril, se conseguirá desplazar importantes consumos de energía eléctrica cuando existen excedentes de generación eléctrica. Por lo tanto, necesitaremos de un sistema que gestione y planifique los modos de consumir la energía, tomando las medidas oportunas para modular la carga y conseguir reducir las puntas de consumo.

Importante también es el tema del ahorro y la eficiencia energética. En los últimos años se ha trabajado mucho y bien, pero para seguir avanzando se propone seguir desarrollando nuevas tecnologías de iluminación, climatización e investigando en temas de eficiencia de máquinas e instalaciones eléctricas. En definitiva, es necesario seguir promoviendo instalaciones más eficientes en todos los sectores y aplicar medidas de reducción en el consumo de energía.

El modelo aquí propuesto va orientado, además de a grandes centrales, a pequeños y medianos generadores de energía eléctrica, conectados a la red de distribución de media o baja tensión utilizando el autoconsumo. Posibilita que los consumidores generen su propia energía y sus excedentes se viertan a la red para poder recuperarlos cuando se necesiten. Para ello es necesario desarrollar un eficiente mecanismo de balance neto, que sea capaz de intercambiar energía, pero con costes razonables en los peajes. Con estas instalaciones se reducirán las pérdidas en el transporte y distribución, ya que nuestro exceso de energía lo consumirán nuestros vecinos más próximos, optimizando así el sistema eléctrico. Por lo tanto hay que abandonar el modelo centralizado actual, basado en las grandes instalaciones de producción, para pasar a una generación más distribuida con instalaciones descentralizadas. La transformación es profunda, conlleva el nacimiento de nuevos mercados de ámbito local y la conversión de las actuales redes de distribución en redes inteligentes, capaces de gestionar constantes flujos de datos y energía en tiempo real.

Se ha demostrado que las tecnologías eólica, solar fotovoltaica, biomasa y cogeneración son válidas para la generación eléctrica distribuida, ya que tienen la madurez tecnológica y son capaces de generar una energía segura y de calidad a un precio razonable. Dentro de ellas, las dos primeras, van a ser las que aporten la mayor parte de la energía eléctrica demandada en los próximos años, prácticamente un 42 %.

Según este estudio, para conseguir una máxima descarbonización, todo el crecimiento de la demanda eléctrica y el recorte producido en las tecnologías que utilizan combustibles fósiles, se cubre con energías renovables. Pero si se quiere cumplir con los objetivos aquí propuestos para el año 2050, es necesario implantar un ritmo de construcción de instalaciones renovables superior al desarrollado durante estos últimos años. La instalación de la potencia renovable necesaria planteada en el presente trabajo, supone un importante reto para el sistema español, por tanto, son necesarias unas condiciones regulatorias favorables para garantizar su desarrollo, algo que no ha ocurrido con las últimas legislaciones que hemos tenido. Durante el mes de mayo del presente año 2017, el gobierno ha convocado subastas para adjudicar la instalación de estas tecnologías verdes e intentar cumplir con los objetivos medioambientales marcados por Bruselas. Parece que se quiere dar un nuevo impulso a las energías renovables y esto es una muy buena noticia. Aplicando las políticas adecuadas y siguiendo esta tendencia, sin duda, no habría problema en cumplir los objetivos que en este trabajo se proponen. Sin embargo, es imprescindible dar otro paso más a nivel político, teniendo que ser nuestros legisladores quienes, promulgando leyes, lo potencien y establezcan el grado y ritmo de penetración necesario. Los puntos que hay que mejorar sustancialmente estarán relacionados, sobre todo, con el autoconsumo y el balance neto. Son los siguientes:

- Simplificar los procedimientos administrativos para convertirse en pequeño generador.
- Compensar los saldos de energía generada y consumida a lo largo del año.
- Reducir los peajes y costes de acceso. Sobre todo eliminando el actual peaje de respaldo.
- Realizar una buena gestión del balance neto, ajustándolo a lo que realmente necesita el sistema.
- Eliminar las restricciones de potencia.
- Establecer algún sistema de incentivos fiscales.
- Proporcionar una estabilidad al mercado eléctrico a largo plazo, de forma que se reduzca la incertidumbre que existe actualmente en el sector de las renovables.

Esta nueva base jurídica, junto con los avances en las distintas tecnologías que conseguirán la reducción de precios en la generación, van a permitir que se implanten nuevas instalaciones con fuentes renovables y desplacen a las convencionales alimentadas por combustibles fósiles, en muchas ocasiones importados de zonas geopolíticas poco estables. Si se consigue que esta nueva legislación sea eficaz, además de aportar sostenibilidad al sistema, creará empleos directos e indirectos, desarrollo económico (distribuido por todo el territorio español), un saldo positivo para el Estado y una mejora en la balanza de pagos al disminuir las importaciones de combustibles fósiles. Y por supuesto, se evitará la emisión de toneladas de gases con efecto invernadero.

En el modelo propuesto en esta tesis doctoral, la generación con energías renovables alcanzará, en el año 2050, el 87,76 % del total de la energía eléctrica generada, sin embargo, considerando que con la tecnología del carbón limpio se minimizan las emisiones de CO₂, tan solo un 1,91 % de la energía eléctrica está generada con tecnologías no limpias (gas natural). Se puede afirmar entonces, que este es un modelo “98 % descarbonizado” y que protegerá el medioambiente sin tener que penalizar el desarrollo y el bienestar de los ciudadanos, siendo un gran avance para la sociedad y sobre todo para las futuras generaciones.

La conclusión final de este trabajo de tesis, es que la transición hacia un modelo energético sostenible y altamente descarbonizado no solo es deseable, sino también posible. El reto principal a resolver pasa por tratar de conseguir más energía limpia con tecnologías descarbonizadas.



6. Planteamiento de trabajos futuros

Una vez obtenidas las conclusiones del presente trabajo de tesis, se plantean a continuación distintas propuestas de futuros trabajos que pretenden ser un hilo de continuación para realizar la transferencia de conocimiento de estas experiencias hacia otras materias afines.

Estudiar la implantación de tecnologías de almacenamiento en un sistema eléctrico altamente descarbonizado.

La introducción de tecnologías renovables para conseguir un sistema más descarbonizado en las redes de los sistemas eléctricos, puede dar lugar a que estas fuentes de energía no sean tan seguras y fáciles de ajustar a los cambios de la demanda, debido a las fluctuaciones en los ciclos diarios, semanales, estacionales o anuales. Se necesita, por tanto, garantizar su fiabilidad con la integración de sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico, que sean capaces de almacenar energía cuando hay excedentes y liberarla cuando la producción no alcanza a cubrir las necesidades de la demanda.

Muchas son las características de las tecnologías de almacenamiento que se basan en todas las formas de energía: mecánica, química o térmica, dando lugar a sistemas que son capaces de almacenar energía en forma de energía potencial hidráulica, térmica como calor latente y sensible, química en baterías, producción de hidrógeno, cinética en volantes de inercia, aire comprimido, supercondensadores, superconductores, etc.

El trabajo que aquí se plantea, es el estudio de todas las tecnologías de almacenamiento y la forma en que se puedan utilizar e integrar, a gran escala, en un sistema eléctrico altamente descarbonizado, así como planificar un modelo de sistema eléctrico para un funcionamiento a carga prácticamente constante, por debajo de la demanda en horas punta.

Investigar las posibilidades en la repotenciación de los actuales sistemas hidroeléctricos, eólicos y solares fotovoltaicos.

A las grandes centrales eléctricas que hay en nuestro país, hay que sumar una serie de centrales más pequeñas repartidas por todo el territorio, todas ellas con unos cuantos años de existencia y que, en muchos casos, ya se pueden considerar amortizadas. Estamos hablando de centrales que usan tecnología hidroeléctrica, eólica o fotovoltaica. Para conseguir la energía propuesta en este trabajo para el año 2050, además de tener que instalar nuevas centrales, se ha planteado la repotenciación, o aumento de la potencia nominal, sustituyendo las actuales instalaciones por otras más eficaces y modernas con las que se consigan mayores rendimientos. De esta forma, ocupando la misma superficie del territorio y con menos trámites administrativos, se aumentaría la potencia y por lo tanto la producción.

El trabajo propuesto consiste en estudiar qué centrales son candidatas a la repotenciación y analizar su impacto medioambiental, inversión y beneficios que aportaría al sistema eléctrico actual.

Estudiar la planificación de una nueva gestión de energía eléctrica en un sistema eléctrico más distribuido.

Para conseguir el objetivo planteado en esta tesis de tener un sistema prácticamente descarbonizado, es necesario la implantación de instalaciones distribuidas. Esto llevará asociado la modificación de las actuales infraestructuras y redes eléctricas de transporte y distribución, ya que estarán más cerca los puntos de generación y de consumo pudiendo incluso, quedar muchas redes sobredimensionadas, al tiempo que afectará a las pérdidas y por lo tanto al precio final de la energía eléctrica. En definitiva, se modificará el sistema eléctrico de potencia tradicional que traerá consigo beneficios

económicos, financieros, sociales o medioambientales, pero también serían necesarias implicaciones a nivel político, industrial o laboral.

Todo esto da lugar a un trabajo que está por hacer, por lo que se propone aquí como futuro planteamiento, la planificación y gestión de las redes eléctricas en el nuevo sistema eléctrico.

Planificar un modelo de transporte con vehículos eléctricos, ligero y pesado, y analizar sus implicaciones en un sistema eléctrico.

Los consumos de energía eléctrica relacionados con el transporte, tanto el transporte ligero, de personas y pequeñas mercancías, como el transporte pesado por ferrocarril, proporcionará una fuerte descarbonización al no utilizar los actuales combustibles fósiles. Pero sus implicaciones en el sistema eléctrico pueden ser perjudiciales si no se diseña un buen modelo de gestión, sin embargo, puede ser beneficioso si se aprovecha su implantación para que, con la ayuda de sus baterías se puedan cubrir los periodos en que la demanda es inferior que la producción.

Por lo tanto aquí se plantea como un futuro trabajo, el estudio de un buen sistema que gestione este tipo de demanda de energía eléctrica y que planifique la forma de consumirla, implantando las medidas oportunas para desplazar las cargas y conseguir cubrir los periodos valle, eliminando parte de la demanda en las hora punta.



7. Lista de referencias

- ABB. 2010. DynaPeaQ SVC Light with Energy Storage, Suecia, 2010.
- ALICIA. Universidad de Sevilla, 2009. Condiciones de aceptación de procedimientos alternativos a LIDER y CALENER.
- Alonso, O, Galbete, S, Sotes, M. 2011. Sizing and management of energy storage for 100% renewable supply in large electric systems. En: *Energy storage in the emerging Era of Smart Grids*. Croatia: Intech. pp. 321,349. ISBN 978-953-307-269-2.
- Alonso, O, Galbete, S. 2009. Sizing and Analysis of Big Scale and Isolated Electric Systems based on Renewable Sources with Energy Storage. En: *Conference on Sustainable Alternative Energy (SAE) IEEE*: Valencia, 28--30 septiembre.
- Alonso, O, Sotes, M, Galbete, S. 2010. 100% Renewable electric supply and transition analysis", 9th International Workshop on Large--Scale Integration of Wind Power into Power Systems. En: *9th International Workshop on Large-- Scale Integration of Wind Power into Power Systems*: Quebec, Canada: 18 y 19 Octubre.
- Amenedo, J.L., Burgos, J.C., Arnalte, S. 2003. *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. Madrid: Editorial Rueda. ISBN: 9788472071391.

- Amores, A., Álvarez, L., Chico, J., Ramajo, G., Sánchez, M., 2016. Un modelo energético sostenible para España en 2050. Monit. Deloitte.
- Andreu, F., 2015. 10 claves para entender el Real Decreto de Autoconsumo. Sol. Directo.
- Ansorena, J., 2009. Los residuos urbanos, una fuente de energía renovable y sostenible. Residuos.
- Apergis, N., Payne, J., 2012. Renewable and non Renewable Energy Consumption-Growth Nexus: Evidence from a Panel Error Correction Model, Elsevier. ed. Energy Economics.
- AUMA, 2012. Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica: Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica. APPA. IDAE. Ministerio de Ciencia y Tecnología, Madrid.
- AWS True Power. 2013. *Database of weather conditions* [WWW Document]. URL <http://www.meteosimtruewind.com> (accessed 2.2.17)
- Barrero, A., 2015. Fotovoltaica - El autoconsumo funciona - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. [WWW Document]. URL <http://www.energias-renovables.com/articulo/funciona-20151215> (accessed 12.16.15).
- Bertoni, R. Geothermal Power Generation in the World, 2005--2010 Update Report.2010 En: *Proceedings World Geothermal Congress: Bali, 25--29 April*.
- Bloomberg, 2014. Clean Energy Research Note. New Energy Finance, New York.
- Bloomberg. 2013. *Bloomberg* [WWW Document]. New York. URL <http://www.bloomberg.com/news/2013--03--05/eu--to--register--chinese--solar--panels--highlighting--tariff--threat.html> (accessed 12.26.16)
- Bloomberg, 2012. Clean Energy Research Note. New Energy Finance, New York.
- BOE, 2015. Real Decreto 900/2015, modalidades de suministro y producción de energía eléctrica con autoconsumo.
- BOE, 2014a. Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica.
- BOE, 2014b. Orden IET/1045/2014, de parámetros retributivos.
- BOE, 2013a. Ley 24/2013 del sector eléctrico.
- BOE, 2013b. Real Decreto Ley 9/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema.
- BOE, 2012. Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

- BOE, 2011. 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.
- BOE, 2010. Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- BOE, 2007. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- BOE, 2000. 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.
- Calventus, Y., Jaén, A., Carreras, R., Montserrat, S., Casals, M., 2006. Tecnología energética y medio ambiente. Eiciones UPC, Barcelona.
- Carbonell, R., 2015. Autoconsumo: Llegó el peaje al sol con el RD 900/2015. [WWW Document]. URL <http://monsolar.com/blog/autoconsumo-llego-el-peaje-al-sol-con-el-rd-9002015/> (accessed 12.16.15).
- CARBUNION, 2016. Federación Nacional de Empresarios de Minas de Carbón. Memoria 2015. CARBUNION.
- Carralero, D., González, A., Velasco, J.L., 2017. Hacia un sistema eléctrico 100% renovable. El ejemplo de Francia y su extrapolación a España (No. 3ª edición). El Observatorio Crítico de la Energía.
- Castro, U., Álvarez, E., 2016. Generación distribuida en Reino Unido y Estados Unidos (Nueva York y Maine), Cuadernos Orkesta. Instituto Vasco de Competitividad-Fundación Deusto, Bilbao.
- CDEC SIC, 2015. Estudio de Previsión de Demanda 2015-2035 (2050) (Ejecutivo), Dirección de planificación y desarrollo. Centro de despacho económico de carga. Sistema interconectado central.
- Clean Energy Research Note*. 2004. Bloomberg, New Energy Finance. Q2 2012.
- CNMC, 2017. Sistema de garantía en origen y etiquetado de electricidad (No. Expediente nº: GDO/DE/001/17). Comisión Nacional de Mercados y la Competencia, Madrid.
- Cohen, E., Martínez, R., 2004. Manual de formulación, evaluación y monitoreo de proyectos sociales. División de Desarrollo Social C.EPAL.
- Collado, J.C., 2013. La economía Española en 2033 - Resumen Ejecutivo - Informes PwC (Empresariales). PwC España.
- Comisión Europea, 2011. Hoja de Ruta de la Energía para 2050 (No. COM(2011) 885 final), COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES. CE, Bruselas.
- Concentrating Solar Power: Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*. 2012. Bonn: International Renewable Energy Agency. Pp. 4--11.

- Conti, J., Holtberg, P., Diefenderfer, J., 2016. International Energy Outlook 2016. With Projections to 2040. US Energy Information Administration, Washington.
- CORES, 2016. Corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos. Informe estadístico anual 2015 (Estadístico anual 2015). Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- ¿Cuál es la distribución del consumo de electricidad por sectores económicos?, 2017. Web Educ. UNESA.
- Díaz, T., 2012. Generación distribuida, balance neto y redes inteligentes. Suelo Sol.
- Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interno de la electricidad. EUROPA 2001. *Diario Oficial de la Unión Europea*, 27 de octubre de 2001, pp. 33.
- Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de octubre 2003 por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo. EUROPA 2003. *Diario Oficial de la Unión Europea*, 25 de octubre de 2003.
- Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de noviembre de 2008, sobre los residuos y por la que se derogan determinadas Directivas (No. DOUE-L-2008-82319), 2008. , DOUE» núm. 312. Diario oficial de la Unión Europea, Estrasburgo.
- Doetsch, C. 2012. *Future Energy Storage/Balancing Demand*. Munich: Fraunhofer Institute.
- Energías renovables, 2010. Meteorologica. Madrid.
- Escenarios del plan energético nacional 2015-2050, 2015. Secretaría Nacional de Energía, República de Panamá.
- Espafador, F.J., 2008. La cogeneración hoy: una herramienta para el aumento de la eficiencia energética y la mejora de la calidad ambiental, Grupo de Máquinas y Motores Térmicos de Sevilla. Universidad de Sevilla, Sevilla.
- Espinosa, E.R., 2013. Comentario a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Law Cent. Soc.
- Europa 2012. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the council amending 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources. *European Commission*, 17 de octubre 2012.
- Factores clave para la energía en España: una visión de futuro, 2014. Instituto Español de la Energía. ENDESA, Madrid.
- Faulstich, M., Foth, H., Calliess, C., 2011. Pathways towards a 100 % renewable electricity system (Special Report). German Advisory Council on the

- Environment. Ministry of the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Berlin.
- Formozo Fernandes, C., Frías Marín, P., 2015. Análisis del impacto en España de la generación renovable en el período 2020-2050. Rev. An. 7.
- Fotovoltaico Scambio sul Posto (SSP): le novità del 2016 - Fotovoltaico Scambio sul posto: impianti fotovoltaici in scambio sul posto, SSP. Le novità dello scambio sul posto 2016 [WWW Document], 2016. . Lightland. URL <http://www.fotovoltaico-scambio-sul-posto.it/scambio-sul-posto-fotovoltaico/fotovoltaico-scambio-sul-posto-2015.html> (accessed 5.17.16).
- Fundación Gas Natural, 2010. El impacto ambiental de las distintas fuentes energéticas de generación eléctrica. Energ. Medioambiente 3.
- Galbete, S., 2013. Viabilidad técnico-económica para un suministro eléctrico 100 % renovable en España (Tesis doctoral). Universidad Pública de Navarra, Pamplona.
- Galera, S., 2014. Europa 2050: renovables y cambio de modelo energético. Consideraciones sobre su recepción legal en España, in: CONAMA 2014. Presented at the 12º Congreso Nacional del Medio Ambiente (Conama 2014), Madrid, p. 29.
- García-Casals, X., Domínguez, J., 2005. Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular.
- García, S., 2012. Centrales térmicas de biomasa, Plantas de biomasa. Renovetec.
- García, V.M., 2015. Análisis financiero, un enfoque integral. Grupo Editorial Patria, Mexico.
- García Casals, X., Linares, P. 2006. *Renovables 100%. Un sistema eléctrico renovable para la España peninsular y su viabilidad económica*. Madrid: Greenpeace. M--6.439--2007.
- Garvey, S. 2010. Compressed Air Energy Storage, Performance and affordability. En: *Workshop given at Marcus Evans Biannual Energy Storage Conference: Amsterdam, 1,2 y 3 diciembre*, pp. 17.
- Gómez, J.O., Arregui, G., Sánchez, A.B., 2008. Energías Renovables y generación de empleo en España, presente y futuro.
- Hacia un escenario energético justo y sostenible en 2050, 2015. Ecologistas en acción. Área de Energía, Madrid.
- Hawthornthwaite, J., Chan, D., 2015. El mundo en el 2050. ¿Cuáles son las tendencias en el equilibrio del poder económico mundial? (Resumen ejecutivo). PwC, UK.
- Hoffmann, C, Von Bremen, L, Greiner, M., Knorr, K, Storage and Transport capacities in Europe for a full renewable power supply System. En: 14 *Kasseler Symposium Energie Systemtechnik: Kassel, 29 septiembre*.
- IDAE, 2014. Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector edificios en

- España (Técnico), Documento Reconocido del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE). Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Madrid.
- IDAE, 2011. Plan de Fomento de las Energías Renovables para el periodo 2011-2020 [WWW Document]. URL http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf (accessed 6.3.16).
- IEA 10 *Projected Costs of Generating Electricity*. 2010. Paris: International Energy Agency. ISBN 978--92--64--08430--8. Pp. 23--45.
- IEA, 2010. Energy Technology Essentials. Nuclear power (No. ETE04). International Energy Agency, France.
- IEA-NEA, 2015. Projected costs of generating electricity (No. 1015 Edition). IEA Publications, International Energy Agency, Issy-les-Moulineaux, France.
- INE, 2016. Instituto Nacional de Estadística [WWW Document]. Estimación de la población actual. Madrid: Instituto Nacional de Estadística. URL <http://www.ine.es>.
- INE, 2016. Proyección de hogares 2016-2031 (Nota de prensa). Instituto Nacional de Estadística.
- INE, 2014. Proyección de la población española hasta 2064 (Notas de prensa). Instituto Nacional de Estadística.
- International Energy Agency. 2011. *World Energy Outlook 2011*. Paris: IEA. Publications International Energy Agency. ISBN: 978--92--64--12413--4. Pp. 453--455.
- International Energy Agency. 2012, *World Energy Outlook 2012*. Paris: IEA Publications, International Energy Agency. ISBN:978 92 64 18084 0.
- Irache, P., 2012. El sistema de primas fotovoltaicas en Reino Unido 2012. Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Londres.
- Jacobson, M.Z, Deluchi, M.A. 2009. A path to sustainable energy by 2030. *Scientific American november 2009*, pp. 58--65.
- Kaldellis, J.K., Kavadias, K. 2001. Optimal wind--hydro solution for Aegean Sea islands. *Applied Energy, Elsevier*, 70, pp. 333--354.
- Kaldellis, J.K., Kavadias, K. 2004. Income loss due to wind energy rejected by the Crete island electrical network the present situation. *Applied Energy, Elsevier*, 79, pp. 127--144.
- Kirby, B. 2004. *Frequency Regulation Basics and trends*. Tennessee (USA): Oak Ridge National Laboratory, Department of Energy. Report No. ORNL/TM--2004/291.
- Jiménez-Larrea, E., 2012. Escenarios energéticos globales y planificación energética española. El papel de los consumidores difusos: transporte y residencia, in:

CIUDAD Y TERRITORIO ESTUDIOS TERRITORIALES. Ministerio de Fomento, pp. 57-71.

La energía en España, 2014, 2015. Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Madrid.

La Energía en España. 2015, 2016. Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Madrid.

La normativa de net metering en México, 2013. [WWW Document]. URL <http://www.sitiosolar.com>.

Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, 2011. , BOE nº 55. 25033 a 25235.

Libro verde sobre la gestión de los biorresiduos en la Unión Europea, 2008. , Bruselas, 3.12.2008.

Llopis, G., Rodrigo, V., 2010. Guía de energía geotérmica. Fundación de la Energía. Comunidad de Madrid, Madrid.

Martínez, V., 2015. Fin del “agujero eléctrico”: Competencia prevé un superávit de tarifa próximo a los 1.000 millones [WWW Document]. EL MUNDO. URL <http://www.elmundo.es/economia/2015/04/07/5522ce6522601d32198b457d.html> (accessed 12.19.15).

Martínez, V., Urrutia, C., 2017. El nuevo “boom” sin primas de las renovables: 7.500 millones en 3 años [WWW Document]. EL MUNDO. URL <http://www.elmundo.es/economia/2017/05/26/59272e3622601d4b708b45f0.html> (accessed 5.26.17).

Masdar outline sustainability action plan. 2008. Masdar Abu Dhabi Future Energy Company.

Mateu, C., 2013. Publicado en el BOE el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Suelo Sol.

MITC, 2016. Registro de instalaciones productoras. Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, Madrid.

Montenegro, A, Domijan, A. 2004. Energy storage system for wind farm applications: Application Methodology. En: *Proceedings of the VII IASTED International Conference Power and Energy Systems*: Clear Water Beach, Florida, 28 de diciembre 2004.

NEA, 2008. Nuclear energy outlook. OECD Nuclear Energy Agency, Francia.

Pacheco, J., Contreras, E., 2008. Manual metodológico de evaluación multicriterio para programas y proyectos, Publicación de las Naciones Unidas. Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES), Santiago de Chile.

Public Benefits Funds for Renewables and Efficiency, 2015. . DSIRE NC Clean Energy.

- Public summary of the study of reference costs for electricity generation, 2007. Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement de territoire, París.
- Rabacchi, M., 2013. Fotovoltaico Italia, dal 2013 un nuovo inizio: scambio sul posto. Genova - Surviv. Guideb.
- Rachat d'électricité [WWW Document], n.d. . EDF Fr. URL <https://www.edf.fr/groupe-edf/responsable-et-engage/responsabilite-societale/mission-de-service-public/rachat-d-electricite> (accessed 5.17.16).
- RAE, 2004. The cost of generating electricity. Royal Academy of Engineering, London.
- Rasmussen, C.N. 2009. Improving wind power quality with energy storage. En: *Conference on Sustainable Alternative Energy (SAE) IEEE*: Valencia, 28--30 septiembre.
- REE, 2017. Informe de responsabilidad corporativa. Resumen 2016. Madrid.
- REE, 2016a. El sistema eléctrico español. 2015 (Técnico). Departamento de Comunicación e Imagen Corporativa de RED ELÉCTRICA, Madrid.
- REE, 2016b. El sistema eléctrico Español 2015. Síntesis (Técnico). Departamento de Comunicación e Imagen Corporativa de RED ELÉCTRICA, Madrid.
- REE, 2016c. El sistema eléctrico español. Avance. 2016 (Técnico). Departamento de Comunicación e Imagen Corporativa de RED ELÉCTRICA, Madrid.
- Reency, H., 2016. Energy [WWW Document]. Energy Council. Can. URL <http://www.energy.ca/> (accessed 5.17.16).
- Rico, J., 2007. Energía de la biomasa, Manuales de energía renovable. IDAE, Madrid.
- Rubio, C., 2015. El Gobierno insiste en impedir el desarrollo del autoconsumo en España. UNEF Unión Esp. Fotovoltaica.
- Sadorsky, P., 2012. Energy consumption, output and trade in South America. Energy Economics.
- Schoenung, S. 2011. *Energy Storage Systems Cost Update*. California: Sandia National Laboratories. Report No. SAND2011--2730, pp. 14.
- Sendeco2, 2017. Precios CO2 [WWW Document]. SendeCO2. URL <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2> (accessed 2.16.17).
- Skea, J., Ekins, P., Winskel, M., 2011. Energy 2050. Making the Transition to a Secure Low-Carbon Energy System. Routledge.
- Solanilla, P., 2014a. Energía para el desarrollo sostenible: La realidad del autoconsumo en la Ley del Sector Eléctrico. Energ. Para El Desarro. Sosten.
- Solanilla, P., 2014b. Energía para el desarrollo sostenible: Alternativas al "tartifazo eléctrico" y autoconsumo, un combate ciudadano. Energ. Para El Desarro. Sosten.
- Stadwerke München. 2009. *Green Electricity for Munich* [WWW Document]. München:

- SWM. URL <http://www.swm.de> (accessed 11.2.16)
- Terrer, H., 2013. Nuevas energías: Reflexiones sobre ahorro, eficiencia energética y energías renovables: Propuesta de RD sobre autoconsumo fotovoltaico: Pagar por usar el sol. Nuevas Energ.
- The Boston Consulting Group (BCG), 2011. Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020.
- Tipping, J., Sinclair, D. 2009. *The benefits of marine technologies within a diversified renewable mix*. U.K.: British Wind Energy Association. Report date: 14 April 2009.
- UNESA, 2007. Prospectiva de generación eléctrica 2030. Asociación Española de la Industria Eléctrica, Madrid.
- Van Hulle, F, Fichaux, N. 2010. *Powering Europe: wind energy and the electricity grid*. Bruselas: European Wind Energy Association.
- Verna, R., Agryroudis, P., O'Mahony, D. 2009. Matching Electricity Supply and Demand using Smart Meters and Home Automation. En: *Conference on Sustainable Alternative Energy (SAE) IEEE: Valencia, 28--30 septiembre*.
- Von Bremen, L., *Large-scale variability of weather dependent renewable energy sources*. Munich: Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology.
- Watson, Farley, Williams, 2014. Principales aspectos Real Decreto 413/2014. UNEF Unión Esp. Fotovoltaica.
- Weisenmiller, R.B., 2013. Renewables portfolio standard eligibility. (No. Seventh Edition), commission guidebook. California energy commission, California.
- Wind farm generation forecasts, 2016. Meteologica. Madrid.
- WNA, 2017. Nuclear Power Economics. Nuclear Energy Costs [WWW Document]. World Nucl. Assoc. URL <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx> (accessed 1.16.17).
- World Coal Association. 2011. *Coal Statistics* [WWW Document]. London: WCA. URL <http://www.worldcoal.org/coal> (accessed 10.12.16).
- World Nuclear Association. 2012. *World Nuclear Association* [WWW Document]. London: WNA. URL <http://www.world-nuclear.org/WNA> (accessed 1.22.17)
- Zervos, A., Lins, C., Muth, J., 2010. Rethinking 2050. A 100% Renewable Energy Vision for the European Union. EREC, Brussels.



8. Anexos

Anexo A. Datos iniciales para el cálculo de la demanda propuesta

A continuación se indican los datos relacionados con el PIB, población, proyecciones de hogares y consumo de energía eléctrica, tanto datos históricos como previstos.

Tabla 8.1. Datos necesarios para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 1990 y 1999. Fuente: elaboración propia y varios

Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
PIB per cápita (US\$ a precios actuales) ⁽¹⁾	13.773	14.782	16.105	13.362	13.465	15.562	16.237	14.873	15.534	15.859
Población real/estimada (habitantes) ⁽²⁾	38.853.227	38.881.416	39.051.336	39.264.034	39.458.489	39.639.726	39.808.374	39.971.329	40.143.449	40.303.568
Proyecciones de hogares. ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PIB estimado (miles de millones \$) ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

⁽¹⁾Fuente: Banco Mundial y elaboración propia

⁽²⁾Fuente INE

⁽³⁾Fuente PwC y elaboración propia

Tabla 8.2. Datos necesarios para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2000 y 2009. Fuente: elaboración propia y varios

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
PIB per cápita (US\$ a precios actuales) ⁽¹⁾	14.788	15.359	17.020	21.496	24.919	26.511	28.483	32.709	35.579	32.333
Población real/estimada (habitantes) ⁽²⁾	40.470.182	40.665.545	41.035.271	41.827.836	42.547.454	43.296.335	44.009.969	44.784.659	45.668.938	46.239.271
Proyecciones de hogares. ⁽⁴⁾	-	-	14.280.067	14.721.385	15.129.263	15.546.998	15.972.235	16.403.910	16.873.211	17.248.008
PIB estimado (miles de millones \$) ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

⁽¹⁾Fuente: Banco Mundial y elaboración propia

⁽²⁾Fuente INE

⁽³⁾Fuente PwC y elaboración propia

Tabla 8.3. Datos necesarios para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2010 y 2019. Fuente: elaboración propia y varios

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
PIB per cápita (US\$ a precios actuales) ⁽¹⁾	30.738	31.832	28.648	29.371	29.719	30.000	34.758	35.725	36.642	37.562
Población real/estimada (habitantes) ⁽²⁾	46.486.621	46.667.175	46.818.216	46.727.890	46.512.199	46.449.565	46.438.422	46.303.332	46.237.861	46.171.990
Proyecciones de hogares. ⁽⁴⁾	17.520.072	17.776.308	18.017.422	18.168.540	18.252.887	18.353.761	18.407.111	18.463.290	18.522.015	18.578.994
PIB estimado (miles de millones \$) ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	-	1654,1875	1694,25	1734,3125

⁽¹⁾Fuente: Banco Mundial y elaboración propia

⁽²⁾Fuente INE

⁽³⁾Fuente PwC y elaboración propia

Tabla 8.4. Datos necesarios para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2020 y 2029. Fuente: elaboración propia y varios

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
PIB per cápita (US\$ a precios actuales) ⁽¹⁾	38.485	39.412	40.342	41.276	42.213	43.153	44.096	45.041	45.988	46.937
Población real/estimada (habitantes) ⁽²⁾	46.105.324	46.037.605	45.968.939	45.899.538	45.829.722	45.759.849	45.690.270	45.621.112	45.552.651	45.484.908
Proyecciones de hogares. ⁽⁴⁾	18.634.669	18.700.084	18.758.100	18.817.183	18.881.863	18.948.718	19.013.826	19.076.441	19.139.756	19.204.058
PIB estimado (miles de millones \$) ⁽³⁾	1774,375	1814,4375	1854,5	1894,5625	1934,625	1974,6875	2014,75	2054,8125	2094,875	2134,9375

⁽¹⁾Fuente: Banco Mundial y elaboración propia

⁽²⁾Fuente INE

⁽³⁾Fuente PwC y elaboración propia

Tabla 8.5. Datos necesarios para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2030 y 2039. Fuente: elaboración propia y varios

Año	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
PIB per cápita (US\$ a precios actuales) ⁽¹⁾	47.889	48.977	50.069	51.163	52.260	53.360	54.464	55.572	56.684	57.801
Población real/estimada (habitantes) ⁽²⁾	45.417.952	45.351.545	45.285.731	45.220.223	45.154.897	45.089.535	45.023.919	44.957.588	44.890.595	44.822.879
Proyecciones de hogares. ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PIB estimado (miles de millones \$) ⁽³⁾	2175	2221,2	2267,4	2313,6	2359,8	2406	2452,2	2498,4	2544,6	2590,8

⁽¹⁾Fuente: Banco Mundial y elaboración propia

⁽²⁾Fuente INE

⁽³⁾Fuente PwC y elaboración propia

Tabla 8.6. Datos necesarios para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2040 y 2050. Fuente: elaboración propia y varios

Año	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
PIB per cápita (US\$ a precios actuales) ⁽¹⁾	58.922	60.053	61.191	62.341	63.504	64.682	65.878	67.092	68.326	69.583	70.864
Población real/estimada (habitantes) ⁽²⁾	44.753.998	44.680.774	44.604.273	44.522.953	44.434.981	44.339.781	44.236.323	44.124.688	44.003.876	43.872.621	43.731.748
Proyecciones de hogares. ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PIB estimado (miles de millones \$) ⁽³⁾	2637	2683,2	2729,4	2775,6	2821,8	2868	2914,2	2960,4	3006,6	3052,8	3099

⁽¹⁾Fuente: Banco Mundial y elaboración propia

⁽²⁾Fuente INE

⁽³⁾Fuente PwC y elaboración propia

En las tablas siguientes se detallan los datos necesarios para el cálculo de la demanda de energía eléctrica en el primer escenario.

Tabla 8.7. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 1990 y 1999 en el escenario 1. Fuente: elaboración propia

Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/hab) ⁽¹⁾	3.463	3.595	3.612	3.596	3.706	3.828	3.924	4.062	4.311	4.573
Consumo de en. eléctrica/PIB (kWh /US\$ a 2014) ⁽²⁾	0,251447	0,243193	0,224252	0,26914	0,275238	0,245972	0,241673	0,273117	0,277502	0,288358

⁽¹⁾Fuente: elaboración propia y comparada con AIE (Agencia Internacional de la Energía)

⁽²⁾Fuente: elaboración propia

Tabla 8.8. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2000 y 2009 en el escenario 1.
Fuente: elaboración propia

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/hab) ⁽¹⁾	4.818	5.056	5.156	5.399	5.546	5.686	5.794	5.860	5.807	5.464
Consumo de en. eléctrica/PIB (kWh /US\$ a 2014) ⁽²⁾	0,325819	0,329202	0,302922	0,251178	0,222573	0,214480	0,203412	0,179151	0,163219	0,168994

⁽¹⁾Fuente: elaboración propia y comparada con AIE (Agencia Internacional de la Energía)

⁽²⁾Fuente: elaboración propia

Tabla 8.9. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2010 y 2019 en el escenario 1.
Fuente: elaboración propia

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/hab) ⁽¹⁾	5.604	5.477	5.383	5.272	5.236	5.502	5.700	5.971	6.019	6.064
Consumo de en. eléctrica/PIB (kWh /US\$ a 2014) ⁽²⁾	0,182327	0,172059	0,187896	0,179512	0,176190	0,183386	0,163989	0,167139	0,164270	0,161444

⁽¹⁾Fuente: elaboración propia y comparada con AIE (Agencia Internacional de la Energía)

⁽²⁾Fuente: elaboración propia

Tabla 8.10. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2020 y 2029 en el escenario 1.
Fuente: elaboración propia

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/hab) ⁽¹⁾	6.106	6.145	6.180	6.212	6.241	6.267	6.290	6.309	6.325	6.339
Consumo de en. eléctrica/PIB (kWh /US\$ a 2014) ⁽²⁾	0,158657	0,155905	0,153187	0,150502	0,147848	0,145227	0,142636	0,140076	0,137545	0,135042

⁽¹⁾Fuente: elaboración propia y comparada con AIE (Agencia Internacional de la Energía)

⁽²⁾Fuente: elaboración propia

Tabla 8.11. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2030 y 2039 en el escenario 1.
Fuente: elaboración propia

Año	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/hab) ⁽¹⁾	6.348	6.355	6.359	6.359	6.356	6.350	6.341	6.328	6.313	6.294
Consumo de en. eléctrica/PIB (kWh /US\$ a 2014) ⁽²⁾	0,132566	0,129756	0,126998	0,124289	0,121625	0,119004	0,11642	0,113878	0,111368	0,108892

⁽¹⁾Fuente: elaboración propia y comparada con AIE (Agencia Internacional de la Energía)

⁽²⁾Fuente: elaboración propia

*Tabla 8.12. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2040 y 2050 en el escenario 1.
Fuente: elaboración propia*

Año	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/hab) ⁽¹⁾	6.272	6.247	6.219	6.187	6.152	6.114	6.073	6.029	5.982	5.931	5.877
Consumo de en. eléctrica/PIB (kWh /US\$ a 2014) ⁽²⁾	0,10644	0,10402	0,10162	0,09924	0,09688	0,09453	0,09219	0,08986	0,087545	0,08523	0,08293

⁽¹⁾Fuente: elaboración propia y comparada con AIE (Agencia Internacional de la Energía)

⁽²⁾Fuente: elaboración propia

Datos necesarios para el cálculo de la demanda de energía eléctrica en el segundo escenario.

*Tabla 8.13. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 1990 y 1999 en el escenario 2.
Fuente: elaboración propia*

Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/hab) ⁽¹⁾	3.463	3.595	3.612	3.596	3.706	3.828	3.924	4.062	4.311	4.573
Consumo de en. eléctrica/PIB (kWh /US\$ a 2014) ⁽²⁾	0,251447	0,243193	0,224252	0,26914	0,275238	0,245972	0,241673	0,273117	0,277502	0,288358

⁽¹⁾Fuente: elaboración propia y comparada con AIE (Agencia Internacional de la Energía)

⁽²⁾Fuente: elaboración propia

*Tabla 8.14. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2000 y 2009 en el escenario 2.
Fuente: elaboración propia*

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/hab) ⁽¹⁾	4.818	5.056	5.156	5.399	5.546	5.686	5.794	5.860	5.807	5.464
Consumo de en. eléctrica/PIB (kWh /US\$ a 2014) ⁽²⁾	0,325819	0,329202	0,302922	0,25117	0,222573	0,214480	0,203412	0,179151	0,163219	0,168994

⁽¹⁾Fuente: elaboración propia y comparada con AIE (Agencia Internacional de la Energía)

⁽²⁾Fuente: elaboración propia

*Tabla 8.15. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2010 y 2019 en el escenario 2.
Fuente: elaboración propia*

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/hab) ⁽¹⁾	5.604	5.477	5.383	5.272	5.236	5.502	5.528	5.555	5.581	5.608
Consumo de en. eléctrica/PIB (kWh /US\$ a 2014) ⁽²⁾	0,182327	0,172059	0,187896	0,179512	0,176190	0,183386	0,15904643	0,155487	0,152322	0,149299

⁽¹⁾Fuente: elaboración propia y comparada con AIE (Agencia Internacional de la Energía)

⁽²⁾Fuente: elaboración propia

Tabla 8.16. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2020 y 2029 en el escenario 2.
Fuente: elaboración propia

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/hab) ⁽¹⁾	5.635	5.661	5.688	5.714	5.741	5.768	5.794	5.821	5.847	5.874
Consumo de en. eléctrica/PIB (kWh /US\$ a 2014) ⁽²⁾	0,146409	0,143641	0,14098	0,138442	0,135999	0,133653	0,131400	0,129233	0,127150	0,125145

⁽¹⁾Fuente: elaboración propia y comparada con AIE (Agencia Internacional de la Energía)

⁽²⁾Fuente: elaboración propia

Tabla 8.17. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2030 y 2039 en el escenario 2.
Fuente: elaboración propia

Año	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/hab) ⁽¹⁾	5.901	5.927	5.954	5.980	6.007	6.034	6.060	6.087	6.113	6.140
Consumo de en. eléctrica/PIB (kWh /US\$ a 2014) ⁽²⁾	0,123215	0,12101	0,118912	0,116889	0,114944	0,113072	0,111269	0,109529	0,10784	0,106226

⁽¹⁾Fuente: elaboración propia y comparada con AIE (Agencia Internacional de la Energía)

⁽²⁾Fuente: elaboración propia

Tabla 8.18. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2040 y 2050 en el escenario 2.
Fuente: elaboración propia

Año	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/hab) ⁽¹⁾	6.167	6.193	6.220	6.246	6.273	6.300	6.326	6.353	6.379	6.406	6.433
Consumo de en. eléctrica/PIB (kWh /US\$ a 2014) ⁽²⁾	0,104656	0,103129	0,1016449	0,100197	0,098781	0,09739	0,096029	0,09468	0,093367	0,092062	0,090774

⁽¹⁾Fuente: elaboración propia y comparada con AIE (Agencia Internacional de la Energía)

⁽²⁾Fuente: elaboración propia

Datos necesarios para el cálculo de la demanda de energía eléctrica en el tercer escenario.

Tabla 8.19. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 1990 y 1999 en el escenario 3.
Fuente: elaboración propia

Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/hab) ⁽¹⁾	3.463	3.595	3.612	3.596	3.706	3.828	3.924	4.062	4.311	4.573
Consumo de en. eléctrica/PIB (kWh /US\$ a 2014) ⁽²⁾	0,251447	0,243193	0,224252	0,26914	0,275238	0,245972	0,241673	0,273117	0,277502	0,288358

⁽¹⁾Fuente: elaboración propia y comparada con AIE (Agencia Internacional de la Energía)

⁽²⁾Fuente: elaboración propia

*Tabla 8.20. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2000 y 2009 en el escenario 3.
Fuente: elaboración propia*

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/hab) ⁽¹⁾	4.818	5.056	5.156	5.399	5.546	5.686	5.794	5.860	5.807	5.464
Consumo de en. eléctrica/PIB (kWh /US\$ a 2014) ⁽²⁾	0,325819	0,329202	0,302922	0,25117	0,222573	0,214480	0,203412	0,179151	0,163219	0,168994

⁽¹⁾Fuente: elaboración propia y comparada con AIE (Agencia Internacional de la Energía)

⁽²⁾Fuente: elaboración propia

*Tabla 8.21. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2010 y 2019 en el escenario 3.
Fuente: elaboración propia*

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/hab) ⁽¹⁾	5.604	5.477	5.383	5.272	5.236	5.502	5.909	6.073	6.229	6.386
Consumo de en. eléctrica/PIB (kWh /US\$ a 2014) ⁽²⁾	0,182327	0,172059	0,187896	0,179512	0,176190	0,183382	0,17	0,17	0,17	0,17

⁽¹⁾Fuente: elaboración propia y comparada con AIE (Agencia Internacional de la Energía)

⁽²⁾Fuente: elaboración propia

*Tabla 8.22. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2020 y 2029 en el escenario 3.
Fuente: elaboración propia*

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/hab) ⁽¹⁾	6.542	6.700	6.858	7.017	7.176	7.336	7.496	7.657	7.818	7.979
Consumo de en. eléctrica/PIB (kWh /US\$ a 2014) ⁽²⁾	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17

⁽¹⁾Fuente: elaboración propia y comparada con AIE (Agencia Internacional de la Energía)

⁽²⁾Fuente: elaboración propia

*Tabla 8.23. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2030 y 2039 en el escenario 3.
Fuente: elaboración propia*

Año	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/hab) ⁽¹⁾	8.141	8.326	8.512	8.698	8.884	9.071	9.259	9.447	9.636	9.826
Consumo de en. eléctrica/PIB (kWh /US\$ a 2014) ⁽²⁾	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17

⁽¹⁾Fuente: elaboración propia y comparada con AIE (Agencia Internacional de la Energía)

⁽²⁾Fuente: elaboración propia

Tabla 8.24. Datos para el cálculo de demanda de energía eléctrica entre 2040 y 2050 en el escenario 3.
Fuente: elaboración propia

Año	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Consumo de energía eléctrica per cápita (kWh/hab) ⁽¹⁾	10.017	10.209	10.403	10.598	10.796	10.996	11.199	11.406	11.615	11.829	12.047
Consumo de en. eléctrica/PIB (kWh /US\$ a 2014) ⁽²⁾	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17

⁽¹⁾Fuente: elaboración propia y comparada con AIE (Agencia Internacional de la Energía)

⁽²⁾Fuente: elaboración propia

Anexo B. Energía estimada en cada escenario

Energía eléctrica estimada en GWh hasta el año 2050 en cada uno de los escenarios.

Tabla 8.25. Energía demandada (GWh) 2018-2020 en cada escenario. Fuente: elaboración propia

Año	2017	2018	2019	2020
Primer escenario	276.480	278.316	279.995	281.517
Segundo escenario	257.206	258.072	258.932	259.785
Tercer escenario	281.212	288.023	294.833	301.644

Tabla 8.26. Energía demandada (GWh) 2021-2030 en cada escenario. Fuente: elaboración propia

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Primer escenario	282.880	284.086	285.136	286.032	286.779	287.378	287.831	288.140	288.307	288.332
Segundo escenario	260.628	261.462	262.288	263.108	263.924	264.738	265.551	266.365	267.178	267.993
Tercer escenario	308.454	315.265	322.076	328.886	335.697	342.508	349.318	356.129	362.939	369.750

Tabla 8.27. Energía demandada (GWh) 2031-2040 en cada escenario. Fuente: elaboración propia

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Primer escenario	288.215	287.957	287.556	287.012	286.324	285.492	284.513	283.389	282.120	280.703
Segundo escenario	268.808	269.622	270.435	271.245	272.052	272.854	273.648	274.434	275.212	275.980
Tercer escenario	377.604	385.458	393.312	401.166	409.020	416.874	424.728	432.582	440.436	448.290

Tabla 8.28. Energía demandada (GWh) 2041-2050 en cada escenario. Fuente: elaboración propia

Año	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Primer escenario	279.119	277.377	275.467	273.380	271.113	268.662	266.030	263.213	260.205	257.015
Segundo escenario	276.717	277.430	278.108	278.741	279.323	279.848	280.315	280.718	281.048	281.309
Tercer escenario	456.144	463.998	471.852	479.706	487.560	495.414	503.268	511.122	518.976	526.830

Anexo C. Potencia instalada peninsular y horas equivalentes

Tabla 8.29. Potencia instalada (MW) en la península 1990-1999. Fuente: REE

TECNOLOGÍA	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Hidráulica	13.793	13.795	13.849	13.849	14.064	14.088	14.143	14.143	14.143	14.299
Bombeo puro	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428
Total Hidráulica	16.221	16.224	16.277	16.277	16.492	16.517	16.572	16.572	16.572	16.728
Nuclear	7.329	7.343	7.391	7.391	7.391	7.391	7.391	7.559	7.606	7.650
Carbón	10.243	10.310	10.310	10.310	10.310	10.310	10.310	10.860	10.860	10.860
Fuel	7.259	7.247	7.247	7.247	7.247	7.247	7.521	7.521	7.521	7.521
Ciclo combinado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto hidráulica	594	644	728	794	897	1.124	1.186	1.233	1.279	1.332
Eólica	1	1	30	34	39	97	146	375	634	1.022
Solar fotovoltaica	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
Solar térmica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Térmica renovable	-	-	15	21	21	62	80	102	115	129
Cogeneración	159	226	334	535	682	1.163	1.834	2.337	2.956	3.611
Residuos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	41.807	41.995	42.334	42.608	43.081	43.911	45.042	46.560	47.544	48.853

Tabla 8.30. Potencia instalada (MW) en la península 2000-2009. Fuente: REE

TECNOLOGÍA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Hidráulica	14.299	14.301	14.305	14.462	14.492	14.534	14.566	14.579	14.636	14.636
Bombeo puro	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428	2.451	2.451	2.451	2.451
Total Hidráulica	16.728	16.730	16.733	16.891	16.921	16.963	17.017	17.030	17.086	17.086
Nuclear	7.677	7.694	7.694	7.614	7.590	7.597	7.456	7.456	7.456	7.456
Carbón	11.049	11.059	11.051	11.053	11.037	10.910	10.924	10.858	10.856	10.856
Fuel	7.521	7.521	7.220	6.655	6.664	6.370	6.370	4.522	4.180	2.826
Ciclo combinado	-	-	2.619	4.123	8.062	11.992	15.305	20.672	21.374	22.750
Resto hidráulica	1.391	1.473	1.512	1.567	1.630	1.695	1.796	1.871	1.979	2.022
Eólica	1.829	2.817	4.391	5.816	7.777	9.654	11.286	13.525	15.992	18.714
Solar fotovoltaica	2	2	5	11	21	43	119	612	3.209	3.250
Solar térmica	-	-	-	-	-	-	11	11	61	232
Térmica renovable	181	229	341	433	451	479	554	573	612	741
Cogeneración	4.216	4.969	5.377	5.732	5.987	6.163	6.371	6.522	6.780	7.002
Residuos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	50.594	52.495	56.945	59.896	66.140	71.865	77.209	83.652	89.586	92.935

Tabla 8.31. Potencia instalada (MW) en la península 2010-2015 y horas equivalentes anuales calculadas.
Fuente: REE y elaboración propia

TECNOLOGÍA	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Suma Pot. (MW)	Suma Ener. (GWh)	Horas equiv. (media)
Hidráulica	14.655	14.667	14.887	14.890	14.896	17.023	-	-	-
Bombeo puro	2.451	2.451	2.451	2.451	2.451	3.329	-	-	-
Total Hidráulica	17.106	17.118	17.338	17.341	17.347	20.352	440.237	721.804	1.640
Nuclear	7.515	7.573	7.573	7.573	7.573	7.573	195.511	1.448.087	7.407
Carbón	10.874	11.103	10.595	10.610	10.468	10.468	278.455	1.451.499	5.213
Fuel	2.145	807	506	506	506	0	137.898	117.930	855
Ciclo combinado	24.844	24.912	24.948	24.948	24.948	24.948	256.445	611.047	2.383
Resto hidráulica	2.036	2.041	2.042	2.103	2.103	2.103	37.072	108.470	2.926
Eólica	19.560	21.017	22.608	22.846	22.864	22.864	225.938	479.539	2.122
Solar fotovoltaica	3.656	4.059	4.321	4.396	4.403	4.420	32.535	53.683	1.650
Solar térmica	532	999	1.950	2.300	2.300	2.300	10.694	20.607	1.927
Térmica renovable	780	884	970	945	983	742	10.443	50.741	4.859
Cogeneración	7.123	7.196	7.155	7.058	7.051	6.684	115.224	476.006	4.131
Residuos	-	-	-	-	-	677	677	1.886	2.784
Total	96.171	97.707	100.004	100.625	100.544	103.131	1.741.130		

Para calcular las horas equivalentes anuales, se ha sumado la potencia y la energía producida durante todos los años analizados. Posteriormente se ha dividido la segunda entre la primera. De esta forma se han obtenido la media de todo el periodo estudiado.

Anexo D. Energía por tecnologías en el primer escenario

Vemos a continuación, numéricamente y por tecnologías, la energía generada en la península (entre 1990-2016) con datos de REE y estimada entre 2017-2050 en el primer escenario planteado.

Tabla 8.32. Energía generada (GWh) 1990-1999, escenario 1. Fuente: elaboración propia con datos REE

TECNOLOGÍA	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Hidráulica	24.268	25.731	18.510	22.836	25.950	21.696	37.391	32.914	33.667	23.864
Nuclear	51.906	53.162	53.360	53.665	52.996	53.138	54.113	53.048	56.572	56.378
Carbón	55.339	55.804	59.826	57.851	57.175	61.235	49.469	58.520	56.926	68.406
Fuel + Gas	2.866	4.042	7.464	1.777	1.412	3.661	2.043	6.553	5.339	9.351
Carbón limpio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resto hidráulica	983	1.705	2.082	2.234	2.475	2.223	3.544	3.429	3.578	3.740
Eólica	2	3	17	85	73	160	304	620	1.237	2.474
Solar fotovoltaica	0	0	12	12	16	20	21	21	22	22
Solar térmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica renovable	0	1	17	59	322	671	815	648	749	908
Cogeneración	655	1.436	1.903	3.308	5.311	6.522	8.972	11.443	14.148	17.117
Residuos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GENERACIÓN	136.018	141.884	143.191	141.827	145.731	149.326	156.671	167.196	172.237	182.260
Consumos en bombeo	-1.039	-1.433	-2.791	-1.888	-1.345	-2.082	-1.523	-1.761	-2.588	-3.666
Enlace Península-Baleares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo intercambios intern.	-420	-677	641	1.267	1.855	4.489	1.059	-3.073	3.402	5.719
DEMANDA	134.559	139.774	141.041	141.206	146.241	151.733	156.208	162.362	173.051	184.312

Tabla 8.33. Energía generada (GWh) 2000-2009, escenario 1. Fuente: elaboración propia con datos REE

TECNOLOGÍA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Hidráulica	27.493	38.996	22.196	38.283	29.344	18.880	24.970	26.082	20.957	23.388
Nuclear	59.530	60.985	60.288	59.220	60.876	54.902	57.354	52.639	56.460	50.549
Carbón	72.228	64.449	74.556	68.293	72.120	72.994	62.126	67.686	43.410	31.623
Fuel + Gas	9.565	11.580	15.546	7.432	7.089	9.294	5.396	2.091	2.075	1.790
Carbón limpio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón limpio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	0	0	5.156	14.626	28.313	47.847	62.122	66.573	89.101	76.379
Resto hidráulica	3.836	4.288	3.899	5.089	4.750	3.818	4.149	4.125	4.638	5.454
Eólica	4.462	6.594	9.259	11.720	15.754	20.858	22.881	27.249	31.758	37.889
Solar fotovoltaica	23	23	5	9	18	40	102	463	2.406	5.829
Solar térmica	0	0	0	0	0	0	0	8	15	130
Térmica renovable	961	1.738	1.453	1.737	1.818	1.988	2.183	2.376	2.651	3.044
Cogeneración	17.358	17.635	20.832	22.845	23.529	23.264	22.319	23.328	26.576	28.466
Residuos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GENERACIÓN	195.457	206.289	213.189	229.254	243.610	253.884	263.602	272.619	280.048	264.540
Consumos en bombeo	-4.907	-4.131	-6.957	-4.678	-4.605	-6.357	-5.348	-4.432	-3.803	-3.794
Saldo intercambios intern.	4.441	3.458	5.329	1.264	-3.027	-1.343	-3.273	-5.750	-11.040	-8.086
DEMANDA	194.991	205.615	211.561	225.840	235.978	246.184	254.981	262.436	265.206	252.660

Tabla 8.34. Energía generada y estimada (GWh) 2010-2019, escenario 1. Fuente: elaboración propia y REE

TECNOLOGÍA	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Hidráulica	38.130	27.226	19.180	33.577	35.459	26.615	31.261	31.307	31.361	31.361
Nuclear	59.242	55.104	58.667	54.307	54.870	54.755	56.099	56.099	56.099	56.099
Carbón	20.599	40.502	51.131	37.177	41.133	50.924	35.188	55.017	55.171	55.171
Fuel + Gas	1.566	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón limpio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	62.955	49.412	37.532	24.361	21.337	25.334	25.686	35.334	35.834	35.834
Resto hidráulica	6.824	5.294	4.645	7.099	7.070	4.164	7.907	5.975	6.475	7.475
Eólica	43.208	42.105	48.140	54.344	50.635	47.707	47.296	48.814	49.495	49.495
Solar fotovoltaica	6.140	7.092	7.830	7.918	7.802	7.839	7.567	8.839	8.839	9.519
Solar térmica	692	1.832	3.444	4.442	4.959	5.085	5.060	6.085	6.085	6.085
Térmica renovable	3.172	4.285	4.746	5.066	4.718	4.615	3.416	5.615	5.615	5.615
Cogeneración	30.789	32.051	33.493	32.037	25.596	25.076	25.782	26.076	26.076	26.076
Residuos	0	0	0	0	0	1.886	3.121	3.175	3.229	3.283
GENERACIÓN	273.317	264.903	268.807	260.327	253.578	254.036	248.383	282.336	284.279	286.013
Consumos en bombeo	-4.458	-3.215	-5.023	-5.958	-5.330	-4.520	-9.819	-4.520	-4.520	-4.520
Enlace Península-Baleares	0	0	-570	-1.269	-1.298	-1.336	-1.251	-1.336	-1.336	-1.336
Saldo intercambios intern.	-8.333	-6.090	-11.200	-6.732	-3.406	-133	7.667	0	-108	-162
DEMANDA	260.527	255.597	252.014	246.368	243.544	248.047	249.980	276.480	278.315	279.995

Tabla 8.35. Propuesta de energía generada (GWh) 2020-2029, escenario 1. Fuente: elaboración propia

TECNOLOGÍA	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidráulica	31.690	32.719	33.048	35.177	36.006	37.235	37.564	38.548	39.459	39.788
Nuclear	56.099	47.664	47.664	25.192	25.192	16.746	16.746	9.271	0	0
Carbón	41.160	42.138	41.622	46.244	38.880	35.050	34.350	33.396	35.396	34.983
Fuel + Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón limpio	1.021	3.001	3.881	6.461	8.441	11.521	12.401	13.281	14.859	15.785
Ciclo combinado	44.038	45.575	43.870	47.856	49.161	51.766	51.584	53.571	55.458	54.153
Resto hidráulica	8.329	8.447	8.565	9.483	10.301	11.019	11.137	11.255	11.373	11.491
Eólica	50.995	51.863	52.331	53.473	54.341	55.309	55.309	56.277	57.045	57.045
Solar fotovoltaica	11.719	13.584	14.749	16.514	18.279	20.044	20.244	22.409	24.574	24.774
Solar térmica	6.575	7.033	7.391	8.549	9.207	9.465	9.823	10.181	10.539	10.897
Térmica renovable	5.838	6.361	6.584	8.507	9.430	11.353	11.576	11.799	12.022	12.245
Cogeneración	26.226	26.373	26.520	27.467	28.414	28.661	28.808	28.955	29.102	29.249
Residuos	3.337	3.391	3.445	3.509	3.573	3.637	3.691	3.745	3.745	3.753
GENERACIÓN	287.027	288.149	289.670	288.432	291.225	291.806	293.233	292.688	293.572	294.163
Consumos en bombeo	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520
Enlace Península-Baleares	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336
Saldo intercambios intern.	346	587	272	2.559	663	828	0	998	424	0
DEMANDA	281.517	282.880	284.086	285.135	286.032	286.778	287.377	287.830	288.140	288.307

Tabla 8.36. Propuesta de energía generada (GWh) 2030-2039, escenario 1. Fuente: elaboración propia

TECNOLOGÍA	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Hidráulica	39.975	40.195	40.273	40.808	40.961	41.308	41.461	41.614	41.626	41.638
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	25.507	20.667	19.049	17.431	15.813	14.195	12.577	10.959	9.341	7.723
Fuel + Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón limpio	16.605	17.603	18.161	19.119	19.977	20.535	21.236	21.794	23.207	24.162
Ciclo combinado	56.254	53.742	51.271	48.758	46.269	43.780	41.292	38.804	36.269	33.965
Resto hidráulica	11.502	11.490	11.478	11.466	11.494	11.522	11.550	11.578	11.566	11.554
Eólica	59.322	61.599	62.245	63.089	63.866	64.443	64.770	65.247	65.247	65.247
Solar fotovoltaica	27.783	31.193	33.232	34.271	35.238	36.414	37.790	38.866	40.212	41.200
Solar térmica	11.895	12.179	12.590	12.874	13.360	13.660	14.116	14.625	14.875	15.565
Térmica renovable	12.245	12.245	12.245	12.268	12.319	12.370	12.421	12.510	12.519	12.528
Cogeneración	29.340	29.391	29.494	29.545	29.780	30.155	30.330	30.560	30.563	30.566
Residuos	3.760	3.768	3.775	3.783	3.790	3.798	3.805	3.813	3.820	3.828
GENERACIÓN	294.188	294.071	293.812	293.411	292.867	292.180	291.348	290.369	289.245	287.975
Consumos en bombeo	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520
Enlace Península-Baleares	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336
DEMANDA	288.332	288.215	287.956	287.555	287.011	286.324	285.492	284.513	283.389	282.119

Tabla 8.37. Propuesta de energía generada (GWh) 2040-2050, escenario 1. Fuente: elaboración propia

TECNOLOGÍA	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Hidráulica	41.650	42.285	42.285	41.985	41.807	41.727	41.739	41.751	41.771	41.783	41.794
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	6.105	5.123	4.617	4.224	4.589	4.784	4.292	3.519	2.544	0	0
Fuel + Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón limpio	24.575	24.988	25.081	25.494	25.507	25.720	26.133	26.546	26.759	27.223	27.136
Ciclo combinado	31.431	28.996	26.662	24.126	21.553	18.894	16.313	13.732	11.161	9.625	5.005
Resto hidráulica	11.542	11.530	11.518	11.506	11.494	11.472	11.460	11.448	11.436	11.424	13.934
Eólica	65.247	65.247	65.267	65.267	65.267	65.273	65.273	65.273	65.273	65.273	65.279
Solar fotovoltaica	42.313	42.801	43.289	43.777	43.965	43.965	43.965	44.065	44.553	45.141	45.697
Solar térmica	16.755	16.945	17.135	17.325	17.355	17.355	17.545	17.735	17.735	17.735	17.290
Térmica renovable	12.537	12.546	12.555	12.564	12.584	12.593	12.602	12.611	12.620	12.629	12.640
Cogeneración	30.569	30.672	30.974	31.197	31.250	31.313	31.316	31.319	31.322	31.325	31.323
Residuos	3.835	3.843	3.850	3.858	3.865	3.873	3.880	3.888	3.895	3.903	3.907
GENERACIÓN	286.558	284.975	283.232	281.323	279.235	276.969	274.518	271.886	269.068	266.061	264.005
Consumos en bombeo	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-4.520	-5.905
Enlace Península-Baleares	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.085
Saldo intercambios intern.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEMANDA	280.702	279.119	277.376	275.467	273.379	271.113	268.662	266.030	263.212	260.205	257.015

Anexo E. Energía por tecnologías en el segundo escenario

Vemos a continuación, numéricamente y por tecnologías, la energía generada (entre 1990-2016) por tecnologías con datos de REE y estimada entre 2017-2050 en el segundo escenario planteado.

Tabla 8.38. Energía generada (GWh) 1990-1999, escenario 1. Fuente: elaboración propia con datos REE

TECNOLOGÍA	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Hidráulica	24.268	25.731	18.510	22.836	25.950	21.696	37.391	32.914	33.667	23.864
Nuclear	51.906	53.162	53.360	53.665	52.996	53.138	54.113	53.048	56.572	56.378
Carbón	55.339	55.804	59.826	57.851	57.175	61.235	49.469	58.520	56.926	68.406
Fuel + Gas	2.866	4.042	7.464	1.777	1.412	3.661	2.043	6.553	5.339	9.351
Carbón limpio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resto hidráulica	983	1.705	2.082	2.234	2.475	2.223	3.544	3.429	3.578	3.740
Eólica	2	3	17	85	73	160	304	620	1.237	2.474
Solar fotovoltaica	0	0	12	12	16	20	21	21	22	22
Solar térmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica renovable	0	1	17	59	322	671	815	648	749	908
Cogeneración	655	1.436	1.903	3.308	5.311	6.522	8.972	11.443	14.148	17.117
Residuos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GENERACIÓN	136.018	141.884	143.191	141.827	145.731	149.326	156.671	167.196	172.237	182.260
Consumos en bombeo	-1.039	-1.433	-2.791	-1.888	-1.345	-2.082	-1.523	-1.761	-2.588	-3.666
Enlace Península-Baleares	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo intercambios intern.	-420	-677	641	1.267	1.855	4.489	1.059	-3.073	3.402	5.719
DEMANDA	134.559	139.774	141.041	141.206	146.241	151.733	156.208	162.362	173.051	184.312

Tabla 8.39. Energía generada (GWh) 2000-2009, escenario 2. Fuente: elaboración propia con datos REE

TECNOLOGÍA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Hidráulica	27.493	38.996	22.196	38.283	29.344	18.880	24.970	26.082	20.957	23.388
Nuclear	59.530	60.985	60.288	59.220	60.876	54.902	57.354	52.639	56.460	50.549
Carbón	72.228	64.449	74.556	68.293	72.120	72.994	62.126	67.686	43.410	31.623
Fuel + Gas	9.565	11.580	15.546	7.432	7.089	9.294	5.396	2.091	2.075	1.790
Carbón limpio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	0	0	5.156	14.626	28.313	47.847	62.122	66.573	89.101	76.379
Resto hidráulica	3.836	4.288	3.899	5.089	4.750	3.818	4.149	4.125	4.638	5.454
Eólica	4.462	6.594	9.259	11.720	15.754	20.858	22.881	27.249	31.758	37.889
Solar fotovoltaica	23	23	5	9	18	40	102	463	2.406	5.829
Solar térmica	0	0	0	0	0	0	0	8	15	130
Térmica renovable	961	1.738	1.453	1.737	1.818	1.988	2.183	2.376	2.651	3.044
Cogeneración	17.358	17.635	20.832	22.845	23.529	23.264	22.319	23.328	26.576	28.466
Residuos	0-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GENERACIÓN	195.457	206.289	213.189	229.254	243.610	253.884	263.602	272.619	280.048	264.540
Consumos en bombeo	-4.907	-4.131	-6.957	-4.678	-4.605	-6.357	-5.348	-4.432	-3.803	-3.794
Saldo intercambios intern.	4.441	3.458	5.329	1.264	-3.027	-1.343	-3.273	-5.750	-11.040	-8.086
DEMANDA	194.991	205.615	211.561	225.840	235.978	246.184	254.981	262.436	265.206	252.660

Tabla 8.40. Energía generada y estimada (GWh) 2010-2019, escenario 2. Fuente: elaboración propia con datos REE

TECNOLOGÍA	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Hidráulica	38.130	27.226	19.180	33.577	35.459	26.651	31.261	29.698	30.101	30.504
Nuclear	59.242	55.104	58.667	54.307	54.870	54.755	56.099	56.099	56.099	56.099
Carbón	20.599	40.502	51.131	37.177	41.133	50.924	35.188	51.069	49.224	47.373
Fuel + Gas	1.566	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón limpio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	62.955	49.412	37.532	24.361	21.337	25.334	25.686	23.118	22.447	21.778
Resto hidráulica	6.824	5.294	4.645	7.099	7.070	4.564	7.907	8.094	8.281	8.468
Eólica	43.208	42.105	48.140	54.344	50.635	47.707	47.296	47.944	48.592	49.240
Solar fotovoltaica	6.140	7.092	7.830	7.918	7.802	7.839	7.567	8.793	10.019	11.245
Solar térmica	692	1.832	3.444	4.442	4.959	5.085	5.060	5.467	5.874	6.281
Térmica renovable	3.172	4.285	4.746	5.066	4.718	4.615	3.416	3.687	3.958	4.229
Cogeneración	30.789	32.051	33.493	32.037	25.596	25.076	25.782	26.038	26.294	26.550
Residuos	0	0	0	0	0	1.886	3.121	3.155	3.189	3.223
GENERACIÓN	273.317	264.903	268.807	260.327	253.578	254.036	248.383	263.162	264.078	264.990
Consumos en bombeo	-4.458	-3.215	-5.023	-5.958	-5.330	-4.520	-9.819	-4.593	-4.630	-4.667
Enlace Península-Baleares	0	0	-570	-1.269	-1.298	-1.336	-1.251	-1.363	-1.377	-1.390
Saldo intercambios intern.	-8.333	-6.090	-11.200	-6.732	-3.406	-133	7.667	0	0	0
DEMANDA	260.527	255.597	252.014	246.368	243.544	248.047	249.980	257.206	258.072	258.933

Tabla 8.41. Propuesta de energía generada (GWh) 2020-2029, escenario 2. Fuente: elaboración propia

TECNOLOGÍA	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidráulica	32.907	33.919	33.522	36.653	37.056	38.937	38.740	39.143	42.182	41.349
Nuclear	56.099	47.664	47.664	28.792	28.792	20.346	20.346	12.871	0	0
Carbón	33.362	35.340	33.824	40.946	35.082	32.491	31.317	31.863	33.495	32.082
Fuel + Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón limpio	5.689	8.169	9.049	11.929	14.409	20.030	20.910	22.155	23.335	24.215
Ciclo combinado	22.484	21.815	21.145	21.985	21.325	21.901	20.231	20.941	23.615	22.821
Resto hidráulica	9.655	10.342	10.089	11.239	11.426	11.613	11.800	11.987	13.070	13.257
Eólica	51.288	51.936	52.584	54.119	55.152	55.800	56.448	58.047	58.695	59.343
Solar fotovoltaica	12.471	14.697	15.923	18.048	20.374	22.400	23.626	26.310	28.825	30.051
Solar térmica	7.375	7.782	8.189	8.596	9.003	9.410	9.817	10.224	10.631	11.038
Térmica renovable	4.500	4.771	5.042	5.313	5.584	5.855	6.126	6.397	6.668	6.939
Cogeneración	26.806	27.062	27.318	27.574	27.830	28.086	28.342	28.598	28.854	29.110
Residuos	3.257	3.291	3.325	3.359	3.393	3.427	3.461	3.495	3.529	3.563
GENERACIÓN	265.893	266.788	267.674	268.553	269.426	270.296	271.164	272.031	272.899	273.768
Consumos en bombeo	-4.704	-4.742	-4.780	-4.818	-4.856	-4.895	-4.934	-4.974	-5.014	-5.054
Enlace Península-Baleares	-1.404	-1.418	-1.433	-1.447	-1.461	-1.476	-1.491	-1.506	-1.521	-1.536
Saldo intercambios intern.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEMANDA	259.785	260.628	261.462	262.288	263.108	263.925	264.739	265.551	266.365	267.178

Tabla 8.42. Propuesta de energía generada (GWh) 2030-2039, escenario 2. Fuente: elaboración propia

TECNOLOGÍA	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Hidráulica	42.952	44.213	44.374	44.535	44.696	44.857	45.018	45.179	45.340	45.501
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	24.406	20.529	18.911	17.293	15.675	14.057	12.439	11.374	10.302	9.223
Fuel + Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón limpio	25.035	25.269	25.503	25.737	25.971	26.205	26.439	26.673	26.907	27.141
Ciclo combinado	25.151	25.502	25.189	24.874	24.557	24.237	23.913	23.028	22.143	21.258
Resto hidráulica	14.209	14.750	14.798	14.846	14.894	14.942	14.990	15.038	15.086	15.134
Eólica	59.991	60.525	61.059	61.593	62.127	62.661	63.195	63.729	64.263	64.797
Solar fotovoltaica	31.277	32.196	33.115	34.034	34.953	35.872	36.791	37.710	38.629	39.548
Solar térmica	11.445	11.788	12.132	12.475	12.819	13.162	13.505	13.849	14.192	14.536
Térmica renovable	7.210	7.482	7.754	8.026	8.298	8.570	8.842	9.114	9.386	9.658
Cogeneración	29.366	29.624	29.881	30.139	30.396	30.654	30.911	31.169	31.426	31.684
Residuos	3.597	3.631	3.665	3.699	3.733	3.767	3.801	3.835	3.869	3.903
GENERACIÓN	274.639	275.509	276.381	277.251	278.119	278.984	279.844	280.697	281.543	282.382
Consumos en bombeo	-5.094	-5.135	-5.176	-5.218	-5.259	-5.301	-5.344	-5.387	-5.430	-5.473
Enlace Península-Baleares	-1.551	-1.567	-1.582	-1.598	-1.614	-1.630	-1.647	-1.663	-1.680	-1.697
Saldo intercambios intern.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEMANDA	267.994	268.807	269.622	270.435	271.245	272.052	272.854	273.648	274.434	275.213

Tabla 8.43. Propuesta de energía generada (GWh) 2040-2050, escenario 2. Fuente: elaboración propia

TECNOLOGÍA	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Hidráulica	45.662	45.673	45.684	45.695	45.706	45.717	45.728	45.739	45.750	45.761	45.778
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	8.133	7.151	6.645	6.252	6.617	6.812	6.320	5.547	4.572	0	0
Fuel + Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón limpio	27.375	27.609	27.843	28.077	28.311	28.545	28.779	29.013	29.247	29.481	29.723
Ciclo combinado	20.373	19.501	18.128	16.609	14.287	12.084	10.512	9.777	8.567	9.682	5.483
Resto hidráulica	15.182	15.230	15.278	15.326	15.374	15.422	15.470	14.905	14.953	15.601	15.262
Eólica	65.331	65.865	66.399	66.933	67.467	68.001	68.535	69.069	69.603	70.137	71.503
Solar fotovoltaica	40.467	41.386	42.305	43.224	44.143	45.062	45.981	46.900	47.819	48.738	50.054
Solar térmica	14.879	15.222	15.566	15.909	16.253	16.596	16.939	17.283	17.626	18.570	18.938
Térmica renovable	9.930	10.202	10.474	10.746	11.018	11.290	11.562	11.834	12.106	12.378	13.845
Cogeneración	31.941	32.199	32.456	32.714	32.971	33.229	33.486	33.744	34.001	34.259	34.310
Residuos	3.937	3.971	4.005	4.039	4.073	4.107	4.141	4.175	4.209	4.243	4.280
GENERACIÓN	283.210	284.009	284.783	285.524	286.220	286.865	287.453	287.985	288.453	288.849	289.176
Consumos en bombeo	-5.517	-5.561	-5.605	-5.650	-5.695	-5.741	-5.787	-5.833	-5.880	-5.927	-5.974
Enlace Península-Baleares	-1.714	-1.731	-1.748	-1.765	-1.783	-1.801	-1.819	-1.837	-1.855	-1.874	-1.893
Saldo intercambios intern.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEMANDA	275.980	276.716	277.430	278.108	278.740	279.323	279.848	280.315	280.718	281.048	281.309

Anexo F. Energía por tecnologías en el tercer escenario

Vemos a continuación, numéricamente y por tecnologías, la energía generada (entre 1990-2016) con datos de REE y estimada entre 2017-2050 en el tercer escenario planteado.

Tabla 8.44. Energía generada (GWh) 2000-2009, escenario 3. Fuente: elaboración propia con datos REE

TECNOLOGÍA	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Hidráulica	24.268	25.731	18.510	22.836	25.950	21.696	37.391	32.914	33.667	23.864
Nuclear	51.906	53.162	53.360	53.665	52.996	53.138	54.113	53.048	56.572	56.378
Carbón	55.339	55.804	59.826	57.851	57.175	61.235	49.469	58.520	56.926	68.406
Fuel + Gas	2.866	4.042	7.464	1.777	1.412	3.661	2.043	6.553	5.339	9.351
Carbón limpio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resto hidráulica	983	1.705	2.082	2.234	2.475	2.223	3.544	3.429	3.578	3.740
Eólica	2	3	17	85	73	160	304	620	1.237	2.474
Solar fotovoltaica	0	0	12	12	16	20	21	21	22	22
Solar térmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica renovable	0	1	17	59	322	671	815	648	749	908
Cogeneración	655	1.436	1.903	3.308	5.311	6.522	8.972	11.443	14.148	17.117
Residuos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GENERACIÓN	136.018	141.884	143.191	141.827	145.731	149.326	156.671	167.196	172.237	182.260
Consumos en bombeo	-1.039	-1.433	-2.791	-1.888	-1.345	-2.082	-1.523	-1.761	-2.588	-3.666
Enlace Península-Baleares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo intercambios intern.	-420	-677	641	1.267	1.855	4.489	1.059	-3.073	3.402	5.719
DEMANDA	134.559	139.774	141.041	141.206	146.241	151.733	156.208	162.362	173.051	184.312

Tabla 8.45. Energía generada (GWh) 2000-2009, escenario 3. Fuente: elaboración propia con datos REE

TECNOLOGÍA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Hidráulica	27.493	38.996	22.196	38.283	29.344	18.880	24.970	26.082	20.957	23.388
Nuclear	59.530	60.985	60.288	59.220	60.876	54.902	57.354	52.639	56.460	50.549
Carbón	72.228	64.449	74.556	68.293	72.120	72.994	62.126	67.686	43.410	31.623
Fuel + Gas	9.565	11.580	15.546	7.432	7.089	9.294	5.396	2.091	2.075	1.790
Carbón limpio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	0	0	5.156	14.626	28.313	47.847	62.122	66.573	89.101	76.379
Resto hidráulica	3.836	4.288	3.899	5.089	4.750	3.818	4.149	4.125	4.638	5.454
Eólica	4.462	6.594	9.259	11.720	15.754	20.858	22.881	27.249	31.758	37.889
Solar fotovoltaica	23	23	5	9	18	40	102	463	2.406	5.829
Solar térmica	0	0	0	0	0	0	0	8	15	130
Térmica renovable	961	1.738	1.453	1.737	1.818	1.988	2.183	2.376	2.651	3.044
Cogeneración	17.358	17.635	20.832	22.845	23.529	23.264	22.319	23.328	26.576	28.466
Residuos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GENERACIÓN	195.457	206.289	213.189	229.254	243.610	253.884	263.602	272.619	280.048	264.540
Consumos en bombeo	-4.907	-4.131	-6.957	-4.678	-4.605	-6.357	-5.348	-4.432	-3.803	-3.794
Enlace Península-Baleares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo intercambios intern.	4.441	3.458	5.329	1.264	-3.027	-1.343	-3.273	-5.750	-11.040	-8.086
DEMANDA	194.991	205.615	211.561	225.840	235.978	246.184	254.981	262.436	265.206	252.660

Tabla 8.46. Energía generada y estimada (GWh) 2010-2019, escenario 3. Fuente: elaboración propia con datos REE

TECNOLOGÍA	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Hidráulica	38.130	27.226	19.180	33.577	35.459	26.651	31.261	33.917	34.610	36.105
Nuclear	59.242	55.104	58.667	54.307	54.870	54.755	56.099	56.099	56.099	56.099
Carbón	20.599	40.502	51.131	37.177	41.133	50.924	35.188	52.586	52.040	51.326
Fuel + Gas	1.566	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón limpio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	62.955	49.412	37.532	24.361	21.337	25.334	25.686	31.710	30.118	27.893
Resto hidráulica	6.824	5.294	4.645	7.099	7.070	4.164	7.907	8.506	9.105	9.704
Eólica	43.208	42.105	48.140	54.344	50.635	47.707	47.296	52.019	54.524	57.029
Solar fotovoltaica	6.140	7.092	7.830	7.918	7.802	7.839	7.567	10.072	12.577	15.082
Solar térmica	692	1.832	3.444	4.442	4.959	5.085	5.060	5.943	6.826	7.709
Térmica renovable	3.172	4.285	4.746	5.066	4.718	4.615	3.416	5.198	5.781	6.364
Cogeneración	30.789	32.051	33.493	32.037	25.596	25.076	25.782	27.896	29.007	30.118
Residuos	-	-	-	-	-	1.886	3.121	3.262	3.403	3.544
GENERACIÓN	273.317	264.903	268.807	260.327	253.578	254.036	248.383	287.208	294.090	300.973
Consumos en bombeo	-4.458	-3.215	-5.023	-5.958	-5.330	-4.520	-4.819	-4.620	-4.671	-4.722
Enlace Península-Baleares	-	-	-570	-1.269	-1.298	-1.336	-1.251	-1.376	-1.397	-1.418
Saldo intercambios intern.	-8.333	-6.090	-11.200	-6.732	-3.406	-133	7.667	-	-	-
DEMANDA	260.527	255.597	252.014	246.368	243.544	248.047	249.980	281.212	288.023	294.833

Tabla 8.47. Propuesta de energía generada (GWh) 2020-2029, escenario 3. Fuente: elaboración propia

TECNOLOGÍA	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidráulica	39.100	42.449	43.944	47.980	49.575	53.435	53.697	56.037	58.386	59.881
Nuclear	56.099	47.664	47.664	25.192	25.192	16.746	16.746	9.271	0	0
Carbón	37.315	39.418	37.778	45.941	38.577	35.547	33.306	33.864	35.762	35.349
Fuel + Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón limpio	5.344	7.176	9.008	10.840	12.672	15.067	16.899	19.627	21.746	23.578
Ciclo combinado	32.122	31.830	28.702	35.703	38.200	41.982	40.692	41.104	42.573	38.225
Resto hidráulica	10.303	10.902	11.501	12.100	12.699	13.298	13.897	14.496	15.095	15.694
Eólica	59.534	62.039	64.544	67.049	69.554	72.059	74.564	77.069	79.574	82.079
Solar fotovoltaica	17.587	20.092	22.597	25.102	27.607	30.112	32.617	35.122	37.627	40.132
Solar térmica	8.592	9.475	10.358	11.241	12.124	13.007	13.890	14.773	15.656	16.539
Térmica renovable	6.947	7.530	8.113	8.696	9.279	9.862	10.445	11.028	11.611	12.194
Cogeneración	31.229	32.340	33.451	34.562	35.673	36.784	37.895	39.006	40.117	41.228
Residuos	3.685	3.826	3.967	4.108	4.249	4.390	4.531	4.672	4.813	4.954
GENERACIÓN	307.857	314.741	321.627	328.514	335.401	342.289	349.179	356.069	362.960	369.853
Consumos en bombeo	-4.774	-4.827	-4.880	-4.933	-4.988	-5.043	-5.098	-5.154	-5.211	-5.268
Enlace Península-Baleares	-1.439	-1.460	-1.482	-1.505	-1.527	-1.550	-1.573	-1.597	-1.621	-1.645
Saldo intercambios intern.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEMANDA	301.644	308.455	315.265	322.076	328.886	335.697	342.508	349.318	356.128	362.940

Tabla 8.48. Propuesta de energía generada (GWh) 2030-2039, escenario 3. Fuente: elaboración propia

TECNOLOGÍA	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Hidráulica	61.653	63.825	64.997	66.169	67.341	68.513	69.685	70.857	72.029	73.201
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	25.873	21.833	20.215	18.597	16.979	15.361	13.743	12.125	10.507	8.889
Fuel + Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón limpio	25.061	27.344	28.827	30.310	31.793	33.276	34.759	36.242	37.725	39.208
Ciclo combinado	43.012	42.208	40.782	39.358	37.935	36.512	35.091	33.671	32.252	30.833
Resto hidráulica	16.293	16.892	17.491	18.090	18.689	19.288	19.887	20.486	21.085	21.684
Eólica	84.584	87.089	89.594	92.099	94.604	97.109	99.614	102.119	104.624	107.129
Solar fotovoltaica	42.637	45.142	47.647	50.152	52.657	55.162	57.667	60.172	62.677	65.182
Solar térmica	17.422	18.305	19.188	20.071	20.954	21.837	22.720	23.603	24.486	25.369
Térmica renovable	12.777	13.360	13.943	14.526	15.109	15.692	16.275	16.858	17.441	18.024
Cogeneración	42.339	43.450	44.561	45.672	46.783	47.894	49.005	50.116	51.227	52.338
Residuos	5.095	5.236	5.377	5.518	5.659	5.800	5.941	6.082	6.223	6.365
GENERACIÓN	376.746	384.684	392.622	400.562	408.503	416.444	424.387	432.331	440.276	448.222
Consumos en bombeo	-5.326	-5.385	-5.444	-5.504	-5.564	-5.626	-5.687	-5.750	-5.813	-5.877
Enlace Península-Baleares	-1.670	-1.695	-1.720	-1.746	-1.772	-1.799	-1.826	-1.853	-1.881	-1.909
Saldo intercambios intern.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEMANDA	369.750	377.604	385.458	393.312	401.166	409.020	416.874	424.728	432.582	440.436

Tabla 8.49. Propuesta de energía generada (GWh) 2040-2050, escenario 3. Fuente: elaboración propia

TECNOLOGÍA	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Hidráulica	74.373	75.170	75.493	76.665	77.777	78.949	80.121	81.293	82.465	83.634	84.806
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	7.271	6.289	5.783	5.390	5.755	5.950	5.458	4.685	3.710	1.218	0
Fuel + Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón limpio	40.691	42.174	43.657	44.640	46.123	47.606	49.089	50.572	52.055	53.581	55.064
Ciclo combinado	29.157	27.479	25.801	23.661	20.325	17.101	14.564	12.310	11.289	10.716	10.157
Resto hidráulica	22.283	22.882	23.481	24.080	24.679	25.278	25.877	26.476	27.075	27.674	28.274
Eólica	109.634	112.139	114.644	117.149	119.654	122.159	124.664	127.169	129.028	131.533	132.461
Solar fotovoltaica	67.687	70.192	72.697	75.202	77.707	80.212	82.717	85.222	87.727	90.232	92.727
Solar térmica	26.252	27.135	28.018	28.901	29.784	30.667	31.550	32.433	33.316	34.199	35.084
Térmica renovable	18.866	19.449	20.032	20.615	21.198	21.781	22.364	22.947	23.145	23.728	25.648
Cogeneración	53.449	54.560	55.671	56.782	57.893	59.004	60.115	61.226	62.337	63.448	63.560
Residuos	6.507	6.649	6.791	6.933	7.075	7.217	7.359	7.501	7.643	7.785	7.928
GENERACIÓN	456.170	464.118	472.068	480.018	487.970	495.924	503.878	511.834	519.790	527.748	535.709
Consumos en bombeo	-5.942	-6.007	-6.073	-6.140	-6.208	-6.276	-6.345	-6.415	-6.485	-6.557	-6.630
Enlace Península-Baleares	-1.938	-1.967	-1.997	-2.026	-2.057	-2.088	-2.119	-2.151	-2.183	-2.216	-2.249
DEMANDA	448.290	456.144	463.998	471.852	479.706	487.560	495.414	503.268	511.122	518.976	526.830

