



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

MÁSTER INGENIERÍA INDUSTRIAL

CONSECUENCIAS DE LA DESNUCLEARIZACIÓN DE ESPAÑA

Autora: Cayetana de Urbina Soguero

Directora: Beatriz Yolanda Moratilla Soria

Madrid

Junio 2017

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

La autora Dña. Cayetana de Urbina Soguero

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: **Consecuencias de la Desnuclearización de España**, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos

de propiedad intelectual sobre ella.

5°. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6°. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

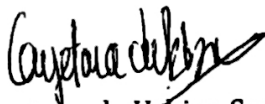
- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 13 de Junio de 2017.

ACEPTA

Fdo. 

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título **Consecuencias de la Desnuclearización de España** en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2016-2017 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

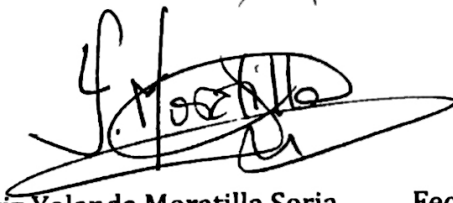


Fdo.: Cayetana de Urbina Soguero

Fecha: 13./06./2017

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Beatriz Yolanda Moratilla Soria

Fecha: 13./06./2017



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

MÁSTER INGENIERÍA INDUSTRIAL

CONSECUENCIAS DE LA DESNUCLEARIZACIÓN DE ESPAÑA

Autora: Cayetana de Urbina Soguero

Directora: Beatriz Yolanda Moratilla Soria

Madrid

Junio 2017

CONSECUENCIAS DE LA DESNUCLEARIZACIÓN DE ESPAÑA

Autora: Urbina Soguero, Cayetana de.

Directora: Moratilla Soria, Beatriz Yolanda.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Introducción

Con este proyecto se busca analizar el impacto que tendría; desde el punto de vista económico, mecánico y ambiental; eliminar la producción de energía nuclear en España, que actualmente representa un 20% de la producción total de energía. La ausencia de una política energética consistente en España y la mala percepción social que tiene la energía nuclear, hace plantear un estado hipotético en el que no haya producción nuclear. Por ello se plantean diferentes escenarios de sustitución de ese 20%, calculando sus impactos directos y aproximando los indirectos.

A raíz del protocolo de Kioto, aprobado en diciembre de 1997, España se comprometió a reducir sus emisiones respecto al año base 1990. Como se puede ver en la Figura 1, en 2007 se produjo el máximo aumento de emisiones desde 1990, resultando ser de un 53%, mientras que en 2015 se consiguió disminuir; aunque siguió siendo un 17% mayor que en 1990. Por lo tanto, después del Protocolo de Kioto; el acuerdo de Paris; o la estrategia de Europa 2020, por la cual se ha planteado reducir en un 20% las emisiones de CO₂; España sigue aumentando sus emisiones de CO₂ además de no tener una estrategia clara para lograr su disminución.

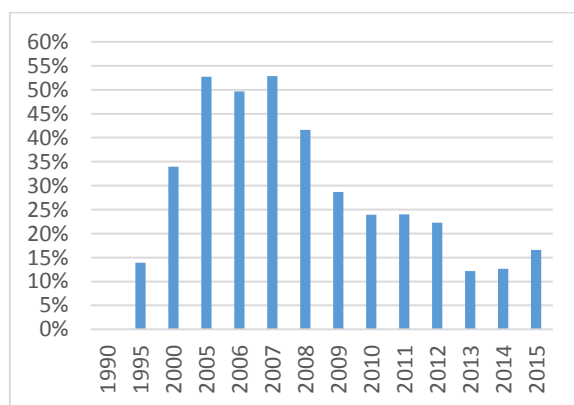


Figura 1. Variación Emisiones CO₂ desde 1990. Fuente: Elaboración Propia/Datos: Inventario Nacional GEI

La Figura 2 representa el mix energético español, en 2007 la producción nuclear resultó ser un 17,6%; la producción eólica un 8,8%; la producción hidráulica y solar un 10,1%; y la producción mediante térmica clásica un 63,5%. Por otro lado, en 2015 la producción térmica se redujo hasta un 46,2%; la producción eólica aumentó hasta un 17,4%; la producción nuclear fue un 20,3% mientras que un 16,1% correspondió a producción hidráulica y solar. La reducción de las emisiones desde 2007 hasta 2015 ha

sido promovida por la disminución del porcentaje de producción mediante térmica clásica. El mínimo porcentaje de producción mediante térmica clásica, desde 1990, se produjo en 2013 con un 41,8% coincidiendo con el mínimo aumento de emisiones respecto a 1990, resultando ser un 12%. Desde 1990, el porcentaje de producción nuclear ha disminuido desde un 35% hasta un 20,3% en 2015, pasando por el mínimo porcentaje en 2007 que fue un 17,6%.

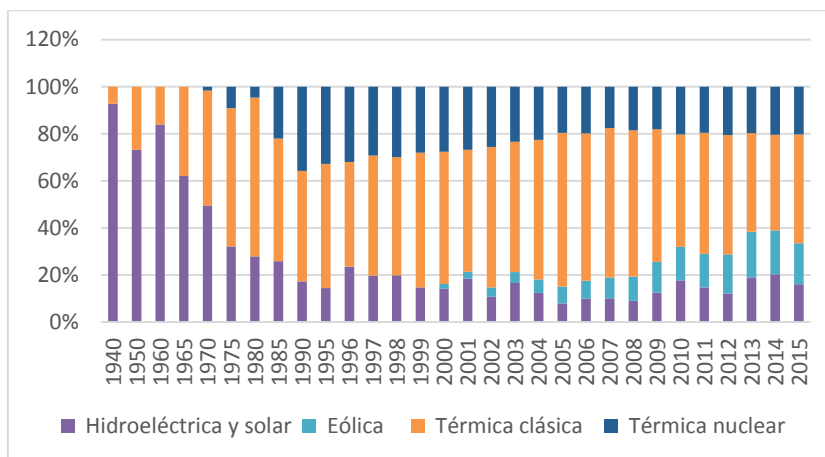


Figura 2. Mix Energético Español. Fuente: Elaboración Propia/Datos: UNESA

España actualmente cuenta con 7 reactores de II Generación, el octavo sería Santa María de Garoña que actualmente está parada. Por lo tanto, en 2015, había 7.567 MW instalados y se produjeron 57.188GWh, es decir, los reactores nucleares trabajaron durante 7.600 horas en 2015. El factor de operación de las centrales nucleares españolas es de 90,26% (1). Por otro lado, tras el accidente de Fukushima países como Bélgica, Alemania o Japón iniciaron una moratoria nuclear. Hoy en día, Japón tiene 24 reactores en proceso de reactivación tras Fukushima, ya que han advertido que la moratoria nuclear no garantiza el abastecimiento eléctrico de la población así como la reducción de la dependencia energética exterior (2).

El mix energético español es un mix diversificado, que es necesario para garantizar un precio estable, competitivo y reducir la dependencia exterior. Además la ausencia de una política energética consistente dificulta la continuidad de este mix. Se deben de tener políticas energéticas a largo plazo, teniendo en cuenta que la demanda va a seguir aumentando, políticas que no solo garanticen la presencia de energía renovable, sino que establezcan también una estrategia fundamentada para la reducción de las emisiones garantizando siempre la garantía de suministro a la población.

Asimismo, la industria nuclear española que engloba actividades de investigación, producción de combustible, fabricación de bienes de equipo e ingeniería; en 2013 representó un 0,27% del PIB y cuenta con 27.500 empleos directos e indirectos (3). Es una industria competitiva y constituye una parte importante de la economía española, además de ser un referente también a nivel mundial.

Metodología

El proceso para calcular los escenarios de sustitución de la energía nuclear ha sido el siguiente. Primero, se ha analizado el mix eléctrico, donde se ha calculado el porcentaje

que representa la producción de cada tecnología en el mix. A continuación, una vez se ha obtenido ese porcentaje, se ha seleccionado el día de mayor demanda eléctrica en España entre 2015 y 2016, resultando ser el 4 de febrero de 2015 cuando se produjeron 824 GWh (4).

Con este dato de entrada y con los datos calculados anteriormente del mix energético de 2015, se ha procedido a obtener la cantidad de producción nuclear (20,3%) del 4 de febrero; obteniendo 167.272 MWh. Esta cantidad se va a sustituir con distintas combinaciones de tecnologías, dando lugar a 7 situaciones hipotéticas. A continuación se muestran las situaciones con un total de 352 escenarios; las situaciones de penetración tienen 11 escenarios, mientras que las de 3 tecnologías tienen 66 escenarios asociados:

- Situación de Penetración Eólica-Ciclo Combinado.
- Situación de Penetración Eólica-Hidráulica.
- Situación idealista, Hidráulica, Eólica y Solar.
- Situación drástica, Fuel o Gas, Carbón y Ciclo Combinado.
- Situación Hidráulica-Carbón-Eólica.
- Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Eólica.
- Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar.

Para el cálculo de las distintas situaciones se han tenido en cuenta las siguientes suposiciones:

- La producción, emisiones y costes de cada escenario se añadirían al mix global.
- Se supone que hay suficiente potencia instalada para llevar a cabo los distintos escenarios.
- No se han tenido en cuenta las centrales de biomasa o residuos.
- El tipo de combustible se tiene en cuenta en el coste normalizado, es decir, no se distingue para el caso de fuel o gas, sino que se ha establecido una media.
- No se han tenido en cuenta las emisiones de CO₂ de la cadena de valor de la energía nuclear, eólica o solar, analizando únicamente las asociadas a la producción. En otras palabras, se ha tenido en cuenta únicamente las emisiones directas de cada fuente de energía eléctrica.
- No se tiene en cuenta el coste asociado al respaldo de la energía renovable, ni el factor de carga de las centrales térmicas, suponiendo que operan con el factor de carga habitual a su diseño.

Para calcular las distintas situaciones los datos de entrada han sido:

- Cantidad de energía a sustituir.
- Establecimiento de escenarios interesantes a analizar.
- Combinaciones de tecnologías por cada situación, dando lugar a cada escenario.
- Precio normalizado (LCOE) y Kg de CO₂ emitidos por tecnología.

Para la obtención de los gráficos, se ha utilizado:

- Excel para los gráficos de 3 variables.

- Matlab, para los gráficos de 4 variables.

Resultados

Para cada escenario se ha calculado el coste de producción de la energía que se sustituiría, las emisiones correspondientes y la diferencia de coste de ese escenario frente a la cantidad de energía nuclear que se sustituye. Cada escenario representa una combinación de distintas tecnologías dependiendo de la situación en la que se encuentra. En la Figura 3 y Figura 4 se pueden observar ejemplos de los resultados obtenidos para la situación idealista y drástica respectivamente.

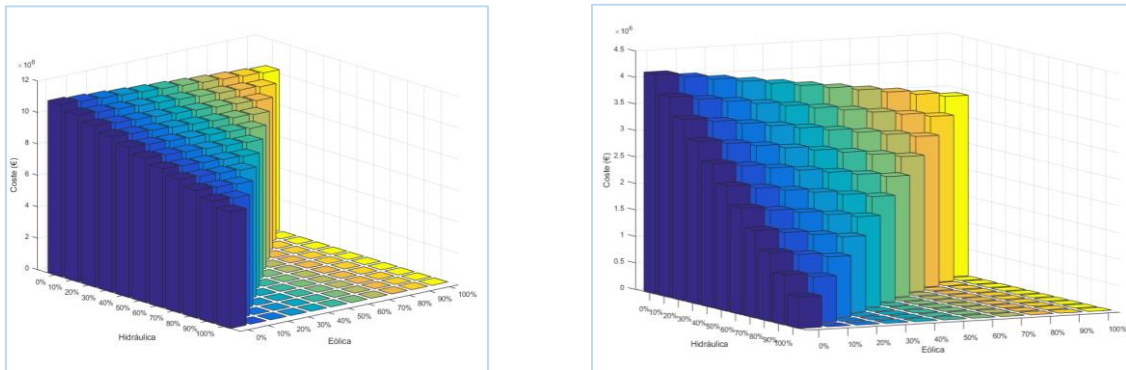


Figura 3. Resultados Situación Idealista: Coste y Diferencia Respecto a la Producción Nuclear

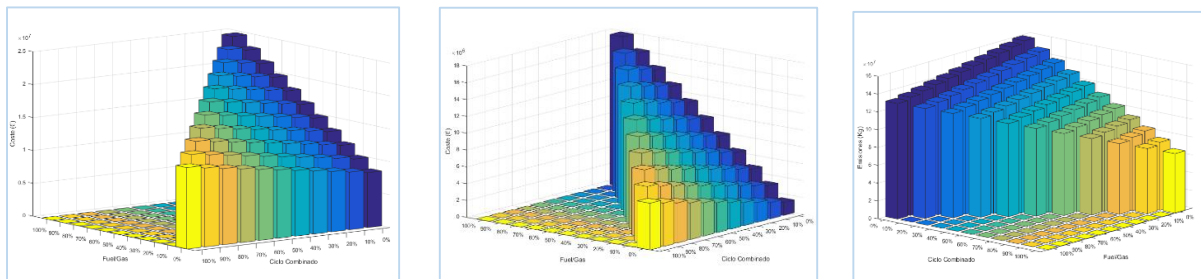


Figura 4. Resultados Situación Drástica: Coste, Diferencia Respecto a la Producción Nuclear y Emisiones

En la Tabla 1 se muestra un resumen de los resultados obtenidos para los escenarios que corresponden al 100% de cada tecnología:

100%	Hidráulica	Eólica	Solar	Carbón	Ciclo Combinado	Fuel/Gas
Coste	7.411.509 €	10.225.756 €	10.955.898 €	8.345.827 €	12.376.037 €	24.651.711 €
Diferencia Con Nuclear	594.338 €	3.408.585 €	4.138.727 €	1.528.657 €	5.558.867 €	17.834.541 €
Emisiones (Kg)	-	-	-	158.908.400	66.908.800	129.635.800

Tabla 1. Resultados Correspondientes Para los Escenarios de 100% de Tecnología

Desde el punto de vista mecánico, cabe mencionar la importancia de mantener la situación de sincronismo en un sistema eléctrico. Esto se consigue gracias a las turbinas de vapor e hidráulicas que permiten con sus alternadores mantener la estabilidad del sistema ante contingencias. Este tipo de máquinas rodantes aportan regulación primaria y secundaria, para mantener la producción igual a la demanda condición necesaria para la estabilidad del sistema eléctrico. Actualmente los parques eólicos permiten reducir la incertidumbre asociada a la predicción de la demanda, aunque siguen teniendo una componente imprevisible, al igual que no aportan inercia suficiente al sistema para hacer frente a contingencias, necesitando energía de respaldo como ciclos combinados (5).

Conclusiones

- Desde el punto de vista económico, ambiental y mecánico, la solución más conveniente sería sustituir las turbinas de vapor por turbinas hidráulicas. Económicamente, supondría el menor aumento del coste para todos los escenarios; y, mecánicamente, la estabilidad de la red no se vería comprometida. Pero, a día de hoy por la orografía del terreno y la inversión necesaria, resulta imposible instalar más potencia hidráulica.
- Por otro lado, un escenario de sustitución mediante un 100% de energía eólica, ambientalmente resultaría favorable, pero a día de hoy no se puede sustituir una energía de base por energía renovable, ya que no aporta la inercia suficiente al sistema eléctrico. Asimismo, supone un aumento de coste de 3 millones de euros al día. Ningún escenario de sustitución de energía nuclear ha supuesto una disminución del coste de generación.
- España carece de una política energética a largo plazo. Situación que supone una problemática seria, debido a que la demanda eléctrica va a seguir aumentando, y esta situación no favorece las inversiones en el sector debido a la imposibilidad de calcular un retorno. Por ello, es necesario establecer una política energética, que garantice todas las tecnologías que se tienen en el mix energético además de realizar inversiones para garantizar el suministro futuro a la población. No solo favoreciendo determinadas tecnologías.

Referencias

1. **Foro Nuclear.** *Resultados Nucleares de 2015 y Perspectivas para 2016.* 2015.
2. **Ishii, Noriyuki.** New Energy White Paper Describes Effects of Increased Energy Costs. *Japan Atomic Industrial Forum.* [En línea] 16 de Julio de 2015. [Citado el: 20 de Mayo de 2017.] <http://www.jaif.or.jp/en/new-energy-white-paper-describes-effects-of-increased-energy-costs/>.
3. **PwC.** Impacto Socioeconómico de la Industria Nuclear en España. *PwC.* [En línea] [Citado el: 4 de Marzo de 2017.] <http://www.nuclenor.org/public/otros/impactosocio.pdf>.
4. **REE.** Red Eléctrica de España. [En línea] 14 de Marzo de 2017. [Citado el: 20 de Marzo de 2017.] <http://www.ree.es/es/>.
5. **Martinez Vidal, Cristina y Casajús Díaz, Victoriano.** Mix de Generación en el Sistema Eléctrico Español en el Horizonte 2030. *Foro Nuclear.* [En línea] Noviembre de 2007. [Citado el: 20 de Febrero de 2017.] <http://www.foronuclear.org/es/publicaciones-y-documentacion/publicaciones/tecnicas/115341-mix-de-generacion-en-el-sistema-electrico-espanol-en-el-horizonte-2030>.
6. **Petchers, Neil.** *Combined Heating, Cooling & Power Handbook: Technologies & Applications: An Integrated Approach to Energy Resource Optimization.* s.l.: The Fairmont Press, Inc., 2003.

DESNUCLEARIZATION CONSEQUENCES IN SPAIN

Author: Urbina Soguero, Cayetana de.

Director: Moratilla Soria, Beatriz Yolanda.

Collaborating Institution: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

PROJECT SUMMARY

Introduction

The aim of this project is to analyse the impact that would have in Spain; the elimination of nuclear power energy from the electricity mix. Analysing the impact from the economic, mechanic and environmental point of view. Currently, nuclear production represents in Spain a 20% of the electricity mix. The lack of a consistent energetic policy in Spain and the bad social perception that the nuclear power energy has, brings to a hypothetical scenario in which there is no nuclear power production. Therefore, different substitution scenarios are presented, calculating the direct impacts and approximating the indirect ones.

From the Kyoto Protocol, approved in December 1997, Spain committed to reduce the emissions from the base year 1990. As it can be observed in Figure 1, in 2007 occurred the highest rise of emissions since 1990, resulting to be a 53% while in 2015 the emissions were reduced; although it were still being a 17% higher than in 1990. Thus, after the Kyoto Protocol; the Paris Agreement; or the Europe 2020 strategy, whereby the CO₂ emissions should be reduced by a 20%; Spain is still producing higher emissions than in 1990, furthermore it does not have a clear strategy to achieve a decrease since 1990.

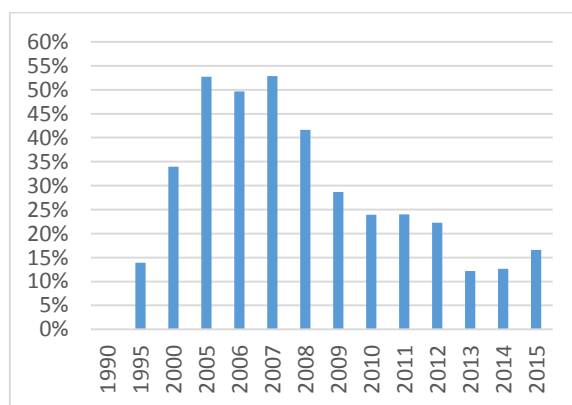


Figure 1. CO₂ Emissions Variation since 1990. Source: Own Elaboration/Data: Inventario Nacional GEI

Figure 2 represents the Spanish electricity mix, in 2007 the nuclear power generation was 17,6%; the wind power generation was 8,8%; the hydraulic and solar was 10,1%; and the power generation by thermal power was 63,5%. On the other hand, in 2015 the thermal power generation diminished to 46,2%; the wind power generation rose to 17,4%; the nuclear power generation was 20,3%; and 16,1% corresponded to hydraulic and solar generation. The emissions reduction since 2007 to 2015 has been promoted by the

reduction of the percentage of the thermal power generation in the electricity mix. The minimum generation percentage by thermal power, since 1990, was produced in 2013 with a 41,8%, coinciding with the minimum emissions rise since 1990, which was 12%. Since 1990, the nuclear power generation percentage has diminished from a 35% to a 20,3% in 2015, passing through the minimum percentage in 2007 which was 17,6%.

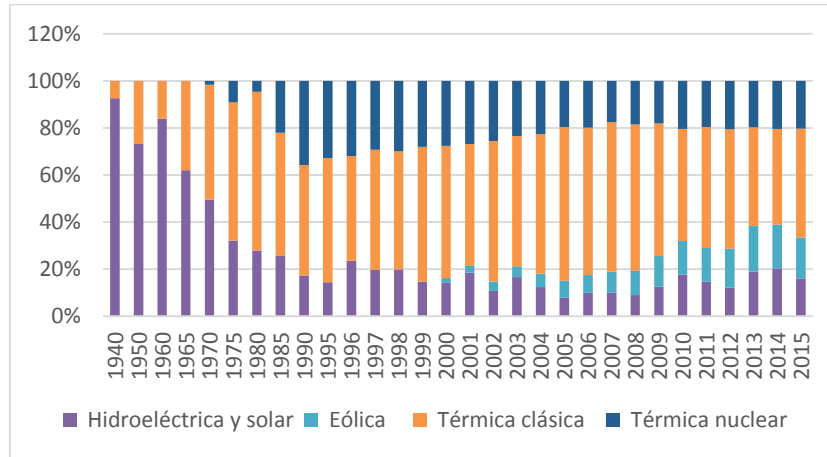


Figure 2. Spanish Electricity Mix. Source: Own Elaboration/Data: UNESA

Currently, in Spain there are 7 II Generation reactors, the eighth is Santa María de Garoña which is operable but since 2013 is in process of reactivation. Therefore, in 2015, there were 7.567 MW installed and 57.188GWh were produced, in other words, the nuclear reactors worked for 7.600 hours in 2015. The operation factor of Spanish nuclear power plants is 90.26% (1). On the other hand, after Fukushima accident countries like Belgium, Germany or Japan started a nuclear moratorium. Nowadays, Japan has 24 nuclear reactors in reactivation process after Fukushima, since they have realised that the nuclear moratorium does not guarantee the electrical supply of the population, nor the reduction of the energy imports and its external dependence (2).

The Spanish electrical mix is a diversified mix, which is needed for ensuring a stable and competitive price, as well as the reduction of the energetic imports, likewise the lack of a consistent energetic policy hampers the continuity of the current mix. Spain should have long term energetic policies, taking into account that the demand will keep rising. It is important to have policies that do not just guarantee the presence of renewable energy, but that establish a substantiated strategy for the reduction of emissions always guaranteeing the electricity supply to the population.

Similarly, the Spanish nuclear industry comprise research activities, nuclear fuel fabrication, equipment manufacturing and engineering; in 2013 it represented a 0,27% of the GDP and it counts with 27,500 direct and indirect jobs (3). It is a competitive industry and constitutes an important part of the Spanish economy as well as being a world referent.

Methodology

The process followed for calculating the nuclear power substitution scenarios has been the following one. First, it has been analysed the electricity mix, where it has been calculated the percentage that every technology contributes to the mix. Hereafter, once

this percentage is calculated, it has been chosen the date of highest electricity demand between 2015 and 2016. Resulting the 4th of February of 2015 the day of highest demand, it was generated 824 GWh (4).

With this data and with the data calculated in the electricity mix, the next step has been achieved calculating the quantity of nuclear generation in the 4th of February 2015 (20,3%); obtaining 167.272 MWh. This quantity is going to be substituted with different technologies combination, giving rising to 7 hypothetical situations. Hereafter are shown the situations that altogether have 352 scenarios; the penetration situations have 11 scenarios while the three technologies situation have 66 scenarios associated:

- Wind-Combined Cycle Penetration Situation.
- Wind-Hydraulic Penetration Situation.
- Idealistic Situation: Hydraulic, Wind and Solar PV.
- Drastic Situation: Fuel or Gas, Carbon and Combined Cycle.
- Hydraulic-Carbon-Wind Situation.
- Hydraulic-Combined Cycle-Wind Situation.
- Hydraulic-Combined Cycle-Solar PV Situation.

For the computation of the different situations it has been taken into account the following assumptions:

- The production, emissions and costs from every scenario would be added to the total electricity mix.
- The installed power is supposed to be enough.
- It has not been taken into account the biomass or waste power plants.
- The type of fuel is taken into account in the Leverage Cost of Electricity, in other words, it is not distinguished between fuel or gas, as an average is taken.
- It has not been taken into account the value chain CO₂ emissions from nuclear, wind or solar power, analysing only the associated emissions to the generation. That is to say that only the direct emissions of each technology has been taken into account.
- The associated cost to the back-up energy that renewable energy needs, nor the load factor of the thermal power plants have been taken into account, assuming that the power plans operate in their nominal load factor.

For calculating the different situations the entry data has been:

- Quantity of energy to be substituted.
- Scenarios setting, that are appealing to be analysed.
- Technologies combination for every situation, giving rising to each scenario.
- Leverage Cost of Electricity (LCOE) and CO₂ Kg emitted per technology.

For the obtainment of the graphs, it has been used:

- Excel for the 3 variables graphs.
- Matlab for the 4 variable graphs.

Results

For each scenario it has been calculated the electricity generation costs being substituted, the corresponding emissions and the difference between the cost of each scenario and the nuclear power generation being substituted. Each scenario represents a combination of different technologies. In Figure 3 and Figure 4 it can be observed examples of the results obtained for the idealistic and drastic situation respectively.

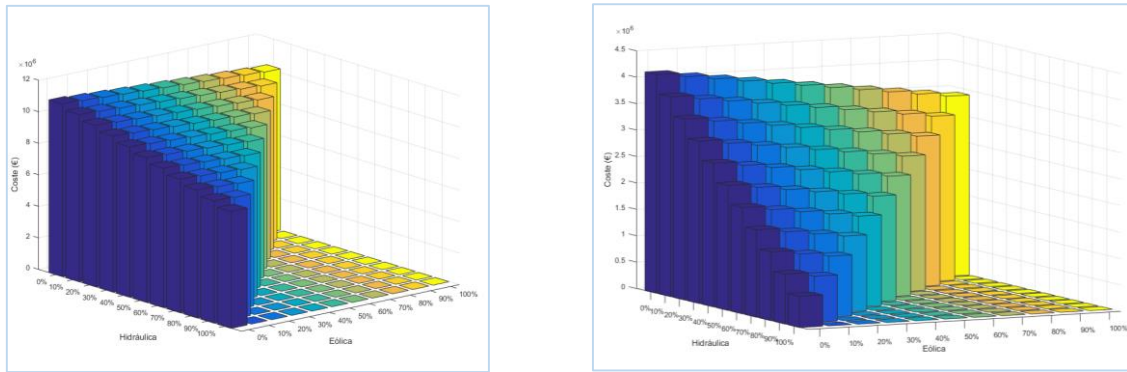


Figure 3. Idealistic Situation Results: Cost and Difference Regarding Nuclear Power Generation

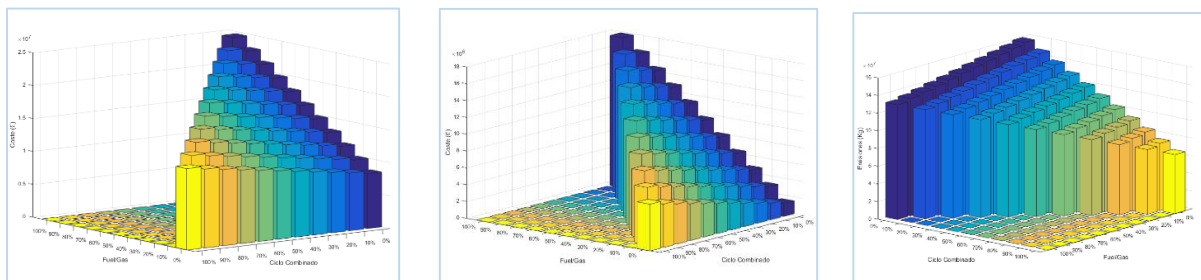


Figure 4. Drastic Situation Results: Cost, Difference Regarding the Nuclear Power Generation and Emissions

Table 1 represents a summary of the results obtained for the scenarios that correspond to a 100% of each technology.

100%	Hydraulic	Wind	Solar PV	Carbon	Combined Cycle	Fuel/Gas
Cost	7.411.509 €	10.225.756 €	10.955.898 €	8.345.827 €	12.376.037 €	24.651.711 €
Difference Regarding Nuclear	594.338 €	3.408.585 €	4.138.727 €	1.528.657 €	5.558.867 €	17.834.541 €
Emissions (Kg)	-	-	-	158.908.400	66.908.800	129.635.800

Table 1. Related Results for the Scenarios of 100% of Technology

From the mechanical point of view, is important to maintain the synchronism situation in an electric system. This is obtained thanks to the presence of steam and hydraulic turbines that allow with their alternators the maintenance of the system stability. This type of turbines contribute with primary and secondary regulation, for maintaining the production equal to the demand, condition which is necessary for the stability. Currently, wind farms can predict the demand with lower uncertainty, however they still have an unpredictable component, as well as they do not contribute to the system with enough inertia, therefore this technology still needs back-up energy which is formed by combined cycles.

Conclusions

- From the economic, environmental and mechanical point of view, the most suitable solution would be substituting the steam turbines from nuclear power plants by hydraulic turbines. Economically, this situation would suppose the least increase in cost; and mechanically, the stability of the system would not be comprised. However, nowadays, due to the orography of the land and the need of investment, is impossible to install more hydraulic power.
- On the other hand, a substitution scenario by 100% wind power, environmentally would be favourable, although nowadays this substitution is not possible, as a base technology could not be substituted by renewable energy, as it does not produce the sufficient inertia. Likewise, any scenario has not supposed a reduction in the cost of generation, furthermore a scenario of substitution by 100% wind generation will result in an increase in generation cost of 3 million euro per day.
- Spain lacks a long term energetic policy. This situation represents an issue, as the electricity demand is going to keep rising, and also this does not favour the investments in this sector due to the impossibility of calculating the investment return. Due to this, it is necessary to establish an energetic policy that guarantees all the technologies in the Spanish electricity mix, as well as the investments in the sector for guaranteeing the future electricity supply for the population. Not just favouring certain technologies.

References

1. **Foro Nuclear.** *Resultados Nucleares de 2015 y Perspectivas para 2016.* 2015.
2. **Ishii, Noriyuki.** New Energy White Paper Describes Effects of Increased Energy Costs. *Japan Atomic Industrial Forum.* [Online] 16 July 2015. [Cited: 20 May 2017.] <http://www.jaif.or.jp/en/new-energy-white-paper-describes-effects-of-increased-energy-costs/>.
3. **PwC.** Impacto Socioeconómico de la Industria Nuclear en España. *PwC.* [Online] [Cited: 4 March 2017.] <http://www.nuclenor.org/public/otros/impactosocio.pdf>.
4. **REE.** Red Eléctrica de España. [Online] 14 March 2017. [Cited: 20 March 2017.] <http://www.ree.es/es/>.
5. **Martinez Vidal, Cristina and Casajús Díaz, Victoriano.** Mix de Generación en el Sistema Eléctrico Español en el Horizonte 2030. *Foro Nuclear.* [Online] November 2007. [Cited: 20 February 2017.] <http://www.foronuclear.org/es/publicaciones-y-documentacion/publicaciones/tecnicas/115341-mix-de-generacion-en-el-sistema-electrico-espanol-en-el-horizonte-2030>.
6. **Petchers, Neil.** *Combined Heating, Cooling & Power Handbook: Technologies & Applications: An Integrated Approach to Energy Resource Optimization.* s.l.: The Fairmont Press, Inc., 2003.

Índice

DOCUMENTO I. MEMORIA DESCRIPTIVA	27
Capítulo 1. OBJETIVO DEL PROYECTO.....	29
1.1. Descripción del proyecto	29
1.2. Alcance de proyecto	30
Capítulo 2. INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO DEL PROYECTO	33
2.1. Sostenibilidad del Sistema Eléctrico.....	33
2.2. Protocolo de Kioto	34
2.3. Energía Nuclear en España	37
2.3.1. Ciclo de Combustible Nuclear.....	39
Capítulo 3. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA.....	43
3.1. Consumo Primario de Energía en España	43
3.2. Mix Energético Español	47
3.3. Comparación con otros modelos de producción	49
3.3.1. Alemania.....	50
3.3.2. Japón.....	50
3.3.3. Bélgica.....	51
3.3.4. Francia.....	52
Capítulo 4. ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA	53
4.1. Metodología.....	53
4.1.1. Leveled Cost of Electricity (LCOE).....	55
4.2. Situaciones Hipotéticas.....	57

4.3. Análisis Económico	59
4.3.1. Conclusiones Análisis Económico	74
4.3.2. Desde el punto de vista macroeconómico	75
4.4. Análisis Ambiental.....	76
4.4.1. Conclusiones Análisis Ambiental	80
4.5. Análisis Mecánico.....	81
4.5.1. Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos.....	85
Capítulo 5. CONCLUSIONES.....	89
Capítulo 6. Bibliografía.....	93
DOCUMENTO 2. ANEJOS.....	101
ANEJO I: Cálculos I.....	103
ANEJO II: Cálculos para los distintos escenarios	105
ANEJO III: Desarrollo de las Gráficas	117

Índice de Figuras

Figura 2-1. Variación Emisiones CO ₂ . Fuente: Elaboración Propia/Datos: Inventario Nacional de GEI.....	36
Figura 3-1. Tendencia Consumo Primario en España. Fuente: Elaboración Propia/Datos Foro Nuclear.....	44
Figura 3-2. Consumo Primario de Energía Nuclear. Fuente: Elaboración Propia/Datos Foro Nuclear.....	45
Figura 3-3. Consumo Primario Fuentes No Renovables. Fuente: Elaboración Propia/Datos Foro Nuclear.....	46
Figura 3-4. Consumo Primario de Fuentes Renovables. Fuente: Elaboración Propia/Datos Foro Nuclear.....	46
Figura 3-5. Producción Energía Eléctrica en España por Tecnología. Fuente: Elaboración Propia/Datos UNESA	47
Figura 3-6. Producción Nuclear y Producción Total. Fuente: Elaboración Propia/Datos UNESA.....	48
Figura 4-1. Situación Penetración Eólica-CC.....	61
Figura 4-2. Comparación con el Coste de la Producción Nuclear Situación Penetración Eólica-CC.....	62
Figura 4-3. Situación Penetración Eólica-Hidroeléctrica	63
Figura 4-4. Situación Penetración Eólica-Hidroeléctrica Comparación con Energía Nuclear.....	64
Figura 4-5. Coste Producción Situación Idealista.....	65
Figura 4-6. Coste Producción Situación Idealista Comparación con Energía Nuclear	66
Figura 4-7. Coste Producción Situación Drástica	67
Figura 4-8. Costes Producción Situación Drástica Comparación Energía Nuclear...	68

Figura 4-9. Coste Producción Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Eólica	69
Figura 4-10. Coste Producción Escenarios Hidroeléctrica-Ciclo Combinado-Eólica Comparación Energía Nuclear	70
Figura 4-11. Coste Producción Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar.....	71
Figura 4-12. Coste Producción Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar Comparación Coste Energía Nuclear	72
Figura 4-13. Coste Producción Escenario Hidroeléctrica-Carbón-Eólica	73
Figura 4-14. Coste Producción Escenarios Hidroeléctrica-Carbón-Eólica Comparación Energía Nuclear	74
Figura 4-15. Emisiones CO ₂ Situación Drástica.....	77
Figura 4-16. Emisiones CO ₂ Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Eólica.....	78
Figura 4-17. Emisiones CO ₂ Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar	79
Figura 4-18. Emisiones CO ₂ Situación Hidráulica-Carbón-Eólica	80
Figura A- 1. Emisiones de CO ₂ Relativa a la Energía Producida (29)	105

Índice de Tablas

Tabla 4-1. Datos de Entrada Coste Normalizado y Emisiones	57
Tabla 4-2. Combinaciones de tecnología Eólica-CC Asociadas a Cada Escenario	60
Tabla 4-3. Combinaciones de tecnología Eólica-Hidráulica Asociadas a Cada Escenario.....	62
Tabla A-I 1. Emisiones CO ₂ . Datos: Inventario Nacional GEI.....	103
Tabla A-I 2. Producción Eléctrica por Tecnología. Fuente: UNESA	104

Tabla A-II- 1. Combinaciones para situaciones con 3 tecnologías.....	107
Tabla A-II- 2. Resultados Penetración Eólica-Ciclo Combinado	108
Tabla A-II- 3. Resultados Penetración Eólica-Hidráulica	108
Tabla A-II- 4. Datos Iniciales Situación Idealista	109
Tabla A-II- 5. Resultados Coste Situación Idealista	109
Tabla A-II- 6. Resultados Diferencia Con Nuclear Situación Idealista.....	109
Tabla A-II- 7. Datos Iniciales Situación Drástica.....	110
Tabla A-II- 8. Resultados Coste Situación Drástica.....	110
Tabla A-II- 9. Resultados Emisiones Situación Drástica en Kg.....	110
Tabla A-II- 10. Resultados Diferencia Con Nuclear Situación Drástica.....	111
Tabla A-II- 11. Datos Iniciales Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Eólica	111
Tabla A-II- 12. Resultados Coste Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Eólica ...	111
Tabla A-II- 13. Resultados Emisiones Situación Hidráulica-Ciclo Combinado- Eólica en Kg	112
Tabla A-II- 14. Resultados Diferencia con Nuclear Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Eólica.....	112
Tabla A-II- 15. Datos Iniciales Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar	113
Tabla A-II- 16. Resultados Coste Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar	113
Tabla A-II- 17. Resultados Emisiones Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar en Kg	114
Tabla A-II- 18. Resultados Diferencia con Nuclear Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar	114
Tabla A-II- 19. Datos Iniciales Situación Hidráulica-Carbón-Eólica.....	115

Tabla A-II- 20. Resultados Coste Situación Hidráulica-Carbón-Eólica.....	115
Tabla A-II- 21. Resultados Emisiones Situación Hidráulica-Carbón-Eólica en Kg.	116
Tabla A-II- 22. Resultados Diferencia con Nuclear Situación Hidráulica-Carbón-Eólica	116

DOCUMENTO I.
MEMORIA DESCRIPTIVA

Capítulo 1.

OBJETIVO DEL PROYECTO

1.1. Descripción del proyecto

Con este proyecto se busca analizar el impacto que tendría; desde el punto de vista económico, mecánico y ambiental; sustituir la producción de energía nuclear en España, que actualmente representa un 20% de la producción total de energía. Además, se plantean diferentes escenarios de sustitución de ese 20%, calculando sus impactos directos y aproximando los indirectos.

Desde la perspectiva económica, en términos de aumento del coste de producción en un día, afectando por ello a la factura eléctrica; y, de aumento de las emisiones de CO₂, en relación con el acuerdo de Kioto; desde el punto de vista mecánico, ya que la estabilidad de la red se vería perjudicada si se quita el 20% de producción nuclear; y, desde el enfoque ambiental, en relación con el posible aumento de las emisiones de CO₂.

La ausencia de una política energética consistente en España y la mala percepción social que tiene la energía nuclear hace plantear un estado hipotético en el que no haya producción nuclear. De ahí el analizar el impacto que esto tendría en la sostenibilidad (impacto social, ambiental y económico) y plantear unos escenarios. Actualmente en España hay 7 reactores operativos, esenciales para la estabilidad del sistema eléctrico, funcionando 24 horas los 365 días al año (1). Pero motivado por la situación política está siendo muy difícil alargar las licencias de las centrales, como es el caso de la central de Santa María de Garoña que su licencia expiró en 2013 y no se ha conseguido todavía su renovación. El resto de reactores españoles tienen licencia para seguir operando alrededor de 5 años más. Además, la falta de inversión en el sector se suma al planteamiento de una de desnuclearización hipotética; todas las centrales españolas son de generación II y la construcción del Almacén Temporal Centralizado se está retrasando.

En Europa se está teniendo en cuenta “los retos a los que actualmente deben enfrentarse todos los Estados miembros en política energética, que son: el cambio climático, el aumento de la dependencia de las importaciones y los elevados precios de la energía; por ello destaca que la energía nuclear desempeña un importante papel en el mix energético.”¹

Finalmente, el incumplimiento de España del protocolo de Kioto, que tiene como objetivo reducir las emisiones de CO₂, se vería aún más desfavorecido ante una desnuclearización en España. Ante este marco se plantea este proyecto, con el objetivo de analizar el impacto que tendría acabar con el 20% que representa la producción de energía nuclear. Motivado además por la percepción social que tiene la energía nuclear, ya que una encuesta realizada por el Foro Nuclear muestra como el 28% de la población española se muestra a favor de la energía nuclear mientras que el 60% en contra y un 12% se muestra indeciso, esto se debe fundamentalmente a la falta de información; ya que cuando se informan, el porcentaje que está en contra pasa a ser un 37% frente a un 59% a favor.

1.2. Alcance de proyecto

En este proyecto se han calculado distintos escenarios que sustituirían ese 20% de producción nuclear, para ello se ha hecho un análisis cuantitativo y una investigación previa con el fin de conocer lo que está ocurriendo y poner el proyecto en contexto. Con el objetivo de tener el mayor número de datos posible, se ha escogido como año de referencia para todo el proyecto el 2015, además coincide con el año que se ha tomado de referencia para la demanda, como se verá en el Capítulo 4.

¹ Foro Nuclear, “Análisis económico de un proyecto de ampliación de la producción eléctrica nuclear en España”

Por ello, en el Capítulo 2 se presenta una introducción al proyecto desde el punto de vista de la sostenibilidad (económica, ambiental y social). En este mismo capítulo, se exponen las medidas y leyes que a raíz del protocolo de Kioto se han ido promulgando, además de conocer las emisiones de CO₂ de España. Finalmente el Capítulo 2 concluye con el estado actual de las centrales nucleares españolas y el ciclo de combustible.

Por otro lado, en el Capítulo 3 se trata el consumo primario de energía de España seguido de un análisis del mix energético español desde 1990. Con ello se pretende obtener datos de entrada para el cálculo de las situaciones expuestas en el Capítulo 4. También en este Capítulo 3 se lleva a cabo un análisis cualitativo de la situación actual de la energía nuclear en España, así como un estudio las políticas energéticas en Alemania, Japón, Bélgica y Francia.

A continuación, en el Capítulo 4, se lleva a cabo el análisis de escenarios. Se presentan siete situaciones hipotéticas, analizando cuantitativamente el impacto económico y ambiental de los escenarios, y cualitativamente el análisis mecánico así como macroeconómico.

Finalmente en el Capítulo 5 se muestran las conclusiones globales del proyecto.

Capítulo 2.

INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO DEL PROYECTO

2.1. Sostenibilidad del Sistema Eléctrico

La situación energética en España se caracteriza por la ausencia de una política energética consistente. No hay acuerdos a largo plazo, lo que provoca que sea difícil invertir en este sector, caracterizado por periodos largos de recuperación de la inversión. Hay que tener en cuenta que no hay ninguna fuente de energía que no produzca impacto, ya sea desde el punto de vista ambiental o paisajístico (2).

En la política energética de países de la Unión Europea, se han establecido tres objetivos básicos que son: la garantía de suministro, lo cual quiere decir que el sistema sea capaz de ofertar la energía demandada; la competitividad del sector, que se consigue obteniendo energía con unos precios estables y predecibles; y, el cumplimiento de los retos medioambientales. Mientras que en España se ha fijado la producción del 20% de energía eléctrica mediante energía renovable sin planificar el resto del mix (3).

En los próximos años se prevé que la demanda de energía eléctrica vaya aumentando, debido al aumento de la población, al incremento de uso del coche eléctrico y la recuperación económica entre otras cosas. Si no se toman medidas, ante el crecimiento de la demanda, en un futuro no se podrá garantizar el suministro de energía eléctrica, cumpliendo los niveles de emisiones de CO₂ y garantizando el correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos.

Según la Agencia Internacional de la Energía, en 2014 el 81.2% de la producción eléctrica se generó con combustibles fósiles, de los cuales un 4.7% fue producido por energía nuclear.

La energía nuclear es una energía limpia, segura y necesaria. Limpia porque es una energía de combustible fósil que no emite CO₂; y, de cara al cumplimiento del

protocolo de Kioto es esencial (los residuos nucleares, se tratan en el punto 2.3.1). Es segura porque la probabilidad de que se produzca un accidente como el de Fukushima o Chernóbil es muy bajo. Es necesaria, debido a la estabilidad del sistema eléctrico, ya que “produce electricidad de forma constante con precios bajos estables y predecibles”², además reduce la dependencia energética exterior. Actualmente la sociedad española tiene una mala percepción sobre la energía nuclear y queda en manos del gobierno informar sobre el verdadero impacto de este tipo de fuentes de energía, aunque esta acción no se lleva a cabo.

Los gobiernos tienen un papel importante de cara a asegurar el suministro de electricidad con precios estables y predecibles. España carece de una política energética consistente, con pactos a largo plazo sobre el mix energético y de inversiones, si no se toman medidas y la demanda sigue aumentando, en un futuro se llegará a una situación insostenible. Además, esta situación aumenta la incertidumbre en el sector, haciendo muy difícil las inversiones en él de cara al cálculo del retorno de la inversión.

2.2. Protocolo de Kioto

El protocolo de Kioto se aprobó el 11 de diciembre de 1997 y tiene como objetivo la reducción y estabilización de las emisiones de CO₂. El protocolo entró en vigor el 16 de febrero de 2005 contando con 128 países (4). A partir de él se han ido aprobando distintas leyes en los países para favorecer la reducción de emisiones. En España concretamente se han aprobado varios decretos y leyes para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (5). A raíz de la aprobación del protocolo de Kioto, en Europa se instauraron los créditos de carbono.

En el protocolo de Kioto se estableció la reducción de emisiones de los siguientes gases de efecto invernadero: Dióxido de Carbono, Metano, Óxido Nitroso,

² Mínguez, Emilio. El Futuro de la Energía Nuclear Hacia 2020.

Hidrofluorocarbonos, Perfluorocarbonos, Hexafluoruro de Azufre. Las categorías de fuentes que se incluyen son el sector energético, procesos industriales (procesos minerales, industria química...), la utilización de disolventes y otros productos y la agricultura. Dentro del sector de la energía se incluye las actividades de quema de combustible y emisiones fugitivas de combustible. Además, en el anexo A del protocolo de Kioto se estableció el compromiso de España de reducción de un 92% de las emisiones del año base, 1990 (6). Por ello los países miembros de la Unión Europea asumieron conjuntamente la reducción de emisiones, se repartió internamente y en España el reparto fue que las emisiones de CO₂ no superaran un 15% de las del año base, 1990, en el primer periodo de compromiso 2008-2012 (7).

A raíz del protocolo de Kioto en España se ha llevado a cabo la aprobación de decretos como el 1494/2011 en el que se establece la compra de créditos de carbono. En el artículo 17 del Protocolo de Kioto se establece que aquellos países que emiten por debajo de su límite pueden comercializar derechos de emisión a aquellos países que superan su límite (6).

Según el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, en 2015 las emisiones de CO₂ estimadas fueron 335.661,52 kilotoneladas de CO₂-eq (8), representando un aumento del 17% desde el año 1990, incumpliendo por tanto el compromiso del Protocolo de Kioto. De esta cantidad el 76% es debido al procesado de energía, del cual un 26% corresponde a la producción de energía eléctrica y un 25% al transporte. En España se redujo la producción mediante centrales térmicas de carbón, aumentando la producción mediante gas, por ello la reducción de emisiones de CO₂ no ha sido tan perceptible; ya que los Ciclos Combinados se usan actualmente como energía de respaldo para la producción eólica.

En comparación con el año 2014, en el 2015 las emisiones aumentaron un 3,5%. Este aumento se debió principalmente al incremento de las emisiones en los sectores energía y agricultura. En el sector energético, este incremento fue causado por un aumento de la demanda durante el 2015 y al consumo de carbón.

En la Figura 2-1 se puede observar la variación porcentual de las emisiones de CO₂ respecto al año base 1990, datos numéricos en Tabla A-I 1 en el Anejo I. Las emisiones no han disminuido desde 1990 como se expresa en el protocolo de Kioto, no se tiene en cuenta la penalización económica que esto tiene. El aumento máximo de emisiones respecto a 1990 se produjo en 2005 y 2007, según la Tabla A-I 2, en 2005 se produjo un 65,3% de energía eléctrica con centrales térmicas convencionales, mientras que un 19,5% provenía de energía nuclear. En 2007 se produjo un 63,5% con centrales térmicas de combustible fósil siendo un 17,6% con energía nuclear. Actualmente, el porcentaje de centrales térmicas convencionales ha disminuido hasta un 46,2% mientras que la producción eólica ha aumentado hasta un 17,4%, aun así las emisiones de CO₂ respecto a 1990 no han disminuido resultando ser en 2015 un 17% mayores que en 1990.

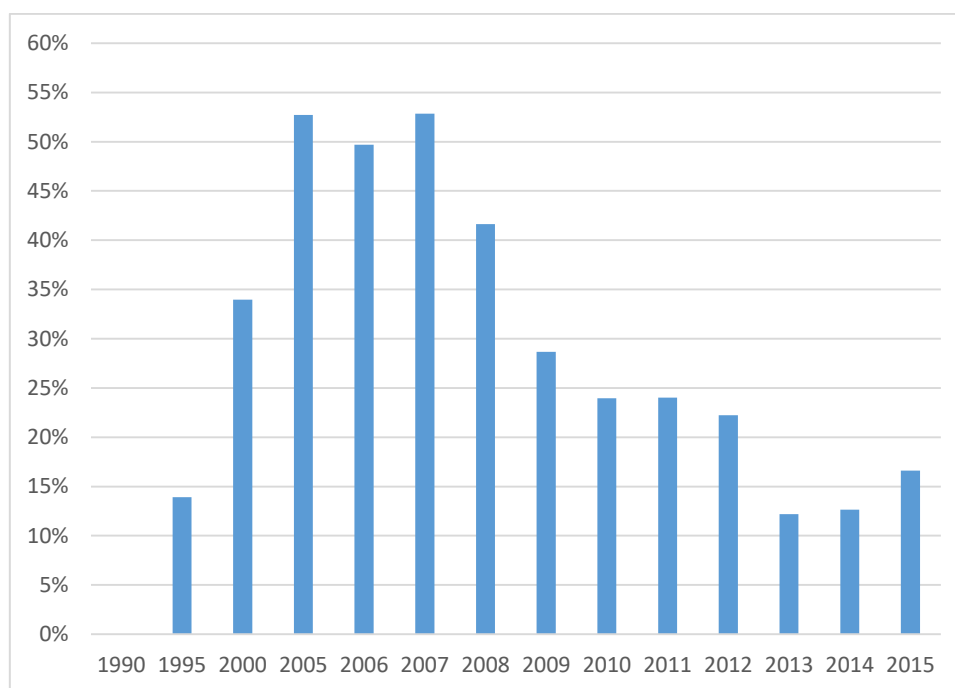


Figura 2-1. Variación Emisiones CO₂. Fuente: Elaboración Propia/Datos: Inventario Nacional de GEI

Además del protocolo de Kioto, la Unión Europea se ha fijado una estrategia para desarrollar unos objetivos hasta 2020. Estos objetivos van desde el empleo hasta la exclusión social, siendo los objetivos energéticos de reducción de un 20%

respecto al año base 1990, producción de un 20% de energía procedente de fuentes renovables, y un aumento del 20% de la eficiencia (9).

Aunque se están haciendo esfuerzos para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, España actualmente no cumple con el Protocolo de Kioto. En el año 2015 se produjo un aumento de las emisiones frente a la tendencia de disminución. La política que hay presente en España se centra en la utilización de tecnología eólica como primera fuente para la reducción de emisiones. Es decir, España, para la reducción de emisiones, se ha centrado en disminuir la producción eléctrica mediante centrales térmicas de carbón y petróleo, aumentando así la presencia eólica, teniendo en cuenta que la energía de respaldo de la producción eólica son los ciclos combinados. No se tiene en cuenta para esta política que la energía nuclear que es una fuente de energía sin emisiones de CO₂ y además no es intermitente. Si bien es verdad, que la inversión necesaria para una central nuclear es mayor que para una central eólica, pero produce una energía continua, con poco combustible y sin emisiones de CO₂.

2.3. Energía Nuclear en España

La energía nuclear es la fuente más grande que produce electricidad sin emisiones de CO₂. Es un tipo de tecnología madura, actualmente España cuenta con reactores de II Generación, existiendo generadores de III Generación en Francia y Finlandia. El reactor de Finlandia es un reactor que se conoce como generación III+, desarrollado por Alstom y que se caracteriza por tener mayor seguridad, mayor competencia y mayor flexibilidad ya que puede regular su carga desde un 60% hasta un 100%. Por otro lado, los reactores de IV Generación siguen en proceso de investigación y desarrollo, y están orientados a producir energía eléctrica e hidrógeno (10). Aunque la inversión para reactores de III Generación es mayor que para reactores de II Generación, la eficiencia y su flexibilidad también es mayor. También cabe mencionar que existen Pequeños Reactores Modulares, que son

capaces de tener una potencia menor y abastecer a sistemas aislados o pequeños (11).

España cuenta con siete reactores, el octavo sería Santa María de Garoña que está parada desde julio de 2013 y en 2014 se presentó la renovación de la licencia de explotación. Por ello, España actualmente cuenta con una potencia instalada de 7.567 MW produciendo en 2015, 57.188 GWh . El resto de reactores son Almaraz I, Almaraz II, ambas centrales deberían de pedir renovación en 2020; Ascó I, Ascó II, la próxima renovación sería en 2021; Cofrentes, próxima renovación en 2021; Trillo, siendo su próxima renovación en 2024; y Vandellós II, cuya próxima renovación será en 2020 (12). De acuerdo con la Ley de Energía Nuclear de 1964, modificada en el 2011, no se establece un periodo fijo de explotación de las centrales nucleares, si no que las autorizaciones de explotación se van renovando con la evaluación del Consejo de Seguridad Nuclear. Por ello, se conceden autorizaciones por periodos de 10 o 20 años (13). Asimismo, hay dos centrales en proceso de desmantelamiento, José Cabrera y Vandellós I. La central de José Cabrera cesó su actividad tras 38 años en funcionamiento, mientras que Vandellós I, tras un incendio en 1989, inició su desmantelamiento en 1990 tras 17 años de operación. El incendio de Vandellós I fue clasificado de nivel 3 según la escala INES, incidente importante, y no afectó al reactor, se inició en la sala de turbinas donde se produce energía eléctrica.

Las actividades de desmantelamiento son aquellas que tienen como objetivo la clausura de las centrales nucleares, reduciendo toda la radiactividad presente y dejando el territorio como se encontraba antes de localizar en ese emplazamiento la central nuclear. El desmantelamiento de Vandellós I finalizó en 2003, en el proceso se produjeron 15.907t de residuos no radiactivos frente a 1.764t de residuos de baja y media radiactividad que se trasladaron al Centro de Almacenamiento de El Cabril (14).

Por otro lado, las centrales nucleares españolas se caracterizan por tener un factor de carga medio de 88,26%, esto es la relación entre la energía eléctrica

producida en un periodo de tiempo y la que se hubiera podido producir a potencia nominal; el factor de operación es de 90,26%, relación entre el número de horas en las que la central ha estado acoplada a red y el número de horas analizadas; y, el factor de indisponibilidad no programada se redujo en 2015 hasta un 1,57% (12).

Estados Unidos tiene reactores similares a los españoles, y han aumentado su licencia de explotación hasta los 60 años, así como en Bélgica o Suecia. Incluso hay proyectos de investigación para alargar las licencias de explotación hasta los 80 años.

2.3.1. Ciclo de Combustible Nuclear

El ciclo de Combustible Nuclear lo constituyen actividades destinadas a la fabricación del combustible y el tratamiento del combustible gastado. Se distinguen fundamentalmente dos ciclos, un ciclo abierto y uno cerrado. El ciclo cerrado está formado por las actividades que comienzan con el enriquecimiento y fabricación del combustible y trata el combustible gastado para recuperar Uranio y Plutonio que se puede reutilizar como combustible de nuevo en una central, así como para reducir la cantidad de residuo. Por otro lado, el ciclo abierto es aquel que considera todo el combustible gastado como residuo de alta actividad y no lo procesa para reutilizar algunas partes (15).

En los elementos combustibles irradiados, se distinguen productos de fisión; elementos transuránicos (TRU), como e Pu-239 (Plutonio); así como parte del Uranio U-235 que pasa a ser U-236. Los Productos de Fisión (PF), los TRU y el U-236, al ser algunos de ellos venenos neutrónicos y limitar el grado de quemado de del combustible hacen que se tenga que sacar los elementos de combustible del reactor aunque siga conteniendo Uranio y Plutonio (U-235 y Pu-239) que no han sido usados. Esto se produce en la recarga del reactor que se suele hacer cada 12, 18 o 24 meses. Y se renueva 1/3 o 1/4 del núcleo (15).

Por otro lado, los residuos radiactivos son aquellos que están contaminados con radionucleidos, que son nucleidos inestables que se transforman emitiendo radiactividad y avanzando hacia un estado más estable. Se distinguen los residuos de baja o media radiactividad que no generan calor y tienen emisores β y un periodo de radiactividad corto, menor de 30 años. También se encuentran los residuos de alta radiactividad, que generan calor y tienen emisores γ y un periodo de desintegración mayor de 30 años. En la producción de combustible se producen residuos de media y baja radiactividad mientras que el combustible gastado es de alta radiactividad. También se generan residuos nucleares en medicina, industria e investigación y en la clausura de las centrales, como se ha mencionado anteriormente (15).

La gestión de los residuos tiene como objetivo aislar los residuos radiactivos mediante barreras artificiales y naturales que impiden que los radionucleidos lleguen al ser humano, y permiten que vayan perdiendo su actividad (15). Existen cuatro tipos de barreras que son: barrera química, cemento o vitrificación (para residuos de alta radiactividad); barrera física, bidones o recipientes metálicos; barrera de ingeniería, como blindajes; y, barrera geológica. En España se encuentra El Cabril que es un almacén de residuos de baja y media actividad, ha sido considerado como una de las mejores instalaciones de almacenamiento por la asociación americana Nuclear Regulatory Commission (16). Consta de barreras naturales y de ingeniería, que aíslan los elementos. Al almacén de El Cabril llegan residuos de muy baja, baja y media actividad, provenientes de centrales nucleares, hospitales e investigación. El 31 de diciembre de 2016 estaban llenas 20 de 28 estructuras de almacenamiento de media actividad (16).

Por otro lado, los residuos de alta actividad, constituido por el combustible gastado, tienen un almacenamiento inicial, alrededor de 5 años, en las propias centrales nucleares, en las piscinas de combustible gastado, donde se reduce la temperatura del mismo. Posteriormente, hay un almacenamiento intermedio, en el cual el combustible se almacena durante 20-60 años, en piscinas de combustible

gastado o en seco en los Almacenes Temporales Individualizados (ATI) en las propias centrales o en un Almacén Temporal Centralizado. Finalmente, hay un almacenamiento definitivo, que es el Almacenamiento Geológico Profundo, caracterizado por tener una barrera natural (17).

Como se ha mencionado, si se trata de un ciclo abierto, las cantidades que se almacenan son mayores, mientras que si es un ciclo cerrado se puede aprovechar parte del combustible que hay en el combustible gastado, reduciendo la cantidad de residuos que se almacenan. Vitrificando parte del combustible, reduciendo su tamaño. Actualmente está en proceso de investigación el ciclo cerrado avanzado, introduciendo la transmutación del combustible, reduce la cantidad de residuo y el periodo de disminución de la actividad.

Las centrales nucleares españolas cuentan con las piscinas de almacenamiento de combustible, en las que el combustible debe de permanecer alrededor de 5 años. El siguiente paso sería el traslado a un Almacén Temporal Centralizado (ATC), el cual sigue en proceso de construcción en España. La ocupación en las piscinas de combustible gastado sería temporal, durante 5 años, pero debido al retraso de la construcción del ATC se sigue almacenando en ellas, estando en diciembre de 2015 por encima del 80% de ocupación en todas las centrales nucleares españolas. Por ello, se ha tenido que construir un Almacén Temporal Individualizado (ATI), en el recinto de las propias centrales para almacenar en seco el combustible gastado y liberar de capacidad las piscinas, las centrales nucleares de Trillo y Ascó cuentan con uno (12).

España cuenta con un ciclo de combustible abierto, en 2015 se produjeron 756,40 m³ de residuos, siendo 240,65 m³ de alta actividad.

Capítulo 3.

ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

3.1. Consumo Primario de Energía en España

A continuación, se analiza la energía primaria consumida desde 1990, con el objetivo de ver la tendencia que ha habido desde entonces. Al hablar de energía primaria, se refiere a la energía renovable y fósil que se encuentra en la naturaleza antes de transformarse, es la que se obtiene de recursos energéticos renovables (eólica, solar) o no renovables (fósiles y nuclear). Hay que tener en cuenta que debido a pérdidas de distinto tipo la energía primaria que entra en el sistema es mayor que la que sale del mismo.

En la Figura 3-1, se puede observar la evolución del consumo de Energía Primaria desde 1990. La demanda ha ido incrementándose desde 1990, para en 2007, debido a la crisis económica, reducirse. Esta reducción ha posibilitado tener unos años de margen para establecer una política energética consistente, ya que si la demanda hubiera seguido aumentando a ese ritmo, en un futuro se hubiera llegado a una situación insostenible al no tener la suficiente potencia en España para satisfacer las necesidades de la población e industria, sin aumentar la dependencia energética española del exterior.

Desde 2007 el consumo de combustibles fósiles, petróleo y carbón, ha ido disminuyendo, reduciendo asimismo las emisiones de CO₂, Figura 2-1. También se puede ver la tendencia de las fuentes renovables, debido sobre todo a la energía eólica, que ha ido aumentándose hasta producir un 17,4% de energía eléctrica en 2015. Por otro lado, la energía nuclear es la que menos variación ha tenido a lo largo de estos años, como las fuentes fósiles como carbón y petróleo han disminuido, el gas natural es la fuente que más presencia ha ido ganando. Se dice que la energía renovable reduce la dependencia del exterior, sin tener en cuenta que las centrales eólicas requieren energía de respaldo, constituida por ciclos combinados cuyo

consumo de gas no disminuye esa dependencia. Cabe mencionar que España tiene fábrica de combustible nuclear así como refinerías que exportan parte de su producción, por ello España depende del consumo primario exportando parte de la producción de combustible.

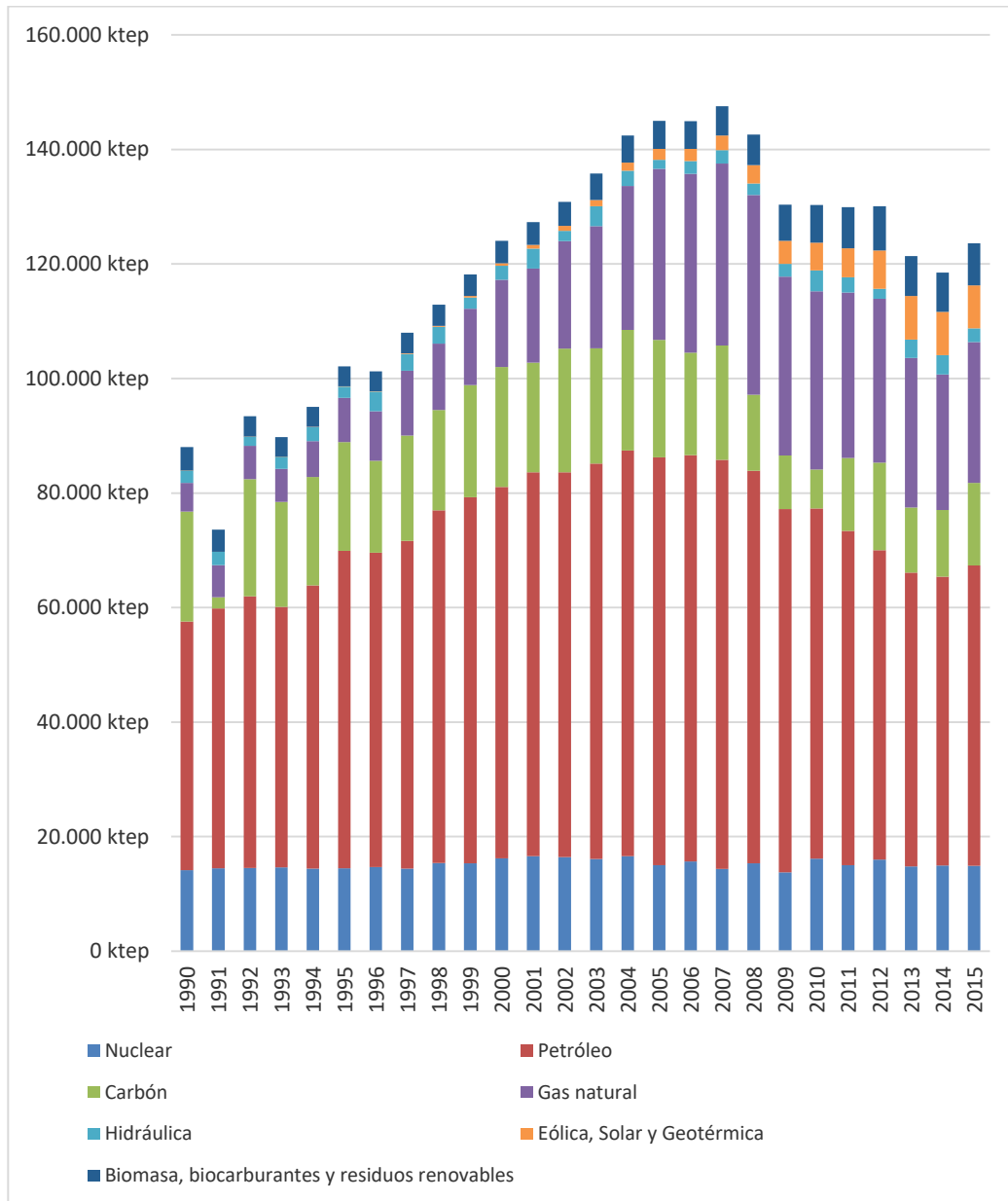


Figura 3-1. Tendencia Consumo Primario en España. Fuente: Elaboración Propia/Datos Foro Nuclear

España depende un 85% del exterior, como se puede ver en la Figura 3-1 la mayor cantidad importada es Petróleo seguido del Gas Natural, del Uranio y del carbón. Cabe mencionar que el mercado de uranio es más estable que el de petróleo y gas (18).

En la Figura 3-2, se puede observar con más detalle cómo el consumo primario de energía nuclear desde 1990 fue disminuyendo hasta en 2007 alcanzar el mínimo, produciendo un 17,6% (Figura 3-6), para posteriormente aumentar su producción.

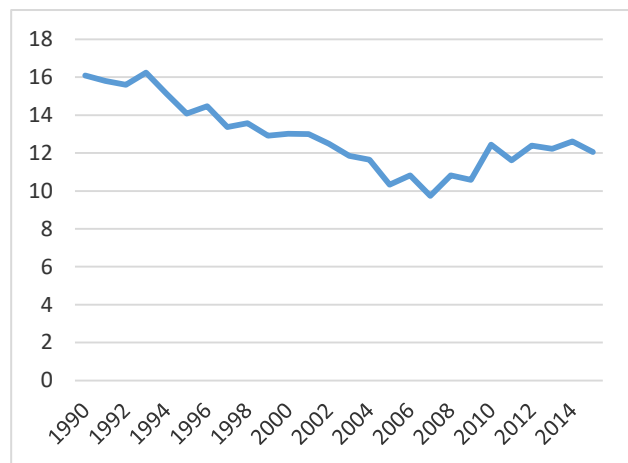


Figura 3-2. Consumo Primario de Energía Nuclear. Fuente: Elaboración Propia/Datos Foro Nuclear

Debido a la tendencia del consumo primario de petróleo y carbón que ha sido de disminución, en la Figura 3-3 se puede observar como la tendencia del consumo primario de gas natural ha sido de aumentar, aunque el porcentaje de consumo de petróleo sigue siendo mayor que el carbón. Esto se debe a que es la energía primaria que se destina fundamentalmente al transporte. Exceptuando el carbón, la demanda de petróleo y gas natural es mayor que la de energía nuclear.

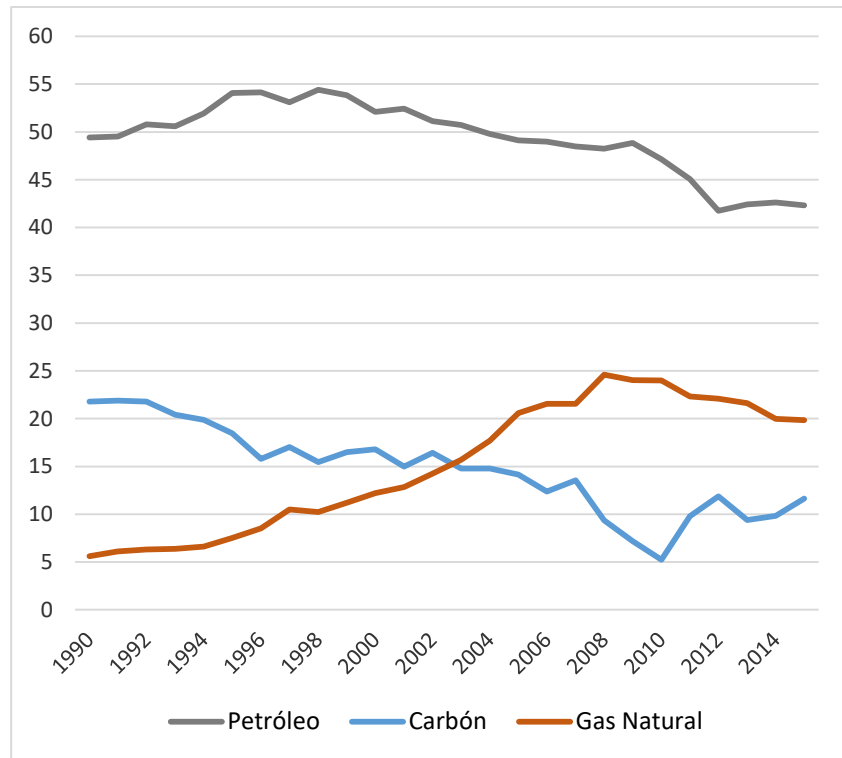


Figura 3-3. Consumo Primario Fuentes No Renovables. Fuente: Elaboración Propia/Datos Foro Nuclear

Por otro lado, en la Figura 3-4 se puede observar como las energías renovables han ido cobrando importancia a lo largo de los años, especialmente la energía eólica.

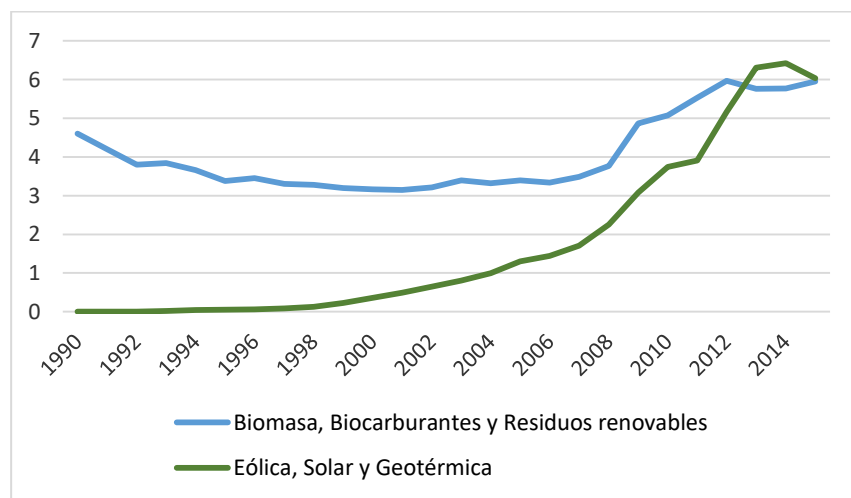


Figura 3-4. Consumo Primario de Fuentes Renovables. Fuente: Elaboración Propia/Datos Foro Nuclear

3.2. Mix Energético Español

En la Figura 3-5 se puede observar la evolución del mix energético español, que comenzó siendo muy simple, solo compuesto de energía térmica e hidráulica para convertirse actualmente en un mix diversificado. El porcentaje de energía nuclear ha ido disminuyendo desde un 35% en 1990 hasta un 20,3% en 2015. Respecto a la energía térmica clásica (fuentes fósiles como carbón, gas y petróleo), ha ido aumentando y disminuyendo, alcanzando su máximo, 67,4% en 1980 y en 2015 representó 46,2%. En cuanto a la energía eólica ha ido aumentando su presencia en el mix hasta producir en 2015 un 17,4%. Hay que tener en cuenta que la demanda, como se puede ver anteriormente en el consumo primario, ha ido aumentando y se prevé que siga aumentando conforme avanzan los años.

La tendencia deberá ser mantener un mix diversificado, ya que en relación con la dependencia exterior, cuanto más diversificado sea, España será menos sensible a acontecimientos externos (18), reduciendo por ello su dependencia del exterior.

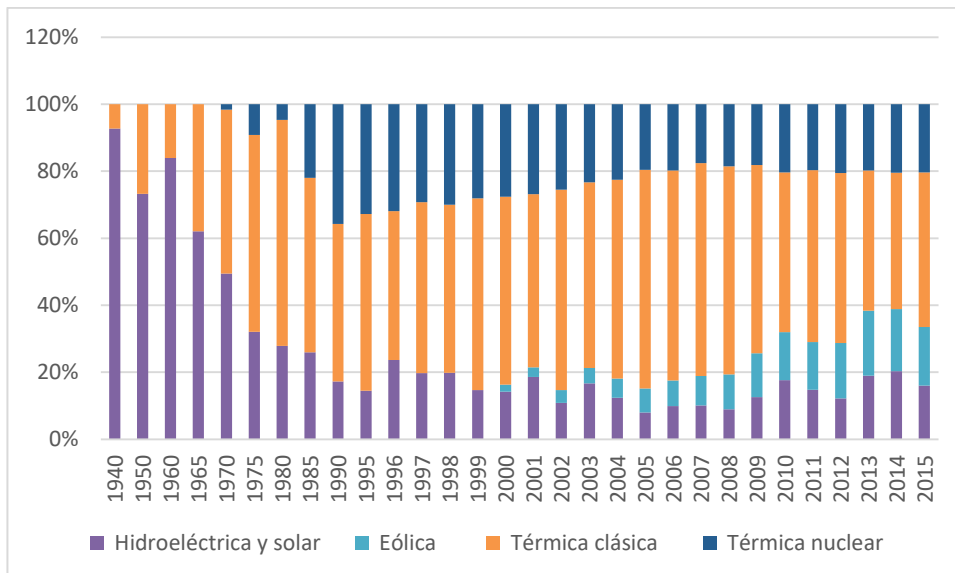


Figura 3-5. Producción Energía Eléctrica en España por Tecnología. Fuente: Elaboración Propia/Datos

A continuación, en la Figura 3-6 se puede ver la producción anual mediante tecnología nuclear frente a la producción total. Desde 1990 la demanda ha ido aumentando hasta 2008, debido a la crisis, la demanda disminuyó. En 2007, la producción nuclear alcanzó su mínimo, siendo 17,6% (Tabla A-I 2), coincidiendo además con el año de mayores emisiones de CO₂ desde 1990 (Tabla A-I 1). En 2015 la producción nuclear fue similar a la de 2014.

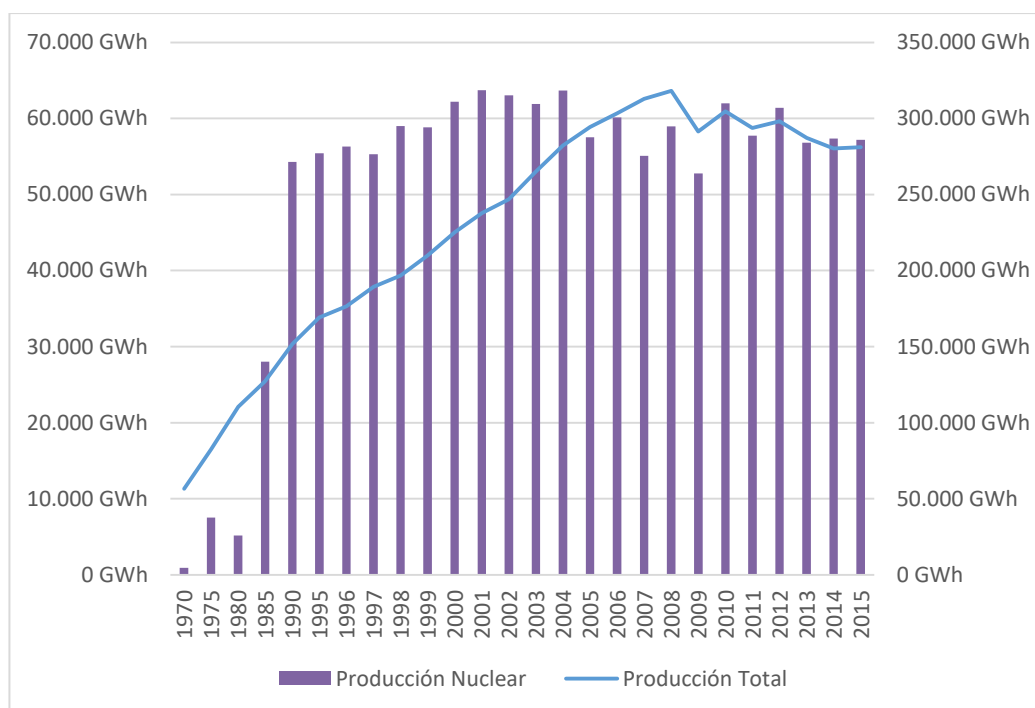


Figura 3-6. Producción Nuclear y Producción Total. Fuente: Elaboración Propia/Datos UNESA

El mix energético español es un mix diversificado, que es necesario para garantizar un precio estable, competitivo y reducir la dependencia exterior, aunque la ausencia de una política energética consistente en España dificulta la continuidad de este mix, además la mala percepción de la energía nuclear lleva a un estado hipotético de ausencia de esta tecnología, Capítulo 4. Se deben de tener políticas energéticas a largo plazo, teniendo en cuenta que la demanda va a seguir aumentando, políticas que no solo garanticen la presencia de energía renovable, sino que establezcan también una estrategia fundamentada para la reducción de las emisiones. Hasta hora en el congreso se había establecido el 20% de producción

eólica par el cumplimiento de Horizonte 20/20/20, pero sin fijar el programa para reducir en un 20% las emisiones de CO₂ respecto a 1990.

Por ello, una política energética debe de tener en cuenta la sociedad y la sostenibilidad, garantizando unos precios estables y el suministro de energía eléctrica a toda la población; reduciendo las emisiones de CO₂; y desde el punto de vista económico, con unos precios competitivos que fomenten la innovación en la industria energética.

3.3. Comparación con otros modelos de producción

Ante el escenario en el que las energías renovables van cobrando importancia, estrategia de Europa para 2020; es interesante analizar las políticas que se están tomando en países como Alemania, Japón, Bélgica y Francia. Ya que la energía nuclear va disminuyendo su presencia a favor de otros tipos de tecnologías, debido a distintas políticas energéticas que se están tomando en algunos países.

La energía nuclear no se contempla como alternativa por la mala percepción social que tiene, por ello los gobiernos prefieren invertir en desarrollar energías renovables para cumplir con la reducción de emisiones de CO₂. Alonso, Gustavo et al. (19), llevaron a cabo un estudio sobre el impacto económico en España de cubrir la reducción de CO₂ con energía renovable eólica. Como a día de hoy la energía eólica requiere una energía de respaldo ya que es intermitente, esa energía de respaldo está formada por ciclos combinados, que no funcionan a plena carga y por tanto su coste de producción es mayor, además de las emisiones. Por ello cubrir la reducción de emisiones de CO₂ con energía renovable, a grandes rasgos emite más CO₂ que cubrirlo con energía nuclear. Además del impacto económico, que es mayor.

Tras el accidente de Fukushima en 2011 muchos países han comenzado políticas de eliminación de las centrales nucleares. Ante este escenario se han

desarrollado distintos estudios. La estrategia para suplir la falta de producción nuclear es de añadir centrales térmicas convencionales y energía renovable.

3.3.1. Alemania

En Alemania antes del accidente de Fukushima se debatía en el congreso la extensión de las licencias de explotación de las centrales hasta 14 años. Desde el accidente se procedió a la eliminación temporal de las centrales con la consiguiente eliminación gradual de las centrales nucleares alemanas. Alemania actualmente cuenta con 8 centrales nucleares y una potencia instalada de 10.728 MW.

Hasta marzo de 2011 Alemania obtenía alrededor del 25% de su energía de producción nuclear, representando actualmente un 14% proveniente de 8 reactores frente a 17 que operaban en 2011. Actualmente el 43% de la energía proviene de centrales térmicas convencionales de carbón y gas (20) (21).

Según el estudio de Fürsh, Michaela et al. (22), la eliminación gradual acelerada en Alemania de las centrales nucleares provocará su remplazamiento por centrales térmicas convencionales de carbón con el consiguiente aumento de las importaciones de energía y del precio de la energía eléctrica.

3.3.2. Japón

Del mismo modo que Alemania, la situación de crisis energética antes de Fukushima iba a ser resuelta con un aumento gradual de energía nuclear. Después del accidente, la situación política y social fue de rechazo a la energía nuclear. El gobierno japonés estableció cuatro escenarios, uno sin energía nuclear y otros tres con una variación de 10%-35% de energía nuclear para analizarlos (23).

Japón energéticamente depende un 95% del exterior. Por ello, la reducción de las importaciones ha sido siempre uno de los objetivos del gobierno. En 2013 las importaciones de gas natural representaban más del 50% del gasto de importación

representando el consumo primario de nuclear un 3% del pago total de gas natural (23).

El análisis de cuatro escenarios llevado a cabo por Hong, Sanghyun et al. Concluye que un escenario con ausencia de producción nuclear es el que más impacto negativo tiene desde el punto de vista de las emisiones; de la transformación del paisaje, ya que las centrales térmicas ocupan menos tierra por kW que las renovables; y de la garantía de suministro de energía eléctrica entre otros (23).

Actualmente se han dado cuenta que un apagón nuclear para garantizar el abastecimiento eléctrico de la población y la dependencia exterior no es sostenible; por ello, 42 reactores son operables, y 24 están en proceso de reactivación tras el apagón nuclear debido al accidente de Fukushima. En 2015 se activaron de nuevo dos reactores, debido a que el precio de la energía aumentó, ya que en 2013 el 88% de la energía se producía con centrales térmicas de combustibles fósiles (24).

3.3.3. Bélgica

Actualmente Bélgica tiene en operación 7 reactores nucleares. En 2015 estos reactores produjeron el 38% de la energía eléctrica del país. Aun así la política energética es de cerrar todas las centrales nucleares entre 2022 y 2025 de acuerdo con la ley de 2003, una vez las centrales cumplan 40 años de explotación (25). Al igual que en España, Bélgica no tiene una estrategia energética consistente.

En relación con el cierre de las centrales nucleares, el gobierno belga está desarrollando una red de conexión con Países Bajos, Inglaterra y Francia. Según la Agencia Internacional de la Energía, la política actual de cerrar las centrales nucleares no ayuda a cumplir los objetivos energéticos belgas de aumento de la eficiencia y reducción de las emisiones. Por ello, el gobierno debe de desarrollar una estrategia energética, analizando distintos escenarios, para garantizar la energía eléctrica a un precio asequible y reduciendo las emisiones de CO₂. Por ello, dejar que

las centrales nucleares operen hasta un tiempo en el que se consideren seguras, ayudará a reducir los precios de generación eléctrica, así como el precio del desmantelamiento nuclear (25).

Una estrategia de reducir la presencia de centrales nucleares así como de centrales térmicas convencionales e incrementar la generación renovable supone un reto debido a la disminución de la rentabilidad de las centrales térmicas convencionales al operar con un factor de carga menor para el que estaban diseñados. El desmantelamiento de las centrales nucleares con la ausencia de una estrategia energética, aumenta el riesgo de escasez de energía eléctrica en Bélgica (26).

3.3.4. Francia

Según la Agencia Internacional de la Energía, es un país líder en bajas emisiones de carbono, en 2015 el 78% de la energía eléctrica provino de producción nuclear. La estrategia francesa, debido a la madurez de la tecnología nuclear, está centrada en reducir ese 78% a un 50% en 2025, mientras que pretenden aumentar para 2030 un 40% de producción renovable frente al 16% en 2015 (27).

Esta estrategia de reducir a un 50% la presencia nuclear en el mix francés es un reto, según la AIE, aumentar a un 40% la producción renovable tendrá efectos en el precio de la electricidad, en las emisiones de CO₂, y en la garantía de suministro. Por ello las políticas de transición deben de llevarse a cabo garantizando la reducción de las emisiones así como el suministro de energía eléctrica, asimismo esta alternativa debe de llevarse a cabo siempre y cuando esta nueva situación de 2030 ofrezca el mismo nivel de fiabilidad que el actual (27).

Capítulo 4.

ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

4.1. Metodología

La metodología que se ha seguido a la hora de construir los escenarios es la siguiente.

Primero se ha analizado el mix eléctrico, 3.2, donde se ha calculado el porcentaje que representa la producción de cada tecnología en el mix. A continuación, una vez se ha obtenido ese porcentaje, Tabla A-I 2, se ha seleccionado el día de mayor demanda eléctrica en España entre 2015 y 2016, resultando ser el 4 de febrero de 2015 el día que se produjeron 824 GWh (28).

Con este dato de entrada se ha calculado la proporción correspondiente a cada tecnología, obteniendo la cantidad del 20,3% de energía nuclear resultando 167.272 MWh producidos el 4 de febrero mediante energía nuclear. Cantidad que se va a sustituir con distintas combinaciones de tecnologías. Se han establecido 7 situaciones hipotéticas, siendo las situaciones que se muestran a continuación, con un total de 352 escenarios; las situaciones de penetración tienen 11 escenarios, mientras que las de 3 tecnologías tienen 66 escenarios asociados:

- Situación de Penetración Eólica-Ciclo Combinado.
- Situación de Penetración Eólica-Hidráulica.
- Situación idealista, Eólica, Hidráulica y Solar Fotovoltaica.
- Situación drástica, Fuel o Gas, Carbón y Ciclo Combinado.
- Situación Hidráulica-Carbón-Eólica.
- Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Eólica.
- Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar.

Hay tres situaciones que se han construido con ciclo combinado, ya que se tiene en cuenta que es una tecnología que contamina menos que una central térmica

convencional, además el coste de inversión es bajo, así como el periodo de construcción y tiene mayor eficiencia y flexibilidad. Las centrales de carbón se siguen teniendo en cuenta en alguna situación ya que, aunque se estableció que se redujera su presencia, se sigue considerando como una alternativa ante la imposibilidad de construir más ciclos combinados en España, por el periodo de recuperación de la inversión de éstos; y, por su flexibilidad. Así como la presencia de renovables, solar fotovoltaica, eólica e hidráulica, es importante, también se han tenido en cuenta a la hora de construir los escenarios.

Para el cálculo de las distintas situaciones se ha tenido en cuenta las siguientes suposiciones:

- La producción, emisiones y costes de cada escenario se añadirían al mix global.
- Se supone que hay suficiente potencia instalada para llevar a cabo cada escenario.
- No se han tenido en cuenta las centrales de biomasa o residuos.
- El tipo de combustible se tiene en cuenta en el coste normalizado, es decir, no se distingue para el caso de fuel o gas, sino que se ha establecido una media.
- No se han tenido en cuenta las emisiones de CO₂ de la cadena de valor de la energía nuclear, eólica o solar, analizando únicamente las asociadas a la producción. En otras palabras, se ha tenido en cuenta únicamente las emisiones directas de cada fuente de energía eléctrica.
- No se tiene en cuenta el coste asociado al respaldo de la energía renovable, así como el factor de carga de las centrales térmicas, suponiendo que operan con el factor de carga habitual a su diseño.

Para calcular las distintas situaciones los datos de entrada han sido:

- Cantidad de energía a sustituir.

- Establecimiento de escenarios interesantes a analizar.
- Combinaciones de tecnologías para cada situación, dando lugar a cada escenario.
- Precio normalizado y Kg de CO₂ emitidos por tecnología, el precio normalizado o LCOE, siglas en inglés se explica a continuación, 4.1.1. Los Kg de CO₂ por tecnología, se han tomado de la gráfica del ANEJO II, Figura A- 1, (29).

Para la obtención de los gráficos, se ha utilizado:

- Excel, para los gráficos de 3 variables.
- Matlab, para los gráficos de 4 variables, ANEJO III.

Finalmente, las conclusiones se encuentran en el Capítulo 5.

4.1.1. Leveled Cost of Electricity (LCOE)

Para calcular el coste de cada escenario, es necesario el coste por tecnología y por MWh producido. Para ello se utiliza el Coste normalizado de energía, ya que permite comparar los costes unitarios de diferentes formas de producción a lo largo de la vida de las centrales (30). Es una métrica que sirve para conocer la producción por tecnología, teniendo en cuenta el coste, así como establecer el nivel de las tarifas necesarias para tener un retorno de la inversión.

El LCOE es una herramienta que sirve para conocer el coste real de inversión, ya que tiene en cuenta el coste de inversión, la vida útil de las centrales y el factor de capacidad. Aunque, se asemeja más al coste real en mercados regulados que en mercados liberalizados como el español. Esto se debe a que los precios en mercados liberalizados no se fijan, sino que fluctúan en función de la demanda y además no tiene en cuenta los impactos técnicos o económicos de funcionamiento de otras centrales. Por ello, la presencia de energía renovable, aleja más el LCOE del precio real unitario, ya que al integrar tecnologías renovables se suman costes de provisión

de capacidad y la necesidad de flexibilidad, por ello en sistemas como el español, con un 20% de energía eólica presente en el mix, los impactos en la producción se hacen más importantes.

Actualmente el mercado eléctrico está cambiando, y el coste normalizado que supone una métrica útil para calcular el Valor Neto Anualizado de las inversiones en centrales, a lo largo de su vida útil. Sigue siendo relevante, aunque se tendrá que combinar en el futuro con distintas métricas que incluyan las variaciones del sistema debido a la presencia, cada vez mayor de energía renovable.

Para este análisis, se ha tomado el coste normalizado ya que ha representado una métrica relevante para comparar la producción de energía mediante distintas tecnologías (30).

A la hora de construir los escenarios, un dato esencial de entrada es la selección del coste normalizado por tecnología. Para ello se ha tomado como referencia “Projected Costs of Generating Electricity” (30). Donde el coste normalizado aparece en dólares y se distingue entre un tipo de intereses del 3%, 7% y 10%. En relación con el tipo de interés se ha seleccionado el 3%, ya que corresponde al coste social del capital, siendo el mercado español un mercado libre y estar regulado, además de tener un riesgo medio bajo asociado a las inversiones. Asimismo, como el coste está en dólares, se ha utilizado la misma tasa de cambio del informe, siendo el ratio de euros/dólares de 0,75€/€ (30).

Para el análisis llevado a cabo en este proyecto, se han tenido que seleccionar los costes normalizados para las tecnologías que han intervenido. Los datos de España en el informe son escasos, correspondiendo únicamente a centrales solares, eólicas e hidráulicas, por ello el resto de costes normalizados se han tenido que aproximar como se indica a continuación:

- Energía Nuclear, el coste normalizado se ha seleccionado de Estados Unidos, ya que España tiene reactores similares.

- Centrales térmicas de fuel y gas, (ciclo simple), que se ha seleccionado el coste normalizado de Alemania.
- Central térmica de carbón, se ha calculado una media entre las centrales de lignito y carbón alemanas, similares a las que hay en España.
- Ciclos combinados (gas), seleccionando el coste normalizado de Portugal por estar situado en la península ibérica y tener una regulación similar a la española.
- Central eólica, se tienen los datos de España.
- Central hidráulica, también se tienen los datos de España y se ha hecho una media entre las hidráulicas pequeñas: en río y reserva; y la gran hidráulica: en río y reserva.
- Central Solar fotovoltaica, también se tiene el dato del coste normalizado de España, se ha tomado el LCOE de una planta fotovoltaica, grande montada en el suelo.

Los datos de entrada del coste normalizado se muestran en la Tabla 4-1, donde se puede observar todos los costes normalizados con las emisiones de CO₂.

	Nuclear	Fuel/Gas	Carbón	Ciclo Combinado	Eólica	Hidráulica	Solar FV
Precio (€/MWh)	40,76 €	147,38 €	48,89 €	73,99 €	61,13 €	44,31 €	65,50 €
CO ₂ (Kg/MWh)	-	775	950	400	-	-	-

Tabla 4-1. Datos de Entrada Coste Normalizado y Emisiones

4.2. Situaciones Hipotéticas

Se han desarrollado siete situaciones, dentro de las cuales se han calculado una serie de escenarios. Las situaciones se caracterizan por ser las tecnologías que sustituyen a la tecnología nuclear, siendo los escenarios la combinación de

porcentajes de cada tecnología que cubre la ausencia de producción nuclear. A continuación, se pone en contexto cada situación.

Situación Penetración Eólica-Ciclos Combinados

En España actualmente las centrales eólicas representan la tercera tecnología en producción de energía eléctrica, tras la energía nuclear (la primera la constituyen en global las centrales térmicas convencionales de combustibles fósiles). España cuenta, según la Asociación Empresarial Eólica, con 23.026 MW instalados (31). Como actualmente la energía renovable no es capaz de aportar inercia al sistema, se explica con profundidad en el punto 4.4, se presenta en esta situación conjuntamente con ciclos combinados, que se trata de una fuente más flexible y con menos emisiones que las centrales térmicas convencionales de carbón.

Situación Penetración Eólica-Hidráulica

De acuerdo con el Marco 2030 de la Comisión Europea, al no contemplarse la energía nuclear como una tecnología que ayude a la reducción de las emisiones conjuntamente con las energías renovables; se plantea esta situación de producción eólica e hidráulica. La limitación para la hidráulica sería que depende altamente del año hidrológico, según REE, el producible hidráulico medio en España es 30.000 GWh (28). Además, sería una situación en la que la hidráulica es capaz también de aportar inercia al sistema.

Situación Idealista

En esta situación se ha tenido en cuenta una combinación de tres tecnologías renovables: hidráulica, solar y eólica. Se trata de un escenario ideal ya que a día de hoy no es posible, por potencia instalada y por estabilidad de la red, se explica en profundidad en el punto 4.4. Debido a la presión social de aumentar la producción con energía renovable en el mix energético, se plantea esta situación hipotética.

Situación Drástica

En una situación hipotética, en la que se produce una ausencia de viento; así como un año de sequía; además de la desnuclearización, habría que abastecer con centrales térmicas convencionales. De ahí estos escenarios, que son una combinación de centrales térmicas de carbón, de fuel o gas y ciclos combinados.

Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Eólica

Esta última situación, muestra unos escenarios de producción hidráulica, ciclo combinado y eólica. Se elige en este caso ciclo combinado ya que tiene menos emisiones que en el caso anterior.

Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar

En esta situación se ha supuesto que la energía nuclear se sustituye por combinaciones de energía hidroeléctrica; ciclos combinados, que aportan la inercia necesaria; y energía solar fotovoltaica.

Situación Hidráulica-Carbón-Eólica

Sustitución de la cantidad de energía nuclear con energías renovables y central térmica clásica, que aportaría inercia, por si la potencia instalada de los ciclos combinados no es suficiente para abastecer la demanda, por ello se contempla también esta situación.

4.3. Análisis Económico

A continuación, se lleva a cabo un análisis económico de las distintas situaciones y sus escenarios. Se concluye globalmente desde el punto de vista económico además de analizar el impacto macroeconómico de llevar a cabo la desnuclearización.

Todos los datos de entrada, así como los resultados se pueden observar en el ANEJO II.

Escenarios Penetración Eólica-Ciclos Combinados

Esta situación tiene asociados once escenarios, en la Tabla 4-2 se muestran las combinaciones de cada escenario.

Escenarios	Eólica	CC
Escenario 1	0%	100%
Escenario 2	10%	90%
Escenario 3	20%	80%
Escenario 4	30%	70%
Escenario 5	40%	60%
Escenario 6	50%	50%
Escenario 7	60%	40%
Escenario 8	70%	30%
Escenario 9	80%	20%
Escenario 10	90%	10%
Escenario 11	100%	0%

Tabla 4-2. Combinaciones de tecnología Eólica-CC Asociadas a Cada Escenario

En la Figura 4-1, se puede observar como el coste de producción de electricidad disminuye, al igual que las emisiones de CO₂, conforme aumenta la penetración de energía eólica frente al ciclo combinado.

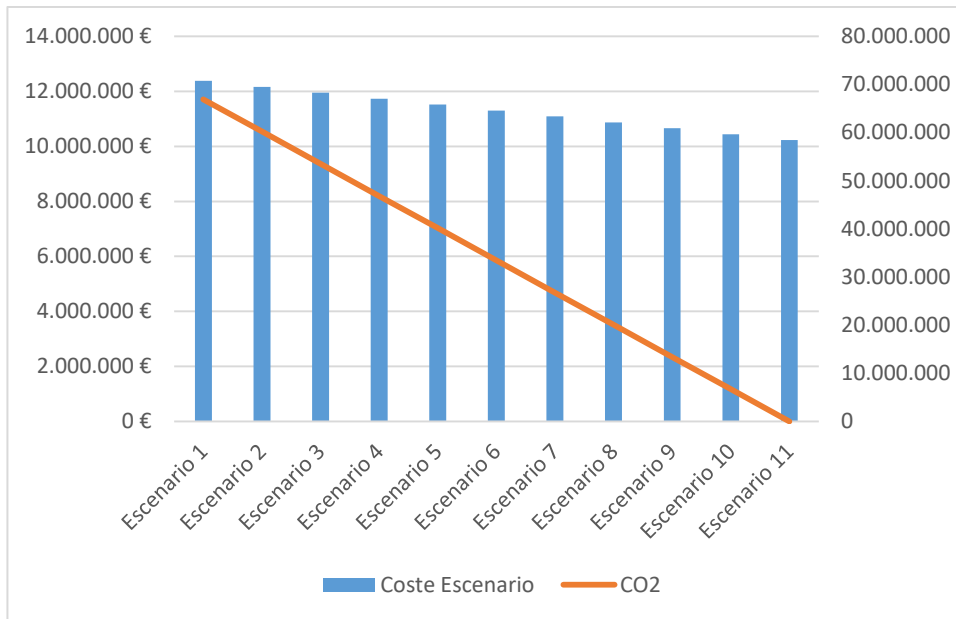


Figura 4-1. Situación Penetración Eólica-CC

La Figura 4-2 muestra la situación de penetración Eólica en comparación con el coste de energía nuclear. Se puede observar como conforme va aumentando el porcentaje de energía eólica el coste de producción va disminuyendo. En la misma figura se representa el coste de la misma producción de electricidad mediante tecnología nuclear, pudiendo observar la diferencia. Aun así, en todos los escenarios el coste de producción de energía nuclear es menor.

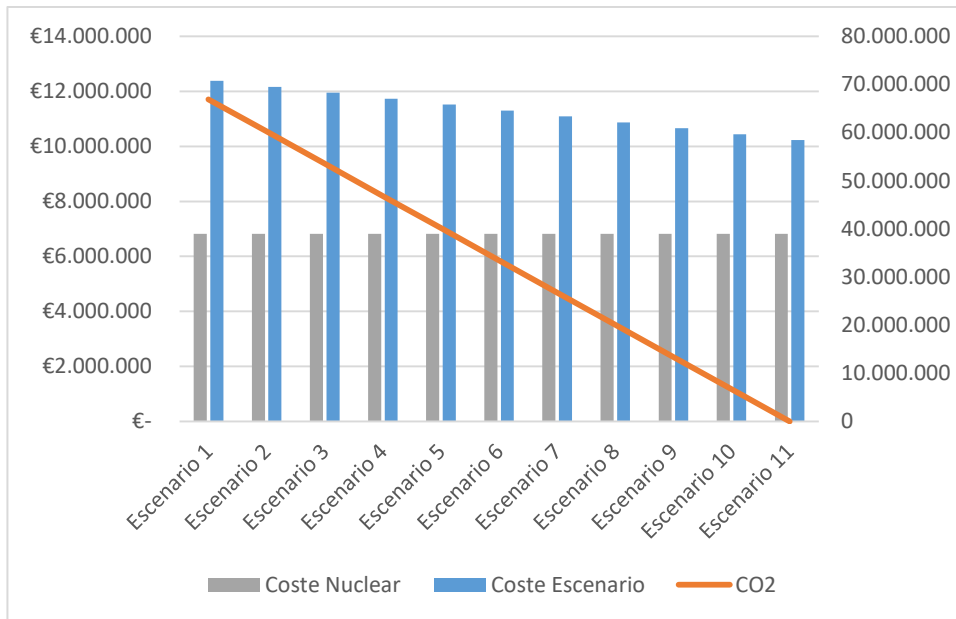


Figura 4-2. Comparación con el Coste de la Producción Nuclear Situación Penetración Eólica-CC

Escenarios Penetración Eólica-Hidráulica

Esta situación, tiene asociados también 11 escenarios, en la Tabla 4-3 se muestran las combinaciones de cada escenario.

Escenarios	Eólica	Hidráulica
Escenario 1	0%	100%
Escenario 2	10%	90%
Escenario 3	20%	80%
Escenario 4	30%	70%
Escenario 5	40%	60%
Escenario 6	50%	50%
Escenario 7	60%	40%
Escenario 8	70%	30%
Escenario 9	80%	20%
Escenario 10	90%	10%
Escenario 11	100%	0%

Tabla 4-3. Combinaciones de tecnología Eólica-Hidráulica Asociadas a Cada Escenario

En la Figura 4-3, se puede observar el coste asociado a los distintos escenarios correspondientes a esta situación de penetración eólica-hidráulica. Por otro lado, la Figura 4-4 muestra la comparación de los escenarios con el coste de la misma producción que se quiere sustituir de energía nuclear.

En comparación con la situación de penetración Eólica-Ciclos Combinados, como cabía esperar, el coste global es mucho menor y va en aumento conforme se reduce la presencia de energía hidráulica. Como se puede observar en la Figura 4-4, la diferencia de coste entre la energía nuclear e hidráulica es muy pequeña en el escenario 1, aunque sigue siendo mayor.

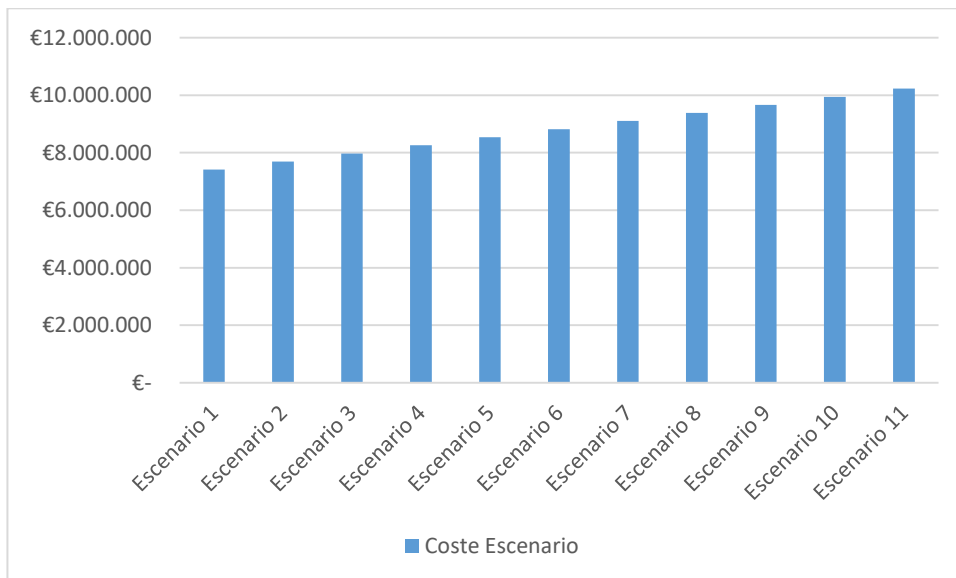


Figura 4-3. Situación Penetración Eólica-Hidroeléctrica

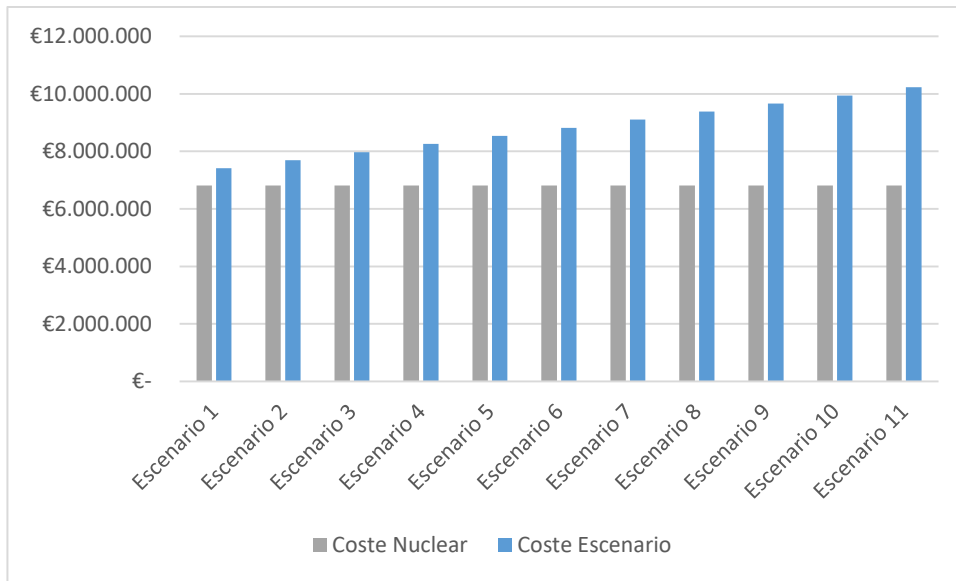


Figura 4-4. Situación Penetración Eólica-Hidroeléctrica Comparación con Energía Nuclear

A continuación, se muestran las siguientes situaciones que son combinaciones de tres tecnologías. Para leer las figuras, cabe decir que la suma de las tres tecnologías tiene que ser 100%, por ello se representan en los ejes horizontales porcentajes de dos tecnologías, y la cantidad restante sería la tercera tecnología. Asimismo, el eje vertical indica el coste. Los colores se han puesto de tal manera que faciliten la lectura de datos.

Situación Idealista

En esta situación se muestra el coste de la producción de energía nuclear sustituida por tres tecnologías renovables; Eólica, Hidráulica y Solar Fotovoltaica. En la Figura 4-5 se muestran 62 escenarios. La tendencia es similar a la situación anterior, conforme aumenta el porcentaje de hidráulica, el coste es menor, seguido del porcentaje de eólica, siendo el más caro la producción 100% de solar.

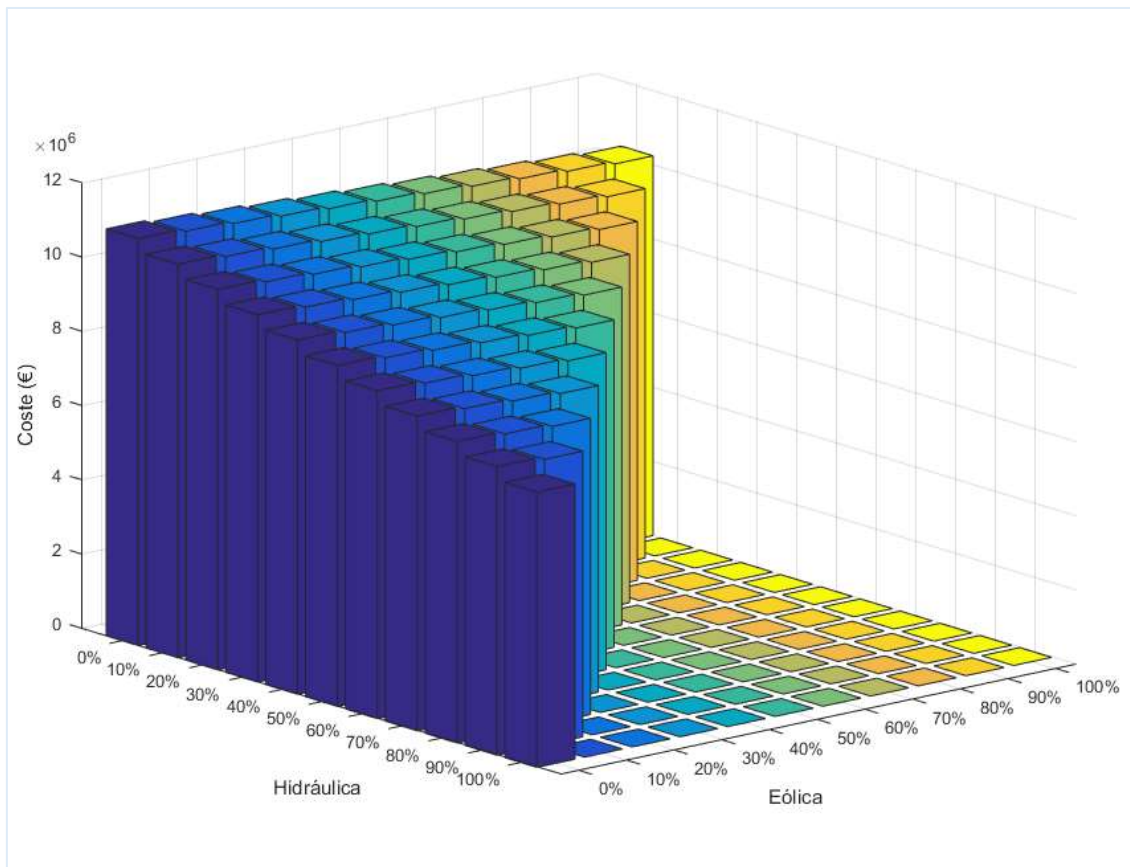


Figura 4-5. Coste Producción Situación Idealista

Por otro lado, la Figura 4-6, muestra la comparación de cada escenario con el coste de la energía nuclear, es decir, la diferencia entre el coste de la Figura 4-5 con el coste de la producción nuclear. La tendencia es similar a la Figura 4-5, conforme aumenta la producción hidráulica se reduce la diferencia, aunque sigue siendo más cara. Correspondiendo la menor diferencia para un 100% de energía hidráulica.

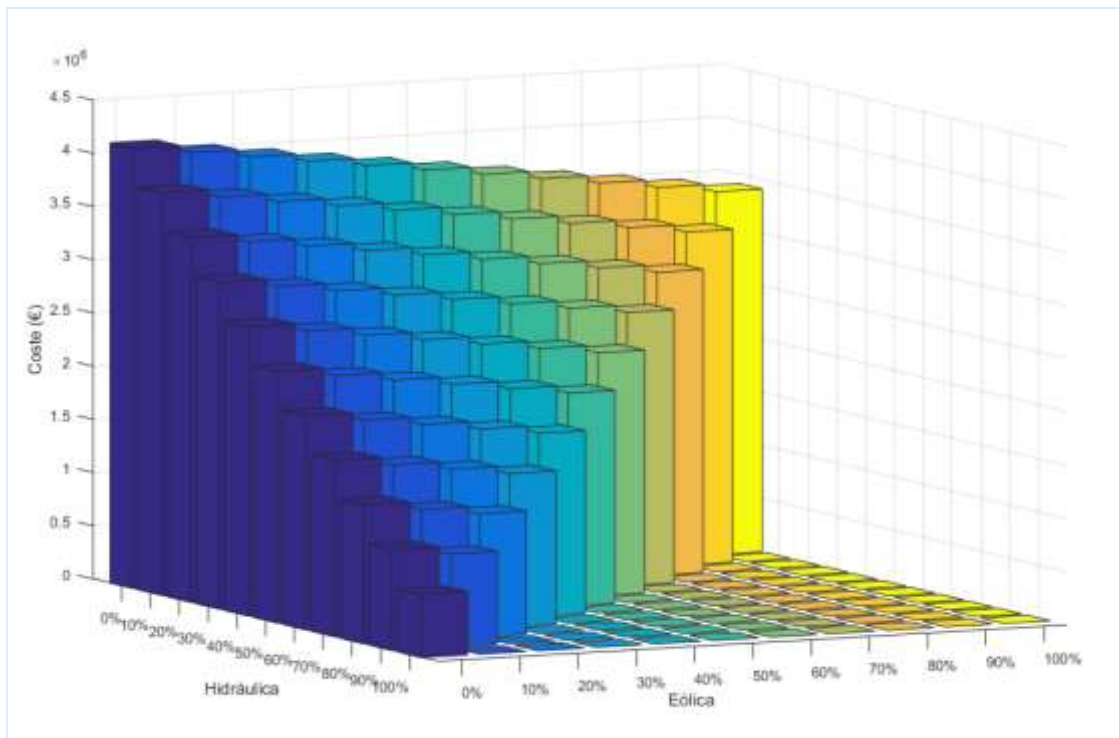


Figura 4-6. Coste Producción Situación Idealista Comparación con Energía Nuclear

Situación Drástica

En esta situación se muestra una combinación de centrales térmicas convencionales de fuel o gas; carbón; y ciclos combinados. En la Figura 4-7 se muestra el coste de la producción, la tendencia que se puede observar es que conforme aumenta el porcentaje de carbón el coste disminuye, siendo la producción más cara con central térmica convencional de fuel o gas. En comparación con la situación idealista, el coste se multiplica por 10.

Por otro lado, en la Figura 4-8 se muestra una comparación del coste de producción de cada escenario con el de producción de energía nuclear que se sustituye. Sigue la misma tendencia que en la Figura 4-7, aunque todos los escenarios suponen un coste mayor que la energía nuclear.

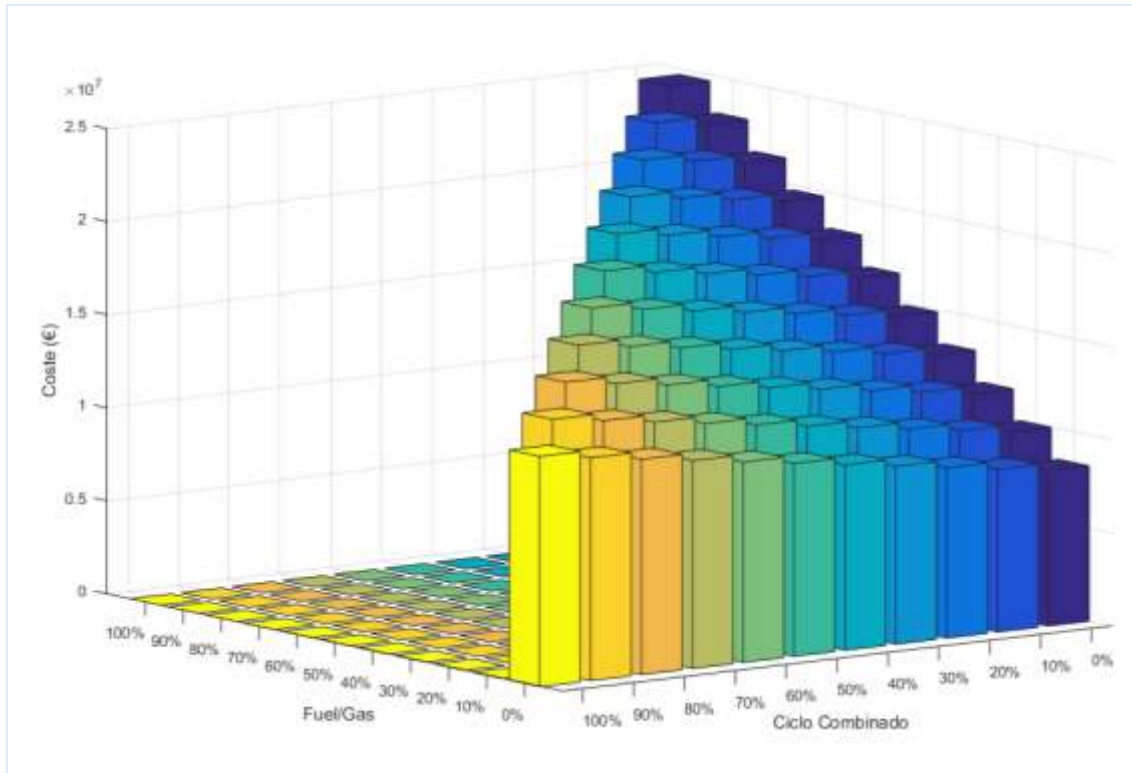


Figura 4-7. Coste Producción Situación Drástica

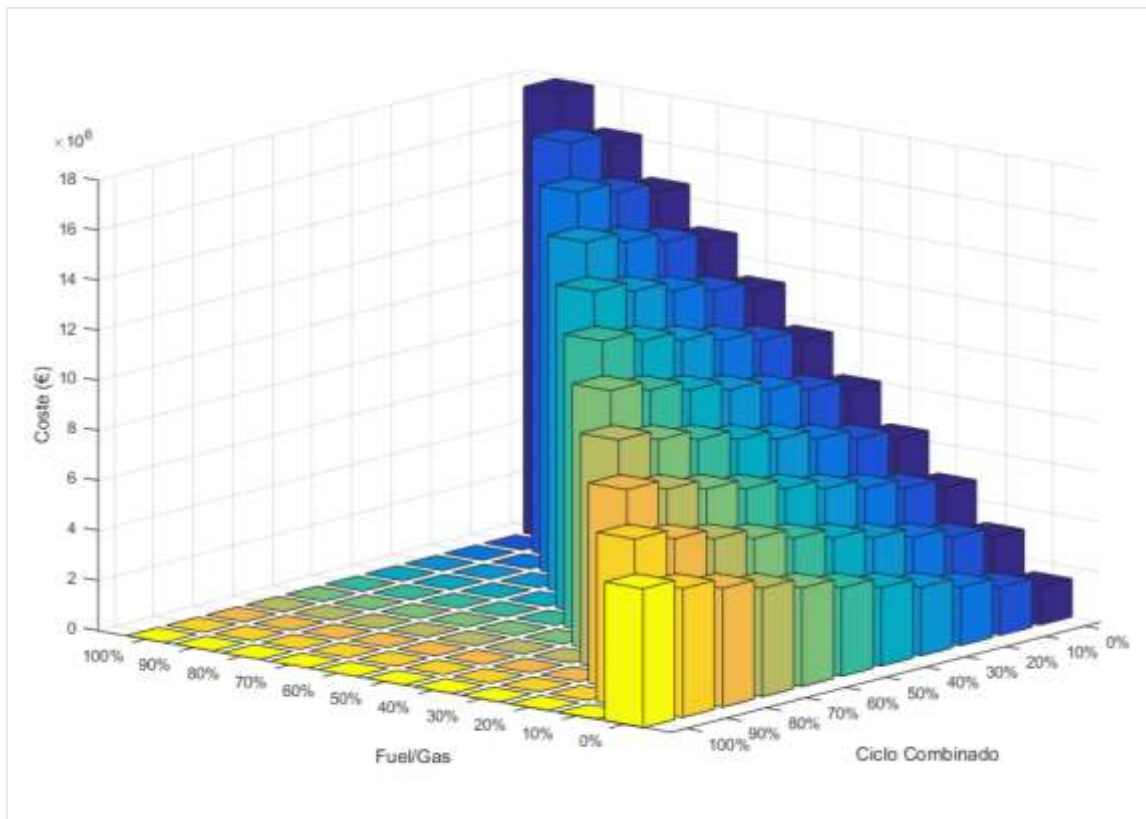


Figura 4-8. Costes Producción Situación Drástica Comparación Energía Nuclear

Situación Hidráulica-Ciclo Combinado- Eólica

En la Figura 4-9 se puede observar el coste asociado a cada escenario. La tendencia como se muestra, es que al aumentar la presencia de hidráulica el coste disminuye más que al aumentar el porcentaje de eólica, conclusión que se puede obtener también de las figuras de las situaciones anteriores. En la Figura 4-10 se indica la diferencia entre el coste del escenario y el coste de la producción nuclear, que como en las situaciones previas, esta diferencia es menor para un 100% de hidráulica.

Los costes de esta situación se encuentran entre la situación idealista, siendo ligeramente menores que ella y mayores que la situación drástica.

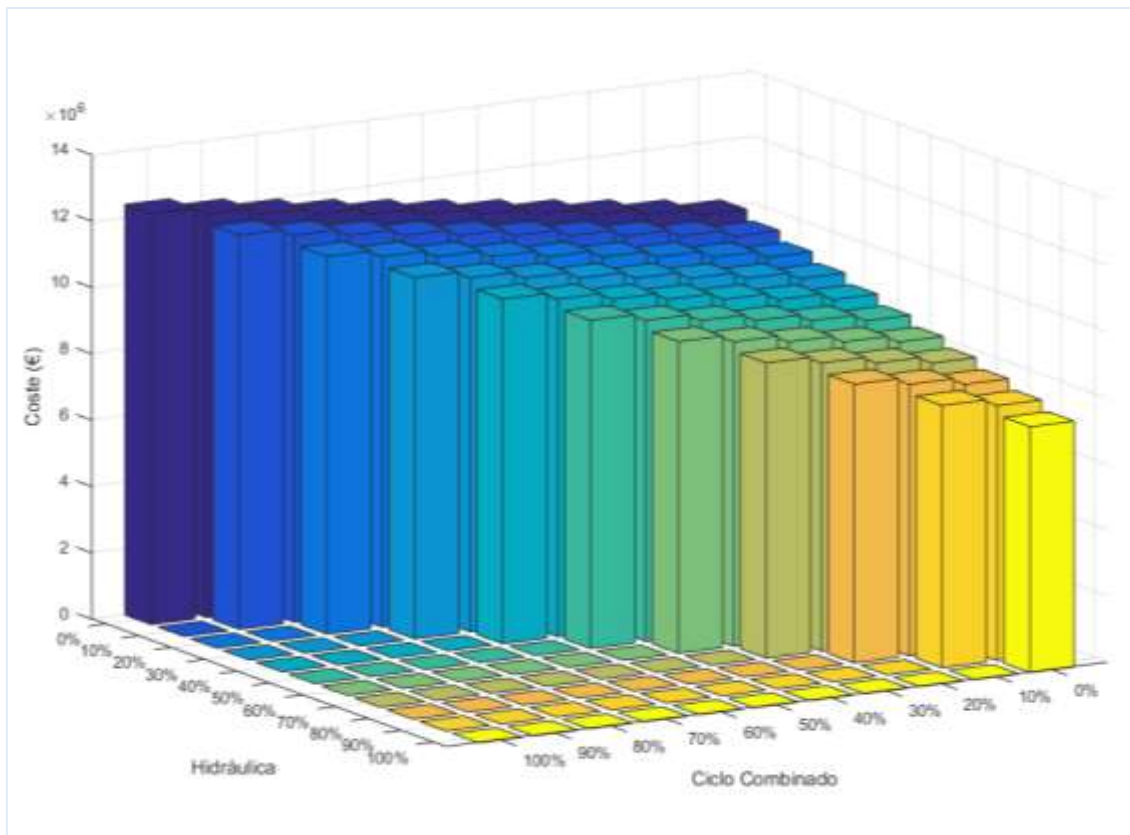


Figura 4-9. Coste Producción Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Eólica

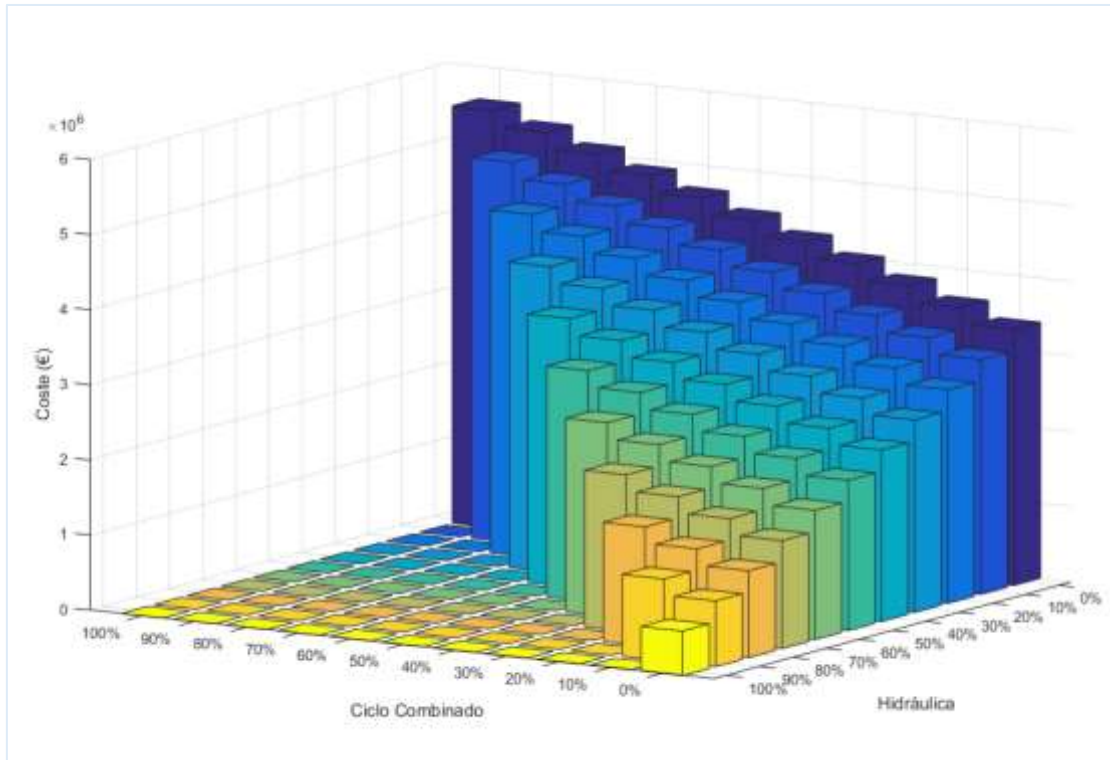


Figura 4-10. Coste Producción Escenarios Hidroeléctrica-Ciclo Combinado-Eólica Comparación Energía Nuclear

Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar

A continuación, se analiza la introducción de energía solar en la combinación Hidráulica-Ciclo Combinado. En la Figura 4-11 se muestra el coste correspondiente a cada escenario. Esta situación es ligeramente más cara en comparación con la situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Eólica. Aunque en global, se encuentra igual que el escenario anterior, ligeramente más caro que la situación idealista y más barata que la situación drástica.

En la Figura 4-12, al igual que en la situación anterior, en global es más caro que la misma producción nuclear y que la diferencia más pequeña se obtiene con el 100% de hidráulica.

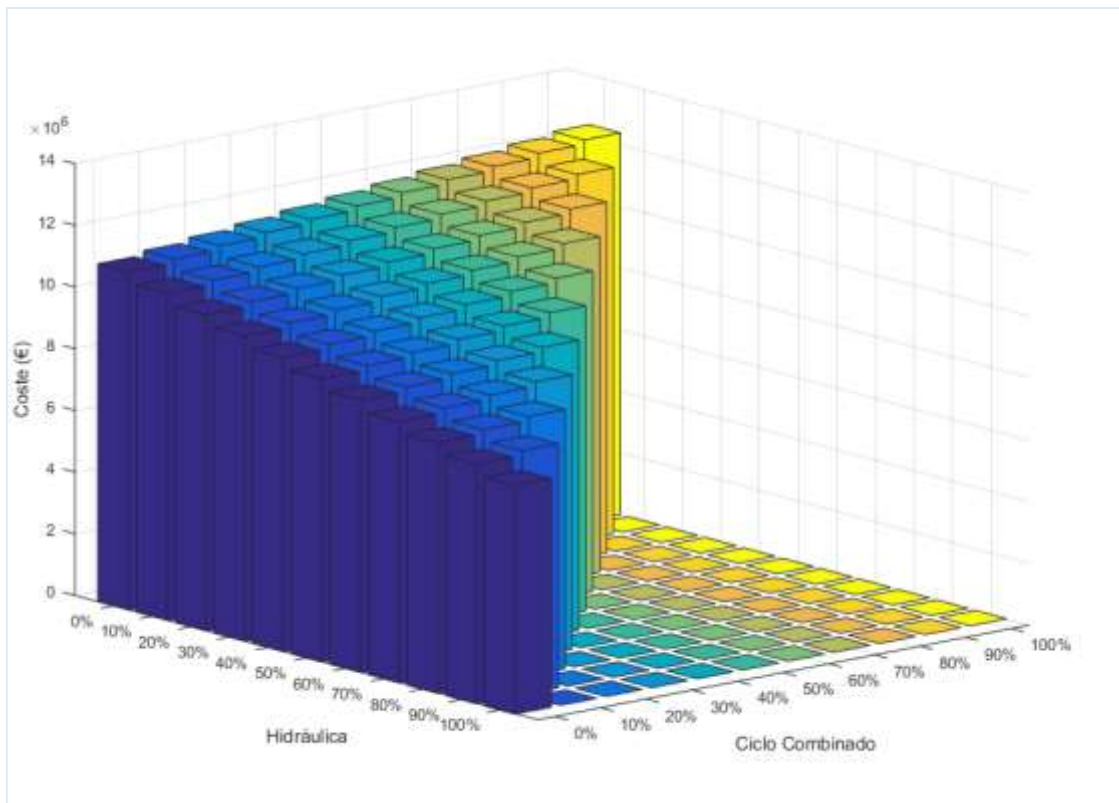


Figura 4-11. Coste Producción Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar

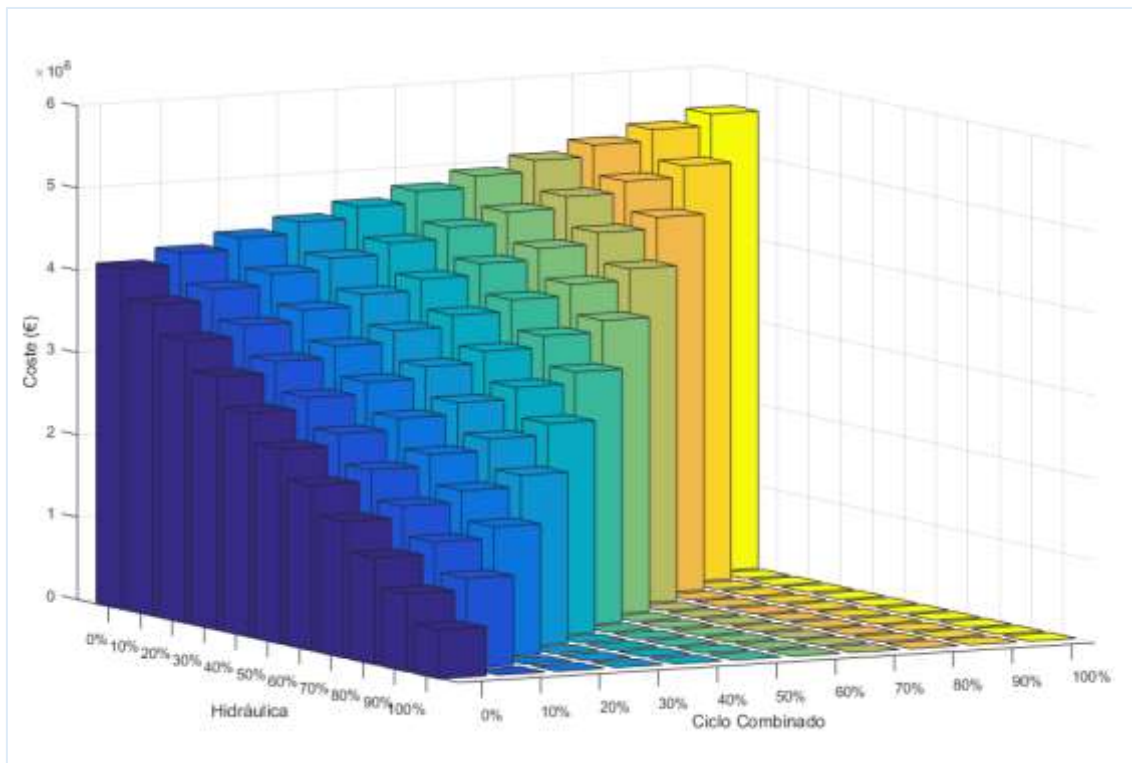


Figura 4-12. Coste Producción Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar Comparación Coste Energía Nuclear

Situación Hidráulica-Carbón-Eólica

En la Figura 4-13 se puede observar el coste de producción de los escenarios de esta situación. La tendencia es la misma que en las situaciones anteriores, aunque en este caso la diferencia entre 100% de hidráulica y 100% de carbón es pequeña. Asimismo, en la Figura 4-14, se compara con el coste de la energía nuclear.

El coste sigue siendo mayor que el correspondiente a la producción nuclear, como cabe esperar la diferencia menor se produce con 100% de Hidráulica.

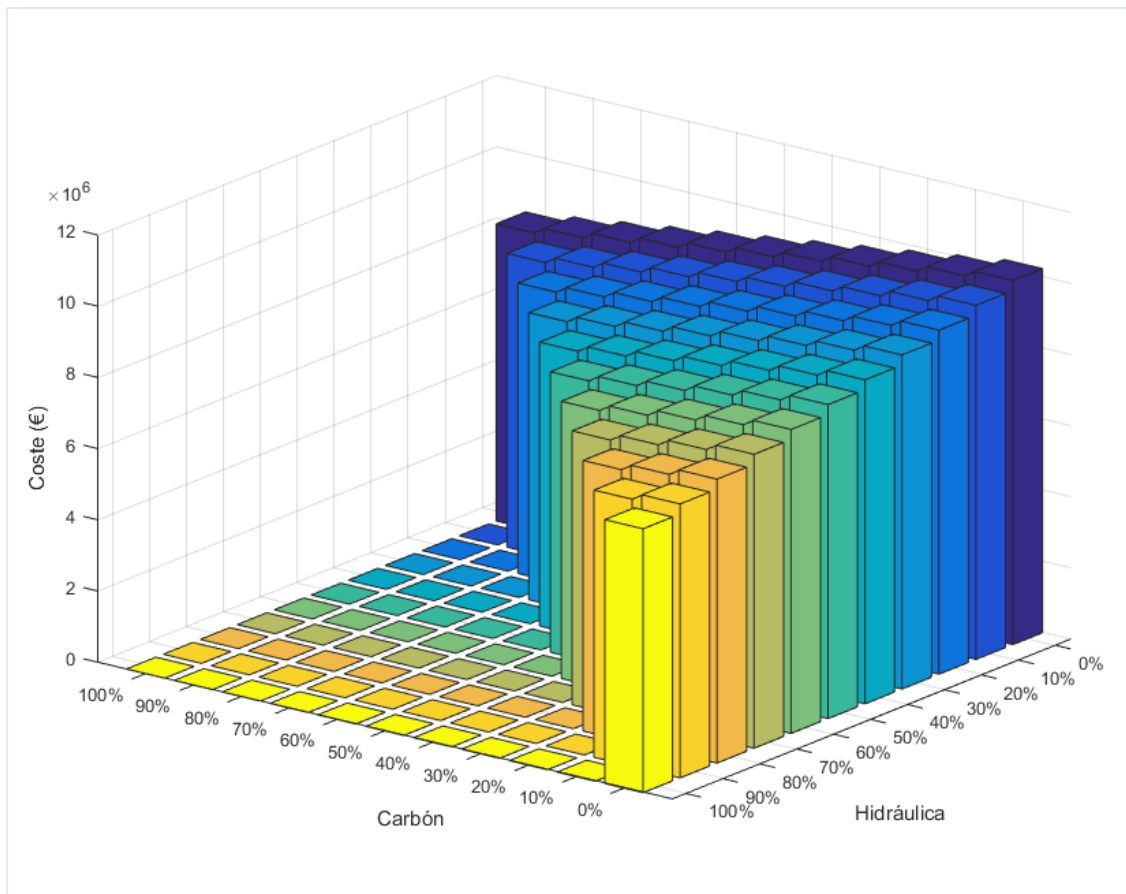


Figura 4-13. Coste Producción Escenario Hidroeléctrica-Carbón-Eólica

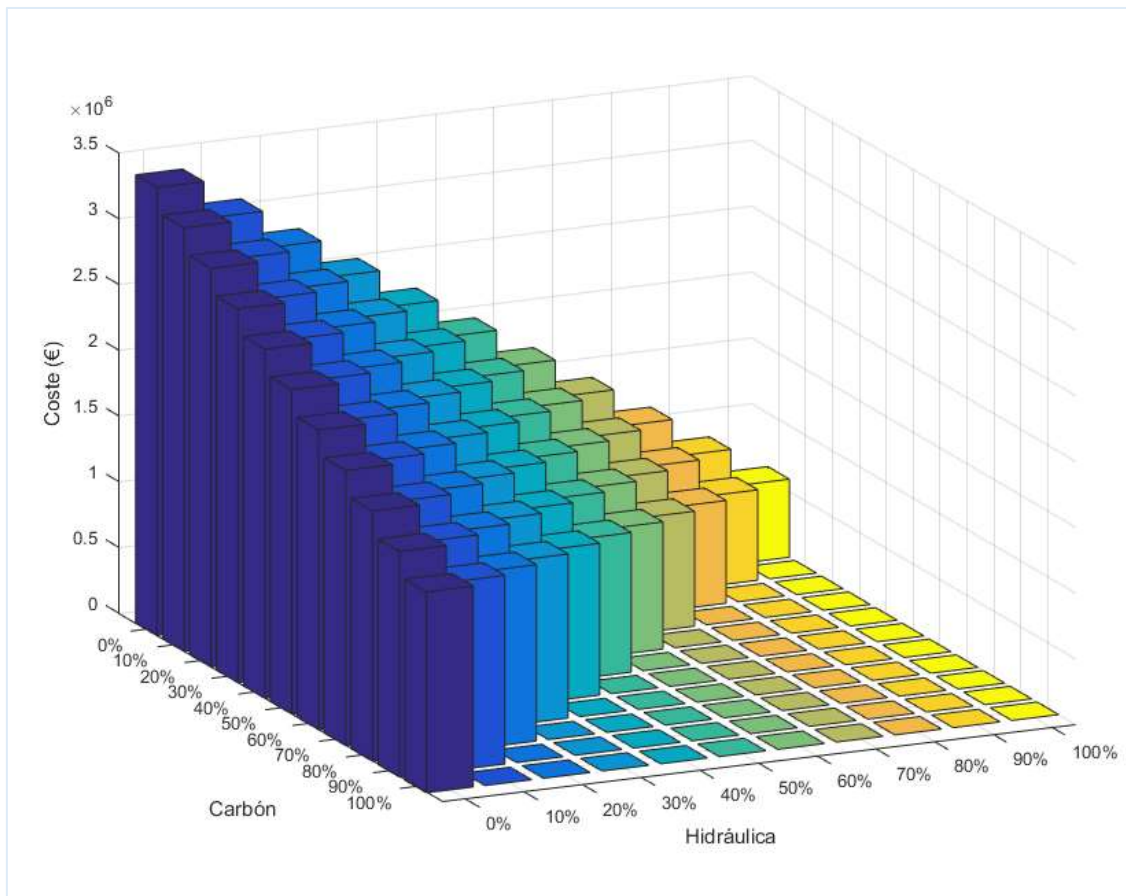


Figura 4-14. Coste Producción Escenarios Hidroeléctrica-Carbón-Eólica Comparación Energía Nuclear

4.3.1. Conclusiones Análisis Económico

El coste mayor se produciría en la situación drástica, con un 100% de producción de central térmica convencional de fuel o gas, resultando ser 24 millones de euros y suponiendo una diferencia de 17 millones de euros con la producción nuclear que se sustituye. Para este escenario, la producción más barata se produce con 100% de carbón, suponiendo 8 millones de euros, además como se ve más adelante, este punto coincide también con las mayores emisiones de CO₂.

El coste más barato se produce en todos los escenarios que tienen energía hidráulica, correspondiendo con el 100% de su producción y siendo 7 millones de euros. Seguido del 100% de eólica que serían 10 millones de Euros. Pero como se explica en 4.5, esta situación a día de hoy no es factible.

Por último, mencionar que todos los escenarios tienen una diferencia positiva respecto al coste de la energía nuclear, es decir, todas resultan incurrir en un coste al día mayor que el que supone producir esa misma cantidad con energía nuclear. Asimismo, la energía hidráulica representa la menor diferencia, resultando ser 600.000 € al día mayor, mientras que la energía eólica tiene una diferencia de 3 millones de euros al día. Como el mercado eléctrico sigue teniendo una deuda de 25.000 millones de euros, cualquier escenario aumentaría ese déficit al incrementar los costes, sin tener en cuenta el coste asociado al desmantelamiento nuclear (32).

4.3.2. Desde el punto de vista macroeconómico

La industria nuclear en España, aparte de distintas actividades sanitarias, de investigación y producción de combustible que producen también residuos, está compuesta por 7 reactores, 2 centrales en desmantelamiento y las instalaciones de El Cabril y de producción de combustible en Juzbado (Salamanca) además de proveedores de bienes de equipo y servicios de ingeniería. Por ello, la contribución de esta industria a la economía española es importante. Como se ha mencionado, la energía nuclear representa un 20% del mix energético. Debido a esto, muchas empresas españolas dan servicio, desde la fabricación de combustible hasta la gestión de residuos nucleares, al igual que actividades de apoyo de ingeniería, fabricación de equipos (33). Se trata de una industria en la que, en España, toda la cadena de valor está cubierta por empresas españolas.

Por ejemplo, España actualmente cuenta con reservas de uranio, pero se importa debido a que el coste de extracción no es competitivo, aun así hay empresas, como la que se encuentra en Juzbado (Salamanca), que se encargan de la fabricación de combustible, exportando alrededor del 63% de su producción (33). A parte de este tipo de actividades, hay otras empresas que dan apoyo a la industria nuclear, dedicándose a la fabricación de bienes de equipo, al suministro de sistemas nucleares, así como Ingeniería y servicios e investigación (33).

Con todo ello, según PwC, en 2013 la industria nuclear representó un 0,27% del producto interior bruto, entre actividades directas e indirectas, siendo un 0,19% de actividades directas. Además, durante el mismo año, según el mismo informe, la industria nuclear tenía 27.466 empleos, directos e indirectos (33).

Finalmente, cabe decir que es una industria competitiva y que representa una parte importante de la economía española (34). La industria nuclear española es competitiva y tiene un alto nivel, exportando entre el 50% y 80% de los servicios a mercados internacionales, como China o Estados Unidos (3). Por ello, es una industria que da soporte a las actividades españolas así como al desarrollo nuclear mundial (12).

4.4. Análisis Ambiental

A continuación, se analizan las emisiones de CO₂. Los resultados numéricos se encuentran en el ANEJO II. Para llevar a cabo este análisis se ha utilizado la información de Neil Petchers (29).

Escenarios Penetración Eólica-Ciclos Combinados

En este escenario no hay emisiones de CO₂.

Escenarios Penetración Eólica-Hidráulica

Las emisiones de CO₂ en todos los escenarios asociados a esta situación, al igual que la situación anterior, son cero.

Situación Idealista

Al tratarse de energía renovable, esta situación tiene cero emisiones en cada escenario.

Situación Drástica

En esta situación, se producen las máximas emisiones de CO₂ correspondientes a un 100% de producción de energía térmica con carbón, punto que resulta ser el más barato según la Figura 4-7. Las mínimas emisiones de esta situación se producen con un 100% de ciclo combinado, siendo 66.000 toneladas de CO₂, resultando ser un coste de producción media, ni el más caro ni el más barato.

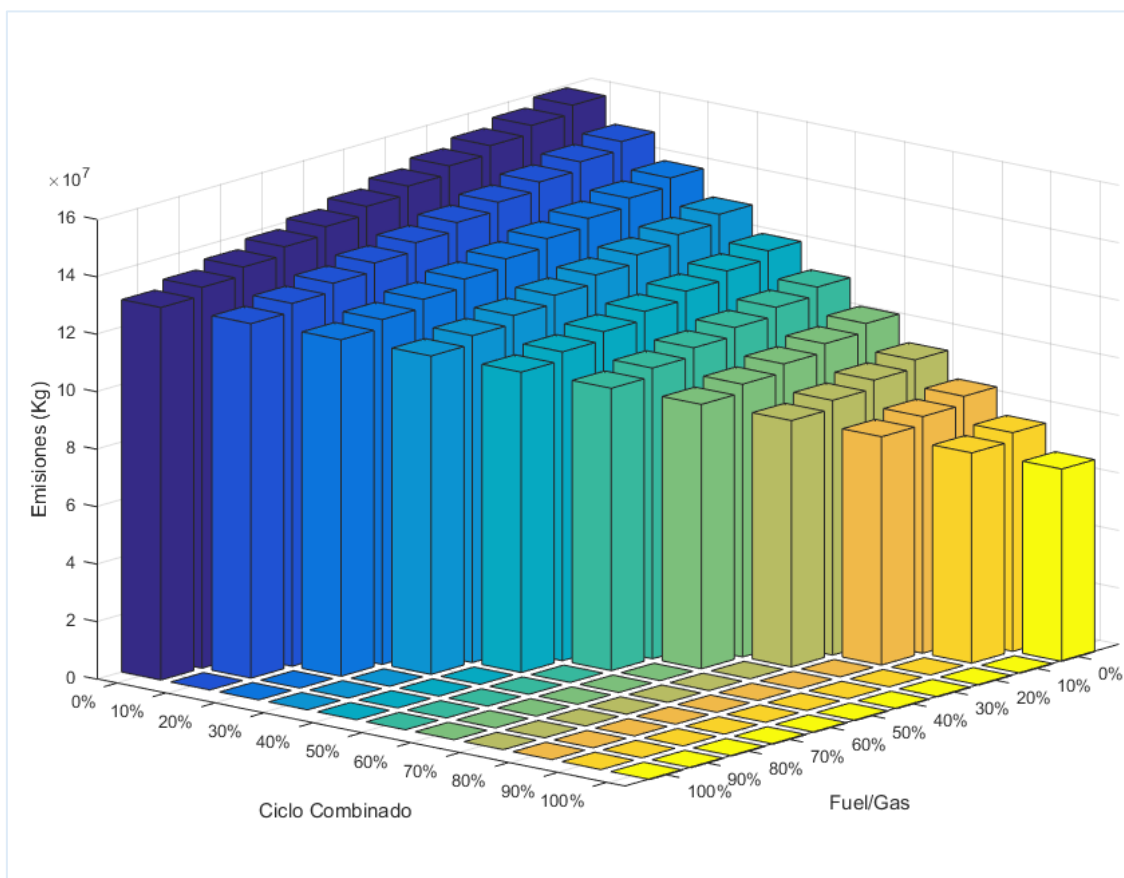


Figura 4-15. Emisiones CO₂ Situación Drástica

Situación Hidráulica-Ciclo Combinado- Eólica

Las emisiones, para la situación más barata que es 100% de energía hidráulica, son cero. La producción del 100% de energía eólica sería la siguiente más barata, resultando tener también emisiones cero. Y la producción con 100% de ciclo

combinado, resultaría la producción más cara para esta situación y con emisiones de 66.000 toneladas de CO₂ que se añadirían al mix global al día, ya que esta cantidad está asociada únicamente a la sustitución de energía nuclear.

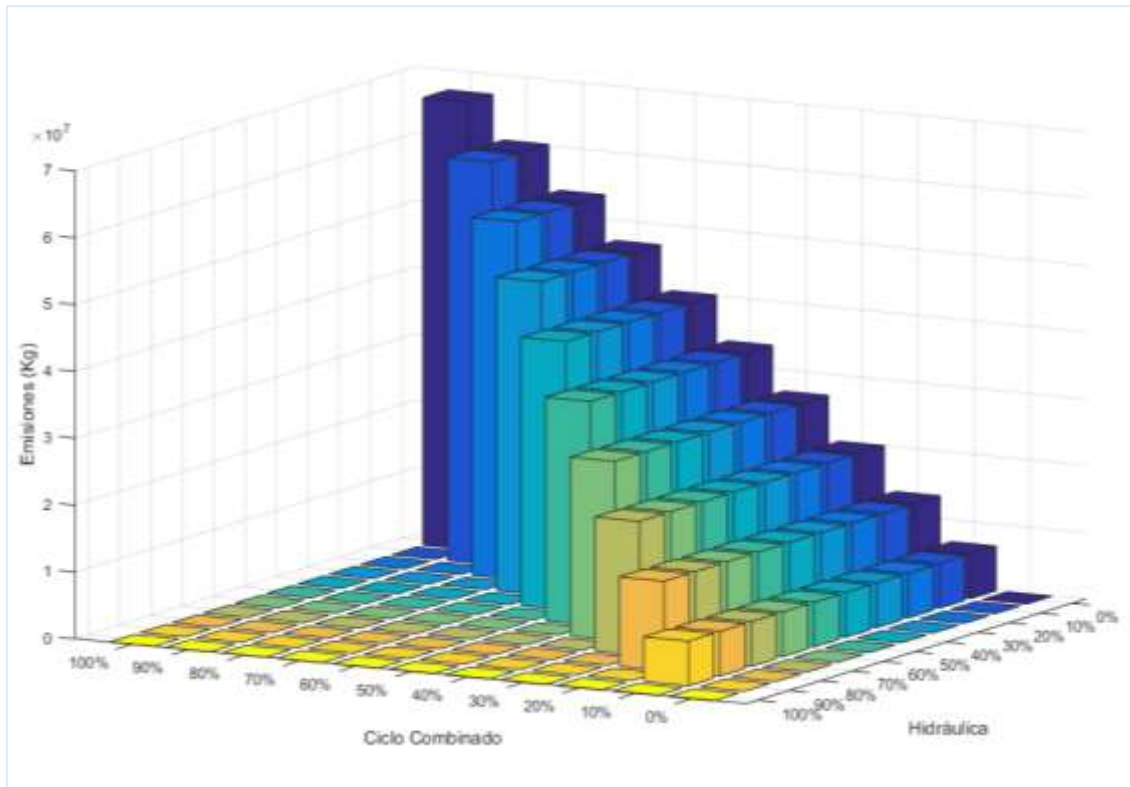


Figura 4-16. Emisiones CO₂ Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Eólica

Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar

En relación con las emisiones el resultado es similar a la situación anterior, las máximas emisiones se producirían para un escenario de 100% de ciclo combinado, resultando ser 66.000 toneladas de CO₂ más al día. La única diferencia sería en coste, ya que el escenario de 100% solar 600.000 € más caro que para el 100% de eólica.

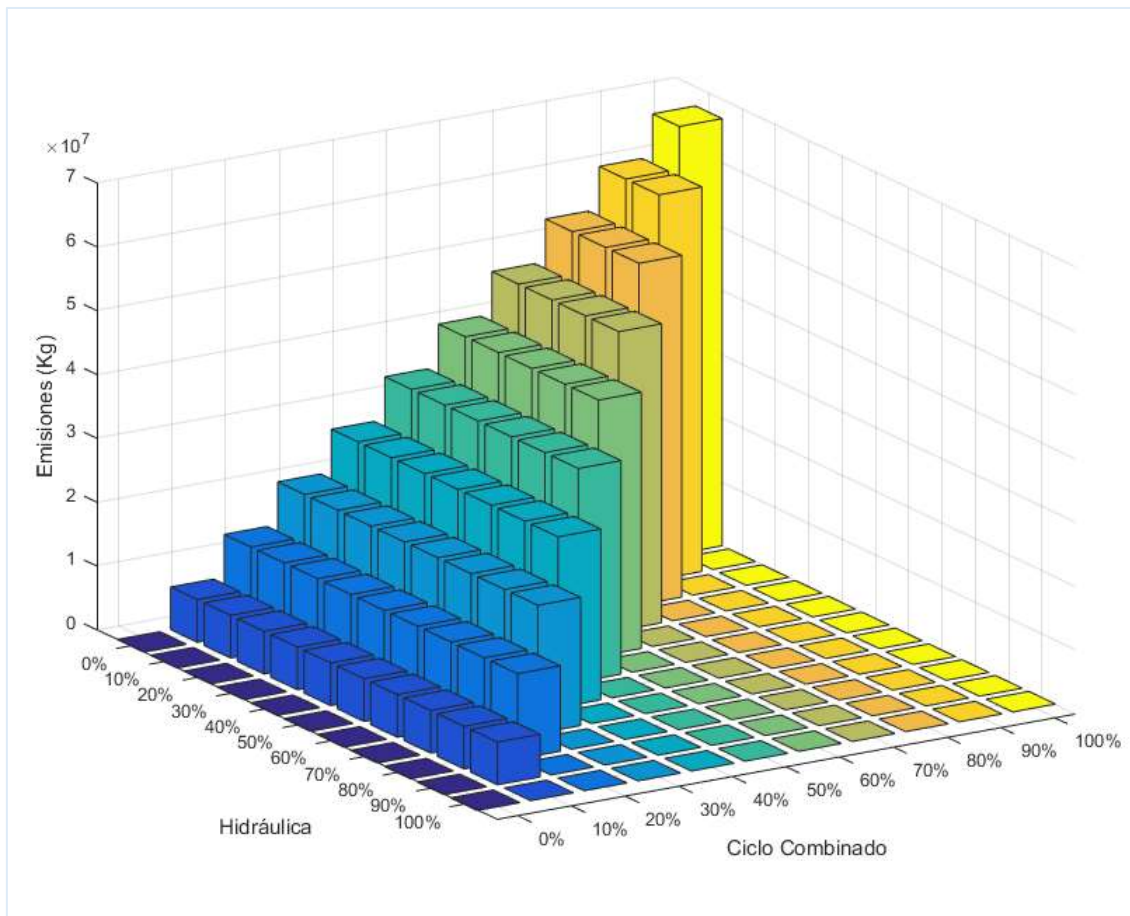


Figura 4-17. Emisiones CO₂ Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar

Situación Hidráulica-Carbón-Eólica

En este caso, los resultados son similares a las situaciones anteriores, con la diferencia que la producción de 100% de energía mediante carbón es más barata, pero tiene mayores emisiones que con ciclos combinados, resultando ser 158.908 toneladas más de CO₂ al día.

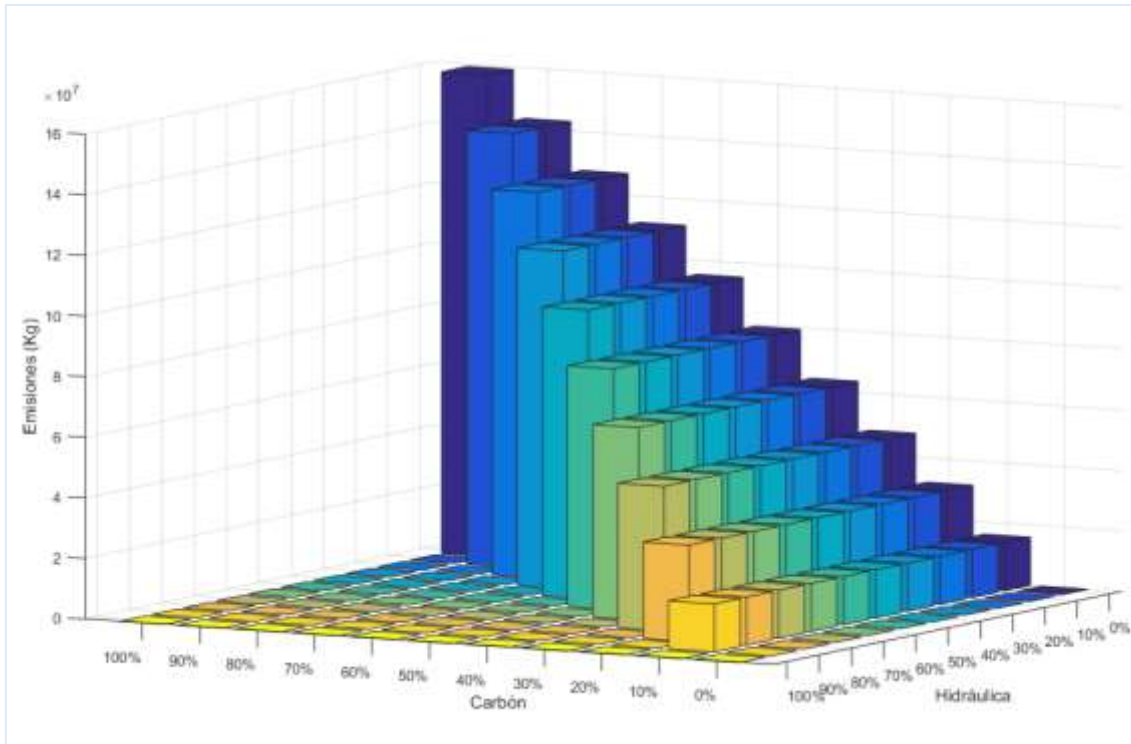


Figura 4-18. Emisiones CO₂ Situación Hidráulica-Carbón-Eólica

4.4.1. Conclusiones Análisis Ambiental

Con el objetivo de cumplir el protocolo de Kioto en pueden llevar a cabo dos medidas, por un lado, la compra de derechos de emisión y por otro la reducción de las emisiones mediante un cambio del mix de producción o con el aumento de los intercambios internacionales. En España las medidas que se han tomado son el incremento de las energías renovables y de los ciclos combinados (35).

Como se puede observar en el análisis ambiental, al sustituir un 20% de la producción nuclear mediante ciclos combinados, dejando a un lado la producción 100% renovable, las emisiones de CO₂ aumentarían 66.000 toneladas de CO₂ al día. Si en 2015 el 20% de energía nuclear se hubiera producido mediante ciclos combinados, el resultado de las emisiones totales de GEI hubiera sido de un aumento de un 25% respecto al año base 1990. Por otro lado, producir este 20% con centrales

térmicas de carbón, supondría un aumento en 2015 de las emisiones totales de GEI de 37% respecto al año base 1990.

Actualmente, como se puede observar en el análisis del mix energético, el sector eléctrico está dominado por carbón y fuel, por ello está lejos de ser un sector con emisiones cero (36). La técnica de captura y almacenamiento de CO₂ (CAC) se puede contemplar como posibilidad, pero en España resulta más caro invertir en esta tecnología que en la compra de créditos de carbono. Además el precio que se paga es la reducción de la eficiencia del proceso energético y se captura el 90% de CO₂ (36). Asimismo esta tecnología también aumenta el coste de la energía (37).

Del análisis anterior, cubrir esa cantidad de energía nuclear con un 100% renovable daría el mismo resultado de emisiones, aunque el coste sería mayor. Además, como se explica a continuación no se puede un sistema 100% renovable debido a la estabilidad de la red entre otras cosas y que hoy en día se necesita energía de respaldo cubierta por ciclos combinados. Por otro lado, se podría contemplar un escenario combinado con renovables y ciclos combinados o carbón con CAC, aunque a día de hoy es complicado por la falta de inversión.

4.5. Análisis Mecánico

En este punto se pretende estudiar la parte mecánica del sistema eléctrico, es decir, la necesidad de mantener la estabilidad del sistema. Al hablar de sistema eléctrico se incluyen todas las actividades desde generación hasta consumo: generación, transporte y distribución. El sistema eléctrico se ha ido constituyendo a lo largo de la historia con unos principios físicos que a día de hoy se tienen que mantener para garantizar su funcionamiento. La electricidad ha sido creada por el hombre y no existe en la naturaleza, por ello se puede decir que es uno de los sistemas más potentes creados por el hombre (38).

El sistema eléctrico se caracteriza por funcionar a tiempo real, es decir, el cliente está consumiendo lo que se está generando al mismo tiempo, por ello la

generación se iguala al consumo. Este equilibrio se tiene que respetar ya que la energía no se puede almacenar a gran escala.

A grosso modo, al igualar la generación a la demanda real se queda fijada la frecuencia y la tensión, por ello cada vez que la demanda cambie la producción de electricidad se tiene que regular para mantener esta situación de equilibrio. Además, el sistema debe de tener capacidad suficiente para absorber distintas perturbaciones (desde cambios en la demanda hasta pérdidas de grupos generadores). Hay que tener en cuenta que la demanda es variable, en función de las necesidades del consumidor; el sistema puede tener indisponibilidades, causadas por averías o por mantenimiento programado; y, el transporte y la distribución se encuentran a la intemperie, pudiendo ser afectados por cuestiones atmosféricas.

El sistema debe de ser estable y tener garantía de suministro, por ello debe de funcionar con una determinada frecuencia y tensión. La estabilidad se define como una propiedad de los sistemas dinámicos cuando, ante la presencia de una perturbación, tienen capacidad de recuperar el equilibrio. Por ello, los generadores además de producir energía eléctrica deben de proporcionar unos servicios complementarios, para garantizar la estabilidad. Estos servicios son: regulación primaria, secundaria y terciaria; y control de tensión; además de la reposición del servicio.

La estabilidad del sistema se consigue igualando la demanda a la generación, para ello se utiliza la frecuencia como variable de control. La frecuencia en España está fijada en 50Hz y es esencial para que el sistema funcione en condiciones de sincronismo, además esta frecuencia está relacionada con la velocidad de giro de los alternadores. Con sincronismo se hace referencia a que todas las máquinas presentes en el sistema eléctrico; produciendo energía eléctrica, están girando a la misma frecuencia. Como la demanda es variable, las máquinas rodantes presentes en el sistema tienen que tener reserva de potencia a subir y a bajar para hacer frente a las necesidades de los consumidores. En otras palabras, las turbinas hidráulicas o

de vapor tienen que tener capacidad de aumentar o disminuir su potencia, manteniendo la frecuencia dentro de unos límites. Por ello, el sistema de control frecuencia-potencia es el encargado de mantener la frecuencia entre los valores admisibles, alrededor de 50 Hz. Este sistema de control de frecuencia-potencia está incluido dentro de los servicios complementarios y lo conforman (35):

- Respuesta mecánica de las propias máquinas debido a su inercia. La inercia es la capacidad que tienen los sistemas de mantener su estado ante perturbaciones.
- Respuesta controlada, mediante reguladores automáticos en las máquinas:
 - Regulación primaria, respuesta individual y rápida, tiende a igualar la generación a la demanda.
 - Regulación secundaria, repone la frecuencia, los intercambios y la recuperación de la regulación primaria. Evita que las máquinas se queden aisladas, determinando cada una su propia frecuencia.
 - Regulación terciaria, repone las reservas secundarias. Además, el tiempo de actuación solo se cumple con centrales hidráulicas o con centrales térmicas a baja carga, resultando ser los ciclos combinados las centrales que tienen un arranque más rápido (2-4 horas) frente a las centrales térmicas convencionales cuyo arranque está entre 16 y 24 horas (35).

Un elemento importante en la generación de energía eléctrica son los alternadores, encargados de transformar la energía mecánica de una turbina a energía eléctrica. Generan ondas senoidales, corriente alterna, mediante campos electromagnéticos. Estos alternadores tienen, por lo tanto, inercia para mantener su característica de sincronismo en el sistema.

Para garantizar la estabilidad del sistema y los servicios complementarios, se distinguen distintas unidades (35):

- Unidades de base, entre las que se encuentran las centrales nucleares, que tienen regulación primaria y para regulación secundaria y terciaria no se usan habitualmente. Además, son centrales que tienen mucha inercia y son de gran potencia.

También se incluyen en este punto las centrales térmicas convencionales, cuyo tiempo de respuesta es lento; así como ciclos combinados. En el caso de los ciclos combinados, tienen una respuesta rápida a la variación de la demanda, aunque tienden a ir en el sentido de la frecuencia; si esta baja, su respuesta es bajar también. Además, para que cumplan con las emisiones tienen que producir por encima del 60%, pero si se quiere que aporten reserva al sistema tienen que funcionar entre el 60% y 80% (35).

- Unidades intermedias, regulan potencia. Los sistemas hidráulicos tienen una respuesta rápida. En este grupo también se incluyen centrales térmicas pequeñas o ciclos combinados, que pueden acabar trabajando como unidades de base.
- Unidades de punta, cuando la demanda va a alcanzar un máximo durante el día se cubre con centrales térmicas convencionales o con hidráulicas, centrales de baja inercia, rápidas ante las variaciones de la demanda.
- Unidades de reserva, centrales que trabajan con una carga por debajo de la nominal.

Con todo esto, el sistema eléctrico es un sistema interconectado que requiere de una serie de elementos para garantizar su fiabilidad y estabilidad. La inercia es esencial para activar la regulación primaria y que cada máquina de manera individual se busque el equilibrio generación-demanda (39). Por ello las turbinas de vapor, así como las hidráulicas son esenciales.

4.5.1. Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos

La energía renovable tiene una componente variable dependiente de las condiciones climatológicas, si hay una nube o repentinamente el viento cesa. Esta variabilidad se suma a la fluctuación de la demanda a la que el sistema se tiene que ajustar. Por lo tanto, los parques eólicos cuentan con predictores que ayudan a programar la producción. Además, esta predictibilidad tiene un error del 30% para parques aislados, pudiendo reducirlo a 15% cuando funcionan en conjunto (40), siendo los desvíos medios del 11%. Asimismo, los parques eólicos no tienen regulación, ésta se la tienen que aportar o ciclos combinados o energía hidráulica, que no se puede utilizar siempre que se quiera por la programación de los embalses. Por consiguiente, a la variabilidad de la demanda se le suma la variabilidad de la producción eólica, igualmente que no aportan inercia al sistema ante cualquier incidencia más allá de la variabilidad de la demanda, como fallo de sistemas.

Se dice que el aumento de la energía eólica proporciona un precio menor al consumidor aunque la energía eólica requiere una gestión adicional que aumenta los costes. Además se ha visto que el coste normalizado es más caro que el de nuclear, carbón o hidráulica, Tabla 4-1. Como se ha mencionado, requiere una gestión adicional. Aunque la variabilidad de las centrales renovables se está reduciendo con los predictores, éstas siguen requiriendo centrales de apoyo, ciclos combinados, para absorber posibles pérdidas por causas climatológicas, ya que aunque el error se reduzca éste sigue existiendo y, por lo tanto, hay una incertidumbre que hay que cubrir.

Igualmente, la ausencia de servicios complementarios en energía eólica requiere, también, de tecnología de apoyo para cumplir con los requisitos de fiabilidad y estabilidad del sistema (41). Es decir, la producción de energía eólica o solar fotovoltaica requiere de ciclos combinados o centrales térmicas o hidráulicas como energía de respaldo ante contingencias.

Más allá, los sistemas eléctricos han sido capaces de integrar grandes cantidades de energía renovable, debido a la presencia de sistemas que aportan inercia y regulación primaria, como es el caso de la energía nuclear que aporta gran cantidad de inercia y regulación primaria. Aunque en la actualidad empieza a haber molinos que permiten incluir inercia sintética y cierta regulación primaria y secundaria (41). Aunque hay que tener en cuenta que el sistema eléctrico está dominado por campos electromagnéticos, debido a los alternadores que producen la energía eléctrica en turbinas hidráulicas o de vapor. En estos alternadores se produce energía activa que es la que le llega al consumidor, y energía necesaria para restablecer los campos electromagnéticos, energía reactiva (35). Por ello, por mucho que se incluyan a día de hoy generadores de inercia sintética, en los parques renovables se necesitan más componentes necesarios para mantener la estabilidad del sistema eléctrico. (39)

Una producción 100% renovable a día de hoy es inviable por distintas cuestiones mecánicas. La energía eólica y solar fotovoltaica son variables a lo largo del día y durante el año y se caracterizan por tener una componente, aunque con poco error, impredecible. Dentro de la energía renovable, la hidráulica es la que menos emisiones de CO₂ en conjunto emite, pero depende del año hidráulico, y tiene un coste de oportunidad asociado al agua que se embalsa. Más allá, una producción 100% renovable se quedaría sin esa capacidad de regulación mecánica, al tratarse de máquinas que no tienen la inercia suficiente. Por otro lado, se podría plantear tener las centrales térmicas paradas y que entren en funcionamiento cuando haya un problema, situación que es inviable debido a las horas que tarda una central en ponerse a punto, mencionado anteriormente, además del coste asociado a este tipo de regulación que sería mayor, añadiendo costes de mantenimiento debido a que supondría operar una central térmica de manera diferente para la que está diseñada.

Finalmente, la integración de energía renovable en el sistema requiere una gestión adicional para garantizar los servicios complementarios. A día de hoy, por ello es inviable establecer la sustitución de energía nuclear con un escenario

idealista, ya que las centrales nucleares al estar en servicio constante al año aportan un nivel mínimo de inercia (39). Si se aumentara mucho la presencia renovable hasta el punto de sustituir la nuclear, habría que instalar elementos que produjeran inercia sintética, aunque a día de hoy la inercia sintética no aporta lo necesario al sistema eléctrico además de que se necesitan más elementos para garantizar el suministro.

Capítulo 5.

CONCLUSIONES

A partir del análisis llevado a cabo, si se procede con una desnuclearización de España, se acabaría con un sector de referencia no solo a nivel nacional, sino mundial, que aporta un 0,27% al PIB, además de 27.000 empleos directos e indirectos. Como se ha analizado en este proyecto, eliminar el 20% de producción nuclear del mix energético supondría un aumento del coste de producción de 594.338€ al día en el caso de que se pudiera cubrir con un 100% de energía hidráulica. Por otro lado, si ese 20% se sustituye con 100% de energía eólica el coste al día aumentaría 3.408.585€. Mientras que si se sustituye con carbón supondría un aumento de 1.528.657€ al día con un incremento de las emisiones del 37% respecto a 1990. Si la solución que se adopta fuese mediante un 100% de ciclos combinados, el coste aumentaría en 12.376.037€ al día y las emisiones resultarían en un incremento del 25% respecto a 1990.

Desde el punto de vista económico, ambiental y mecánico, la solución más conveniente sería sustituir las turbinas de vapor por turbinas hidráulicas. Económicamente, supondría el menor aumento del coste para todos los escenarios; y, mecánicamente, la estabilidad de la red no se vería comprometida. Pero, a día de hoy por la orografía del terreno y la inversión necesaria, resulta imposible instalar más potencia hidráulica.

Por otro lado, un escenario de sustitución mediante un 100% de energía eólica, ambientalmente resultaría favorable, pero a día de hoy no se puede sustituir una energía de base por energía renovable, ya que no aporta la inercia suficiente al sistema eléctrico (4.5.1). Actualmente España tiene 22.981 MW eólicos instalados y una producción anual en 2015 de 49.335 GWh, aunque actualmente se reduce la intermitencia de los parques eólicos, es una energía que sigue teniendo una componente impredecible y en 2015 funcionó 2.150 horas. Frente a la energía nuclear que con una potencia instalada de 7.567 MW produciendo en 2015 57.188

GWh, funcionó 7.600 horas en 2015. Además, como es una energía que necesita centrales de respaldo, no se tiene en cuenta en el coste de la energía eólica el coste que supone la gestión adicional además de la energía de respaldo que necesita.

Del mismo modo, sustituir el 20% de energía nuclear por un escenario de 100% central térmica de carbón, desde el punto de vista económico resultaría más favorable que sustituirlo por un 100% de energía eólica. Aunque, desde el punto de vista ambiental, las emisiones aumentarían un 37% respecto a 1990. Por ello, este escenario se podría plantear si se invierte en tecnología de Captura y Almacenamiento de CO₂.

España carece de una política energética a largo plazo. Situación que supone una problemática seria, debido a que la demanda eléctrica va a seguir aumentando, y esta situación no favorece las inversiones en el sector debido a la imposibilidad de calcular un retorno. Por ello, es necesario establecer una política energética, que garantice todas las tecnologías que se tienen en el mix energético además de realizar inversiones para garantizar el suministro futuro a la población. No solo favoreciendo determinadas tecnologías.

Como se ha visto, incrementar la presencia eólica en el mix energético ha disminuido las emisiones desde 2007, pero no desde 1990, año base establecido a raíz del protocolo de Kioto. Por ello, se debería de establecer una política energética consistente, con pactos a largo plazo y que asegure la presencia de todas las tecnologías en el mix energético español; que se caracteriza por ser diversificado, reduciendo por ello la dependencia española del exterior.

La energía nuclear, aporta inercia al sistema, garantía de suministro fiable y tiene impacto positivo en los precios. En España una industria de referencia mundial. Además, la mala percepción social que tiene hace plantear la desnuclearización de España. Pero como se ha analizado, ninguno de los escenarios

planteados reduce el coste, garantiza la estabilidad de la red ni reduce las emisiones como lo hace la energía nuclear.

El mix energético debe de ser una combinación de varios elementos en los que no se debe de prescindir de ninguna fuente energética. Más allá, si se quiere cumplir con las condiciones impuestas por el protocolo de Kioto de reducción de las emisiones, no se puede aumentar más la producción con fuentes fósiles, aunque el gas contamine menos. Actualmente existen centrales nucleares modulares, que permiten aportar inercia y regula secundaria, centrales de generación III+ mediante las cuales la gestión de residuos se hace de tal manera que reduce la radiactividad además de su vida.

Finalmente, este proyecto lo que defiende es un mix energético diversificado, en el que no se tomen decisiones para favorecer una determinada tecnología cuando se ha demostrado que desde el punto de vista económico y ambiental no es factible. España no ha cumplido el protocolo de Kioto, ya que en vez de reducir en un 15% las emisiones respecto a 1990, se han aumentado. Y ha quedado demostrado que incrementar la presencia eólica, disminuye las emisiones respecto al 2007 pero no respecto a 1990. Por ello, el mix energético español necesita algo que quedaría satisfecho con inversiones en centrales nucleares de III generación y el alargamiento de las licencias de explotación hasta 60 años, acción llevaba a cabo en Estados Unidos; o inversiones en tecnología de Captura y Almacenamiento de CO₂. Por ello, seguir reduciendo el porcentaje nuclear favoreciendo tecnologías renovables sería un error, desde el punto de vista económico y de garantía de suministro de electricidad a la población. Más allá, la falta de inversiones en el sector energético español en un futuro dará lugar a problemas, que se tendrán que resolver con un mayor coste por parte del gobierno y por tanto de la población.

Capítulo 6.

Bibliografía

1. **Foro Nuclear.** Energía Nuclear en España. *Foro Nuclear*. [En línea] [Citado el: 1 de Noviembre de 2016.] <http://www.foronuclear.org/es/energia-nuclear/energia-nuclear-en-espana>.

2. **Gómez Navarro, Javier.** Capítulo I: Introducción Desde el Punto de Vista de la Industria. [aut. libro] Varios Autores. *Energía Nuclear: Estado Actual y Perspectiva Inmediata*. Madrid: Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI; Universidad Pontificia Comillas, 2011.

3. **Emeterio Gutiérrez, José.** Capítulo I: Introducción Desde el Punto de Vista de los Profesionales del Sector. [aut. libro] Varios Autores. *Energía Nuclear: Estado Actual y Perspectiva Inmediata*. Madrid: Asociación Nacional Ingenieros del ICAI; Universidad Pontificia Comillas, 2011.

4. **COMUNICADO DE PRENSA: El Protocolo de Kyoto entrará en vigor el 16 de Febrero de 2005.** *United Nations Framework Convention on Climate Change*. [En línea] 18 de Noviembre de 2004. [Citado el: 18 de Enero de 2017.] https://unfccc.int/files/press/news_room/press_releases_and_advisories/application/pdf/press041118_esp.pdf.

5. **Ministerio de Agricultura y Pesca. Alimentación y Medio Ambiente.** Normativa Relacionada con Cambio Climático. *MAPAMA. Gobierno de España*. [En línea] [Citado el: 18 de Enero de 2017.] <http://www.mapama.gob.es/es/cambio-climatico/legislacion/documentacion/normativa-y-textos-legales/#para3>.

6. **Naciones Unidas.** Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre El Cambio Climático. *United Nations Framework*

Convention on Climate Change. [En línea] 1998. [Citado el: 2017 de Enero de 18.] <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>.

7. Ministerio de Agricultura y Pesca. Alimentación y Medio Ambiente. Protocolo de Kioto. *MAPAMA.* [En línea] [Citado el: 22 de Enero de 2017.] <http://www.mapama.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/protocolo-kioto.aspx>.

8. Secretaría de Estado de Medio Ambiente. Inventario Nacional de Emisiones de Gases Invernadero 1990-2005. *MAPAMA.* [En línea] 2017. [Citado el: 20 de Mayo de 2017.] http://www.mapama.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/nir_2017_abril_tcm7-453259.pdf.

9. EUROSTAT. Smarter, Greener, more inclusive? *European Commission.* [En línea] 2016. [Citado el: 20 de Mayo de 2017.] <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/3217494/7566774/KS-EZ-16-001-EN-N.pdf/ac04885c-cfff-4f9c-9f30-c9337ba929aa>.

10. Dies Llovera, Javier. *Reactores de Presente y Futuro.* [Diapositivas] Valencia : Universidad Politécnica de Cataluña, 2011.

11. Nuclear Energy Agency; International Energy Agency. Technology Roadmap: Nuclear Energy. *International Energy Agency.* [En línea] 2015. [Citado el: 10 de Enero de 2017.] <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technology-roadmap-nuclear-energy-2015-.html>.

12. Foro Nuclear. *Resultados Nucleares de 2015 y Perspectivas para 2016.* 2015.

13. Mellado, Isabel. **Capítulo III: Gestión de Vida Útil.** [aut. libro] Varios Autores. *Energía Nuclear : Estado Actual y Perspectiva Inmediata.* s.l. : Asociación Nacional Ingenieros del ICAI; Universidad Pontificia Comillas, 2011.

14. ENRESA. **Actividades y Proyectos.** *ENRESA.* [En línea] [Citado el: 25 de Abril de 2017.] <http://www.enresa.es/esp/inicio/actividades-y-proyectos>.

15. Linares, Jose Ignacio. **Tema 7: Energía Nuclear.** [Diapositivas] Madrid : Universidad Pontificia Comillas, 2015.

16. ENRESA. **El Centro de Almacenamiento de El Cabril.** *ENRESA.* [En línea] [Citado el: 20 de Mayo de 2017.] <http://www.enresa.es/esp/inicio/actividades-y-proyectos/ca-el-cabril>.

17. Consejo de Seguridad Nuclear. **Residuos de Alta Actividad.** *CSN.* [En línea] [Citado el: 20 de Mayor de 2017.] <https://www.csn.es/residuos-de-alta-actividad1>.

18. Foro Nuclear. **Energía Nuclear y Seguridad de Suministro.** *Foro Nuclear.* [En línea] Diciembre de 2014. [Citado el: 20 de Mayo de 2017.] <http://www.foronuclear.org/es/publicaciones-y-documentacion/publicaciones/monograficas/121278-energia-nuclear-y-seguridad-de-suministro>.

19. *Economical Analysis of an Alternative Strategy for CO2 Mitigation Based on Nuclear Power.* Alonso, Gustavo y del Valle, Edmundo. 66-76, s.l. : Elsevier, 2013, Vol. Energy 52.

20. World Nuclear Association. **Nuclear Power in Germany.** *World Nuclear Association.* [En línea] Mayo de 2017. [Citado el: 20 de Mayo de 2017.]

<http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/germany.aspx>.

21. Von Hirschhausen, Christian, y otros. *German Nuclear Phase-Out Enters the Next Stage: Electricity Supply Remains Secure - Major Challenges and High Costs for Dismantling and Final Waste Disposal*. *DIW Berlin*. [En línea] 2015. [Citado el: 20 de Mayo de 2017.] https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.506840.de/diw_econ_bull_2015-22-1.pdf.

22. *German Nuclear Policy Reconsidered: Implications for the Electricity Market*. Fürsh, Michaela et al. 11/12, s.l. : EWI Working Paper, 2011.

23. *Evaluating Options for the Future Energy Mix of Japan After the Fukushima Nuclear Crisis*. Hong, Sanghyun, Bradshaw, Corey J.A y Brook, Barry W. 418-424, s.l. : Elsevier, 2013, Vol. *Energy Policy* 56.

24. Ishii, Noriyuki. *New Energy White Paper Describes Effects of Increased Energy Costs*. *Japan Atomic Industrial Forum*. [En línea] 16 de Julio de 2015. [Citado el: 20 de Mayo de 2017.] <http://www.jaif.or.jp/en/new-energy-white-paper-describes-effects-of-increased-energy-costs/>.

25. IEA. *Energy Policies of IEA Countries: Belgium 2016*. *International Energy Agency*. [En línea] 2016. [Citado el: 20 de Mayo de 2017.] https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Energy_Policies_of_IEA_Countries_Belgium_2016_Review.pdf.

26. *Nuclear and Old Fossil Phase Out Scenarios: Assessment of Shortages, Surpluses and the Load Factor of Flexible Assets with High Renewable Generation Targets - A Belgian Case Study*. Laleman, Ruben y Albrecht, Johan. 338-347, s.l. : Elsevier, 2015, Vol. *Electrical Power and Energy Systems* 74.

27. IEA. *Energy Policies of IEA Countries: France 2016. International Energy Agency*. [En línea] 2016. [Citado el: 20 de Mayo de 2017.] https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Energy_Policies_of_IEA_Countries_France_2016_Review.pdf.

28. REE. Red Eléctrica de España. [En línea] 14 de Marzo de 2017. [Citado el: 20 de Marzo de 2017.] <http://www.ree.es/es/>.

29. Petchers, Neil. *Combined Heating, Cooling & Power Handbook: Technologies & Applications: An Integrated Approach to Energy Resource Optimization*. s.l. : The Fairmont Press, Inc., 2003.

30. International Energy Agency; Nuclear Energy Agency. *Projected Costs of Generating Electricity. IEA*. [En línea] 30 de Septiembre de 2015. [Citado el: 20 de Enero de 2017.] <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>.

31. Asociación Empresarial Eólica. [En línea] [Citado el: 2017 de Marzo de 20.] <http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/>.

32. CNMC. Acuerdo por el que se Emite Informe Sobre el Estado Actual de la Deuda del Sistema Eléctrico. *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*. [En línea] 16 de Marzo de 2017. [Citado el: 4 de Abril de 2017.] https://www.cnmc.es/sites/default/files/1582680_0.pdf.

33. PwC. *Impacto Socioeconómico de la Industria Nuclear en España. PwC*. [En línea] [Citado el: 4 de Marzo de 2017.] <http://www.nuclenor.org/public/otros/impactosocio.pdf>.

34. Marca España. *Industria nuclear española, experiencia innovadora demandada en todo el mundo. Marca España*. [En línea] 27 de Marzo de 2015. [Citado el: 4 de Marzo de 2017.]

[http://marcaespana.es/actualidad/empresa/industria-nuclear-
espa%C3%B1ola-experiencia-innovadora-demandada-en-todo-el-mundo](http://marcaespana.es/actualidad/empresa/industria-nuclear-esp%C3%B1ola-experiencia-innovadora-demandada-en-todo-el-mundo).

35. Martínez Vidal, Cristina y Casajús Díaz, Victoriano. *Mix de Generación en el Sistema Eléctrico Español en el Horizonte 2030. Foro Nuclear.* [En línea] Noviembre de 2007. [http://www.foronuclear.org/es/publicaciones-y-
documentacion/publicaciones/tecnicas/115341-mix-de-generacion-en-el-
sistema-electrico-espanol-en-el-horizonte-2030](http://www.foronuclear.org/es/publicaciones-y-documentacion/publicaciones/tecnicas/115341-mix-de-generacion-en-el-sistema-electrico-espanol-en-el-horizonte-2030).

36. NEA. *Nuclear Power: Combating Climate Change. Nuclear Energy Agency.* [En línea] Octubre de 2015. [Citado el: 5 de Mayo de 2017.] <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7208-climate-change-2015.pdf>.

37. Linares Hurtado, J.I. y López de los Mozos, E. *Generación Sostenible de Electricidad en el Horizonte 2030: Carbón con Captura y Almacenamiento de CO₂ y Nuclear Avanzada.*

38. Sáiz Chicharro, Ángel. *Control de los Sistemas de Energía Eléctrica.* [Diapositivas] Madrid : Universidad Pontificia Comillas, 2015.

39. REE. *Respuesta de Inercia de los Parques Eólicos. Red Eléctrica de España.* [En línea] 14 de Diciembre de 2012. [Citado el: 10 de Mayo de 2017.] [https://www.aeeolica.org/ponencias/twg2011/Luis-
coronado_Techwindgrid-2011.pdf](https://www.aeeolica.org/ponencias/twg2011/Luis-coronado_Techwindgrid-2011.pdf).

40. Ceña Lázaro, Alberto. *Capítulo IV: Energía No Gestionable: Energía Eólica.* [aut. libro] Varios Autores. *Planificación Energética Sostenible Para La Generación Eléctrica.* Madrid : Asociación Nacional de Ingenieros de ICAI; Universidad Pontificia Comillas, 2010.

41. Denholm, P y Cochran, J. Wind and Solar on the Power Grid: Myths and Misperceptions. U.S. National Renewable Energy Laboratory. [En línea] Mayo de 2015. [Citado el: 18 de Mayo de 2017.] <http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63045.pdf>.

42. La Moncloa. Medio Ambiente. Gobierno de España. [En línea] 13 de Marzo de 2017. [Citado el: 20 de Mayo de 2017.] <http://www.lamoncloa.gob.es/espana/eh15/medioambiente/Paginas/index.aspx>.

43. Mínguez, Emilio. El Futuro de la Energía Nuclear Hacia 2020. Instituto Español de Estudios Estratégicos. [En línea] 2015. [Citado el: 10 de Febrero de 2017.] http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_trabajo/2015/DIEEET15-2015_FuturoEnergiaNuclear_E.Minguez.pdf.

DOCUMENTO 2.

ANEJOS

ANEJO I: Cálculos I

1.1 Emisiones España CO₂

Año	Evolución Agregado de Emisiones (gigagramos de CO₂-eq)	Variación Respecto al Año base	Variación Interanual
1990	287.828,14	-	-
1995	327.884,51	14%	12%
2000	385.587,69	34%	15%
2005	439.556,14	53%	12%
2006	430.813,91	50%	-2%
2007	439.906,35	53%	2%
2008	407.693,68	42%	-8%
2009	370.330,16	29%	-10%
2010	356.761,43	24%	-4%
2011	356.950,74	24%	0%
2012	351.817,37	22%	-1%
2013	322.873,54	12%	-9%
2014	324.214,82	13%	0%
2015	335.661,52	17%	3%

Tabla A-I 1. Emisiones CO₂. Datos: Inventario Nacional GEI

1.2 Tabla Porcentajes Producción Eléctrica

Millones de kWh	Hidroeléctrica y solar	<i>Eólica</i>	Térmica clásica	Térmica nuclear
1940	92,7%	0,0%	7,3%	0,0%
1950	73,2%	0,0%	26,8%	0,0%
1960	83,9%	0,0%	16,1%	0,0%
1965	62,1%	0,0%	37,9%	0,0%
1970	49,5%	0,0%	48,9%	1,6%
1975	32,1%	0,0%	58,7%	9,1%
1980	27,9%	0,0%	67,4%	4,7%
1985	25,9%	0,0%	52,0%	22,0%
1990	17,3%	0,0%	47,0%	35,8%
1995	14,5%	0,0%	52,8%	32,8%
1996	23,6%	0,0%	44,5%	31,9%
1997	19,7%	0,0%	51,1%	29,2%
1998	19,9%	0,0%	50,2%	30,0%
1999	14,7%	0,0%	57,3%	28,0%
2000	14,2%	2,1%	56,1%	27,6%
2001	18,6%	2,8%	51,7%	26,8%
2002	10,8%	3,9%	59,7%	25,5%
2003	16,7%	4,6%	55,4%	23,3%
2004	12,4%	5,7%	59,3%	22,6%
2005	8,0%	7,2%	65,3%	19,5%
2006	9,9%	7,6%	62,6%	19,8%
2007	10,1%	8,8%	63,5%	17,6%
2008	9,0%	10,4%	62,1%	18,5%
2009	12,6%	13,1%	56,2%	18,1%
2010	17,7%	14,3%	47,7%	20,4%
2011	14,7%	14,2%	51,4%	19,6%
2012	12,2%	16,5%	50,7%	20,6%
2013	19,0%	19,4%	41,8%	19,8%
2014	20,3%	18,6%	40,6%	20,5%
2015	16,1%	17,4%	46,2%	20,3%

Tabla A-1 2. Producción Eléctrica por Tecnología. Fuente: UNESA

ANEJO II: Cálculos para los distintos escenarios

1.1 Emisiones CO₂

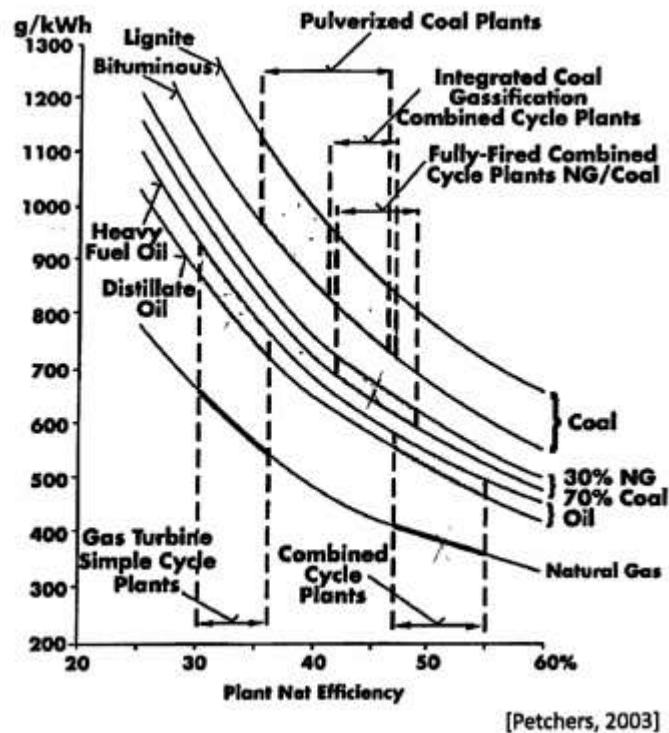


Figura A- 1. Emisiones de CO₂ Relativa a la Energía Producida (29)

1.2 Cálculos

1.2.1. Función de coste

Procedimiento que se ha seguido para la creación de cada escenario. En el caso de las situaciones con 2 variables el proceso es más sencillo al tener menos combinaciones, que se muestran en la Tabla 4-2 y la Tabla 4-3.

Variables

E Energía a Sustituir

T_1, T_2, T_3 Porcentajes de cada tecnología

C_1, C_2, C_3 Costes normalizados o emisiones en kg/MWh por tecnología de cada situación

Función coste/Emisiones

$$C(T_1, T_2, T_3) = (C_1 \cdot T_1 + C_2 \cdot T_2 + C_3 \cdot T_3) \cdot E$$

Restricciones

$$T_1 + T_2 + T_3 = 100\%$$

$$T_1 \in [0\%, 100\%]$$

$$T_2 \in [0\%, 100\%]$$

$$T_3 \in [0\%, 100\%]$$

Las combinaciones para cada escenario se muestran a continuación, quedando la tecnología 3 condicionada a la tecnología 1 y 2, es decir, su posición lo determinan la tecnología 1 y 2.

	T1										
T2	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
0%	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	0%
10%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	0%	-
20%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	0%	-	-
30%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	0%	-	-	-
40%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	0%	-	-	-	-
50%	50%	40%	30%	20%	10%	0%	-	-	-	-	-
60%	40%	30%	20%	10%	0%	-	-	-	-	-	-
70%	30%	20%	10%	0%	-	-	-	-	-	-	-

80%	20%	10%	0%	-	-	-	-	-	-	-	-
90%	10%	0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
100%	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla A-II- 1. Combinaciones para situaciones con 3 tecnologías

1.2.2. Función diferencia

Esta función es la diferencia entre la función coste con el coste de la energía nuclear, siendo:

$$C(Nuclear) = 40,70 \frac{\text{€}}{MWh} \cdot 167.272 MWh = 6.817.170,36 \text{ €}$$

$$D = C(T_1, T_2, T_3) - C(Nuclear)$$

A continuación, se muestran las tablas con los resultados de los distintos escenarios.

1.2.3. Situación Penetración Eólica-Ciclo Combinado

Para el caso de dos tecnologías no se calcula la diferencia con la Energía Nuclear, a cambio se presenta en la gráfica con el coste total de nuclear.

Escenarios	Eólica	CC	Coste	CO₂	Coste Nuclear
Escenario 1	0%	100%	12.376.037 €	66.908.800 Kg	6.817.170 €
Escenario 2	10%	90%	12.161.009 €	60.217.920 Kg	6.817.170 €
Escenario 3	20%	80%	11.945.981 €	53.527.040 Kg	6.817.170 €
Escenario 4	30%	70%	11.730.953 €	46.836.160 Kg	6.817.170 €
Escenario 5	40%	60%	11.515.924 €	40.145.280 Kg	6.817.170 €
Escenario 6	50%	50%	11.300.896 €	33.454.400 Kg	6.817.170 €
Escenario 7	60%	40%	11.085.868 €	26.763.520 Kg	6.817.170 €
Escenario 8	70%	30%	10.870.840 €	20.072.640 Kg	6.817.170 €
Escenario 9	80%	20%	10.655.812 €	13.381.760 Kg	6.817.170 €

Escenario 10	90%	10%	10.440.784 €	6.690.880 Kg	6.817.170 €
Escenario 11	100%	0%	10.225.756 €	0 Kg	6.817.170 €

Tabla A-II- 2. Resultados Penetración Eólica-Ciclo Combinado

1.2.4. Situación Penetración Eólica-Hidráulica

Al igual que en la situación anterior, no se calcula la diferencia con la Energía Nuclear, a cambio se presenta en la gráfica con el coste total de nuclear.

Escenarios	Eólica	Hidráulica	Coste	CO₂	Coste Nuclear
Escenario 1	0%	100%	7.411.509 €	0	6.817.170 €
Escenario 2	10%	90%	7.692.933 €	0	6.817.170 €
Escenario 3	20%	80%	7.974.358 €	0	6.817.170 €
Escenario 4	30%	70%	8.255.783 €	0	6.817.170 €
Escenario 5	40%	60%	8.537.207 €	0	6.817.170 €
Escenario 6	50%	50%	8.818.632 €	0	6.817.170 €
Escenario 7	60%	40%	9.100.057 €	0	6.817.170 €
Escenario 8	70%	30%	9.381.481 €	0	6.817.170 €
Escenario 9	80%	20%	9.662.906 €	0	6.817.170 €
Escenario 10	90%	10%	9.944.331 €	0	6.817.170 €
Escenario 11	100%	0%	10.225.756 €	0	6.817.170 €

Tabla A-II- 3. Resultados Penetración Eólica-Hidráulica

1.2.5. Situación Idealista

	T1	T2	T3
	Eólica	Hidráulica	Solar FV
Precio (€/MWh)	61,13	44,31	65,50
Co2 (Kg/MWh)	0	0	0

Tabla A-II- 4. Datos Iniciales Situación Idealista

Coste

		T1											T3
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
T2	0%	10.955.898 €	10.882.884 €	10.809.869 €	10.736.855 €	10.663.841 €	10.590.827 €	10.517.812 €	10.444.798 €	10.371.784 €	10.298.770 €	10.225.756 €	
	10%	10.601.459 €	10.528.445 €	10.455.430 €	10.382.416 €	10.309.402 €	10.236.388 €	10.163.374 €	10.090.359 €	10.017.345 €	9.944.331 €	-	
	20%	10.247.020 €	10.174.006 €	10.100.992 €	10.027.977 €	9.954.963 €	9.881.949 €	9.808.935 €	9.735.920 €	9.662.906 €	-	-	
	30%	9.892.581 €	9.819.567 €	9.746.553 €	9.673.538 €	9.600.524 €	9.527.510 €	9.454.496 €	9.381.481 €	-	-	-	
	40%	9.538.142 €	9.465.128 €	9.392.114 €	9.319.099 €	9.246.085 €	9.173.071 €	9.100.057 €	-	-	-	-	
	50%	9.183.703 €	9.110.689 €	9.037.675 €	8.964.661 €	8.891.646 €	8.818.632 €	-	-	-	-	-	
	60%	8.829.264 €	8.756.250 €	8.683.236 €	8.610.222 €	8.537.207 €	-	-	-	-	-	-	
	70%	8.474.825 €	8.401.811 €	8.328.797 €	8.255.783 €	-	-	-	-	-	-	-	
	80%	8.120.387 €	8.047.372 €	7.974.358 €	-	-	-	-	-	-	-	-	
	90%	7.765.948 €	7.692.933 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	100%	7.411.509 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Tabla A-II- 5. Resultados Coste Situación Idealista

Diferencia

		T1											T3
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
T2	0%	4.138.727 €	4.065.713 €	3.992.699 €	3.919.685 €	3.846.671 €	3.773.656 €	3.700.642 €	3.627.628 €	3.554.614 €	3.481.599 €	3.408.585 €	
	10%	3.784.289 €	3.711.274 €	3.638.260 €	3.565.246 €	3.492.232 €	3.419.217 €	3.346.203 €	3.273.189 €	3.200.175 €	3.127.160 €	-	
	20%	3.429.850 €	3.356.835 €	3.283.821 €	3.210.807 €	3.137.793 €	3.064.778 €	2.991.764 €	2.918.750 €	2.845.736 €	-	-	
	30%	3.075.411 €	3.002.396 €	2.929.382 €	2.856.368 €	2.783.354 €	2.710.340 €	2.637.325 €	2.564.311 €	-	-	-	
	40%	2.720.972 €	2.647.958 €	2.574.943 €	2.501.929 €	2.428.915 €	2.355.901 €	2.282.886 €	-	-	-	-	
	50%	2.366.533 €	2.293.519 €	2.220.504 €	2.147.490 €	2.074.476 €	2.001.462 €	-	-	-	-	-	
	60%	2.012.094 €	1.939.080 €	1.866.066 €	1.793.051 €	1.720.037 €	-	-	-	-	-	-	
	70%	1.657.655 €	1.584.641 €	1.511.627 €	1.438.612 €	-	-	-	-	-	-	-	
	80%	1.303.216 €	1.230.202 €	1.157.188 €	-	-	-	-	-	-	-	-	
	90%	948.777 €	875.763 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	100%	594.338 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Tabla A-II- 6. Resultados Diferencia Con Nuclear Situación Idealista

1.2.6. Situación Drástica

	T1	T2	T3
	CC	Fuel Gas	Carbón
Precio (€/MWh)	73,99	147,38	49,89
Co2 (Kg/MWh)	400	775	950

Tabla A-II- 7. Datos Iniciales Situación Drástica

Coste

		T1											T3
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
T2	0%	8.345.827 €	8.748.848 €	9.151.869 €	9.554.890 €	9.957.911 €	10.360.932 €	10.763.953 €	11.166.974 €	11.569.995 €	11.973.016 €	12.376.037 €	
	10%	9.976.416 €	10.379.437 €	10.782.458 €	11.185.479 €	11.588.500 €	11.991.521 €	12.394.542 €	12.797.563 €	13.200.584 €	13.603.604 €	-	
	20%	11.607.004 €	12.010.025 €	12.413.046 €	12.816.067 €	13.219.088 €	13.622.109 €	14.025.130 €	14.428.151 €	14.831.172 €	-	-	
	30%	13.237.592 €	13.640.613 €	14.043.634 €	14.446.655 €	14.849.676 €	15.252.697 €	15.655.718 €	16.058.739 €	-	-	-	
	40%	14.868.181 €	15.271.202 €	15.674.223 €	16.077.244 €	16.480.265 €	16.883.286 €	17.286.307 €	-	-	-	-	
	50%	16.498.769 €	16.901.790 €	17.304.811 €	17.707.832 €	18.110.853 €	18.513.874 €	-	-	-	-	-	
	60%	18.129.358 €	18.532.379 €	18.935.399 €	19.338.420 €	19.741.441 €	-	-	-	-	-	-	
	70%	19.759.946 €	20.162.967 €	20.565.988 €	20.969.009 €	-	-	-	-	-	-	-	
	80%	21.390.534 €	21.793.555 €	22.196.576 €	-	-	-	-	-	-	-	-	
	90%	23.021.123 €	23.424.144 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	100%	24.651.711 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Tabla A-II- 8. Resultados Coste Situación Drástica

Emisiones

		T1											T3
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
T2	0%	158.908.400	149.708.440	140.508.480	131.308.520	122.108.560	112.908.600	103.708.640	94.508.680	85.308.720	76.108.760	66.908.800	
	10%	155.981.140	146.781.180	137.581.220	128.381.260	119.181.300	109.981.340	100.781.380	91.581.420	82.381.460	73.181.500	-	
	20%	153.053.880	143.853.920	134.653.960	125.454.000	116.254.040	107.054.080	97.854.120	88.654.160	79.454.200	-	-	
	30%	150.126.620	140.926.660	131.726.700	122.526.740	113.326.780	104.126.820	94.926.860	85.726.900	-	-	-	
	40%	147.199.360	137.999.400	128.799.440	119.599.480	110.399.520	101.199.560	91.999.600	-	-	-	-	
	50%	144.272.100	135.072.140	125.872.180	116.672.220	107.472.260	98.272.300	-	-	-	-	-	
	60%	141.344.840	132.144.880	122.944.920	113.744.960	104.545.000	-	-	-	-	-	-	
	70%	138.417.580	129.217.620	120.017.660	110.817.700	-	-	-	-	-	-	-	
	80%	135.490.320	126.290.360	117.090.400	-	-	-	-	-	-	-	-	
	90%	132.563.060	123.363.100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	100%	129.635.800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Tabla A-II- 9. Resultados Emisiones Situación Drástica en Kg

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERÍA INDUSTRIAL

ANEJO II

Diferencia

		T1											
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
T2	0%	1.528.657 €	1.931.678 €	2.334.699 €	2.737.720 €	3.140.741 €	3.543.762 €	3.946.783 €	4.349.804 €	4.752.825 €	5.155.846 €	5.558.867 €	T3
	10%	3.159.245 €	3.562.266 €	3.965.287 €	4.368.308 €	4.771.329 €	5.174.350 €	5.577.371 €	5.980.392 €	6.383.413 €	6.786.434 €	-	
	20%	4.789.834 €	5.192.855 €	5.595.876 €	5.998.897 €	6.401.918 €	6.804.939 €	7.207.960 €	7.610.981 €	8.014.002 €	-	-	
	30%	6.420.422 €	6.823.443 €	7.226.464 €	7.629.485 €	8.032.506 €	8.435.527 €	8.838.548 €	9.241.569 €	-	-	-	
	40%	8.051.010 €	8.454.031 €	8.857.052 €	9.260.073 €	9.663.094 €	10.066.115 €	10.469.136 €	-	-	-	-	
	50%	9.681.599 €	10.084.620 €	10.487.641 €	10.890.662 €	11.293.683 €	11.696.704 €	-	-	-	-	-	
	60%	11.312.187 €	11.715.208 €	12.118.229 €	12.521.250 €	12.924.271 €	-	-	-	-	-	-	
	70%	12.942.776 €	13.345.797 €	13.748.817 €	14.151.838 €	-	-	-	-	-	-	-	
	80%	14.573.364 €	14.976.385 €	15.379.406 €	-	-	-	-	-	-	-	-	
	90%	16.203.952 €	16.606.973 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	100%	17.834.541 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Tabla A-II- 10. Resultados Diferencia Con Nuclear Situación Drástica

1.2.7. Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Eólica

	T1	T2	T3
	Hidráulica	CC	Eólica
Precio (€/MWh)	44,31	73,99	61,13
Co2 (Kg/MWh)	0	400	0

Tabla A-II- 11. Datos Iniciales Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Eólica

Coste

		T1											
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
T2	0%	10.225.756 €	9.944.331 €	9.662.906 €	9.381.481 €	9.100.057 €	8.818.632 €	8.537.207 €	8.255.783 €	7.974.358 €	7.692.933 €	7.411.509 €	T3
	10%	10.440.784 €	10.159.359 €	9.877.934 €	9.596.510 €	9.315.085 €	9.033.660 €	8.752.236 €	8.470.811 €	8.189.386 €	7.907.962 €	-	
	20%	10.655.812 €	10.374.387 €	10.092.962 €	9.811.538 €	9.530.113 €	9.248.688 €	8.967.264 €	8.685.839 €	8.404.414 €	-	-	
	30%	10.870.840 €	10.589.415 €	10.307.991 €	10.026.566 €	9.745.141 €	9.463.717 €	9.182.292 €	8.900.867 €	-	-	-	
	40%	11.085.868 €	10.804.443 €	10.523.019 €	10.241.594 €	9.960.169 €	9.678.745 €	9.397.320 €	-	-	-	-	
	50%	11.300.896 €	11.019.472 €	10.738.047 €	10.456.622 €	10.175.198 €	9.893.773 €	-	-	-	-	-	
	60%	11.515.924 €	11.234.500 €	10.953.075 €	10.671.650 €	10.390.226 €	-	-	-	-	-	-	
	70%	11.730.953 €	11.449.528 €	11.168.103 €	10.886.679 €	-	-	-	-	-	-	-	
	80%	11.945.981 €	11.664.556 €	11.383.131 €	-	-	-	-	-	-	-	-	
	90%	12.161.009 €	11.879.584 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	100%	12.376.037 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Tabla A-II- 12. Resultados Coste Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Eólica

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERÍA INDUSTRIAL

ANEJO II

Emisiones

		T1												
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%		
T2	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	T3	
	10%	6.690.880	6.690.880	6.690.880	6.690.880	6.690.880	6.690.880	6.690.880	6.690.880	6.690.880	6.690.880	6.690.880		-
	20%	13.381.760	13.381.760	13.381.760	13.381.760	13.381.760	13.381.760	13.381.760	13.381.760	13.381.760	13.381.760	-		-
	30%	20.072.640	20.072.640	20.072.640	20.072.640	20.072.640	20.072.640	20.072.640	20.072.640	20.072.640	-	-		-
	40%	26.763.520	26.763.520	26.763.520	26.763.520	26.763.520	26.763.520	26.763.520	26.763.520	-	-	-		-
	50%	33.454.400	33.454.400	33.454.400	33.454.400	33.454.400	33.454.400	33.454.400	-	-	-	-		-
	60%	40.145.280	40.145.280	40.145.280	40.145.280	40.145.280	-	-	-	-	-	-		-
	70%	46.836.160	46.836.160	46.836.160	46.836.160	-	-	-	-	-	-	-		-
	80%	53.527.040	53.527.040	53.527.040	-	-	-	-	-	-	-	-		-
	90%	60.217.920	60.217.920	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
	100%	66.908.800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-

Tabla A-II- 13. Resultados Emisiones Situación Hidráulica-Ciclo Combinado- Eólica en Kg

Diferencia

		T1											
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
T2	0%	3.408.585 €	3.127.160 €	2.845.736 €	2.564.311 €	2.282.886 €	2.001.462 €	1.720.037 €	1.438.612 €	1.157.188 €	875.763 €	594.338 €	T3
	10%	3.623.613 €	3.342.189 €	3.060.764 €	2.779.339 €	2.497.915 €	2.216.490 €	1.935.065 €	1.653.641 €	1.372.216 €	1.090.791 €	-	
	20%	3.838.641 €	3.557.217 €	3.275.792 €	2.994.367 €	2.712.943 €	2.431.518 €	2.150.093 €	1.868.669 €	1.587.244 €	-	-	
	30%	4.053.670 €	3.772.245 €	3.490.820 €	3.209.396 €	2.927.971 €	2.646.546 €	2.365.122 €	2.083.697 €	-	-	-	
	40%	4.268.698 €	3.987.273 €	3.705.848 €	3.424.424 €	3.142.999 €	2.861.574 €	2.580.150 €	-	-	-	-	
	50%	4.483.726 €	4.202.301 €	3.920.877 €	3.639.452 €	3.358.027 €	3.076.603 €	-	-	-	-	-	
	60%	4.698.754 €	4.417.329 €	4.135.905 €	3.854.480 €	3.573.055 €	-	-	-	-	-	-	
	70%	4.913.782 €	4.632.358 €	4.350.933 €	4.069.508 €	-	-	-	-	-	-	-	
	80%	5.128.810 €	4.847.386 €	4.565.961 €	-	-	-	-	-	-	-	-	
	90%	5.343.839 €	5.062.414 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	100%	5.558.867 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Tabla A-II- 14. Resultados Diferencia con Nuclear Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Eólica

1.2.8. Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar

	T1	T2	T3
	CC	Hidráulica	Solar FV
Precio (€/MWh)	73,99	44,31	65,50
Co2 (Kg/MWh)	400	0	0

Tabla A-II- 15. Datos Iniciales Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar

Coste

		T1											
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
T2	0%	10.955.898 €	11.097.912 €	11.239.926 €	11.381.940 €	11.523.954 €	11.665.967 €	11.807.981 €	11.949.995 €	12.092.009 €	12.234.023 €	12.376.037 €	T3
	10%	10.601.459 €	10.743.473 €	10.885.487 €	11.027.501 €	11.169.515 €	11.311.529 €	11.453.542 €	11.595.556 €	11.737.570 €	11.879.584 €	-	
	20%	10.247.020 €	10.389.034 €	10.531.048 €	10.673.062 €	10.815.076 €	10.957.090 €	11.099.104 €	11.241.117 €	11.383.131 €	-	-	
	30%	9.892.581 €	10.034.595 €	10.176.609 €	10.318.623 €	10.460.637 €	10.602.651 €	10.744.665 €	10.886.679 €	-	-	-	
	40%	9.538.142 €	9.680.156 €	9.822.170 €	9.964.184 €	10.106.198 €	10.248.212 €	10.390.226 €	-	-	-	-	
	50%	9.183.703 €	9.325.717 €	9.467.731 €	9.609.745 €	9.751.759 €	9.893.773 €	-	-	-	-	-	
	60%	8.829.264 €	8.971.278 €	9.113.292 €	9.255.306 €	9.397.320 €	-	-	-	-	-	-	
	70%	8.474.825 €	8.616.839 €	8.758.853 €	8.900.867 €	-	-	-	-	-	-	-	
	80%	8.120.387 €	8.262.400 €	8.404.414 €	-	-	-	-	-	-	-	-	
	90%	7.765.948 €	7.907.962 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
100%	7.411.509 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Tabla A-II- 16. Resultados Coste Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERÍA INDUSTRIAL

ANEJO II

Emisiones

		T1											
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
T2	0%	0	6.690.880	13.381.760	20.072.640	26.763.520	33.454.400	40.145.280	46.836.160	53.527.040	60.217.920	66.908.800	T3
	10%	0	6.690.880	13.381.760	20.072.640	26.763.520	33.454.400	40.145.280	46.836.160	53.527.040	60.217.920	-	
	20%	0	6.690.880	13.381.760	20.072.640	26.763.520	33.454.400	40.145.280	46.836.160	53.527.040	-	-	
	30%	0	6.690.880	13.381.760	20.072.640	26.763.520	33.454.400	40.145.280	46.836.160	-	-	-	
	40%	0	6.690.880	13.381.760	20.072.640	26.763.520	33.454.400	40.145.280	-	-	-	-	
	50%	0	6.690.880	13.381.760	20.072.640	26.763.520	33.454.400	-	-	-	-	-	
	60%	0	6.690.880	13.381.760	20.072.640	26.763.520	-	-	-	-	-	-	
	70%	0	6.690.880	13.381.760	20.072.640	-	-	-	-	-	-	-	
	80%	0	6.690.880	13.381.760	-	-	-	-	-	-	-	-	
	90%	0	6.690.880	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
100%	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Tabla A-II- 17. Resultados Emisiones Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar en Kg

Diferencia

		T1											
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
T2	0%	4.138.727 €	4.280.741 €	4.422.755 €	4.564.769 €	4.706.783 €	4.848.797 €	4.990.811 €	5.132.825 €	5.274.839 €	5.416.853 €	5.558.867 €	T3
	10%	3.784.289 €	3.926.302 €	4.068.316 €	4.210.330 €	4.352.344 €	4.494.358 €	4.636.372 €	4.778.386 €	4.920.400 €	5.062.414 €	-	
	20%	3.429.850 €	3.571.864 €	3.713.877 €	3.855.891 €	3.997.905 €	4.139.919 €	4.281.933 €	4.423.947 €	4.565.961 €	-	-	
	30%	3.075.411 €	3.217.425 €	3.359.439 €	3.501.453 €	3.643.466 €	3.785.480 €	3.927.494 €	4.069.508 €	-	-	-	
	40%	2.720.972 €	2.862.986 €	3.005.000 €	3.147.014 €	3.289.028 €	3.431.041 €	3.573.055 €	-	-	-	-	
	50%	2.366.533 €	2.508.547 €	2.650.561 €	2.792.575 €	2.934.589 €	3.076.603 €	-	-	-	-	-	
	60%	2.012.094 €	2.154.108 €	2.296.122 €	2.438.136 €	2.580.150 €	-	-	-	-	-	-	
	70%	1.657.655 €	1.799.669 €	1.941.683 €	2.083.697 €	-	-	-	-	-	-	-	
	80%	1.303.216 €	1.445.230 €	1.587.244 €	-	-	-	-	-	-	-	-	
	90%	948.777 €	1.090.791 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
100%	594.338 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Tabla A-II- 18. Resultados Diferencia con Nuclear Situación Hidráulica-Ciclo Combinado-Solar

1.2.9. Situación Hidráulica-Carbón- Eólica

	T1	T2	T3
	Hidráulica	Carbón	Eólica
Precio (€/MWh)	44,31	49,89	61,13
Co2 (Kg/MWh)	0	950	0

Tabla A-II- 19. Datos Iniciales Situación Hidráulica-Carbón-Eólica

Coste

		T1											T3
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
T2	0%	10.225.756 €	9.944.331 €	9.662.906 €	9.381.481 €	9.100.057 €	8.818.632 €	8.537.207 €	8.255.783 €	7.974.358 €	7.692.933 €	7.411.509 €	
	10%	10.037.763 €	9.756.338 €	9.474.913 €	9.193.489 €	8.912.064 €	8.630.639 €	8.349.215 €	8.067.790 €	7.786.365 €	7.504.941 €	-	
	20%	9.849.770 €	9.568.345 €	9.286.921 €	9.005.496 €	8.724.071 €	8.442.646 €	8.161.222 €	7.879.797 €	7.598.372 €	-	-	
	30%	9.661.777 €	9.380.352 €	9.098.928 €	8.817.503 €	8.536.078 €	8.254.654 €	7.973.229 €	7.691.804 €	-	-	-	
	40%	9.473.784 €	9.192.360 €	8.910.935 €	8.629.510 €	8.348.086 €	8.066.661 €	7.785.236 €	-	-	-	-	
	50%	9.285.791 €	9.004.367 €	8.722.942 €	8.441.517 €	8.160.093 €	7.878.668 €	-	-	-	-	-	
	60%	9.097.799 €	8.816.374 €	8.534.949 €	8.253.525 €	7.972.100 €	-	-	-	-	-	-	
	70%	8.909.806 €	8.628.381 €	8.346.956 €	8.065.532 €	-	-	-	-	-	-	-	
	80%	8.721.813 €	8.440.388 €	8.158.964 €	-	-	-	-	-	-	-	-	
	90%	8.533.820 €	8.252.395 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
100%	8.345.827 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Tabla A-II- 20. Resultados Coste Situación Hidráulica-Carbón-Eólica

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERÍA INDUSTRIAL

ANEJO II

Emisiones

		T1												T3
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%		
T2		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	0%	15.890.840	15.890.840	15.890.840	15.890.840	15.890.840	15.890.840	15.890.840	15.890.840	15.890.840	15.890.840	15.890.840	0	
	10%	31.781.680	31.781.680	31.781.680	31.781.680	31.781.680	31.781.680	31.781.680	31.781.680	31.781.680	31.781.680	-	-	
	20%	47.672.520	47.672.520	47.672.520	47.672.520	47.672.520	47.672.520	47.672.520	47.672.520	-	-	-	-	
	30%	63.563.360	63.563.360	63.563.360	63.563.360	63.563.360	63.563.360	63.563.360	-	-	-	-	-	
	40%	79.454.200	79.454.200	79.454.200	79.454.200	79.454.200	79.454.200	-	-	-	-	-	-	
	50%	95.345.040	95.345.040	95.345.040	95.345.040	95.345.040	-	-	-	-	-	-	-	
	60%	111.235.880	111.235.880	111.235.880	111.235.880	-	-	-	-	-	-	-	-	
	70%	127.126.720	127.126.720	127.126.720	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	80%	143.017.560	143.017.560	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	90%	158.908.400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Tabla A-II- 21. Resultados Emisiones Situación Hidráulica-Carbón-Eólica en Kg

Diferencia

		T1												T3
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%		
T2		3.408.585 €	3.127.160 €	2.845.736 €	2.564.311 €	2.282.886 €	2.001.462 €	1.720.037 €	1.438.612 €	1.157.188 €	875.763 €	594.338 €		
	0%	3.408.585 €	3.127.160 €	2.845.736 €	2.564.311 €	2.282.886 €	2.001.462 €	1.720.037 €	1.438.612 €	1.157.188 €	875.763 €	594.338 €	-	
	10%	3.220.592 €	2.939.168 €	2.657.743 €	2.376.318 €	2.094.894 €	1.813.469 €	1.532.044 €	1.250.620 €	969.195 €	687.770 €	-	-	
	20%	3.032.600 €	2.751.175 €	2.469.750 €	2.188.325 €	1.906.901 €	1.625.476 €	1.344.051 €	1.062.627 €	781.202 €	-	-	-	
	30%	2.844.607 €	2.563.182 €	2.281.757 €	2.000.333 €	1.718.908 €	1.437.483 €	1.156.059 €	874.634 €	-	-	-	-	
	40%	2.656.614 €	2.375.189 €	2.093.765 €	1.812.340 €	1.530.915 €	1.249.490 €	968.066 €	-	-	-	-	-	
	50%	2.468.621 €	2.187.196 €	1.905.772 €	1.624.347 €	1.342.922 €	1.061.498 €	-	-	-	-	-	-	
	60%	2.280.628 €	1.999.204 €	1.717.779 €	1.436.354 €	1.154.930 €	-	-	-	-	-	-	-	
	70%	2.092.635 €	1.811.211 €	1.529.786 €	1.248.361 €	-	-	-	-	-	-	-	-	
	80%	1.904.643 €	1.623.218 €	1.341.793 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	90%	1.716.650 €	1.435.225 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	100%	1.528.657 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Tabla A-II- 22. Resultados Diferencia con Nuclear Situación Hidráulica-Carbón-Eólica

ANEJO III: Desarrollo de las Gráficas

1.1 Código Matlab

```
[STATUS,SHEETS] = xlsfinfo('Demanda.xlsx')

%ESCENARIO IDEALISTA

coste_EI = xlsread('Demanda.xlsx','ESCENARIO IDEALISTA', 'B16:L26')
figure('Name','Coste Escenario Idealista');
Figure1 = bar3(coste_EI)
set(gca,'XTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
set(gca,'YTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
xlabel('Eólica');
ylabel('Hidráulica')
zlabel('Coste (€)')

emision_EI = xlsread('Demanda.xlsx','ESCENARIO IDEALISTA', 'B30:L40')
figure('Name','Emisiones Escenario Idealista');
Figure2 = bar3(emision_EI)
set(gca,'XTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
set(gca,'YTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
xlabel('Eólica');
ylabel('Hidráulica')
zlabel('Emisiones (Kg)')

comparacion_EI = xlsread('Demanda.xlsx','ESCENARIO IDEALISTA',
'B44:L54')
figure('Name','Comparacion Escenario Idealista');
Figure3 = bar3(comparacion_EI)
set(gca,'XTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
set(gca,'YTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
xlabel('Eólica');
ylabel('Hidráulica')
zlabel('Coste (€)')

%ESCENARIO Hidráulica-CC-Solar

coste_E2 = xlsread('Demanda.xlsx','Hidráulica-CC-Solar', 'B16:L26')
figure('Name','Coste Escenario Hidráulica-CC-Solar');
Figure4 = bar3(coste_E2)
set(gca,'XTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
set(gca,'YTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
```

```
xlabel('Ciclo Combinado');
ylabel('Hidráulica')
zlabel('Coste (€)')

emision_E2 = xlsread('Demanda.xlsx','Hidráulica-CC-Solar', 'B30:L40')
figure('Name','Emisiones Escenario Hidráulica-CC-Solar');
Figure5 = bar3(emision_E2)
set(gca,'XTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
set(gca,'YTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
xlabel('Ciclo Combinado');
ylabel('Hidráulica')
zlabel('Emisiones (Kg)')

comparacion_E2 = xlsread('Demanda.xlsx','Hidráulica-CC-Solar',
'B44:L54')
figure('Name','Comparacion Escenario Hidráulica-CC-Solar');
Figure6 = bar3(comparacion_E2)
set(gca,'XTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
set(gca,'YTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
xlabel('Ciclo Combinado');
ylabel('Hidráulica')
zlabel('Coste (€)')

%ESCENARIO DRÁSTICO

coste_ED = xlsread('Demanda.xlsx','Drástico', 'B16:L26')
figure('Name','Coste Escenario Drástico');
Figure7 = bar3(coste_ED)
set(gca,'XTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
set(gca,'YTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
xlabel('Ciclo Combinado');
ylabel('Fuel/Gas')
zlabel('Coste (€)')

emision_ED = xlsread('Demanda.xlsx','Drástico', 'B30:L40')
figure('Name','Emisiones Escenario Drástico');
Figure8 = bar3(emision_ED)
set(gca,'XTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
set(gca,'YTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
xlabel('Ciclo Combinado');
ylabel('Fuel/Gas')
zlabel('Emisiones (Kg)')

comparacion_ED = xlsread('Demanda.xlsx','Drástico', 'B44:L54')
figure('Name','Comparacion Escenario Drástico');
Figure9 = bar3(comparacion_ED)
```

```
set(gca, 'XTickLabel', {'0%'; '10%'; '20%'; '30%'; '40%'; '50%'; '60%'; '70%'; '80%'; '90%'; '100%'})
set(gca, 'YTickLabel', {'0%'; '10%'; '20%'; '30%'; '40%'; '50%'; '60%'; '70%'; '80%'; '90%'; '100%'})
xlabel('Ciclo Combinado');
ylabel('Fuel/Gas')
zlabel('Coste (€)')
```

%ESCENARIO HIDRÁULICA-CARBÓN-EÓLICA

```
coste_E4 = xlsread('Demanda.xlsx', 'Hidráulica-Carbón-Eólica', 'B16:L26')
figure('Name', 'Coste Escenario Hidráulica-Carbón-Eólica');
Figure10 = bar3(coste_E4)
set(gca, 'XTickLabel', {'0%'; '10%'; '20%'; '30%'; '40%'; '50%'; '60%'; '70%'; '80%'; '90%'; '100%'})
set(gca, 'YTickLabel', {'0%'; '10%'; '20%'; '30%'; '40%'; '50%'; '60%'; '70%'; '80%'; '90%'; '100%'})
xlabel('Hidráulica');
ylabel('Carbón')
zlabel('Coste (€)')
```

```
emision_E4 = xlsread('Demanda.xlsx', 'Hidráulica-Carbón-Eólica', 'B30:L40')
figure('Name', 'Emisiones Escenario Hidráulica-Carbón-Eólica');
Figure11 = bar3(emision_E4)
set(gca, 'XTickLabel', {'0%'; '10%'; '20%'; '30%'; '40%'; '50%'; '60%'; '70%'; '80%'; '90%'; '100%'})
set(gca, 'YTickLabel', {'0%'; '10%'; '20%'; '30%'; '40%'; '50%'; '60%'; '70%'; '80%'; '90%'; '100%'})
xlabel('Hidráulica');
ylabel('Carbón')
zlabel('Emisiones (Kg)')
```

```
comparacion_E4 = xlsread('Demanda.xlsx', 'Hidráulica-Carbón-Eólica', 'B44:L54')
figure('Name', 'Comparacion Escenario Hidráulica-Carbón-Eólica');
Figure12 = bar3(comparacion_E4)
set(gca, 'XTickLabel', {'0%'; '10%'; '20%'; '30%'; '40%'; '50%'; '60%'; '70%'; '80%'; '90%'; '100%'})
set(gca, 'YTickLabel', {'0%'; '10%'; '20%'; '30%'; '40%'; '50%'; '60%'; '70%'; '80%'; '90%'; '100%'})
xlabel('Hidráulica');
ylabel('Carbón')
zlabel('Coste (€)')
```

%ESCENARIO HIDRÁULICA-CC-EÓLICA

```
coste_E5 = xlsread('Demanda.xlsx', 'Hidráulica-CC-Eólica', 'B16:L26')
figure('Name', 'Coste Escenario Hidráulica-CC-Eólica');
Figure13 = bar3(coste_E5)
set(gca, 'XTickLabel', {'0%'; '10%'; '20%'; '30%'; '40%'; '50%'; '60%'; '70%'; '80%'; '90%'; '100%'})
set(gca, 'YTickLabel', {'0%'; '10%'; '20%'; '30%'; '40%'; '50%'; '60%'; '70%'; '80%'; '90%'; '100%'})
```

```
xlabel('Hidráulica');
ylabel('Ciclo Combinado')
xlabel('Coste (€)')

emision_E5 = xlsread('Demanda.xlsx','Hidráulica-CC-Eólica', 'B30:L40')
figure('Name','Emisiones Escenario Hidráulica-CC-Eólica');
Figure14 = bar3(emision_E5)
set(gca,'XTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
set(gca,'YTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
xlabel('Hidráulica');
ylabel('Ciclo Combinado')
xlabel('Emisiones (Kg)')

comparacion_E5 = xlsread('Demanda.xlsx','Hidráulica-CC-Eólica',
'B44:L54')
figure('Name','Comparacion Escenario Hidráulica-CC-Eólica');
Figure15 = bar3(comparacion_E5)
set(gca,'XTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
set(gca,'YTickLabel',{'0%','10%','20%','30%','40%','50%','60%','70%','80%','90%','100%'})
xlabel('Hidráulica');
ylabel('Ciclo Combinado')
xlabel('Coste (€)')
```