



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Instituto
Ingeniería
Energética



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MÁSTER
TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA DESARROLLO SOSTENIBLE

**“PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LA
COMUNIDAD VALENCIANA:
OBJETIVO 2030”**

AUTOR: VANACLOCHA CEBRIÁN, SERGIO

TUTOR: CORTÉS LÓPEZ, JOSÉ MIGUEL

COTUTOR: PÉREZ-NAVARRO GÓMEZ, ÁNGEL

Curso Académico: 2016-17

05/07/2017

AGRADECIMIENTOS

A mi familia y a mis tutores, por su esfuerzo, tiempo y paciencia.

RESUMEN

Desde hace unas décadas, la problemática sobre la sostenibilidad de la vida en la tierra ha sido un tema de discusión. La principal amenaza para dicha sostenibilidad, es el cambio climático. Para tratar de paliar los efectos de un proceso natural, agravado por la actividad humana, se buscan diferentes soluciones en los tratados firmados por órganos internacionales, donde tienen participación gran cantidad de países. Pero, como en todo acuerdo, no siempre todas las partes están de acuerdo, debido a conflictos de intereses, como puede ser, la merma del crecimiento económico del país. Prefiriéndose morir de calor, que de hambre para algunos casos.

Más en relación con el presente trabajo, las acciones que se están proponiendo y llevando a cabo son, por ejemplo, el objetivo 20-20-20, para 2020, al que se comprometieron países miembros de la Unión Europea. Pretendiendo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, aumentar la aportación de energía procedente de renovables y aumentando, también, la eficiencia de los procesos, por lo que se necesite menos energía para realizar el mismo trabajo. Y, actualmente, más a largo plazo, el objetivo de un 30% de renovables para el año 2030.

La Comunidad Valenciana (CV), al estar dentro de España, debe realizar parte de la aportación asignada a España. Históricamente, la CV ha sido una región con déficit de recursos fósiles y gran dependencia exterior, lo que provoca que su sistema eléctrico sea insostenible, al depender de materias que no posee y que a su vez son limitadas. Por ello, es necesario un cambio para mejorar esta situación.

Además, un tema que también ha tomado cierto auge tras ciertas catástrofes, es el cierre de las centrales nucleares. Siendo varios países de la unión europea, los que han puesto en marcha planes de choque para llevar a cabo, ese gran cambio en su sistema energético. Lo que precisa, grandes cantidades de inversión.

Este cambio, produce, como se verá durante el trabajo, una situación inmediata de gran dependencia exterior, a no ser que se haya aumentado previamente en gran cantidad el parque renovable, al tener que sustituir la energía procedente de las centrales nucleares. Aunque, en el largo plazo, puede resultar rentable, con la mejora de las tecnologías renovables y de almacenamiento.

Por todo ello, el presente trabajo busca conseguir el objetivo de un 30% de renovables, llevado al sistema energético de la CV. Se van a estudiar dos escenarios, que de forma diferente darían solución, al menos de forma tecnológica al objetivo 2030 y se analizará su viabilidad. A este fin se consideran dos posibilidades distintas, según se mantenga o se cierre la contribución a la generación de electricidad de la Central Nuclear de Cofrentes.

Palabras Clave: Sostenibilidad, energía, renovables, emisiones de CO₂, materias primas, combustibles fósiles, costes, viabilidad, escenarios.

RESUM

Des de fa unes dècades, la problemàtica sobre la sostenibilitat de la vida a la terra ha estat un tema de discussió. La principal amenaça per a aquesta sostenibilitat, és el canvi climàtic. Per tractar de pal·liar els efectes d'un procés natural, agreujat per l'activitat humana, es busquen diferents solucions en els tractats signats per òrgans internacionals, on tenen participació gran quantitat de països. Però, com en tot acord, no sempre totes les parts estan d'acord, a causa de conflictes d'interessos, com pot ser, la minva del creixement econòmic del país. Preferint morir de calor, que de fam per a alguns casos.

Més en relació amb el present treball, les accions que s'estan proposant i duent a terme són, per exemple, l'objectiu 20-20-20, per al 2020, al qual es van comprometre països membres de la Unió Europea. Pretenent reduir les emissions de gasos d'efecte hivernacle, augmentar l'aportació d'energia procedent de renovables i augmentant, també, l'eficiència dels processos, de manera que es necessiti menys energia per fer la mateixa feina. I, actualment, més a llarg termini, l'objectiu d'un 30% de renovables per a l'any 2030.

La Comunitat Valenciana (CV), en estar dins d'Espanya, ha de realitzar part de l'aportació assignada a Espanya. Històricament, la CV ha estat una regió amb dèficit de recursos fòssils i gran dependència exterior, el que provoca que el seu sistema elèctric sigui insostenible, en dependre de matèries que no posseeix i que al seu torn són limitades. Per això, cal un canvi per millorar aquesta situació.

A més, un tema que també ha pres cert auge després de certes catàstrofes, és el tancament de les centrals nuclears. Sent diversos països de la Unió Europea, els que han posat en marxa plans de xoc per dur a terme, aquest gran canvi en el seu sistema energètic. El que necessita, grans quantitats d'inversió.

Aquest canvi, produeix, com es veurà durant la feina, una situació immediata de gran dependència exterior, tret que s'hagi augmentat prèviament en gran quantitat al parc renovable, a l'haver de substituir l'energia procedent de les centrals nuclears. Encara que, en el llarg termini, pot resultar rendible, amb la millora de les tecnologies renovables i d'emmagatzematge.

Per tot això, el present treball busca aconseguir l'objectiu d'un 30% de renovables, portat al sistema energètic de la CV. Es van a estudiar dos escenaris, que de forma diferent donarien solució, almenys de forma tecnològica a l'objectiu 2030 i s'analitzarà la seva viabilitat. Amb aquesta finalitat es consideren dues possibilitats diferents, segons es mantingui o es tanqui la contribució a la generació d'electricitat de la central nuclear de Cofrents.

Paraules clau: Sostenibilitat, energia, renovables, emissions de CO₂, matèries primeres, combustibles fòssils, costos, viabilitat, escenaris.

ABSTRACT

For some decades, the issue of sustainability of life on earth has been a topic of discussion. The main threat to such sustainability is climate change. In order to try to alleviate the effects of a natural process, aggravated by human activity, different solutions are sought in treaties signed by international bodies, where a large number of countries participate. But, as in any agreement, not always all parties agree, due to conflicts of interest, such as the decline of the country's economic growth. Preferring to die of heat, than starving for some cases.

More in relation to the present work, the actions that are being proposed and carried out are, for example, the 20-20-20 objective, for 2020, to which EU member states committed themselves. By aiming to reduce greenhouse gas emissions, increasing the contribution of energy from renewables and also increasing the efficiency of processes, so that less energy is needed to do the same work. And, currently, more long-term, the target of 30% of renewables by 2030.

The Valencian Community (CV), being within Spain, must make part of the contribution assigned to Spain. Historically, the CV has been a region with a deficit of fossil resources and great dependence abroad, which causes that its electrical system is unsustainable, being dependent on materials that does not own and that in turn are limited. For this reason, a change is needed to improve this situation.

In addition, a subject that has also taken a certain boom after certain catastrophes, is the closure of nuclear power plants. Being several countries of the European Union, those who have implemented crash plans to carry out, that great change in their energy system. What you need, large amounts of investment.

This change produces, as will be seen during the work, an immediate situation of great external dependence, unless the renewable park had previously been increased in large quantity, having to replace the energy coming from the nuclear power plants. Although, in the long term, it can be profitable, with the improvement of renewable technologies and storage.

For all of this, the present work seeks to achieve the objective of 30% of renewables, led to the energy system of the CV. Two scenarios will be studied, which would provide a solution, at least in a technological way, to the 2030 objective and analyze its feasibility. To this end, two different possibilities are considered, depending on whether the contribution to the electricity generation of the Cofrentes Nuclear Power Plant is maintained or closed.

Keywords: Sustainability, energy, renewable, CO2 emissions, raw materials, fossil fuels, costs, feasibility, scenarios.

Documentos contenidos en el TFM

- Memoria
- Anexos

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Objetivo	3
1.3. Justificación	3
1.4. Estructura del documento.....	3
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA	5
2.1 Esquema	5
2.2 Datos iniciales.....	6
CAPÍTULO 3. ESCENARIOS BAU	13
3.1 Definición	13
3.2 Resultados	13
CAPÍTULO 4. ESCENARIOS OBJETIVO 2030	27
4.1 Definición	27
4.2 Resultados	28
CAPÍTULO 5. VIABILIDAD	47
5.1 Tecnológica y recursos	47
5.2 Económica	58
5.3 Medioambiental	63
5.4 Social	66
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES	71
CAPÍTULO 7. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS WEB.....	73

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

La planificación energética es una herramienta necesaria para la mejora y optimización del sector energético de una región, ya sea: un continente, un país, una comunidad autónoma, etc.

El sector energético es uno de los más importantes dentro de cualquier estructura gubernamental, pues es el encargado de satisfacer las necesidades básicas del resto de sectores. Su papel, por tanto, es muy importante de cara al mantenimiento de la actividad mediante el suministro suficiente de energía tanto a empresas como a particulares. Es, por tanto, necesario asegurar que el escenario propuesto garantiza la energía necesaria para cubrir la demanda de los distintos sectores: transporte, residencial, industrial, servicios, agricultura y pesca, etc.

Otro punto a optimizar, es el coste que supone satisfacer dichas necesidades energéticas, dicho coste deriva de la compra de materia prima, transformación de la energía primaria en energía final y transporte de ésta. El coste debe ser el menos posible, ya que influye en el coste total de producción de bienes y servicios. Por lo tanto, cuanto menor sea el coste de consumo de la energía más competitiva será la economía.

Para conseguir rebajar los costes lo máximo posible se puede trabajar en diferentes estrategias generales, como: producir energía a menor coste o consumir menor cantidad de energía en el desarrollo de unas mismas actividades.

Para la primera estrategia se puede optar por diferentes formas de actuación que pueden variar entre:

- Cambios en las tecnologías actuales de producción hacia tecnologías, como pueden ser las renovables, donde el coste de la energía primaria es nulo (el sol y el viento).
- Cambios en las tecnologías actuales de producción hacia tecnologías más eficientes, donde a pesar de tener que asumir costes para la materia prima, se realiza un mejor aprovechamiento reduciendo así su consumo.

Un tercer aspecto a considerar, cada vez más importante, es el impacto ambiental del total del proceso energético: generación, transporte, almacenamiento y consumo, tratando de reducirlo al máximo posible.

Abordar estos tres aspectos considerados, representa buscar un escenario energético que garantice el suministro energético de forma sostenible.

En general, todas estas medidas de mejora y optimización del sector energético mediante planes energéticos van encaminadas a la consecución del cumplimiento de acuerdos internacionales. En el caso de España, para el año 2020, según enuncia el protocolo de Kyoto, y las últimas directivas de la Unión Europea (UE), los estados miembros tienen como objetivo cumplir: un 20% de reducción de emisiones de CO₂, un 20% de mejora de la eficiencia y un 20% de aporte de renovables en cuanto a energía primaria se refiere, todo ello respecto del año base de 1990. En el caso de 2030, si nos centramos en el aporte de renovables a la energía primaria debería ser de un 30%.

Aunque la Comunidad Valenciana como tal no está sujeta a ningún acuerdo, si existe un gran compromiso tanto social como político con dicha causa, ya que las mejoras que se consigan en dicho sector serán beneficiosas para la comunidad autónoma a la par que contribuirá a facilitar que España cumpla con el compromiso establecido con UE.

Estas directrices van encaradas a la mejora del medio ambiente mediante la lucha contra el cambio climático, basándose como objetivo principal en la disminución del consumo de combustibles fósiles. Y a la par, también se encuentra implícito en dichos acuerdos continentales, la reducción de la dependencia exterior que hoy en día tiene la UE, que podría alcanzar el 75% en 2030 si se continuase con el actual esquema de generación y consumo de energía. Con la exposición a incertidumbre que ello conlleva, tanto de suministro como de precios, debido a la inestabilidad política de los países exportadores.

Otros antecedentes de actualidad son: el acuerdo establecido por la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) para limitar la extracción/producción de barriles de petróleo y la política energética propuesta por Donald Trump como presidente de los Estados Unidos. Estos sucesos afectan al sector de las energías renovables de manera significativa.

El acuerdo de la OPEP consta de una reducción de la producción de barriles de petróleo de alrededor de un 3'5% del total. Al cual se han adherido otros países productores que no están dentro del organismo, como Rusia.

“El acuerdo se produce por el interés de todos estos países en **lograr un encarecimiento del petróleo** sin perder cuota de mercado respecto a sus socios, según informan fuentes del propio cártel a las agencias internacionales Bloomberg y Reuters. El acuerdo ha establecido un rango de precios entre los 55 y los 65 dólares el barril. Con una salvedad: Goldman Sachs calcula que a esos precios los productores de esquisto de EE UU volverían a bombear reduciendo la cotización hasta los 55 dólares a medio plazo” [1].

Este aumento del precio del crudo es sin lugar a dudas una buena noticia para el mundo de las energías renovables, que aumentarían su competitividad frente al combustible fósil.

Por lo que respecta al nuevo presidente electo de EEUU, ha prometido favorecer el sector de los combustibles fósiles. Desmarcándose así del acuerdo contra el cambio climático. A pesar de ello y de los bajos precios que se consiguieron en los combustibles fósiles, la industria de las renovables es una “industria a prueba de Trump” [2].

1.2. OBJETIVO

El objetivo principal del presente trabajo es la planificación energética de la región de la Comunidad Valenciana para el año 2030. Atendiendo a la consecución del objetivo marcado por la Unión Europea para los estados miembros, pero centrándose principalmente en el punto del porcentaje de energías renovables.

Para ello, se realizará un análisis de las tendencias que presentan las demandas de los diferentes sectores expuestos al consumo de energía. Y a partir de éste, se estudiarán diferentes medidas de actuación con el fin de ajustarse a los objetivos marcados.

Por otro lado, un objetivo secundario, pero también de gran relevancia a la hora de realizar dicho trabajo, es la consideración en el escenario propuesto de la continuación o cese de operación de la central nuclear de Cofrentes a partir de 2025. Cuya actividad es una piedra angular en la generación de electricidad y, por tanto, su cierre representa un cambio sustancial en el escenario que se proponga. En el presente trabajo se considerarán, por tanto, dos escenarios distintos según se considere el cierre o la continuidad de la operación de la central nuclear.

1.3. JUSTIFICACIÓN

El desarrollo del presente trabajo se justifica en la necesidad de realizar una renovación del sector energético hacía un sistema más sostenible y de menor dependencia exterior, aprovechando al máximo los recursos energéticos que se encuentran intrínsecos en la Comunidad Valenciana y reduciendo también la exposición económica y política.

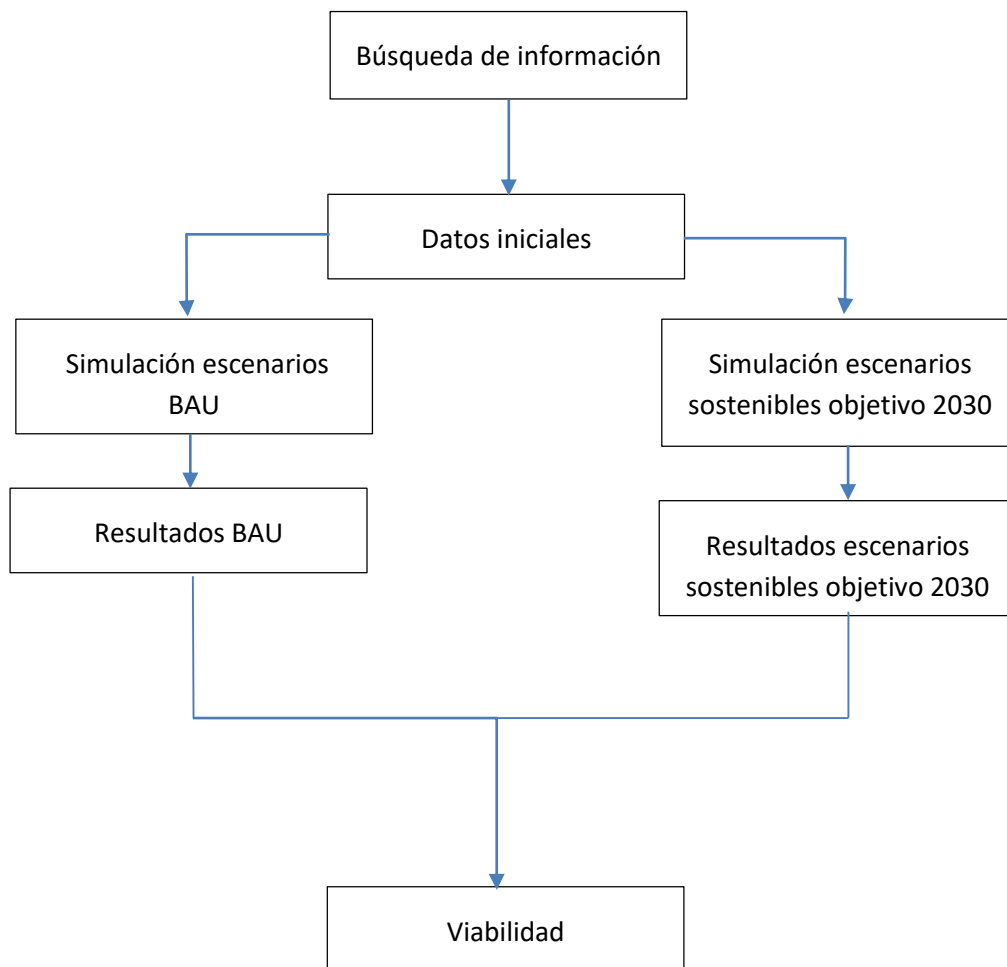
1.4. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

Este trabajo ha sido estructurado de la siguiente manera:

- Primero, el documento empieza con una introducción en la que se describen los diferentes actores y situaciones que afectan al sector energético.
- A continuación, se describe la metodología que se ha empleado para poder realizar las simulaciones y los escenarios.
- Después, se realizará un estudio y análisis de los escenarios BAU con y sin contribución nuclear. Dichos escenarios simularán, partiendo de las condiciones actuales, hasta el año objetivo, 2030.
- El cuarto paso, será la proposición de medidas e implementación en los escenarios, dando lugar a los escenarios mejorados con los que se buscará alcanzar el 30 % de renovables.
- Posteriormente, se realizará un estudio de la viabilidad en los distintos aspectos: recursos energéticos, tecnologías, economía, impacto ambiental y social del escenario propuesto atendiendo al potencial geográfico, tecnológico y económico de la Comunidad Valenciana.
- Y, por último, se comentarán de forma general los resultados del trabajo con las conclusiones.

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

2.1 ESQUEMA



2.2 DATOS INICIALES

La metodología utilizada para el desarrollo del trabajo comienza con la búsqueda de información para un punto de partida, necesaria para poder valorar posteriormente las variaciones de las diferentes variables que se quieren analizar en el trabajo.

En este caso el punto de partida es el año 2014 que es el último año para el que se dispone de datos oficiales.

Por lo tanto, para dicho año se buscarán los datos correspondientes a flujos energéticos entre las fuentes y los diferentes sectores, en los organismos correspondientes. Además, también es necesario obtener datos de las demandas correspondientes a los diferentes sectores consumidores de cualquier tipo de energía.

Por otro lado, otros datos de interés para las simulaciones son la población y crecimiento económico que presenta el territorio sometido al estudio. Para así poder relacionar la demanda energética de la región con su población y PIB.

La siguiente imagen representa el diagrama de flujos para el año 2014, obtenido a partir de los datos proporcionados en el IVACE [3].

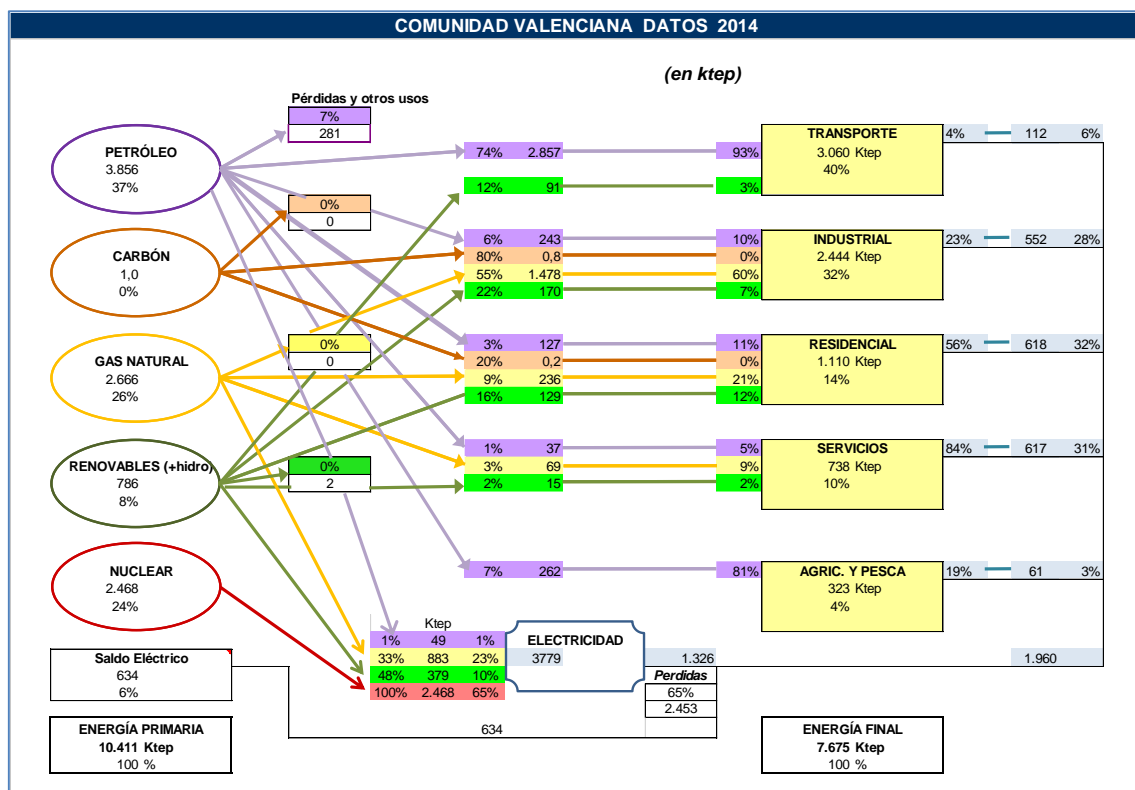


Imagen 1 – Flujos energéticos CV.

Una vez se tienen los datos para el año de partida, se necesitan los datos de tendencia. Los cuales nos servirán directamente para simular los escenarios BAU. Los datos oficiales de IVACE dan la demanda de cada sector desde 1980 con resolución anual. Éstos datos serán analizados en el siguiente capítulo.

Es de interés mostrar los datos de demanda total para poder visualizar la sintonía general de la evolución.

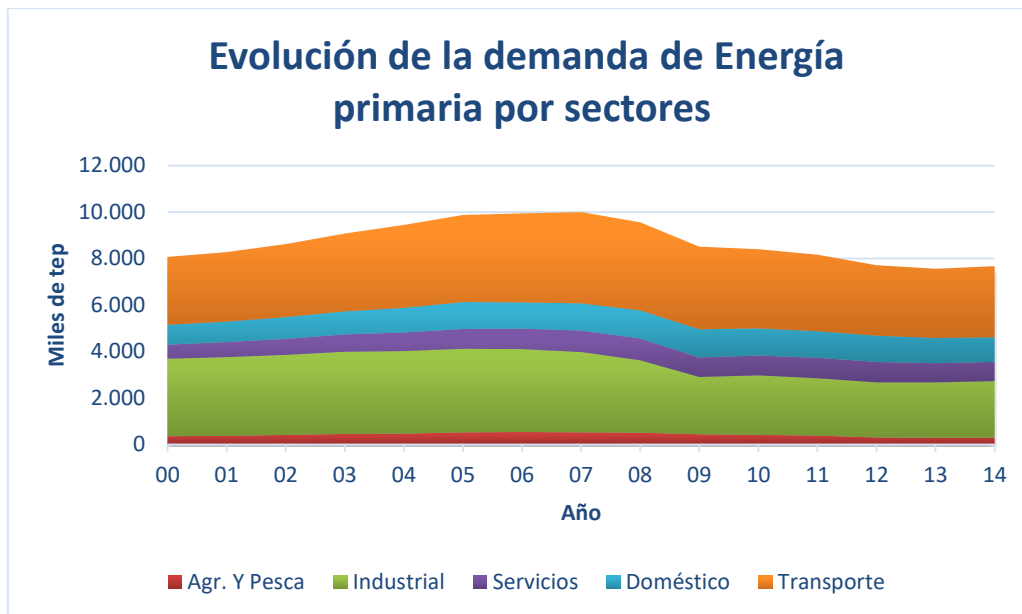


Gráfico 1 – Datos de demanda temporal de energía primaria por sector [3].

Y también es de interés la evolución particular de cada sector, a partir de la cual se estimará el crecimiento medio que va a tener en el periodo de estudio correspondiente al trabajo.

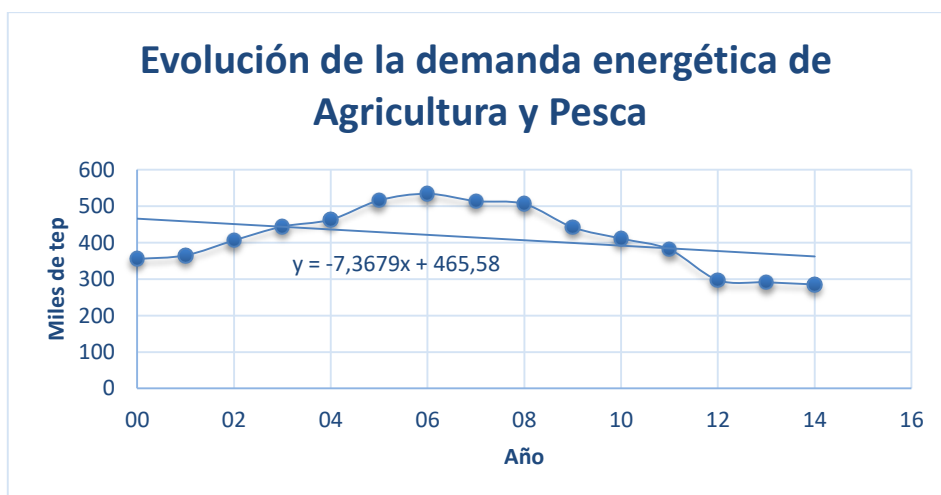


Gráfico 2 – Sector de agricultura y pesca [3].

Evolución de la demanda energética Industrial

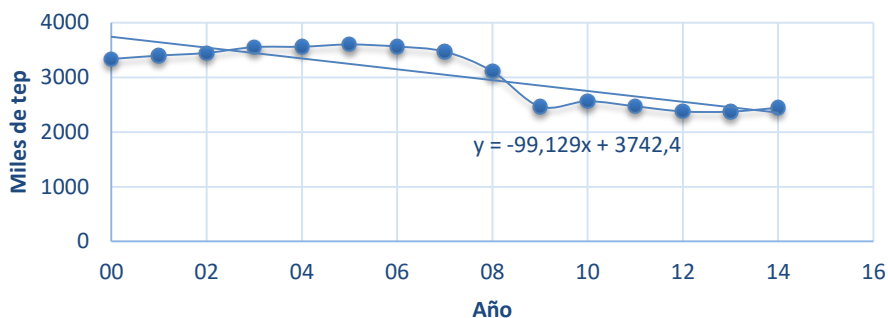


Gráfico 3 – Demanda de energía primaria sector industrial [3].

Servicios

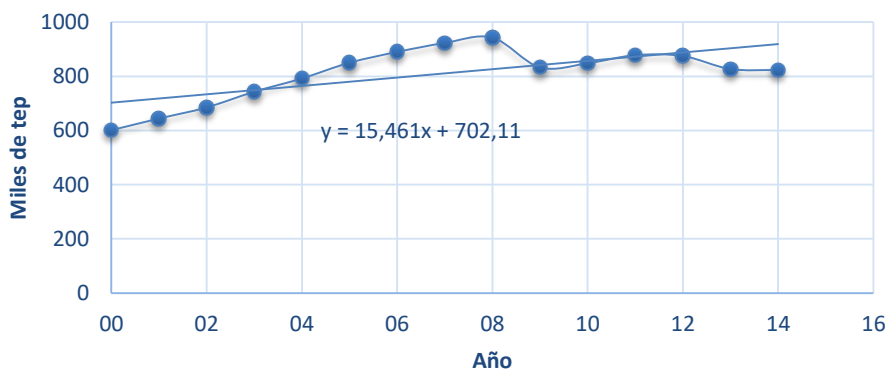


Gráfico 4 – Demanda de energía primaria sector servicios [3].

Doméstico

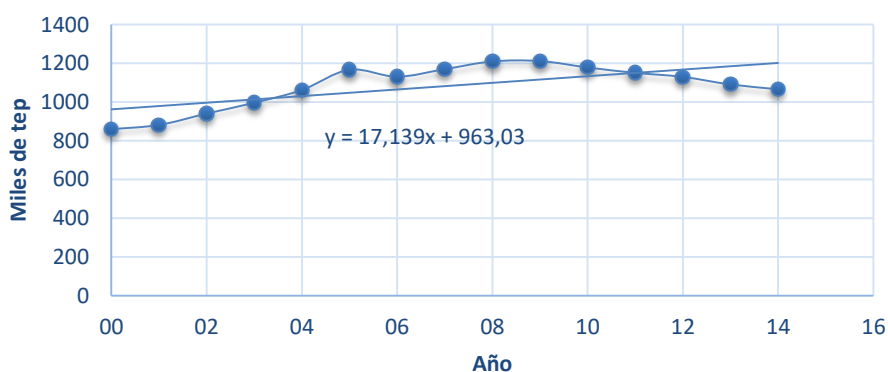


Gráfico 5 – Demanda de energía primaria sector doméstico [3].

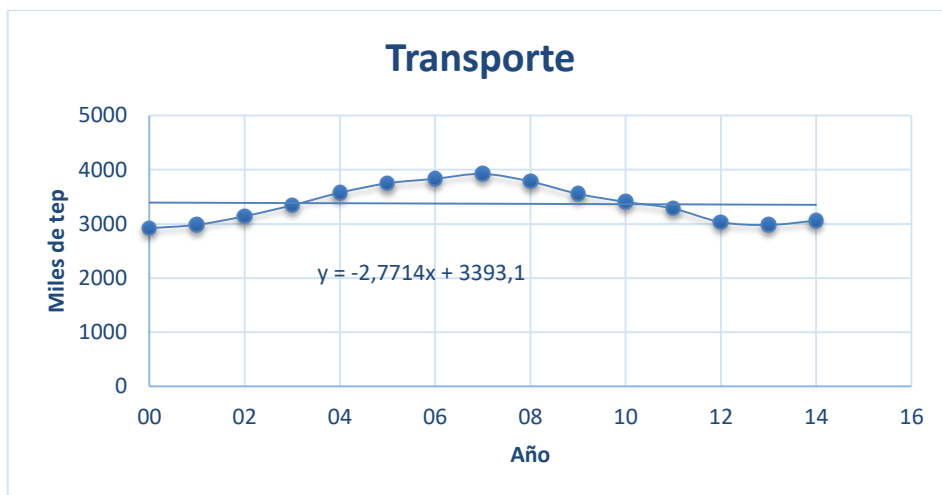


Gráfico 6 – Demanda de energía primaria sector transporte [3].

Nota: En los anexos se encuentran, tanto la tabla 17 a partir de la cual se han realizado las anteriores gráficas, así como las gráficas de evolución de los últimos años de cada sector que se utilizan para determinar los porcentajes de evolución de la demanda para las simulaciones. Se puede observar que dichas gráficas **no abarcan el mismo periodo de tiempo**, ya que se ha decidido tomar el **periodo de tiempo a partir del cual se observa un cambio de tendencia**, correspondiente para cada sector.

A parte de la evolución de la demanda también es necesario conocer, como se ha comentado anteriormente, la evolución de la población y crecimiento económico (PIB). Las siguientes gráficas muestran el desarrollo de dichos parámetros:

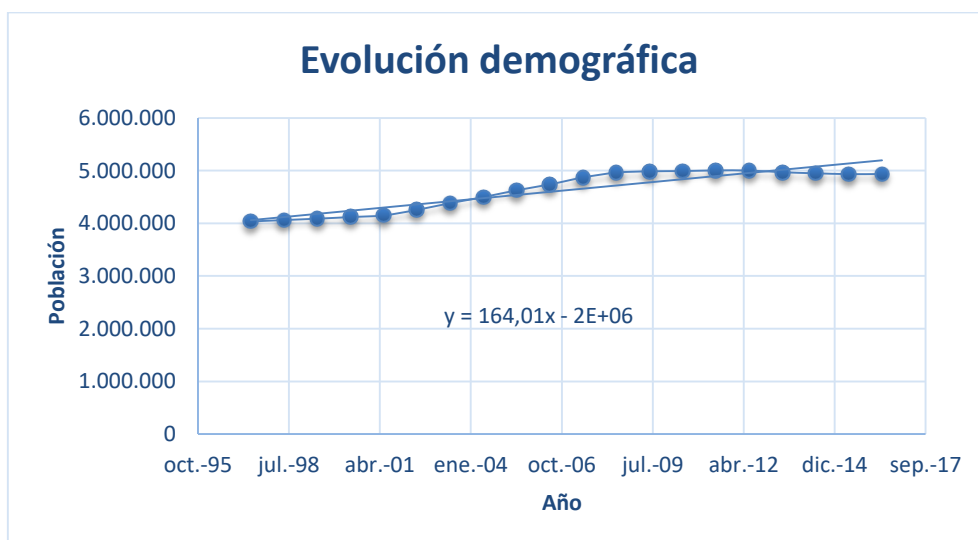


Gráfico 7 – Evolución demográfica de la CV [4].

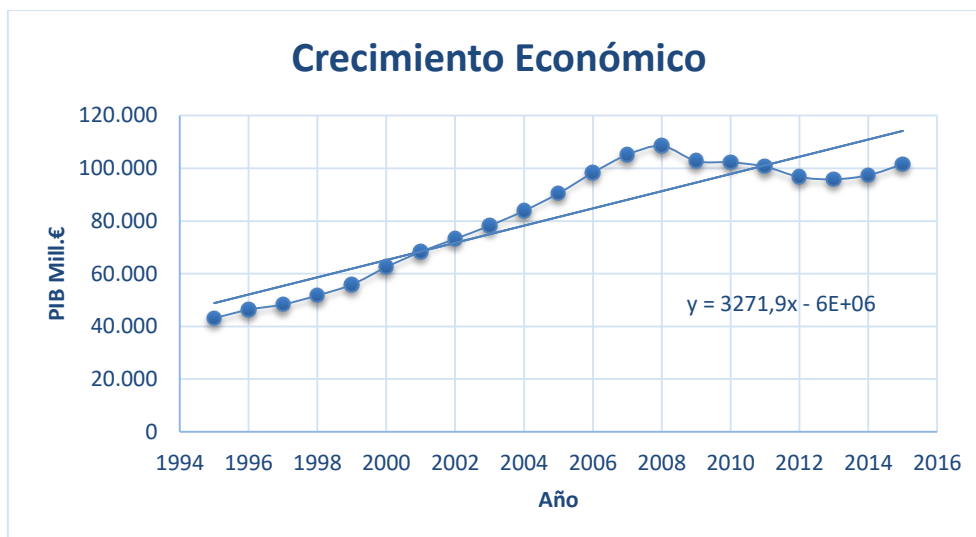


Gráfico 8 – Evolución del PIB de la CV [5].

Dado el papel central de las energías renovables en la búsqueda de un escenario sostenible, es necesario comparar los porcentajes de participación necesarios con los que se prevén como simple extrapolación de la tendencia actual de crecimiento de dicha participación. Dicha tendencia se muestra en el gráfico siguiente.

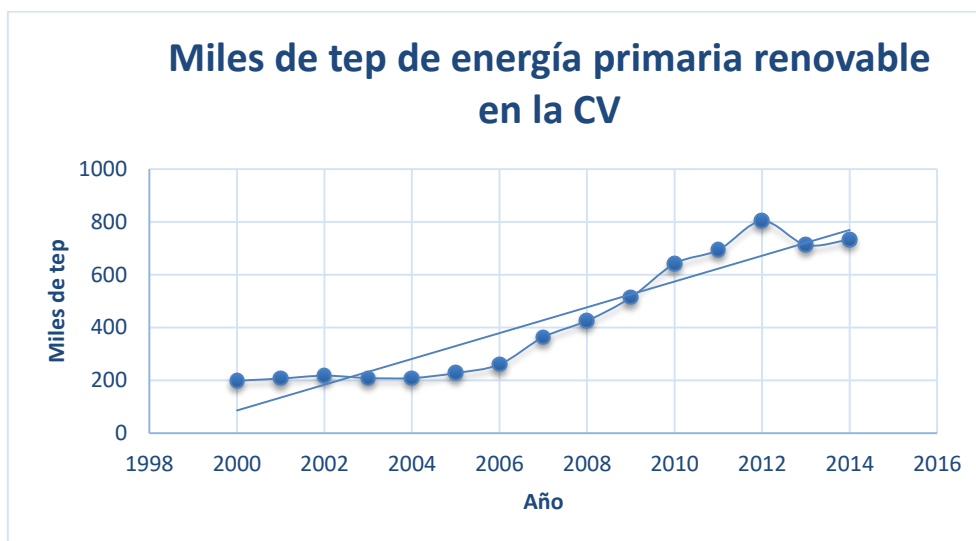


Gráfico 9 - Histórico de aportación de energía renovable primaria [3].

Nota: En los anexos se encuentran las tablas a partir de las cuales se han realizado dichas gráficas de población y PIB. Y una tabla y gráficas con los ritmos de crecimiento de los últimos años por sector.

A continuación, una vez obtenidos todos los datos iniciales, se procede a simular el escenario BAU (business as usual) que considera la evolución del escenario energético en el caso de no introducir cambios cualitativos en el mismo, sino únicamente mantener las tendencias de crecimiento de años anteriores y los porcentajes de participación de cada fuente de energía para cubrir la demanda de cada sector. En este caso, se han realizado 2 escenarios BAU. Uno, con el supuesto de la continuación de la operación de la central nuclear de Cofrentes, pasados los 40

años de operación de la misma y extendidos hasta los 60, y el segundo considerando que dicha central dejara de funcionar en 2025, cuando acaba su permiso de operación.

Para la simulación de dichos escenarios se ha utilizado una aplicación (SIMESSEN) en su versión para hoja Excel, desarrollada en el Instituto de Ingeniería Energética de UPV la cual se ha mejorado y ampliado para realizar una simulación más precisa del periodo de tiempo de estudio y obtener resultados año a año. A continuación, se han introducido los datos iniciales del año a partir del cual se realizará el estudio y posteriormente, se han introducido los factores porcentuales de evolución que muestran la tendencia actual energética.

Una vez simulados los escenarios BAU, se procede a simular los escenarios mejorados con los que se pretende conseguir el objetivo marcado para 2030, que es, ni más ni menos, alcanzar una aportación de un 30% de renovables sobre el consumo total de la CV. El procedimiento es el parecido al de los escenarios BAU: se introducen los datos para el año de partida y los porcentajes de evolución que definen la tendencia actual de las demandas energéticas, pero, además, se introducen mejoras y cambios en el reparto de energías para cada sector sin alterar el total consumido, que se supone el mismo.

A partir de ello, se obtienen los resultados que serán analizados e interpretados mediante gráficas y comparaciones entre escenarios sostenibles y los BAU de referencia.

CAPÍTULO 3. ESCENARIOS BAU

3.1 DEFINICIÓN

En general, las aproximaciones sobre un futuro ya sea cercano o lejano, se realizan mediante escenarios. Éstos, son suposiciones basadas y construidas a partir de una serie de datos e información del pasado. Aunque los escenarios son meramente especulativos, son una buena base a partir de la cual poder analizar posibles problemas futuros a la par que oportunidades, ya que darán una imagen, generalmente cercana, de cómo se van a desarrollar los acontecimientos en el caso de verificarse las hipótesis introducidas en el escenario.

Un escenario BAU (Business-As-Usual) es “un escenario que asume la continuación en el futuro de las tendencias históricas y que, por tanto, la estructura del sistema permanece sin cambios o responde en forma predeterminada”. Debido a la inercia de los sistemas energéticos, el escenario BAU tiene una alta probabilidad de ocurrencia a corto y medio plazo. “Sin embargo, a largo plazo, y cada vez más a medio plazo, su probabilidad de ocurrencia es escasa”. Por lo que no se recomienda su uso para dichos casos [6].

3.2 RESULTADOS

Como se ha explicado en la metodología, los datos que se han utilizado para la realización de los escenarios BAU han sido los referentes a 2014 como año de partida. Y, para el desarrollo de la simulación futura, se han utilizado los datos referentes a cada sector económico.

La tendencia para cada sector se ha tomado a partir del cambio de tendencia producido después de la crisis financiera que comenzó en España durante 2008. Puede haber, variaciones de un par de años entre los intervalos tomados entre sectores, debido a que para los escenarios BAU se ha intentado ser ligeramente conservador, atendiendo a la gran incertidumbre que cualquier proceso tiene hoy en día. Ya que, debido a la globalización hoy en día cualquier suceso que ocurra en la otra parte del mundo puede afectar al resto.

En cuanto a las tendencias para población de la CV y el PIB de ésta, se ha seguido el mismo criterio expuesto anteriormente.

En el apartado referente a la metodología se comentó que se simularían dos escenarios BAU, debido a que no se sabe, hoy en día, si la central nuclear de Cofrentes cerrará o permanecerá en operación. Por lo tanto, hasta la fecha de 2025 los resultados de los escenarios BAU serán los mismos. Y, a partir de dicho año es cuando se tendrán resultados distintos para cada una de las variantes.

Así pues, a continuación, se va a realizar una descripción de cada BAU y una comparación, después de la simulación a partir de los datos iniciales. Los resultados que se han obtenido en las simulaciones de los escenarios BAU, han sido los siguientes:

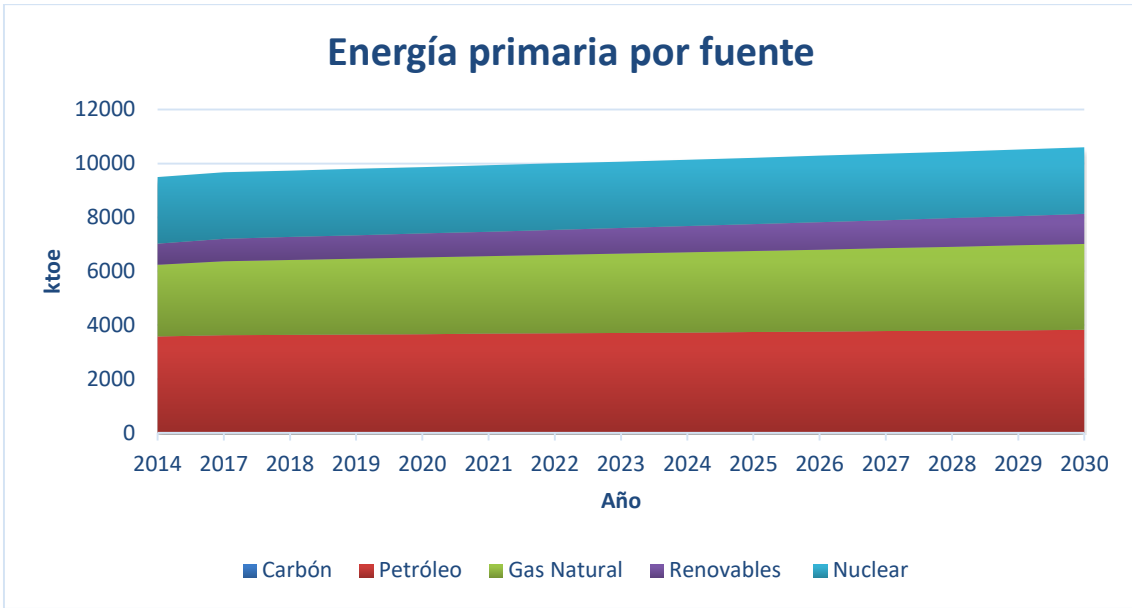


Gráfico 10 – BAU nuclear.

El gráfico 10, representa la evolución del consumo de energía primaria para cada una de las fuentes de energía. Cabe destacar que más de un 60% de la energía primaria proviene de combustibles fósiles, mayoritariamente petróleo y gas natural, y el resto es cubierto por la energía nuclear y las renovables. Siendo la aportación de nuclear constante y el carbón una fuente residual en el sistema energético. También se puede observar que en general la energía primaria demanda crecerá, y para 2030, previsiblemente estará por encima de los 10 millones de toneladas equivalentes de petróleo.

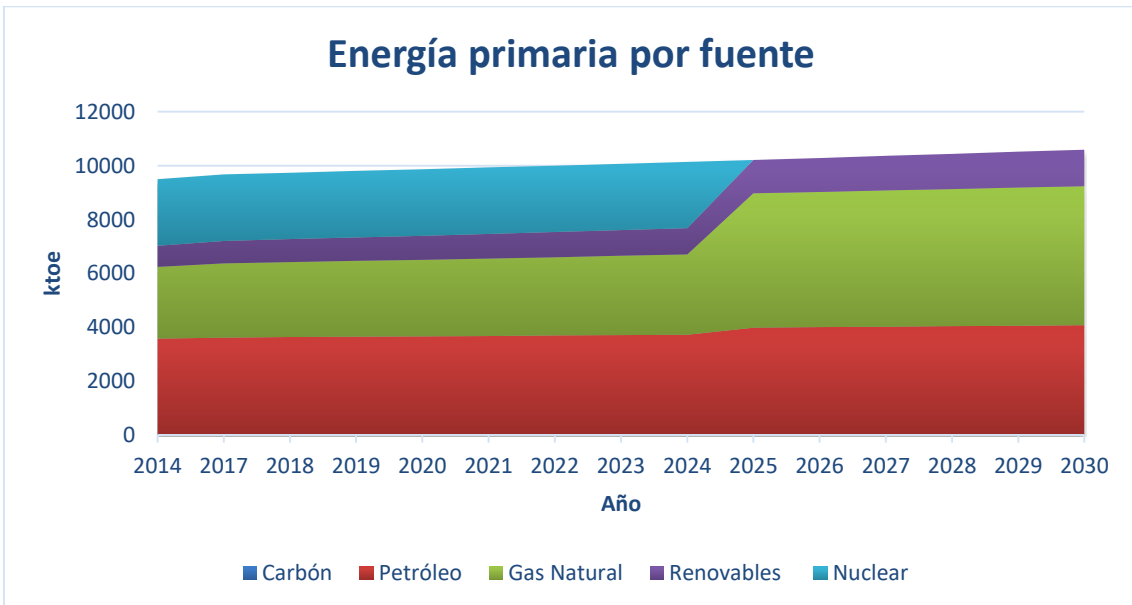


Gráfico 11 - BAU no nuclear.

El gráfico 11, representa lo mismo que el 10 pero para el caso de que la central nuclear cierre en 2025. Hasta entonces, la evolución de la demanda de energía primaria sería exactamente la misma.

Se ha optado por un reparto de la contribución de energía nuclear que desaparece a partir de 2025 en un 90% para combustibles fósiles (80% gas y 10% petróleo) y un 10% para energías renovables. Se considera éste un reparto bastante realista dado el reducido tiempo de actuación para sustituir toda la energía que actualmente proviene de la central nuclear al ser el mayor aumento de combustibles fósiles la opción más fácil y rápida, (aunque habrá que analizar si es más costosa) para hacer frente a dicho cambio. Por tanto, a partir de 2005, se produciría un aumento del resto de fuentes, siendo este aumento bastante significativo para los combustibles fósiles y en menor medida para las renovables. Los combustibles fósiles representarían alrededor de un 85% de la energía primaria demandada. Finalmente, la energía primaria total sería la misma puesto que solo cambia el reparto de energía primaria para cada fuente.

Comparación entre los dos escenarios BAU: esencialmente se distinguen dos diferencias. La primera, es la reducción de 5 a 4 fuentes de energía primaria. Y la segunda, el aumento destacado de combustibles fósiles en el reparto de energía primaria entre las fuentes.

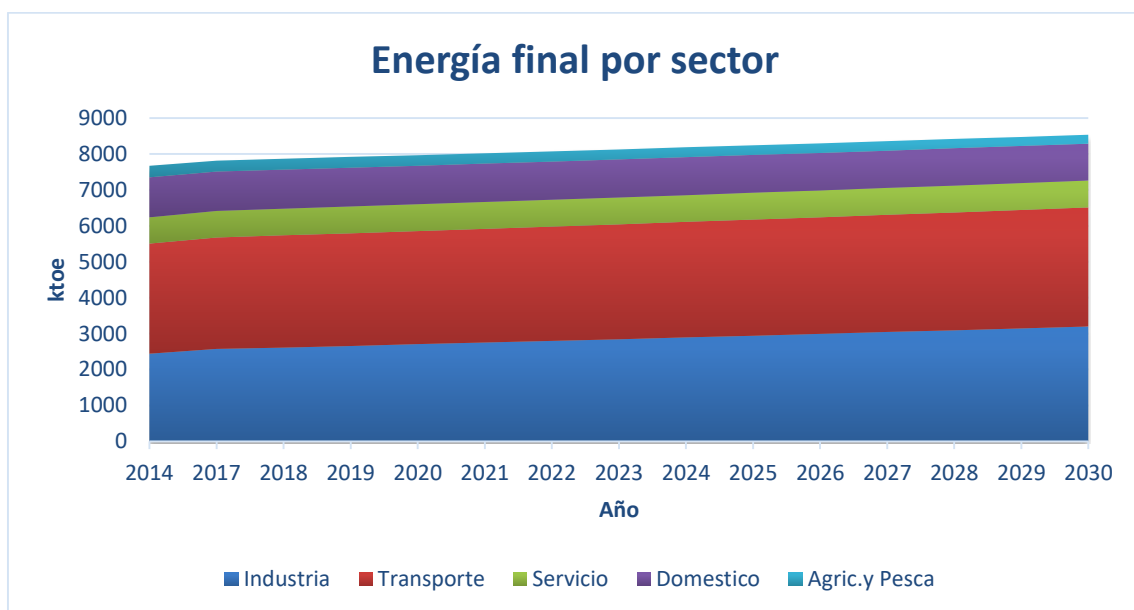


Gráfico 12 - BAUs

En el gráfico 12, se puede observar el reparto de energía final para cada uno de los sectores de la CV, que será el mismo haya o no producción de energía nuclear.

Los sectores que consumen la mayor parte de la energía son: el sector industrial y el sector del transporte, concentrando alrededor de dos terceras partes de la demanda, con 6 millones de tep. El sector transporte e industria, consume mayormente combustibles fósiles y derivados, lo cual es un problema de dependencia y medioambiental.

El sector servicios, a pesar de ser un sector de gran peso económico para la CV tiene un consumo pequeño respecto del transporte y la industria, al igual que el sector doméstico. Y por último el sector agrario y pesquero es el que menos energía final consume, probablemente por la gran utilización de capital humano, que no precisa de apenas cualificación y es mano de obra barata. Aunque en los últimos años, se están realizando grandes avances en automatización para mayor producción.

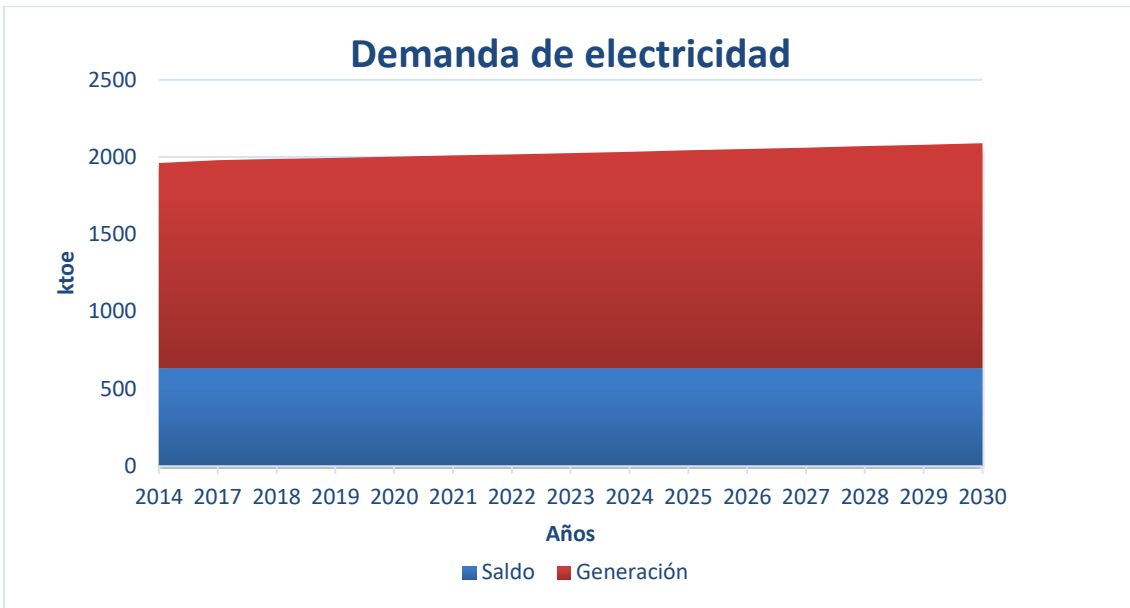


Gráfico 13 - BAUs.

El gráfico 13, nos muestra los resultados correspondientes a la demanda de energía y como se satisface dicha demanda. En dichos resultados se ha supuesto que el saldo eléctrico de 2014, algo más de un 25% de la energía eléctrica demanda por la CV es importada del resto de España, se mantiene en dicho valor para todo el periodo temporal de la simulación.

Por lo tanto, se tiene cierta dependencia exterior energética dentro del territorio español. Así pues, como el saldo eléctrico se mantendrá constante y la demanda aumentará (como se ha visto anteriormente), la generación, en este caso de electricidad, aumenta en el global superando los 2 millones de tep.

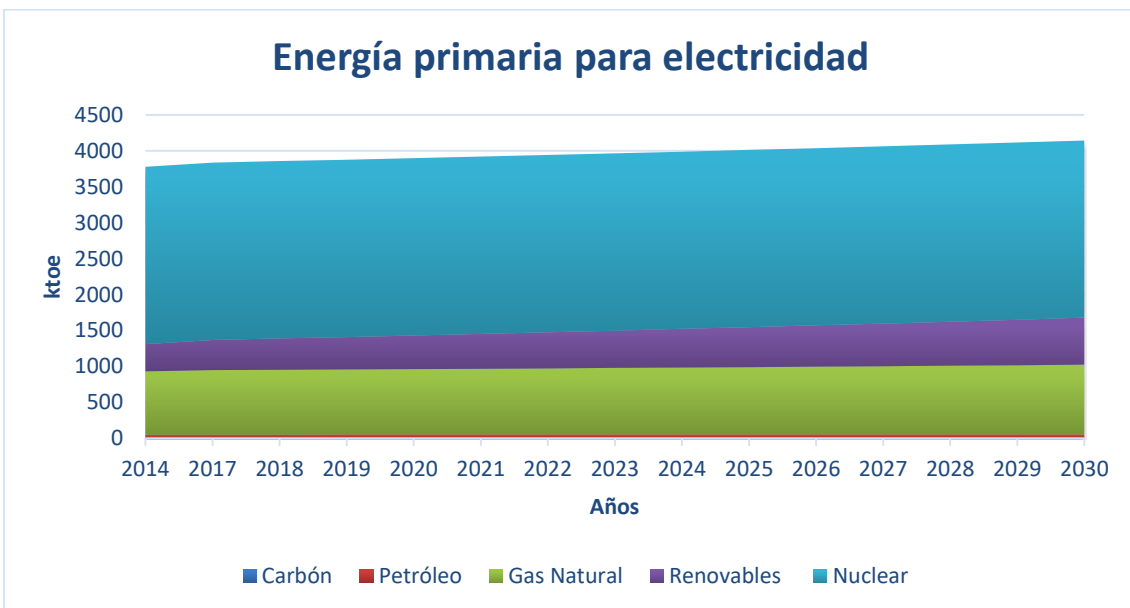


Gráfico 14 - BAU nuclear.

En este gráfico, se puede apreciar la contribución de cada fuente de energía primaria a la producción de electricidad.

No hay contribución alguna del Carbón, y la mayoría de la energía primaria utilizada para la producción de electricidad proviene de la energía nuclear de Cofrentes. Como bien es sabido, las centrales nucleares son un tipo de central eléctrica cuya dinámica, aunque parecida en ciertos aspectos, difiere mucho de las tradicionales centrales eléctricas que utilizan combustibles fósiles como carbón, gas natural o petróleo.

Esto se debe, a que no se puede parar o poner en funcionamiento con tanta “facilidad” como el resto de centrales eléctricas, ya que tiene una gran inercia. Por lo tanto, solo se realiza su parada cuando se realizan recargas de combustible. Por esto, su funcionamiento es ininterrumpido y ello se refleja en su aportación. Además, no produce emisiones de CO₂.

Por otro lado, el resto de fuentes, muestran mayor manejabilidad. Siendo posible realizar el arranque o parada de una forma más rápida y segura, y por lo tanto pueden entrar en acción solamente cuando son requeridas. Como, por ejemplo: en los picos de demanda que se dan durante el día.

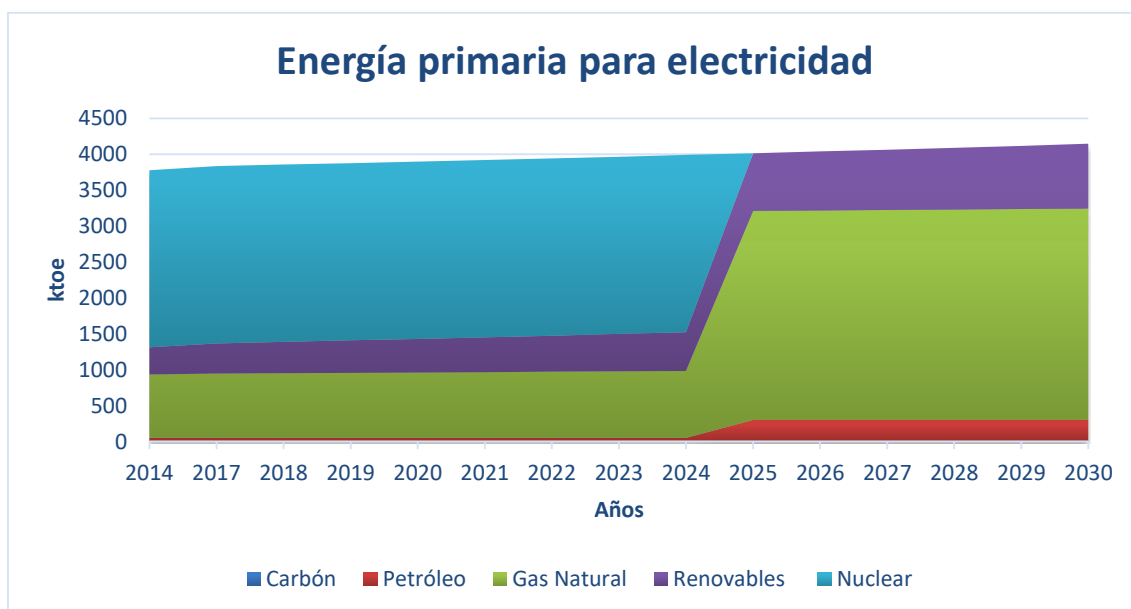


Gráfico 15 - BAU no nuclear.

En el gráfico 15, se observa claramente los efectos del cese en aporte de energía nuclear al mix de la energía eléctrica. Debido a que la totalidad de la energía nuclear se destinaba a la producción de energía eléctrica, esto supone un fuerte impacto y supone un gran esfuerzo para el resto de materias que deben suministrar dicha energía. Con un reparto 80% para gas natural, y 10% para ambas, petróleo y renovables, como se explica anteriormente.

Como se puede ver, el grueso de dicha cantidad de energía se supliría con combustibles fósiles, viéndose su aporte multiplicado alrededor de 3 veces respecto de los años previos al cierre de la nuclear.

Finalmente, las renovables también darían un paso adelante, duplicando prácticamente su aportación, si se aplica el crecimiento actual junto la parte asignada correspondiente a la nuclear.

Comparación entre los dos escenarios BAU: la principal diferencia, es el mix de energía eléctrica a partir del año 2025. Suponiendo, un impacto mayor que en el caso de la variación de energía primaria (gráfico 11), ya que la totalidad de la energía nuclear va destinada al sector eléctrico.

La mayoría de esta energía es cubierta por energías convencionales, dado que sería el plan de choque más rápido y fiable mientras se estudian otras alternativas o se acaban de construir futuros parques de energías renovables, que aumentarían el aporte de renovables y reducirían el uso de gas y petróleo y mejorarían la sostenibilidad del escenario energético.

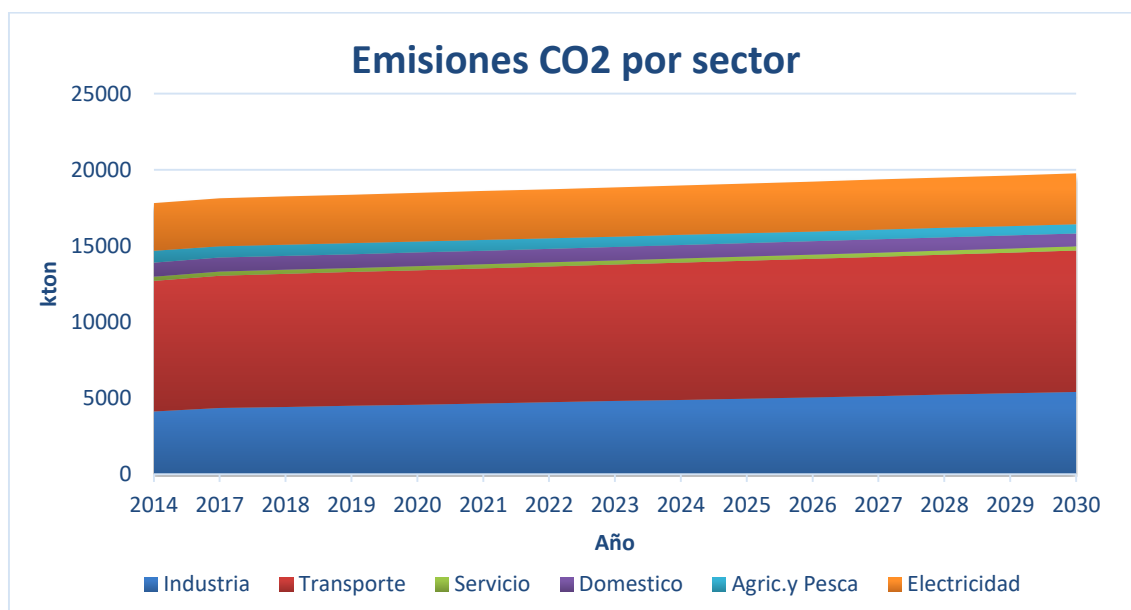


Gráfico 16 - BAU nuclear.

El gráfico 16, muestra la evolución de las emisiones de CO₂ que se producirán por la actividad energética en la CV, con indicación de la contribución de cada sector de demanda. Se puede observar, que, en 2030, se rozarán los 20 millones de toneladas de CO₂ liberados a la atmósfera.

Por sectores, cabe destacar que el mayor contribuyente a la emisión de CO₂, es el transporte. Al cual se le podrían atribuir prácticamente la mitad de las emisiones. A continuación, le sigue el sector industrial, con cerca de 5 millones de toneladas de CO₂ emitidas para 2030. Y, en tercer lugar, se encuentra la generación de energía eléctrica que a pesar que entre renovable y nuclear suministran una gran porción del total, el aporte de combustibles fósiles es significativo.

El resto de sectores, tienen emisiones insignificantes en comparación con los tres anteriores. Esto se puede atribuir a un requerimiento de energía mucho menor, debido, entre otras cosas, al aumento de la eficiencia y mayor facilidad de aplicación en pequeñas instalaciones y a un mayor porcentaje de electricidad en su esquema de consumo+. Este avance puede haber motivado, no una disminución, pero sí una contención del aumento de emisiones, ya que se pueden desarrollar más actividades utilizando la misma cantidad de energía. Y, junto a la creciente concienciación ciudadana, se consiguen dichos resultados.

En cuanto a un análisis general, la cantidad de CO₂ emitido, va de la mano de la cantidad de energía primaria consumida/demandada. Por lo que, la simulación muestra que aumenta, no

consiguiéndose así contribuir a los objetivos de reducción que tiene el estado. De hecho, las emisiones en 2030 representan un aumento del 64% sobre las de 1990.

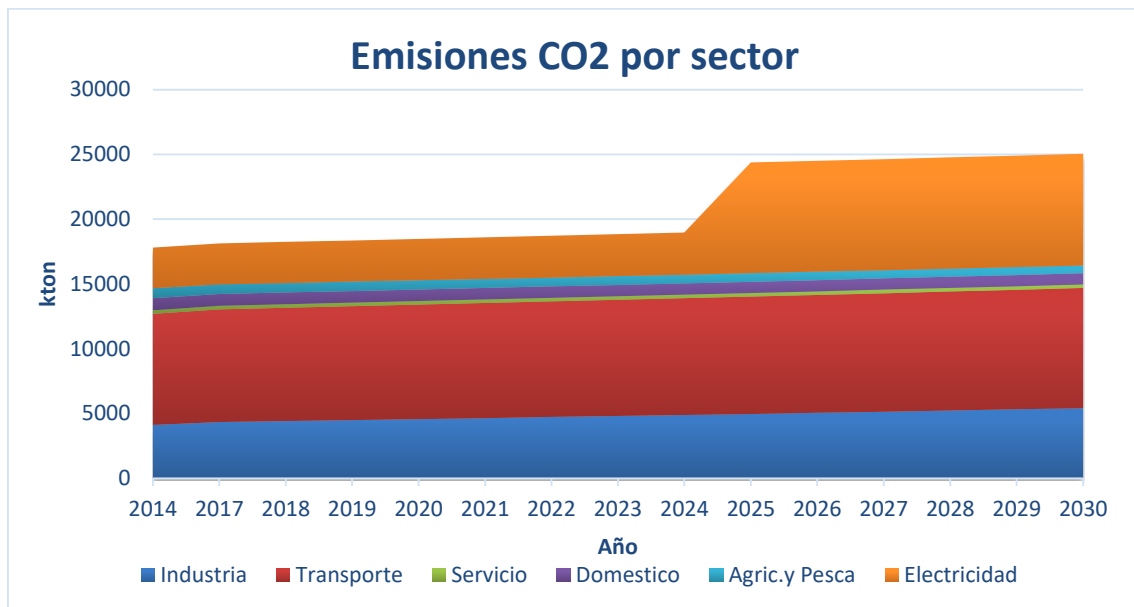


Gráfico 17 - BAU no nuclear.

Para el caso en el que la contribución nuclear desaparece en 2025, el impacto de dicho cambio sobre las emisiones de CO₂ es claramente visible. Dado que toda la energía producida por la central nuclear iba destinada a la producción de energía eléctrica y ésta no emitía CO₂, al ser sustituida en su mayoría por combustibles fósiles, la emisión del gas de efecto invernadero se dispara en este sector.

Esto, lleva las emisiones totales a unos 25 millones de toneladas. Siendo, los sectores del transporte y generación de electricidad los que contribuyen en mayor medida a las emisiones, alrededor de dos terceras partes. Les sigue el sector industrial, que aumenta sus emisiones de acuerdo a su aumento de demanda y crecimiento económico. Y, el resto de sectores apenas sufren variaciones, siendo poco influyentes sobre el total.

Comparación entre los dos escenarios BAU: La única diferencia apreciable entre ambos escenarios BAU es el aumento de emisiones al simular el escenario sin nuclear. Una diferencia de 5 millones de toneladas de CO₂, lo que representa un aumento del 25%, agravando aún más el cumplimiento de los objetivos de reducción planteados en el escenario para 2030 por la UE en su intento de control del cambio climático. Lo que, de cierta manera, afectará negativamente, ya que, aunque la CV como tal no tiene ningún compromiso a nivel de emisiones de CO₂, sus emisiones son contabilizadas en las emisiones totales del Estado. Por lo que dicho aumento podría originar un pago de multas por superar la cantidad límite de CO₂ que España tiene acordada con la Unión Europea (UE).

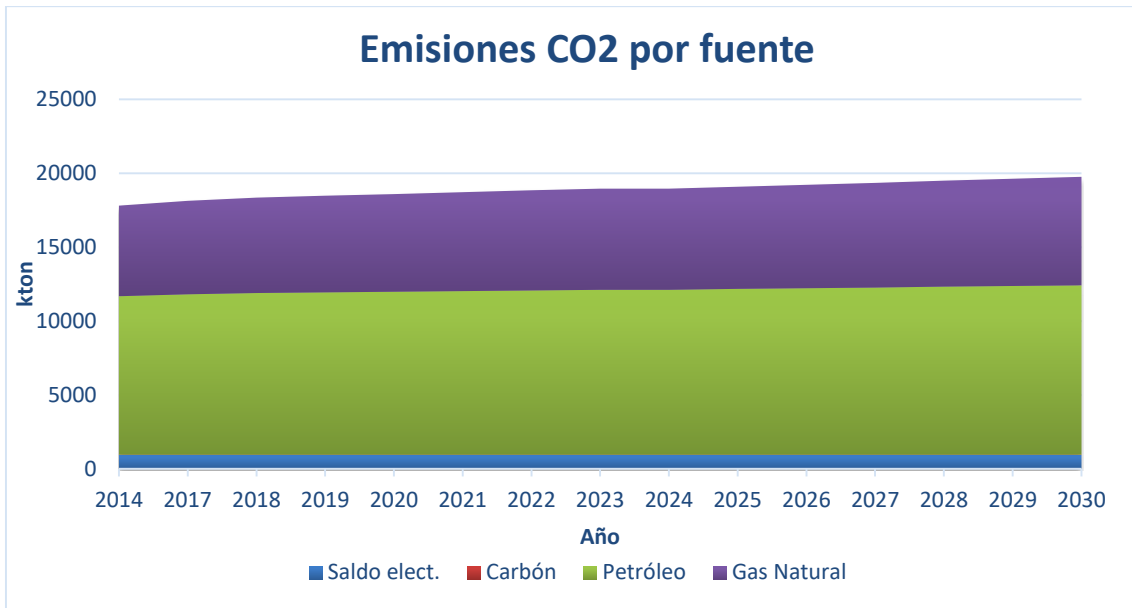


Gráfico 18 - BAU nuclear.

El gráfico 18, muestra las emisiones por fuente. Cabe destacar que las fuentes renovables y la nuclear no aparecen, debido a que como se ha dicho anteriormente, no emiten CO₂ en sus procesos de producción de energía.

En su mayoría las emisiones de deben al gas natural y el petróleo. Quedando unas emisiones residuales debidas al saldo eléctrico, lo que significa que parte de la energía que es importada por la CV es producida a partir de fuentes emisoras de CO₂.

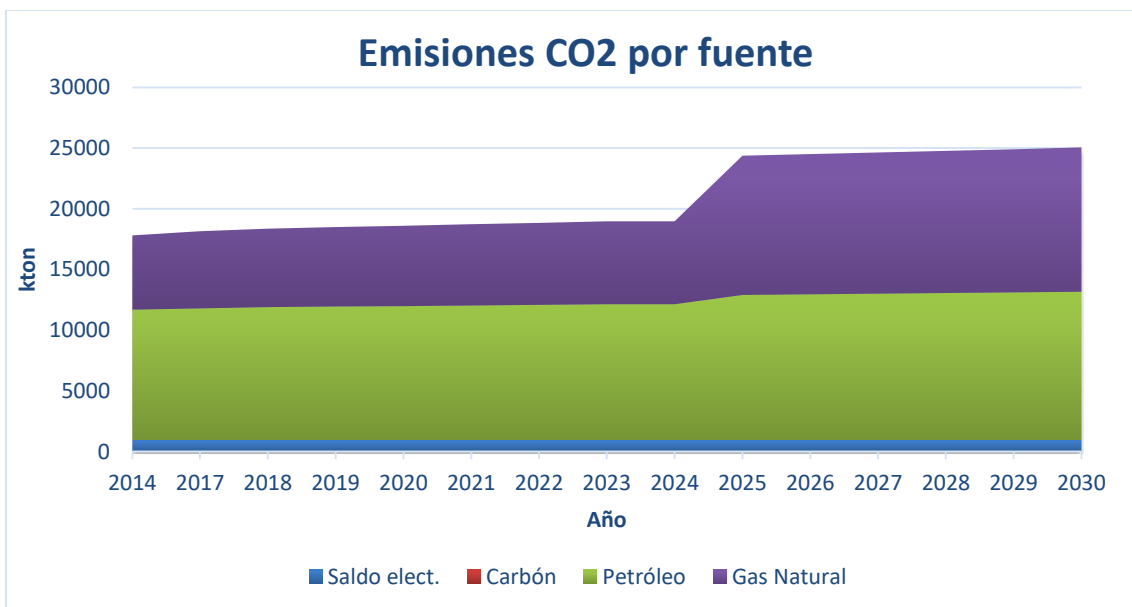


Gráfico 19 - BAU no nuclear.

El gráfico 19, El gráfico 19, muestra como las emisiones por utilización del gas natural crecen de manera muy sustancial debido a su incrementado uso en la generación de electricidad a partir de 2025. El petróleo muestra también un crecimiento adicional a partir de dicho año, aunque mucho más moderado dada su menor contribución en la sustitución de energía nuclear.

Comparación entre los dos escenarios BAU: La principal diferencia entre escenarios es el aumento de emisiones, del orden del 25% en el caso del BAU no nuclear, debido a una mayor utilización del gas natural y el petróleo, al tener que suministrar la energía que deja de proporcionar la energía nuclear en el sistema de generación eléctrica.

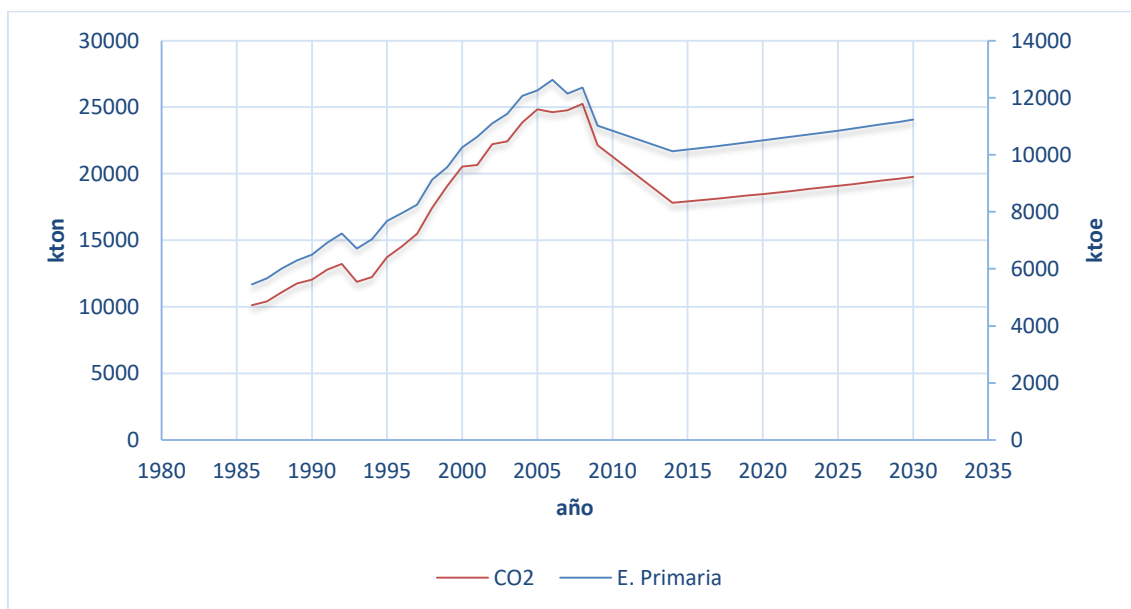


Gráfico 20 - BAU nuclear, series históricas.

El gráfico 20, muestra la evolución histórica de la demanda de energía primaria y emisiones de CO₂, así como su simulación hasta 2030. Hay que destacar, que los niveles de ambas magnitudes han aumentado significativamente desde 1990, año de partida del protocolo de Kyoto.

Por otro lado, se observa, como la buena actividad económica que se tenía en años anteriores a la crisis financiera que afectó a toda Europa en 2008, se refleja con una creciente demanda de energía primaria y por lo tanto de emisiones.

Una vez estalla dicha crisis, la reducción en la demanda de energía primaria, y de las emisiones de CO₂ volvieron a niveles previos al año 2000. Conforme se recupera la economía, ambos niveles de energía y emisiones vuelven a aumentar, pero esta vez de forma más paulatina. Quedando, según las simulaciones, en niveles anteriores al año 2000 para las emisiones de CO₂ y acercándose a máximos históricos en la demanda de energía primaria.

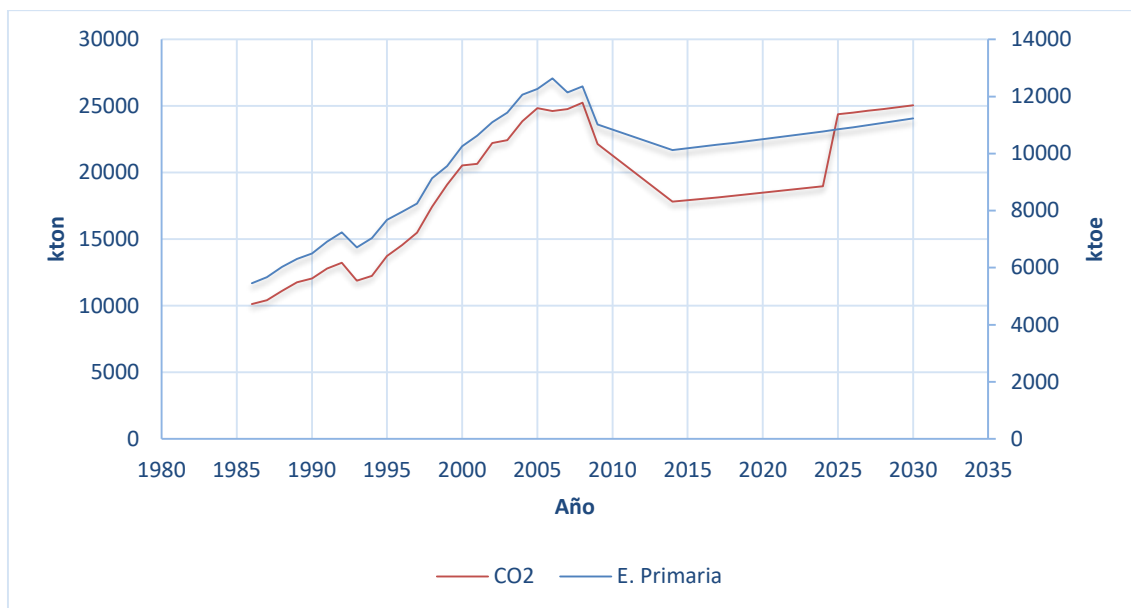


Gráfico 21 - BAU no nuclear, series históricas.

En el escenario, en el que la energía nuclear desaparece, hasta dicho año de desaparición se ve el efecto de la crisis y posterior recuperación de los niveles de demanda de energía y emisiones. Aunque con pendientes mucho menos pronunciadas.

Una vez producido el cierre de la central nuclear, la demanda de energía continúa siendo la misma, pero, las emisiones de CO₂, se disparan hasta los niveles máximos alcanzados antes de la crisis. Suceso que se debería atajar con medias de reducción lo antes posible, con el objetivo de evitar posibles sanciones por parte de los organismos europeos.

Comparación entre los dos escenarios BAU: Como se ha comentado en el análisis de gráficos anteriores, se produce una gran diferencia en las emisiones de CO₂, del orden el 25%, a partir del año en el que se cierra la central nuclear y se sustituye su contribución con combustibles fósiles.

A continuación, se muestran las gráficas referentes a la potencia y energía renovable, que se prevé, que sería necesaria, para que en ambos escenarios se consiguiera el porcentaje que se ha obtenido como resultado en la simulación. Dicha potencia y energía hacen referencia al sistema de generación eléctrica, puesto que el resto son otras tecnologías renovables de las que no se precisa la generación de energía eléctrica.

La energía necesaria, se obtiene directamente de multiplicar el porcentaje de renovables que se espera tener en cada año, por la cantidad total que demandará el sector. Obteniéndose, esta última, de las tendencias marcadas en los datos iniciales.

Y, posteriormente, se obtiene la potencia total que se precisaría instalada en cada año, a partir de la energía. Para ello, se utiliza la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{\text{Energía (ktep)} * 1000 * 11.63}{2200 \text{ horas}} \right) * \eta$$

Aplicando dicha ecuación y considerando un rendimiento del 50%, ya que la mayoría de energía es eólica, se consiguen los siguientes resultados:

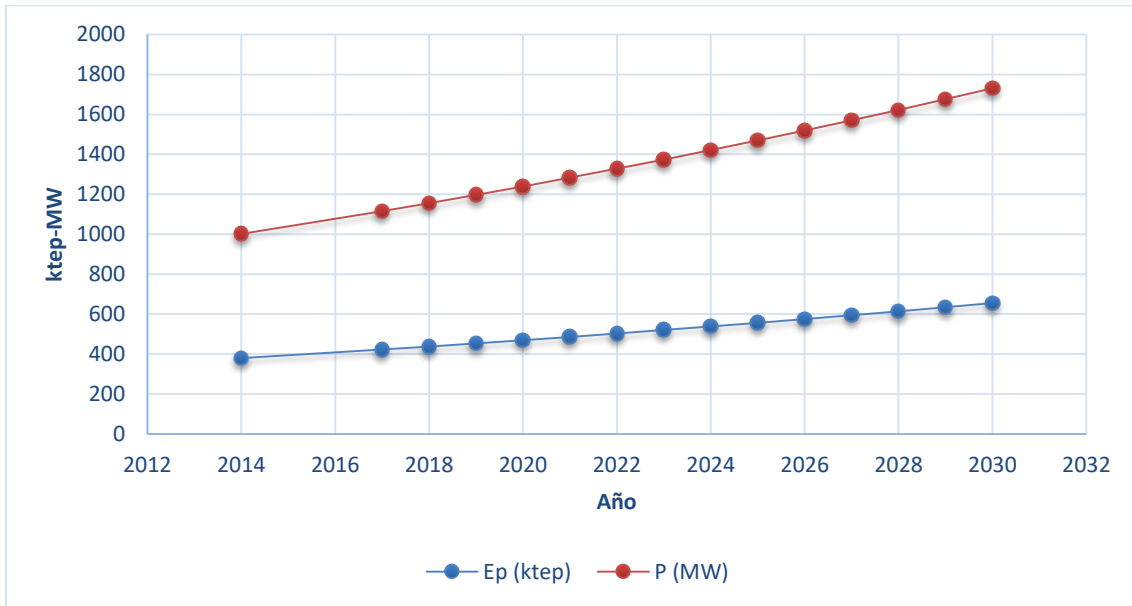


Gráfico 22 - BAU nuclear. Potencia nominal de las renovables.

En el BAU nuclear, se observa una tendencia alcista tanto de la potencia instalada de las renovables como de la energía demandada. Aumentando ambas desde 2014 a 2030 alrededor de un 75% respecto de sus niveles iniciales.

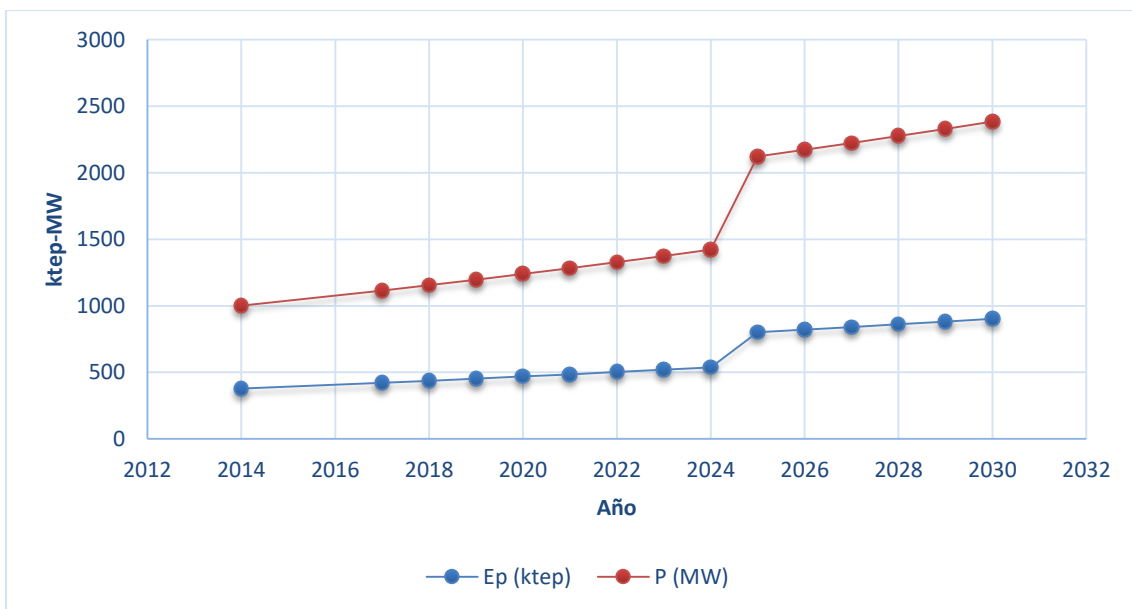


Gráfico 23 - BAU no nuclear. Potencia nominal de las renovables.

El gráfico 23, muestra un aumento importante de la cantidad de potencia renovable instalada a raíz del cierre de la nuclear. Produciéndose, este aumento, con el fin de contribuir al sector eléctrico. Que es el único afectado por dicha medida.

Como se puede apreciar en el gráfico, el aumento ronda el 150%, lo que supone instalar más nueva potencia de la que a efectos de operación está funcionando a plena capacidad. Puesto que hay alrededor de 2400 MW instalados o ya previstos para instalar, como se comentará más adelante, pero a la vista de los resultados, no a plena producción.

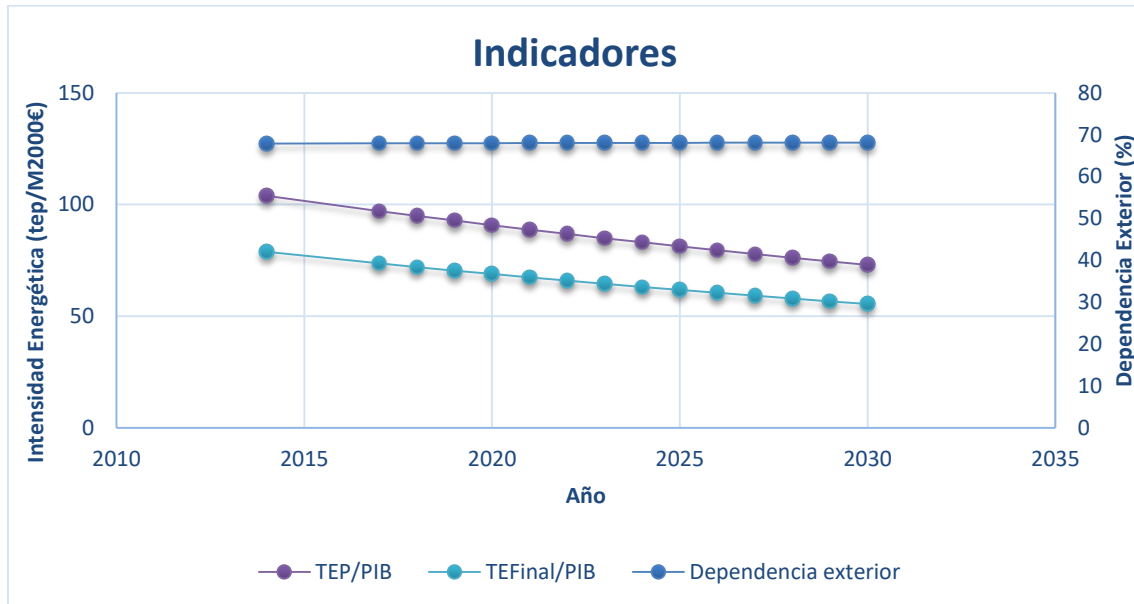


Gráfico 24 - BAU nuclear. Indicadores económicos

A continuación, en el gráfico 24, se presenta la variación de algunos indicadores económicos del BAU nuclear. Primero, se puede observar que la dependencia exterior, representada por la fracción de energías fósiles respecto al total de energía total consumida, lo que implica considerar las energías renovables y nuclear como fuentes autóctonas, se mantiene prácticamente constante, puesto que no varía mucho en porcentaje la cantidad proporcionada por cada fuente.

Por otro lado, Las intensidades energéticas primaria y final muestran una, del orden del 10%, en el uso eficiente de la energía.

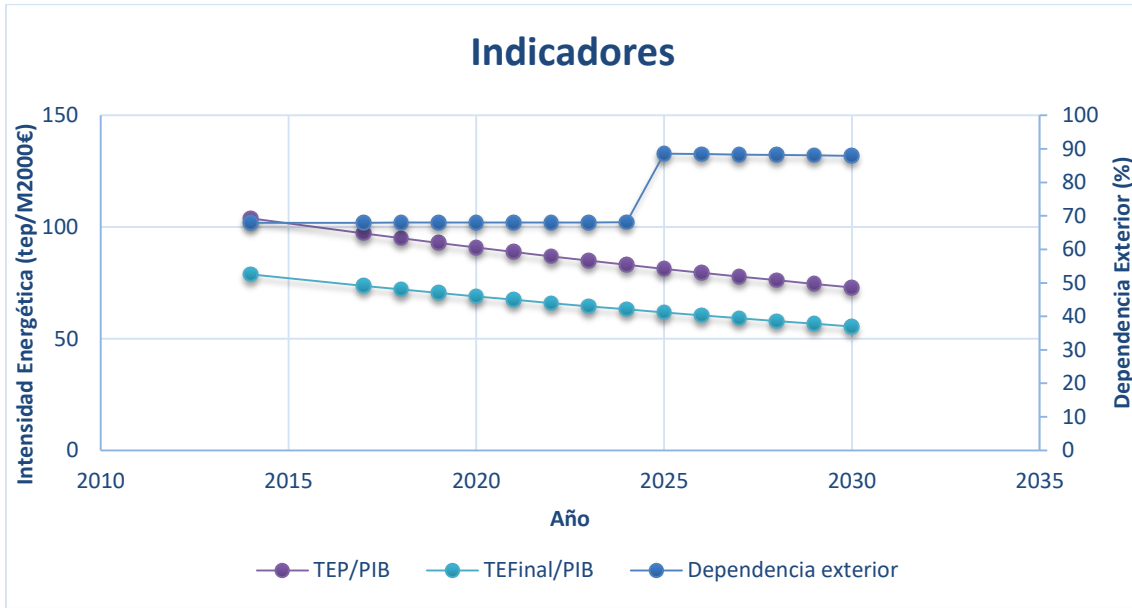


Gráfico 25 - BAU no nuclear. Indicadores económicos

En el caso del BAU no nuclear, el gráfico 25 muestra que la dependencia exterior aumentaría considerablemente, pasando del 68% al 85%, mientras que las intensidades energéticas, únicamente ligadas al crecimiento de la demanda y del PIB, presentan la misma dependencia que el caso del BAU nuclear.

Comparación entre los dos escenarios BAU: La diferencia fundamental se encuentra en la dependencia exterior, la cual, de darse el BAU no nuclear aumentaría considerablemente respecto del BAU nuclear, puesto que se precisa de mucha más cantidad de gas y petróleo para reducir la misma energía eléctrica.

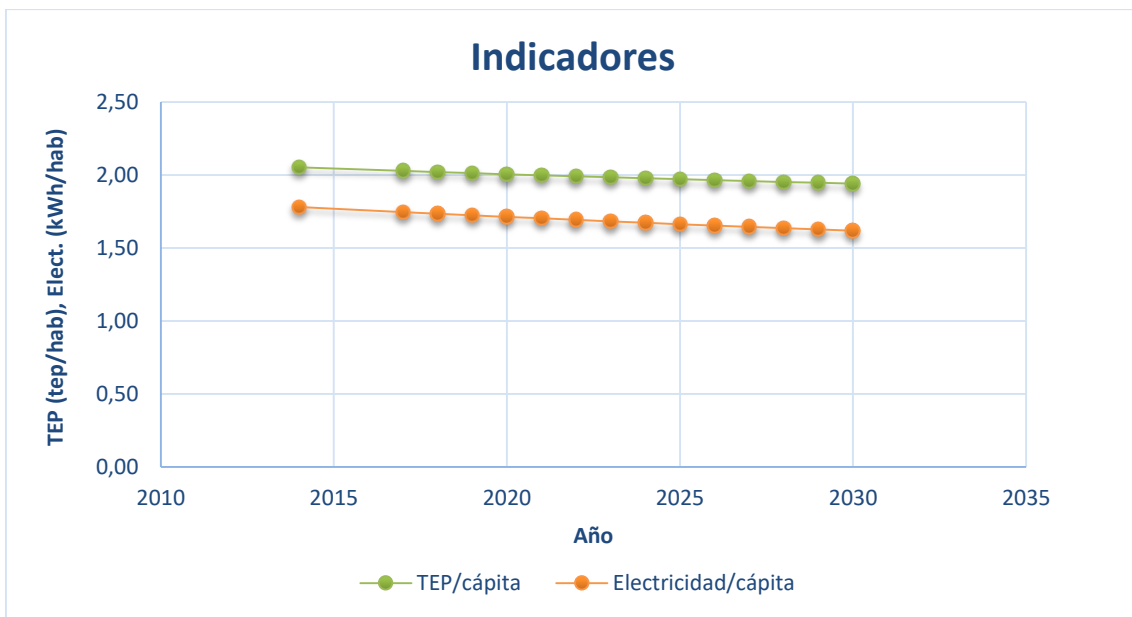


Gráfico 26 - BAU. Indicadores demográficos.

Los indicadores demográficos son independientes de la forma en que se genere la electricidad y, por tanto, resultan idénticos para ambos BAU. En el gráfico 26 se representan la energía y electricidad per cápita que apenas varían en todo el periodo considerado.

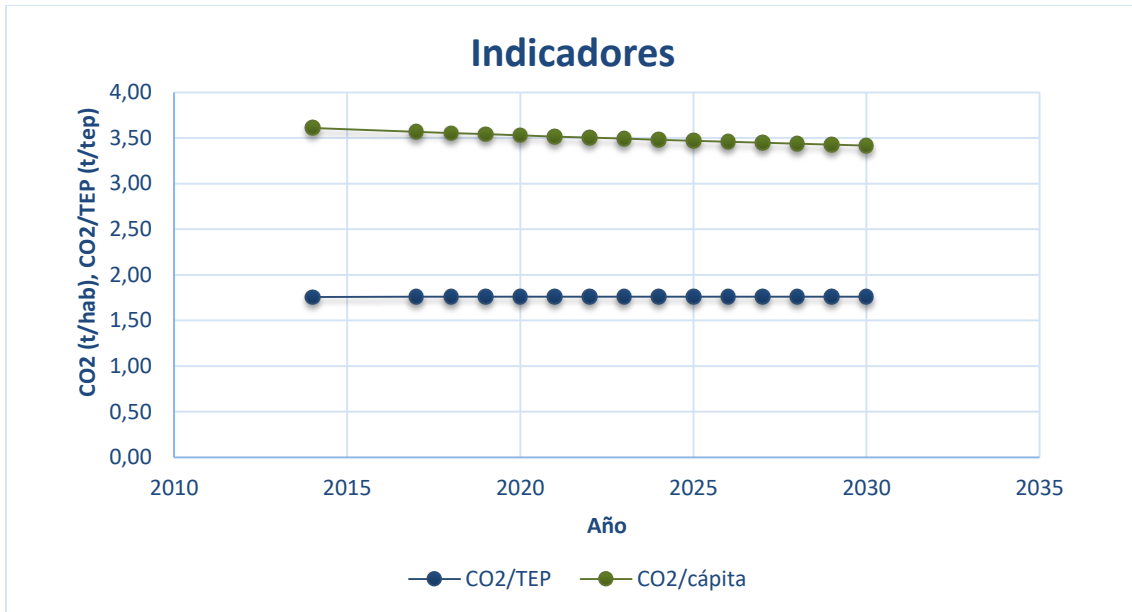


Gráfico 27 - BAU nuclear. Indicadores ambientales.

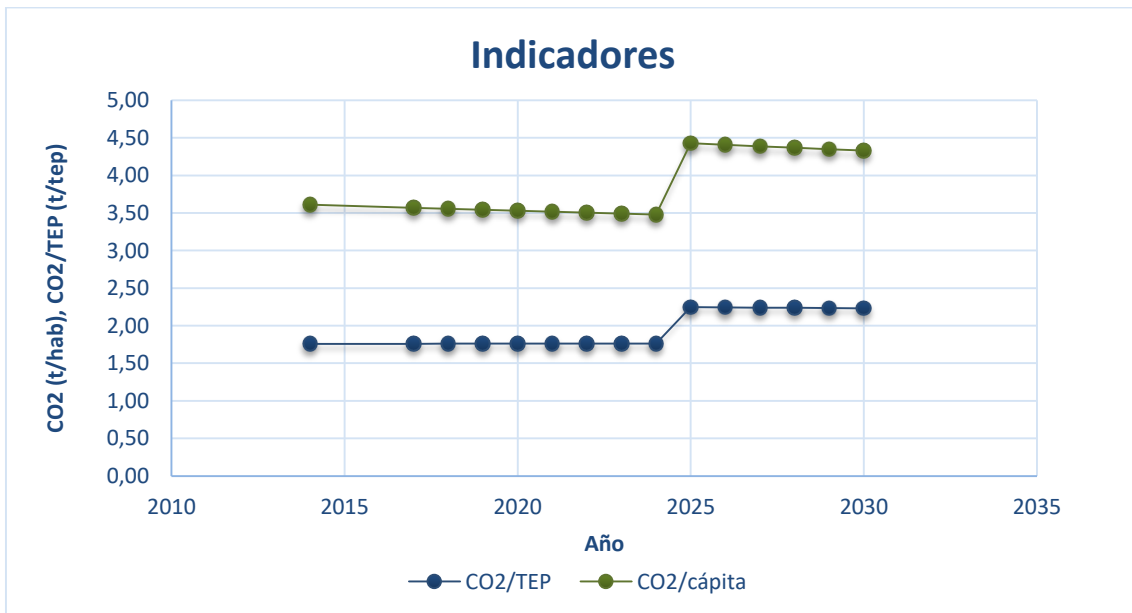


Gráfico 28 - BAU no nuclear. Indicadores ambientales.

Comparación entre los dos escenarios BAU: La diferencia, se encuentra en el aumento de CO₂ emitido, tanto por unidad de energía primaria, como por persona. Viéndose, aumentos de entre 0'5 y 1 punto, respectivamente, en primera instancia. Que, posteriormente descienden ligeramente, pero no lo suficiente si quiera, para alcanzar los valores anteriores al cierre de la central nuclear.

CAPÍTULO 4. ESCENARIOS OBJETIVO 2030

4.1 DEFINICIÓN

Los escenarios sostenibles que se han diseñado para intentar alcanzar los objetivos de la UE para el año 2020 y su extensión al 2030, son, escenarios construidos a partir de los escenarios BAU modificados para llegar al objetivo de obtener una aportación de un 30% de renovables al consumo total de energía primaria en el año 2030. Y, como los BAU, se ha considerado uno con energía nuclear y otro sin energía nuclear.

Para conseguir dicho propósito, se ha implementado una serie de medidas que tienen como fin, conseguir reducir de forma paulatina el uso de combustibles fósiles mediante un incremento de la utilización de renovables.

Las medidas que se han estudiado e implementado, en ambos escenarios, son las siguientes:

Medidas

- **Reducción de un 1'5% anual de petróleo en transporte mediante la introducción de energía renovable.** Dicha medida viene justificada por el creciente aumento del uso del vehículo híbrido y eléctrico dentro del parque automóvil. Además, el inicio de políticas destinadas a conseguir “Ciudades libres de contaminación” llevará a una disminución aún mayor del consumo de combustibles fósiles.

Además, el proyecto del “Corredor de mediterráneo”, también contribuye a dicho descenso, dado que parte de las mercancías que actualmente se transportan por carretera y mar, serán transportadas mediante trenes de mercancías. Este cambio, incrementará la demanda de energía eléctrica con el correspondiente aumento de energía fósil para su generación, pero siempre en menor cantidad que la evitada por la sustitución del método de transporte. Además, el sector de la generación eléctrica será el que experimente el mayor crecimiento en cuanto a aporte de energía renovable con lo que la sustitución reducirá notablemente el consumo de petróleo y, consecuentemente, las emisiones de CO₂.

- **Reducción de un 1% anual de gas natural en la industria, mediante la introducción de energía renovable.** El sector industrial utiliza como principal fuente de energía el gas natural. Dicho consumo mayormente se debe a procesos térmicos, que bien podrían abastecerse mediante energías limpias como energía solar térmica. Dependiendo, claro está, de las necesidades de temperatura.

- **Reducción de un 1% de gas natural en generación eléctrica mediante su sustitución con renovable, hasta 2025. Y de un 2% a partir de 2025.** Esta medida, afecta a un sector muy importante, como es el sistema eléctrico. Dentro de las 3 medidas expuestas, es la que más variedad de soluciones ofrece. Como principales, se pueden destacar: la energía solar

fotovoltaica y la eólica. Pero, dicha medida, puede afectar de diferente forma según el escenario que se dé a partir de 2025.

En el caso de la continuación de la nuclear, el sistema eléctrico, quedaría compuesto principalmente, por la energía nuclear y la energía renovable. Quedando, el gas y el petróleo como fuentes meramente residuales, con un uso en días puntuales.

Por otro lado, si se diera por terminada la vida útil de la central nuclear, la energía antaño producida por ésta, pasaría a producirse en un 90% por combustibles fósiles. Por lo que, esta medida, sería un plan de choque que ayudaría a paliar los efectos de dicho aumento de gas natural y petróleo.

4.2 RESULTADOS

A partir de la implementación de las medidas expuestas anteriormente, se ha conseguido el principal objetivo: un aporte de prácticamente un 30% de renovables. Si bien, también es cierto, que dicho porcentaje difiere en un 1'5% entre ambos escenarios (29'7 % en el nuclear y 31,2 % en el nuclear). Por lo que, cabe analizar, las causas de dicha diferencia. Así como, las consecuencias.

También, hay que tener en cuenta que los escenarios se han simulado a partir de los datos iniciales que se han utilizado previamente en los escenarios BAU, especialmente se han mantenido los ritmos de crecimiento, ya que el trabajo se centra en el aporte de renovables y no en temas de eficiencia energética en los sectores, con lo que hemos supuesto el escenario más conservador.

Así pues, se procede al análisis de los resultados obtenidos a partir de la simulación:

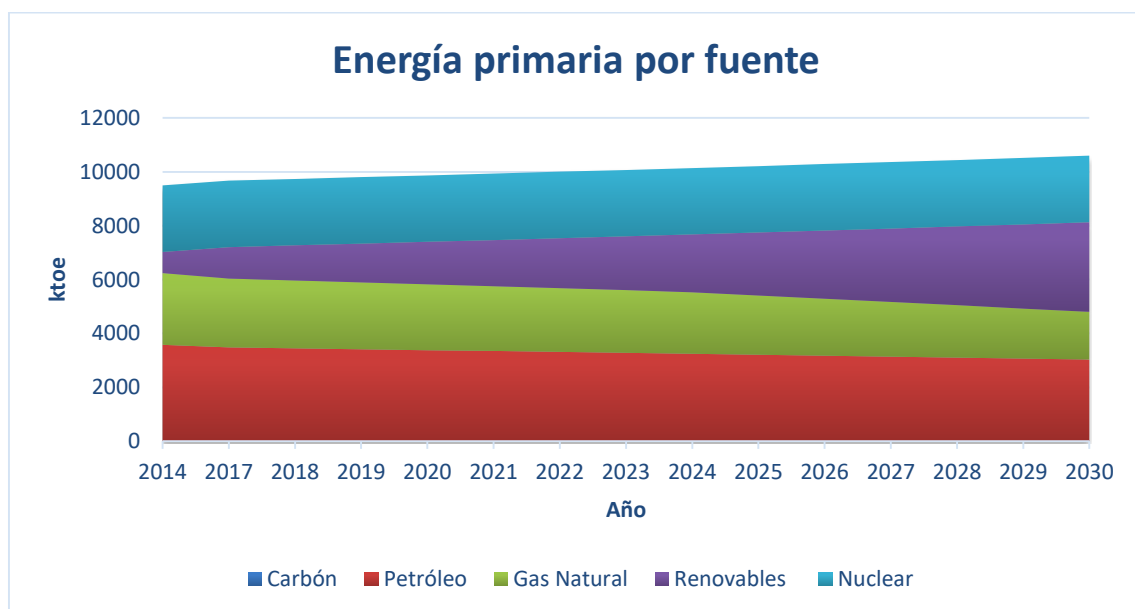


Gráfico 29 - Objetivo 2030. Nuclear.

El gráfico 29, presenta la evolución que van a tener las distintas fuentes, en cuanto a aportación en el sistema energético de la CV. En él, se pueden observar diferentes tendencias por fuente, dentro de la tendencia alcista del total.

Los más significativos son: el descenso en el uso de gas natural cerca de un tercio (Anexo: tabla 22) y el crecimiento notable del aporte por parte de las renovables, que se multiplica 4'6 veces.

Por su parte, el petróleo, apenas sufre un ligero descenso. Marcado, sobre todo, por las medidas que conciernen al consumo de combustible en el sector de transporte. Y el aporte de la energía nuclear, a nivel teórico, se mantiene constante, puesto que la producción de energía no se detiene salvo en recargas de la central.

El carbón, al igual que en los escenarios BAU y en todo el estudio, tiene una contribución despreciable.

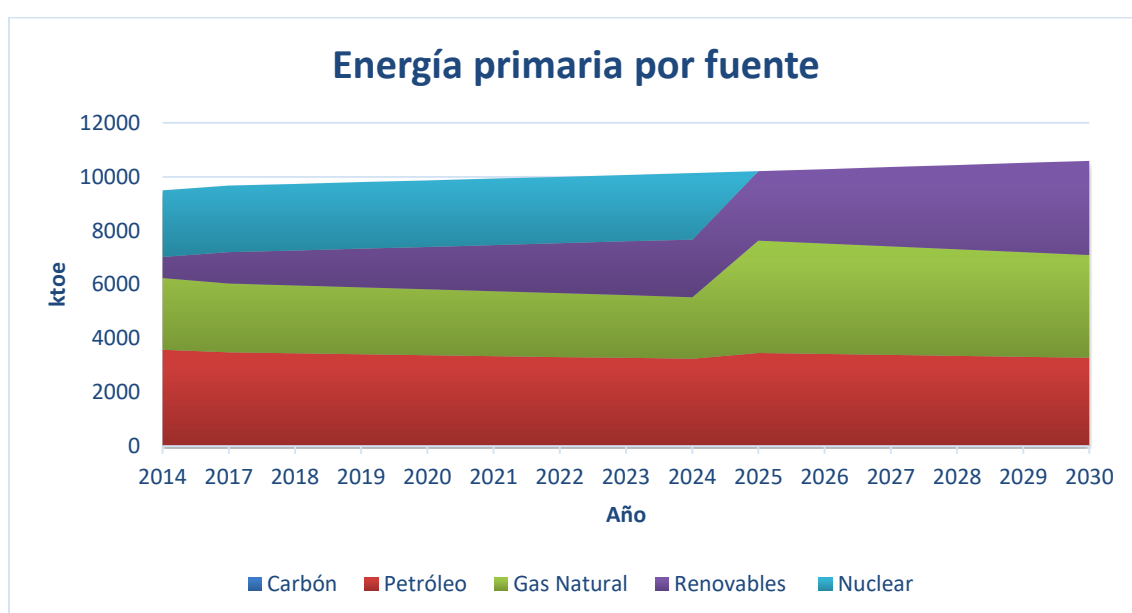


Gráfico 30 - Objetivo 2030. No nuclear.

En el escenario no nuclear, el reparto es bastante diferente. La desaparición de la energía nuclear del sistema, conlleva un reparto de su contribución entre las otras fuentes.

Cada una de las fuentes contribuye con aproximadamente un tercio del aporte total de energía primaria al sistema. Siendo el crecimiento más destacable el de las energías renovables y, posteriormente, en menor medida gas natural y petróleo, respectivamente (Anexo: tabla 23).

Comparación: La principal diferencia y más apreciable es el cambio de un sistema con cuatro fuentes de energía primaria a uno con tres fuentes de energía. También se puede observar que, mientras en el escenario con nuclear la única fuente que aumenta su colaboración son las energías renovables, en el no nuclear son las tres fuentes las que aumentan su contribución.

Por último, otra pequeña diferencia, esta vez con los BAU, es que en ambos escenarios se produce un decremento de la demanda de gas y petróleo. A continuación, se muestran gráficos comparativos fuente a fuente:

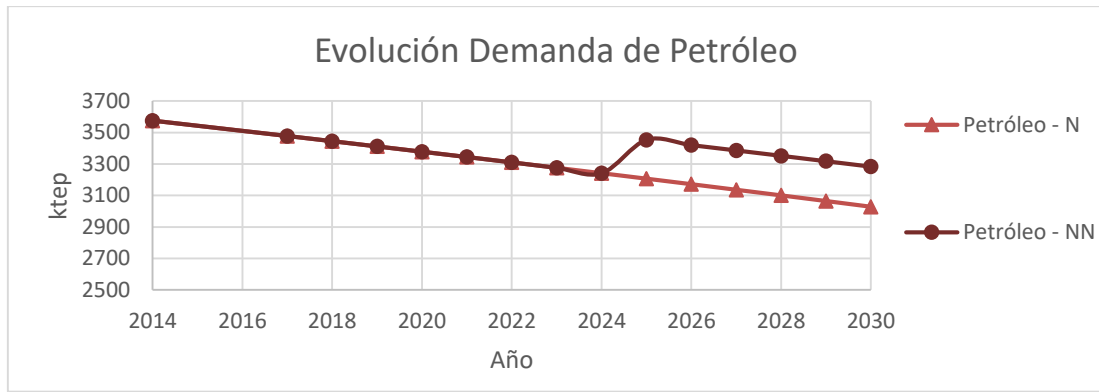


Gráfico 31 - Comparativa evolución demanda de petr6leo.

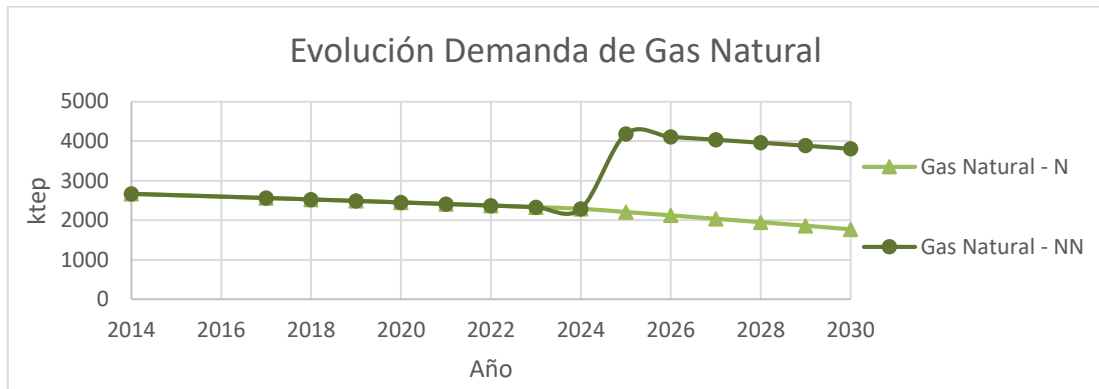


Gráfico 32 - Comparativa evolución demanda de gas natural.

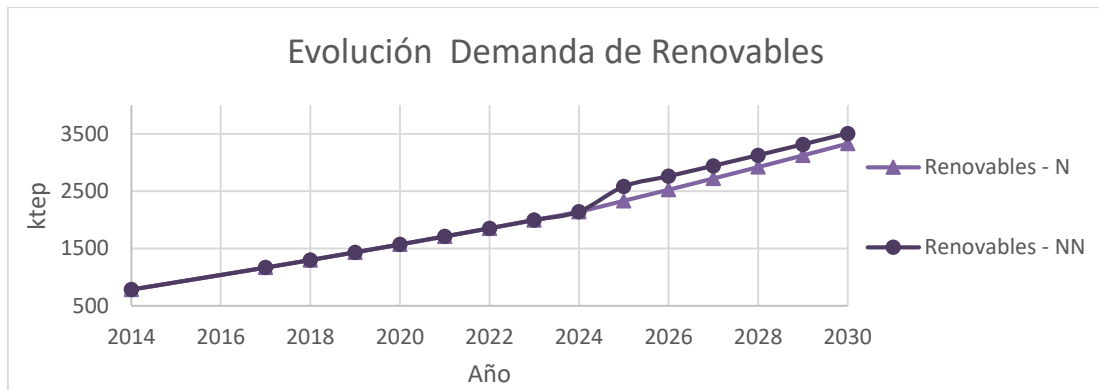


Gráfico 33 - Comparativa evolución demanda de renovables.

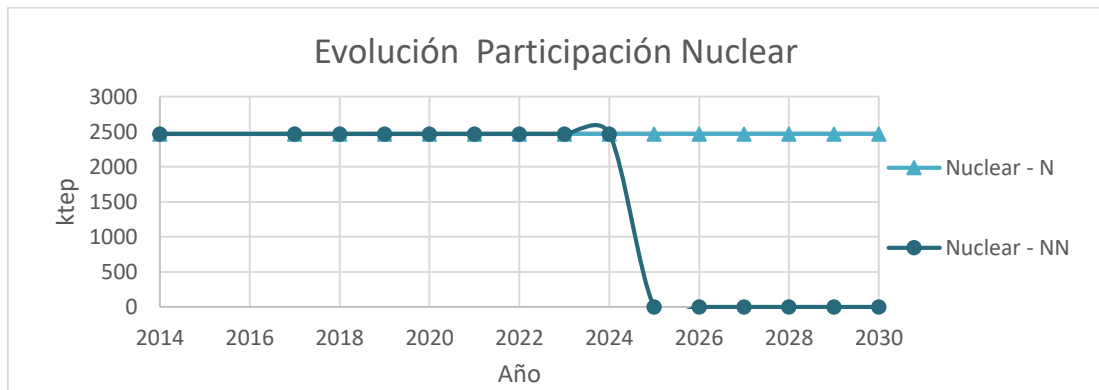


Gráfico 34 - Comparativa evolución demanda de nuclear.

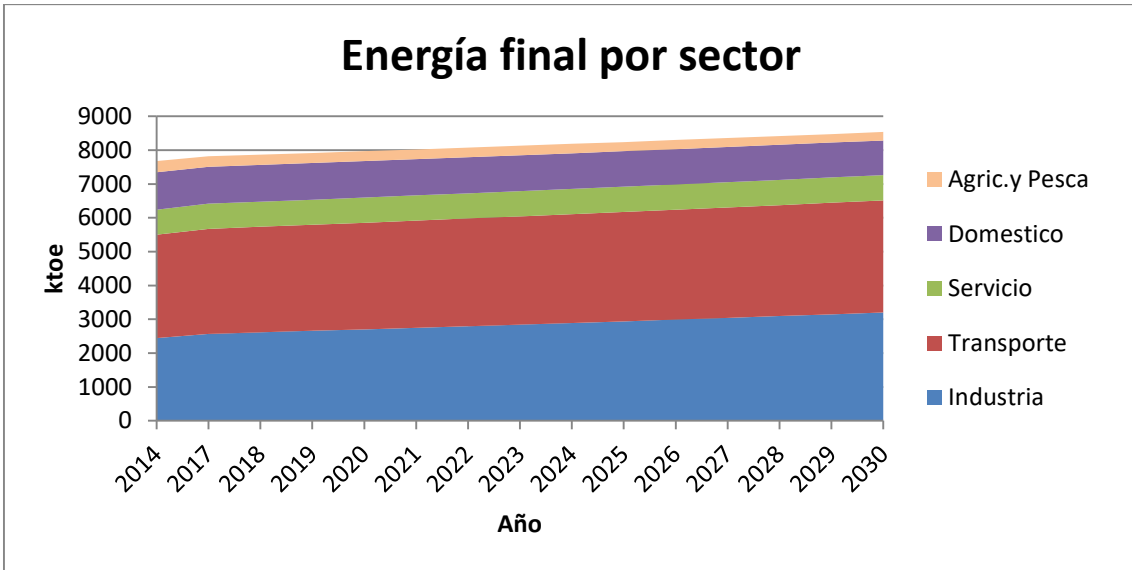


Gráfico 35 - Objetivo 2030.

El gráfico 35, representa el reparto por sector de energía final para ambos escenarios, ya que en este caso no hay diferencia entre ellos. Esto se debe, como se ha comentado anteriormente, a que el estudio se centra en porcentaje de fuentes que suministran energía y no así en cómo se distribuye su uso.

Al igual que en los escenarios BAU, destacar la industria y el transporte, que son los grandes consumidores de energía, a nivel de sector.

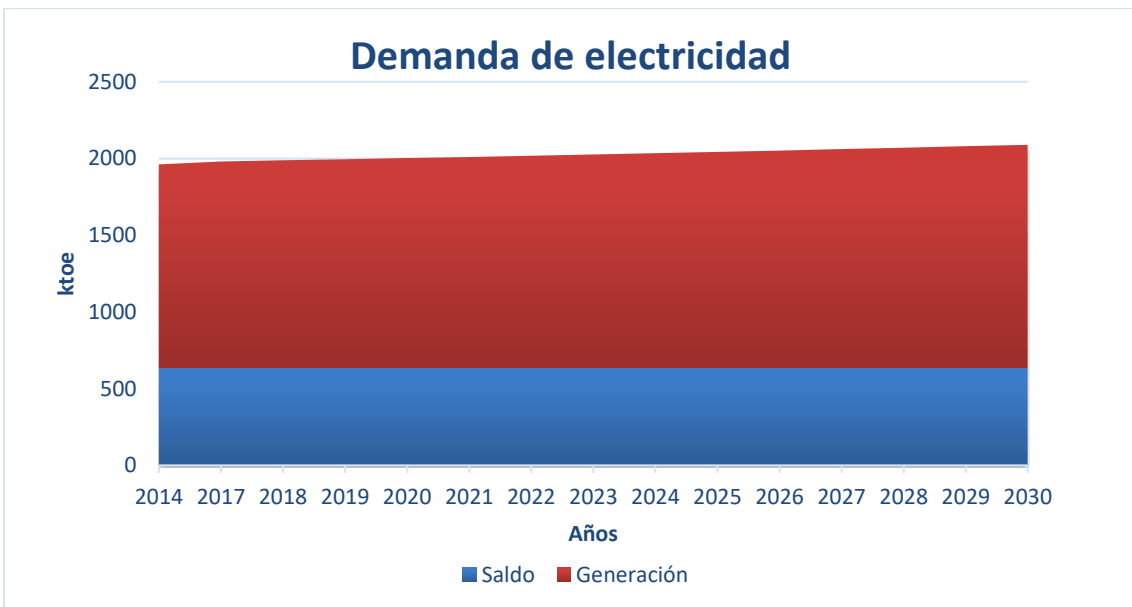


Gráfico 36 - Objetivo 2030.

La demanda eléctrica, representada en el gráfico 36, es idéntica a la que se tenía en ambos escenarios BAU, dado que no se ha actuado sobre la demanda en ningún sector, lo que, si varía, como veremos en el siguiente gráfico, son las contribuciones de cada fuente para la generación. Se ha supuesto que se mantiene constante el saldo eléctrico de la Comunidad.

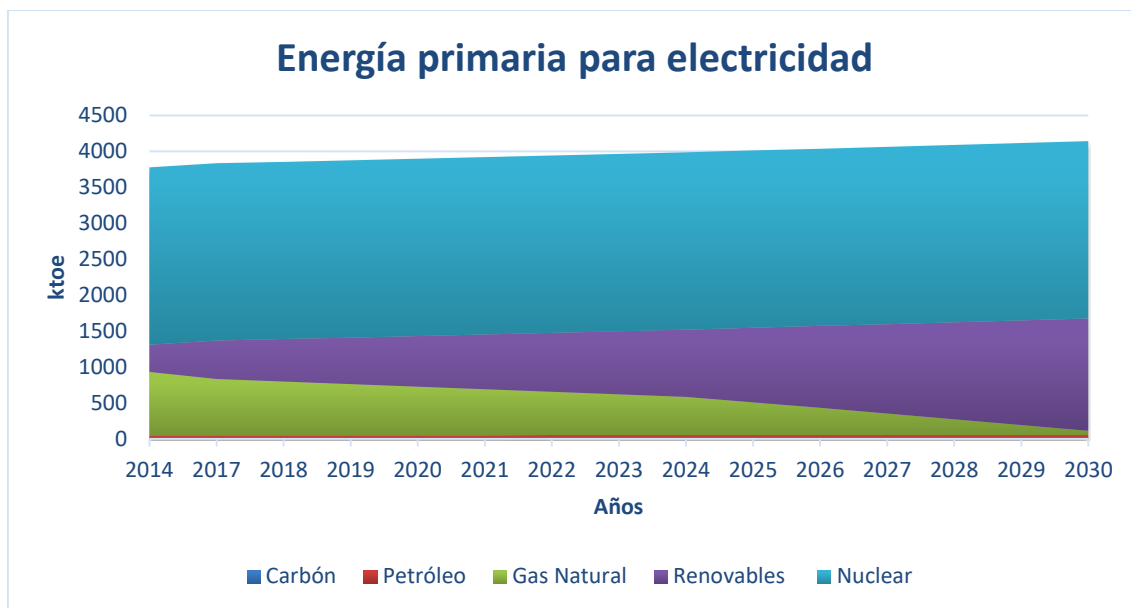


Gráfico 37 - Objetivo 2030. Nuclear.

El gráfico 37, muestra el reparto del mix eléctrico a lo largo del periodo de estudio. La energía nuclear, sigue teniendo un peso muy importante en este sector, aportando, tanto al inicio como al final de dicho periodo, más de la mitad de la energía primaria necesaria para satisfacer la demanda.

En el lado completamente opuesto, tenemos el carbón y el petróleo. El primero, no aparece como contribuyente a la producción de energía eléctrica, como ya pasaba anteriormente, por lo que podemos concluir que en la CV no existen centrales eléctricas de carbón. Y, en segundo lugar, el petróleo, el cual, debido a su pequeño consumo, posiblemente solo se utilice para picos de demanda.

Por su parte el gas natural, actualmente es la segunda fuente destinada a la producción eléctrica, con una aportación alrededor de un tercio de la energía nuclear (Anexo: tabla 24). En cambio, se puede observar, como con las medidas que se proponen para alcanzar el objetivo de 2030, dicha aportación se ve reducida drásticamente, sobre todo a partir de 2025, donde la acción para reducir su consumo se incrementaría. De esta forma, la contribución del gas natural se sitúa en niveles iguales a los que presenta el petróleo en este sector.

Por otra parte, tenemos la energía primaria procedente de las renovables. Está, debido a las medidas implementadas, incrementa sustituyendo la importancia que actualmente tiene el gas natural en el sector. Con la diferencia, que para el año 2030, las estimaciones muestran que el aporte por parte de las renovables sería la mitad que el aporte nuclear, en comparación con el tercio actual del gas natural. Además, se debe tener en cuenta, que la demanda total incrementa, por lo que las renovables tendrían que hacer frente a dicho incremento, ya que el aporte nuclear es constante a nivel cuantitativo. Resumiendo, este escenario basado en la continuidad de la central nuclear de Cofrentes, permitiría la sustitución del gas natural por renovables con la consiguiente mejora en sostenibilidad, desde el punto de vista de reducción de emisiones y dependencia exterior.

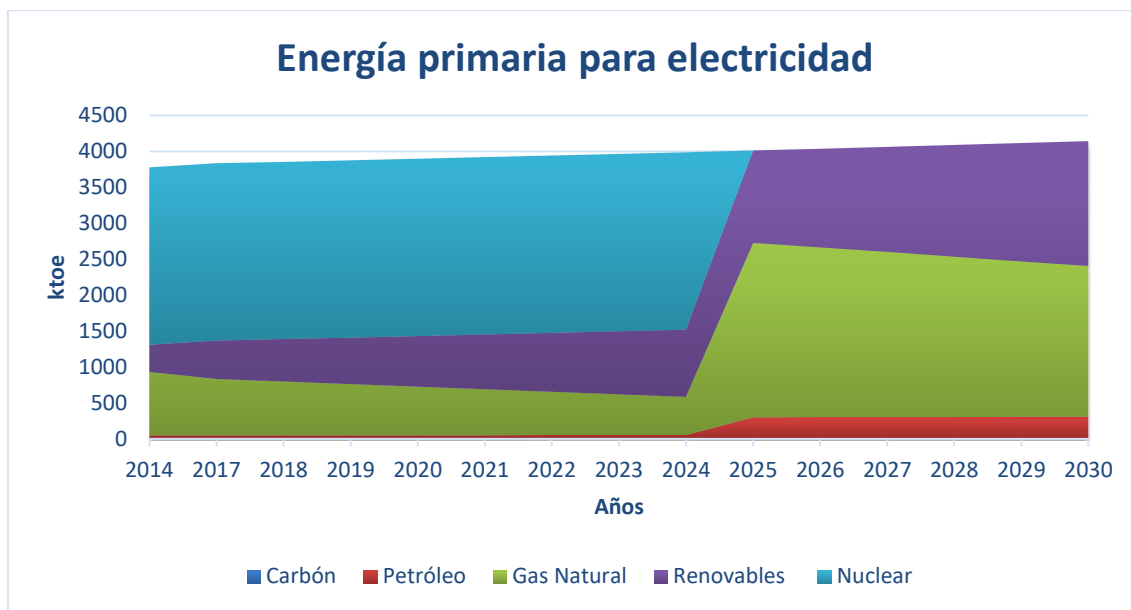


Gráfico 38 - Objetivo 2030. No nuclear.

En el escenario para el objetivo 2030 sin nuclear, los resultados de la simulación son muy diferentes. El posible cierre de la nuclear revolucionaría por completo el sector eléctrico, que tendría que echar mano de una nueva combinación de fuentes para satisfacer la demanda.

Dicha combinación contaría en su mayoría con fuentes fósiles en primera instancia, debido a que sería más sencillo, en términos de tiempo, incrementar la importación de dichas materias primas, que aumentar de forma muy considerable el parque de instalaciones renovables y tenerlo en funcionamiento para dicho año.

En el gráfico 38, se puede apreciar, como la aportación del petróleo incrementa varias veces a partir de 2025 (Anexo: tabla 25). Esto se debe al reparto entre fuentes que se ha asumido: 80% gas natural, 10% renovables, 10% petróleo, para sustituir la contribución de nuclear, creando una base fiable y constante, sobre la cual ir incrementando el aporte renovable. No se ha tomado en consideración un aumento del saldo eléctrico, ya importante en 2014, para cubrir estas necesidades mediante las conexiones con el resto de España.

Así pues, según el escenario planteado, en primera instancia, a partir de 2025, más del 50 % de la contribución vendría de gas natural, Y, poco a poco, dicha cantidad se iría reduciendo mediante el crecimiento progresivo y razonable de energías renovables, alcanzando en 2030, un aporte significativo que contribuya así a un aumento en la independencia energética como posteriormente se contemplará en los indicadores.

Comparación: En resumen, la principal diferencia entre ambos escenarios en cuanto a la generación de electricidad, al igual para el caso de la energía total, es el paso de cuatro a tres fuentes de energía a partir del año 2025. A continuación, se muestran gráficos comparativos fuente a fuente:

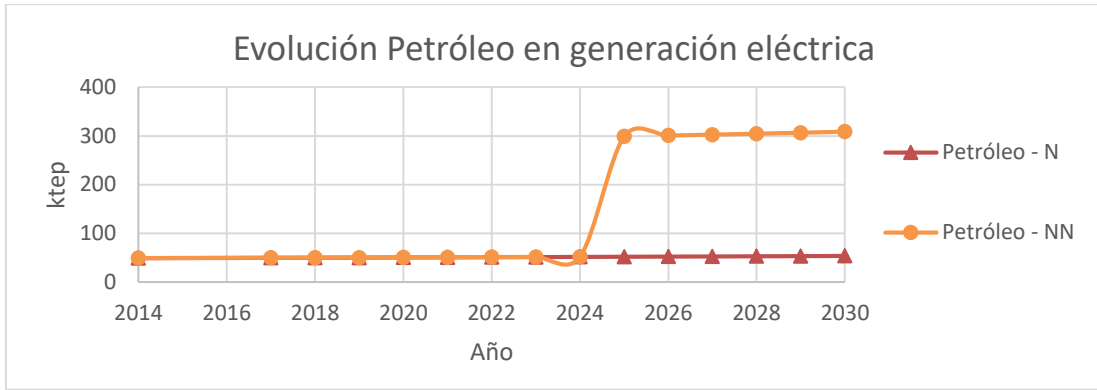


Gráfico 39 - Comparativa evolución demanda de petróleo en electricidad.

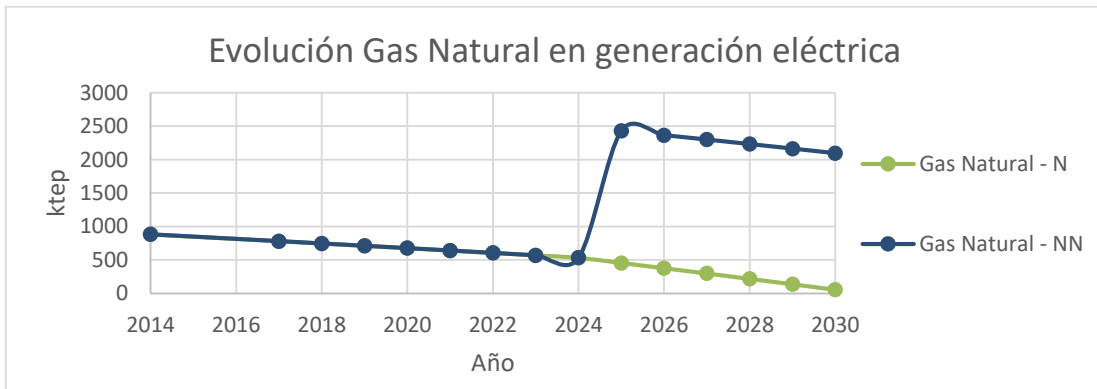


Gráfico 40 - Comparativa evolución demanda de gas natural en electricidad.

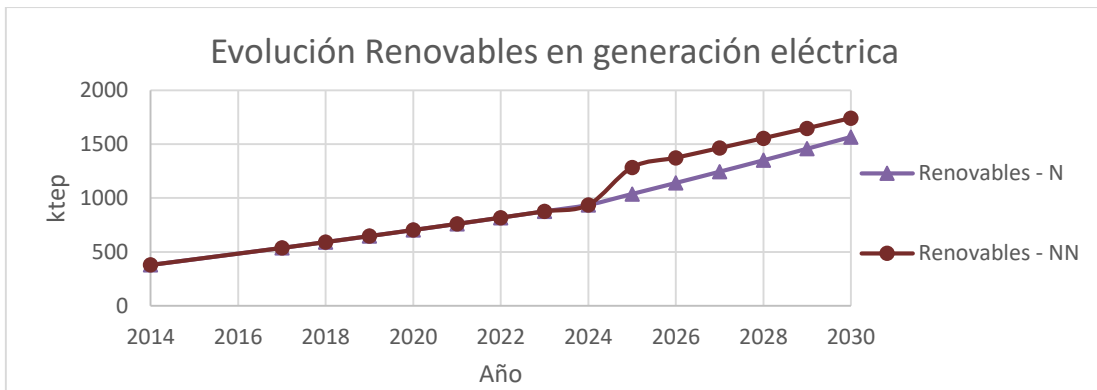


Gráfico 41 - Comparativa evolución demanda de renovables en electricidad.

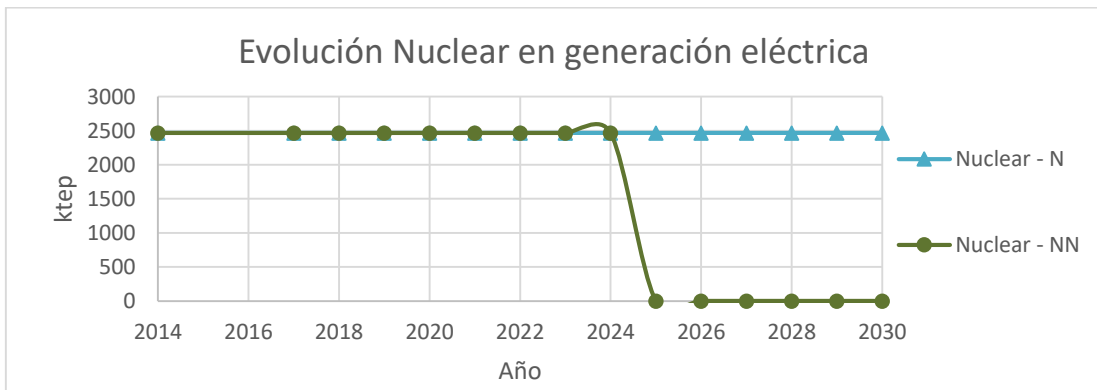


Gráfico 42 - Comparativa evolución demanda de nuclear en electricidad.

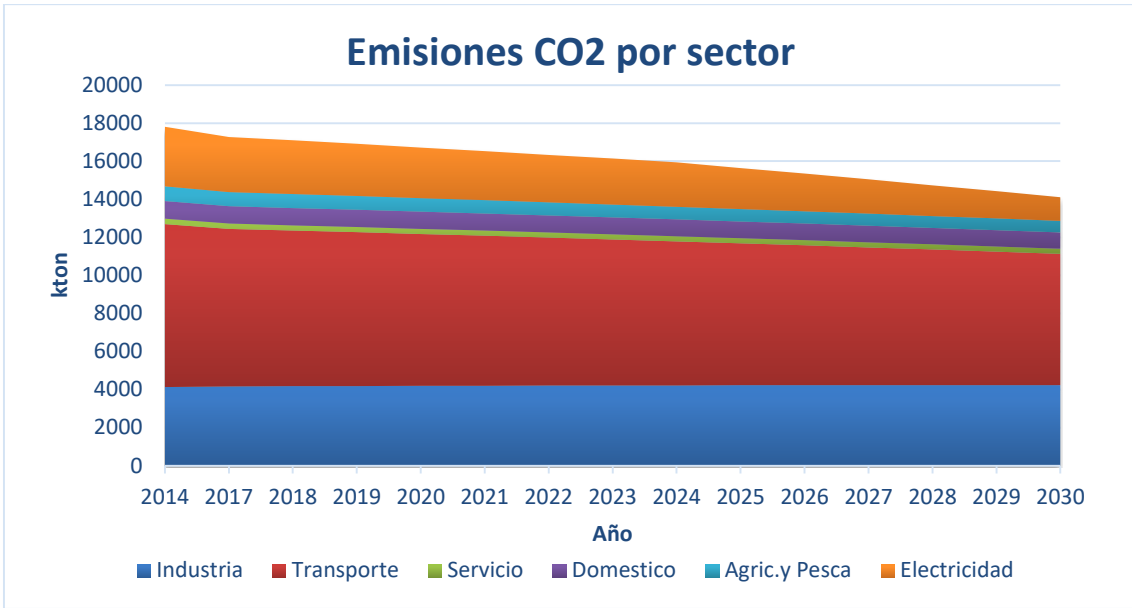


Gráfico 43 - Objetivo 2030. Nuclear.

Las emisiones de CO₂, representadas en el gráfico 43, son la consecuencia del reparto de consumo energético por sectores que se ha visto en el gráfico 35. Quedando, el sector industrial y el sector del transporte, como máximos contribuyentes a la emisión de CO₂. Aunque, cabe destacar que, la cantidad total de emisiones se reduce, en el periodo de estudio, más de 3 millones de toneladas para el año 2030.

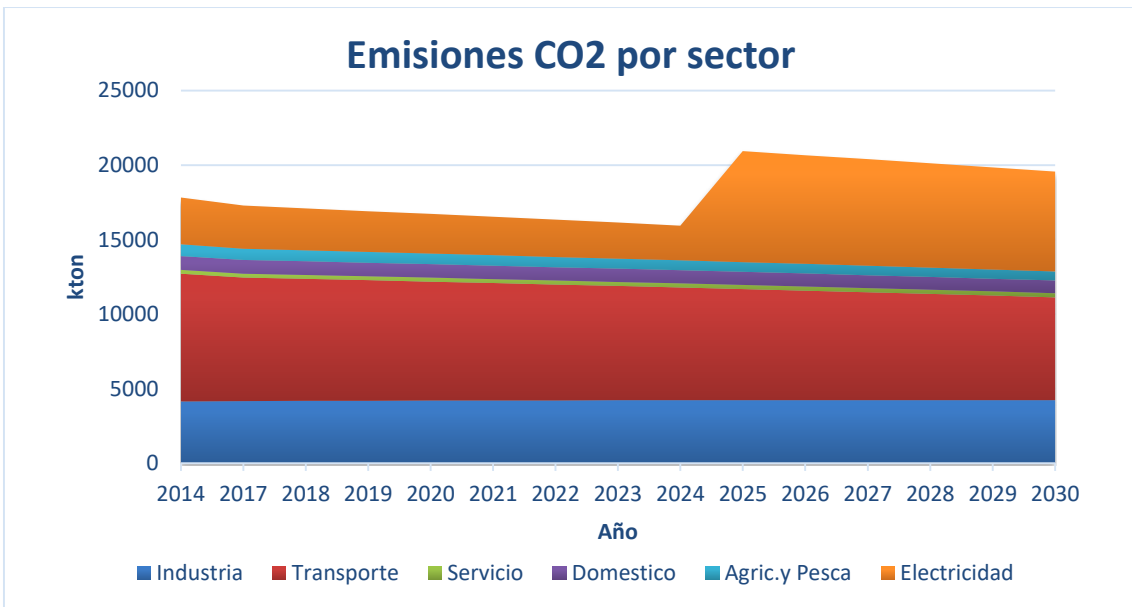


Gráfico 44 - Objetivo 2030. No nuclear.

Por su parte, en el escenario no nuclear, representado en el gráfico 44, se puede apreciar cómo, aunque las medidas propician un descenso de las emisiones totales los primeros años de simulación. Éstas, experimentan un gran aumento, al producirse un gran incremento de las emisiones en el sector de generación de electricidad

Este incremento se debe a la sustitución de la energía nuclear, que no emite CO₂, en el proceso de producción de electricidad, por combustibles fósiles, como el gas natural y petróleo, que si emiten.

Por tanto, en dicho año se superarían los 20 millones de toneladas de emisiones, que posteriormente, gracias a las medidas propuestas de crecimiento de las renovables, se conseguiría reducir por debajo de esos 20 millones de toneladas, pero continuarían por encima de los valores de 2014.

Comparación: En general, se aprecia una tendencia bajista, en las emisiones del gas de efecto invernadero para todos los sectores. Pero, al pasar de un escenario nuclear a uno no nuclear, se da por hecho que el aumento de CO₂ se va a producir. Y, afectará principalmente, al sector donde se produzca el cambio de tecnología. En este caso, se produce en el sector de la generación eléctrica, que ve aumentado alrededor de 3 veces sus emisiones de gas de efecto invernadero.

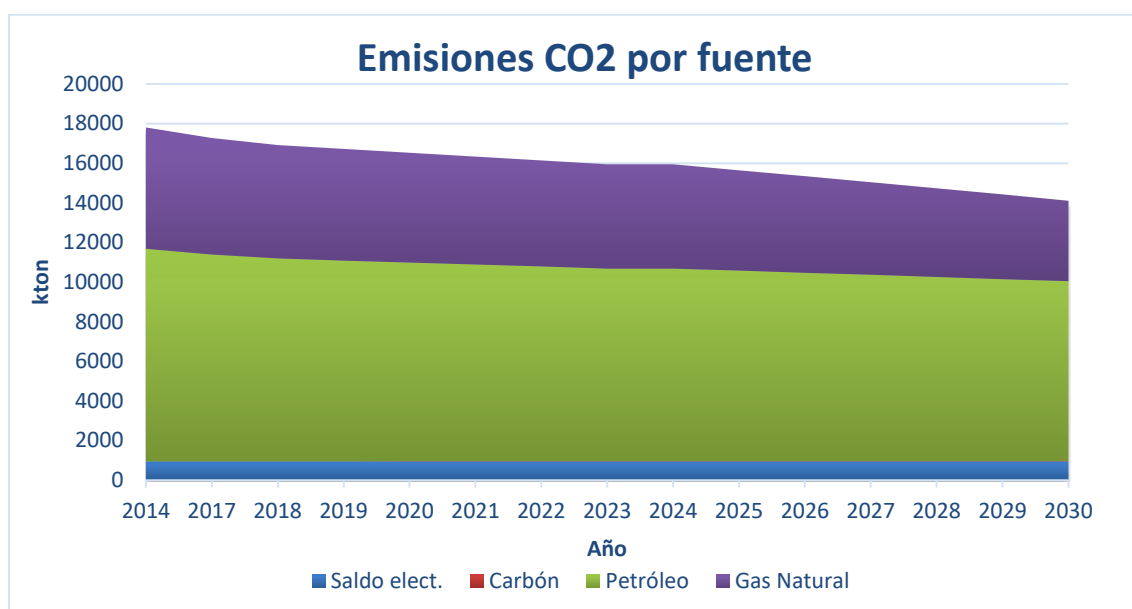


Gráfico 45 - Objetivo 2030. Nuclear.

A continuación, se analizan las emisiones por fuente de energía. El caso nuclear, representado en el gráfico 45, se muestra, como, las emisiones en la CV están prácticamente debidas a dos fuentes primarias: el gas natural y el petróleo.

El gas, mayormente utilizado en industria, es la fuente predominante de dicho sector. Proveniendo de este, la mayoría de las emisiones a causa del uso de esta fuente de energía, aunque por otro lado como segundo sector tenemos el doméstico que lo utiliza para la calefacción de los hogares.

El petróleo, es hoy por hoy el mayor aportador de dióxido de carbono a la atmósfera, y así lo seguiría siendo, previsiblemente, en 2030. Pese a las medidas de reducción. La amplia mayoría de las emisiones procedentes de la combustión de dicho combustible fósil, proviene del sector del transporte, que es su gran consumidor.

El resto, proviene del saldo eléctrico, es decir, depende del mix eléctrico que se utilice para producir la energía que se importa en la CV. Tan solo destacar, que estas emisiones del saldo

eléctrico, se contabilizan en el sector de generación eléctrica, aunque escapa al control de la CV, puesto que la producción de dicha energía es externa (Anexo: tabla 26).

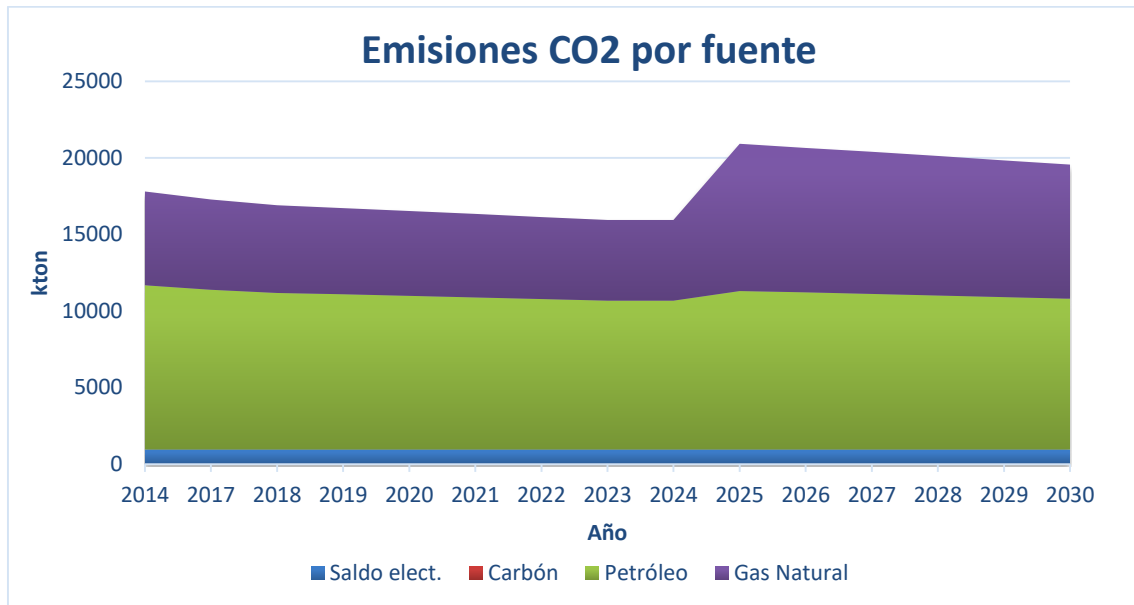


Gráfico 46 - Objetivo. No nuclear.

El gráfico 46, muestra las contribuciones de las fuentes fósiles a las emisiones de CO2 en el caso no nuclear. Destaca el aumento de las emisiones por uso de gas natural, debido a su considerable aumento a la generación de electricidad en sustitución de la energía nuclear, el cual se emparejaría prácticamente con el petróleo a nivel de emisiones del gas de efecto invernadero.

Las energías renovables son consideradas como fuentes no emisoras, o emisoras netas nulas en el caso de la biomasa al ser el mismo CO₂ liberado en una combustión, el que posteriormente es utilizado por el organismo vegetal para crecer (Anexo: tabla 27).

Comparación: La gran diferencia se concentra en las emisiones totales, que superan en alrededor de 5 millones de toneladas las emisiones, en el caso de un escenario no nuclear a partir de 2025, frente a un escenario nuclear.

Siendo, según el reparto realizado en el proyecto, el gas natural el principal artífice de dicha diferencia. A continuación, se muestran gráficos comparativos fuente a fuente:

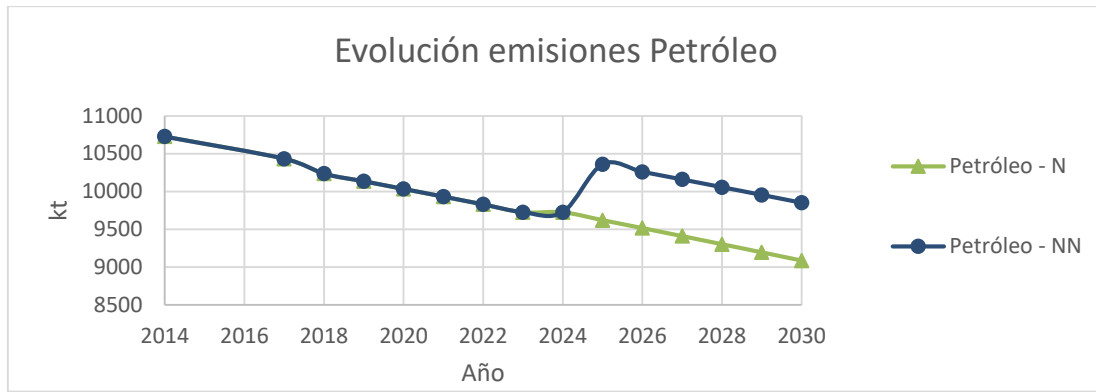


Gráfico 47 - Comparativa evolución emisiones de CO₂ de petróleo.

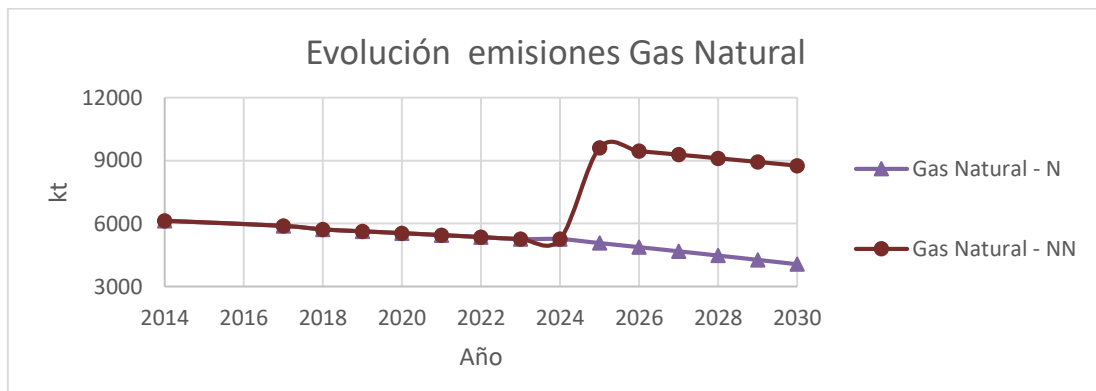


Gráfico 48 - Comparativa evolución emisiones de CO₂ de gas natural.

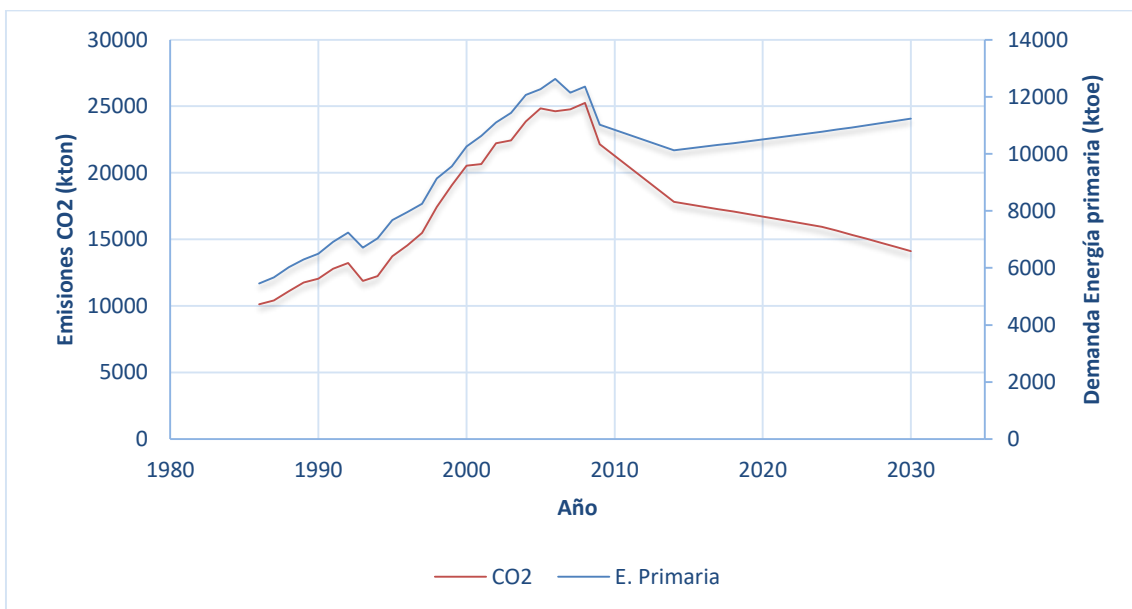


Gráfico 49 - Objetivo 2030, series históricas. Nuclear.

En el gráfico 49, se representa evolución de la demanda de energía primaria y de las emisiones de CO₂ utilizando las series históricas desde mediados de los años 80 hasta 2014 y su extrapolación al 2030 utilizando los resultados de la simulación efectuada para el caso nuclear.

Se puede ver, como el consumo de energía primaria y las emisiones de CO₂, presentan idéntica tendencia hasta el año 2008, año, en que los ritmos de variación de las emisiones ya no siguen fielmente al de la demanda de energía, lo que se explica por la progresiva introducción de energías renovables en el esquema energético de la Comunidad. Aun así, las emisiones totales no alcanzan los niveles de 1990, pero si reducen en un 45% las del 2008, el año en que se alcanzó el máximo de emisiones.

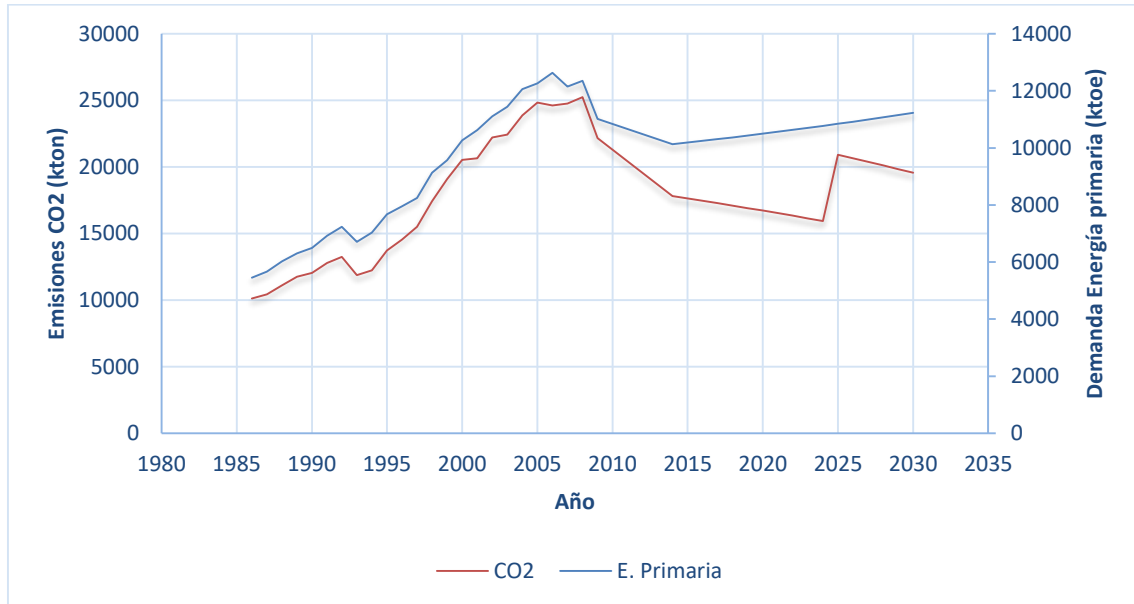


Gráfico 50 - Objetivo 2030, series históricas. No nuclear.

El gráfico 50, recoge de nuevo la evolución histórica de la demanda y emisiones, pero prolongándolas en este caso con el resultado de las simulaciones para el escenario no nuclear. La única diferencia es la aparición en el último periodo, de un incremento de las emisiones de CO₂, debido al cierre de la central nuclear de Cofrentes y, como se ha recalcado en anteriores gráficos, sustitución de dicho aporte de energía por combustibles fósiles emisores de CO₂. El efecto es un incremento en el nivel de emisiones en 2030, respecto a 1990, del 60%, mientras que la reducción respecto al máximo de emisiones, en 2008, se reduce al 25%.

La potencia de sistemas renovables a instalar para la generación de electricidad se presenta en el gráfico 51, en el caso de escenario nuclear, y en el 52 para el caso no nuclear.

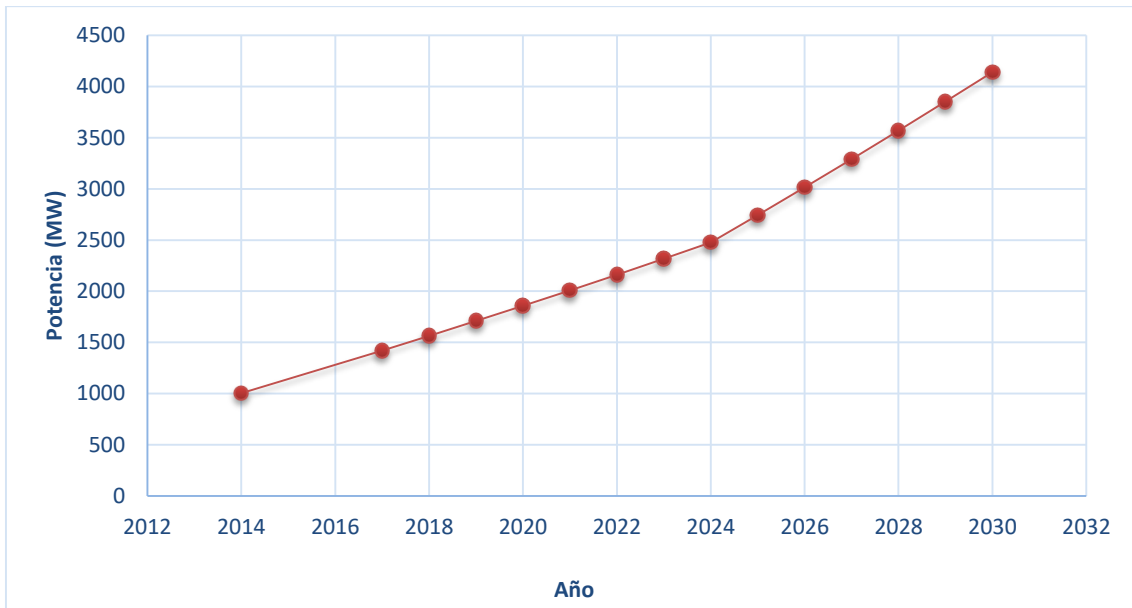


Gráfico 51 - Objetivo 2030. Nuclear.

La potencia instalada y energía primaria renovable demandada en el caso nuclear, muestran una clara tendencia alcista, que se acentuaría los últimos años de estudio como consecuencia de las medidas más exigentes implantadas a partir de los últimos años de simulación. Se alcanzan valores en 2030 del orden de los 4100 MW.

Por otro lado, la energía primaria renovable demandada, sobrepasa las 1.500 ktep, lo que equivale a unos 17.445.000 MWh (Anexo: tabla 28). Y gracias a este aporte en el sector de la generación eléctrica, se consigue prácticamente el 30% (29'7%) de energía renovable primaria total, que se había planteado como objetivo de la simulación.

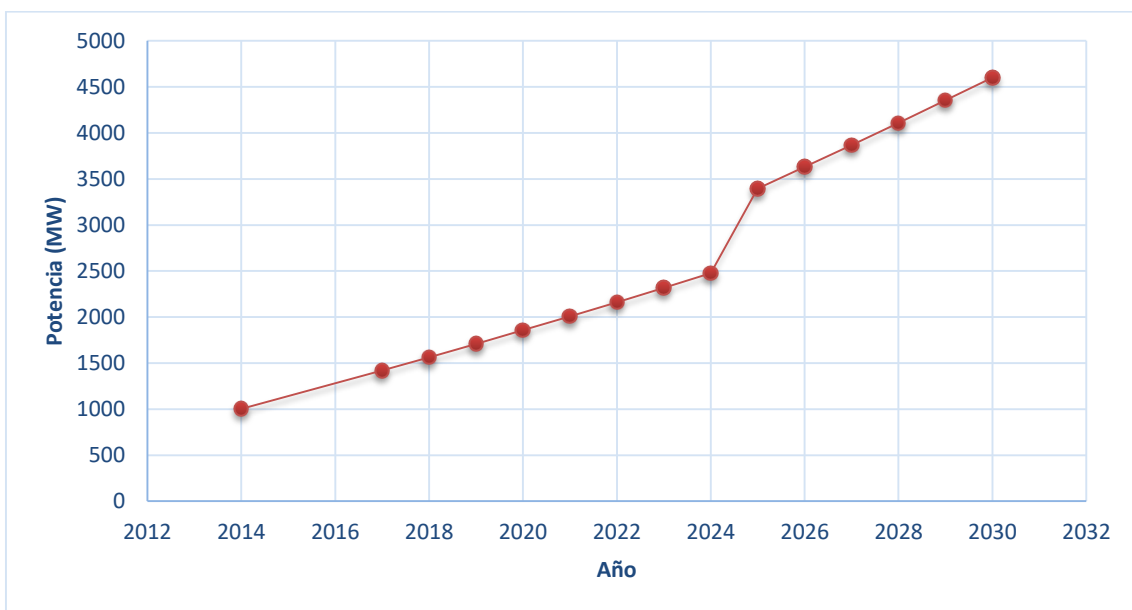


Gráfico 52 - Objetivo 2030. No nuclear.

La primera parte representada en el gráfico 52, para el escenario no nuclear, es exactamente la misma que la mostrada en el escenario nuclear, puesto que como ya se sabe el cambio de producirse, se produciría en 2025.

A partir de dicho año, sí que se haría evidente un notable cambio, producido por el reparto de la energía demandada a sustituir entre las diferentes fuentes de energía que deben sustituir la producida anteriormente por la nuclear.

La potencia renovable instalada necesaria superaría los 4600 MW instalados en la CV, que se tendría que comprobar si el potencial de la CV puede albergar dicha cantidad. Tanto a nivel de recursos renovables como de superficie, parece apuntar que si sería posible.

Y, en consonancia con la potencia, nos encontramos con la energía que sería demandada con ella, la cual superaría la cifra de 1750 ktep, equivalente a unos 20.352.500 MWh. (Anexo: tabla 29).

Se analizan a continuación los indicadores de sostenibilidad.

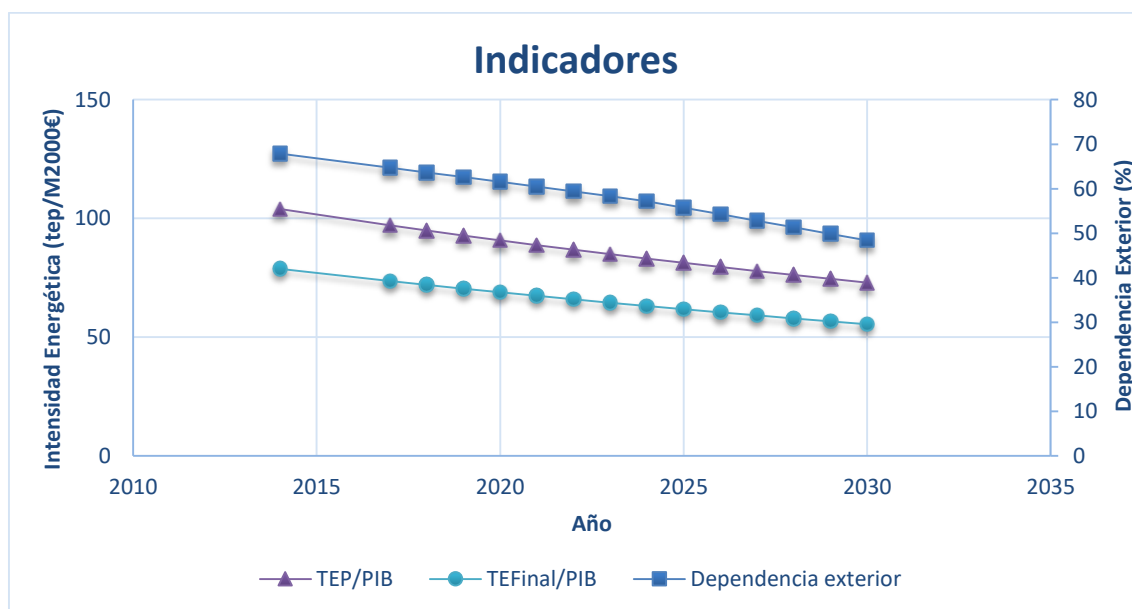


Gráfico 53 - Objetivo 2030. Nuclear.

Sobre los indicadores económicos de un escenario nuclear, mostrados en el presente gráfico 53, destaca la clara tendencia bajista de todos ellos. La tendencia exterior se ve reducida alrededor de 20 puntos, (Anexo: tabla 30) lo que supone siempre una gran ventaja, al no estar condicionado por posibles acontecimientos exteriores, sobre los que no se tiene ninguna influencia por parte del gobierno de la CV.

Además, el descenso de consumo de energía respecto del PIB, muestra que a pesar de que la demanda de energía crece, está siendo utilizada de una forma más eficiente por lo que el crecimiento económico es mayor, propiciando las pendientes negativas que se observan en el gráfico 53.

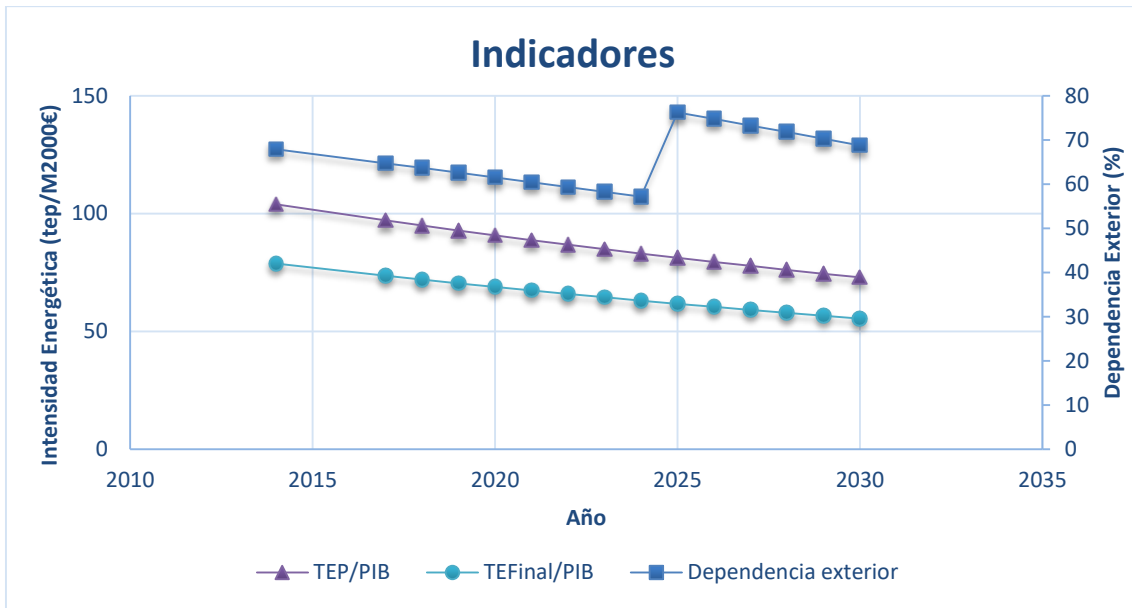


Gráfico 54 - Objetivo 2030. No nuclear.

En el caso de un escenario no nuclear, puesto que la demanda de energía y la actividad económica a grandes rasgos serían muy parecidas, no habría cambios en sus indicadores respecto de un escenario nuclear. En cambio, en lo referente a dependencia exterior aparece un notable deterioro puesto que, al precisar de una mayor cantidad de combustibles fósiles para cubrir la contribución nuclear perdida, aumenta la dependencia del suministro de dichos combustibles, los cuales no tienen su origen dentro del territorio español y por tanto valenciano (Anexo: tabla 31).

En el gráfico 55, se efectúa una comparación de la dependencia exterior entre escenarios:

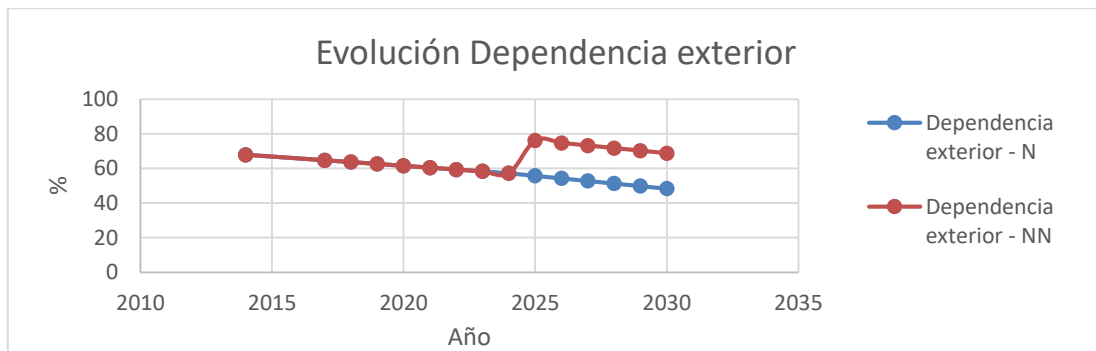


Gráfico 55 - Comparativa dependencia exterior.

Los indicadores energéticos ligados a la población se muestran en los gráficos 56 y 57.

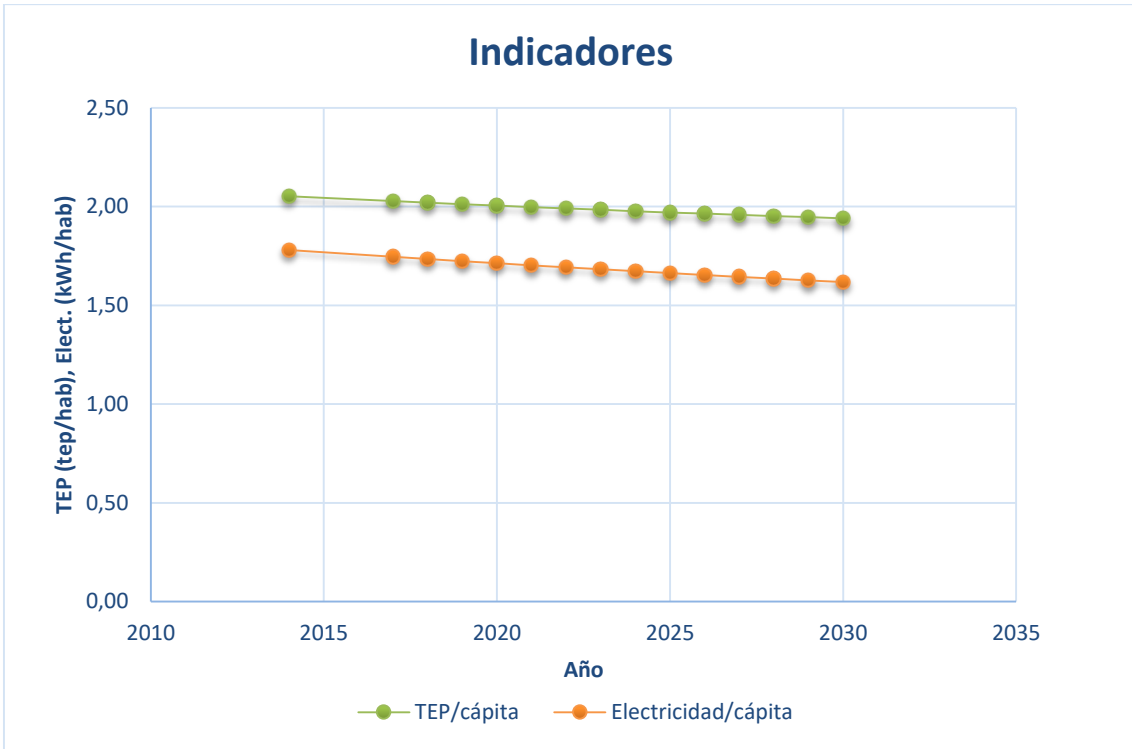


Gráfico 56 - Objetivo 2030, indicadores demográficos.

Los indicadores de electricidad y energía primaria son idénticos para ambos escenarios, y apenas sufren variaciones. Si es cierto, que descienden ligeramente, posiblemente debido a que no se han asumido en la simulación mejoras en la eficiencia de los procesos de transformación y uso de la energía.

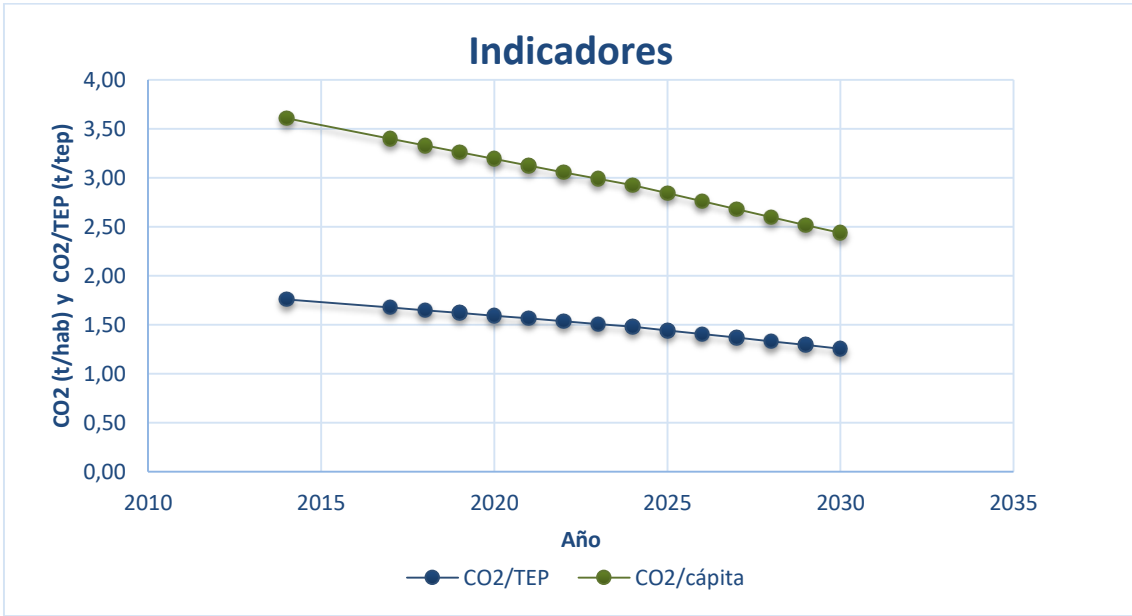


Gráfico 57 - Objetivo 2030, indicadores ambientales. Nuclear.

Los indicadores demográficos, de un posible escenario nuclear o no nuclear en 2030, muestran una tendencia bajista. Las emisiones de CO₂ de un posible escenario nuclear, se reducen en más de un punto, siendo el indicador que más decremento refleja.

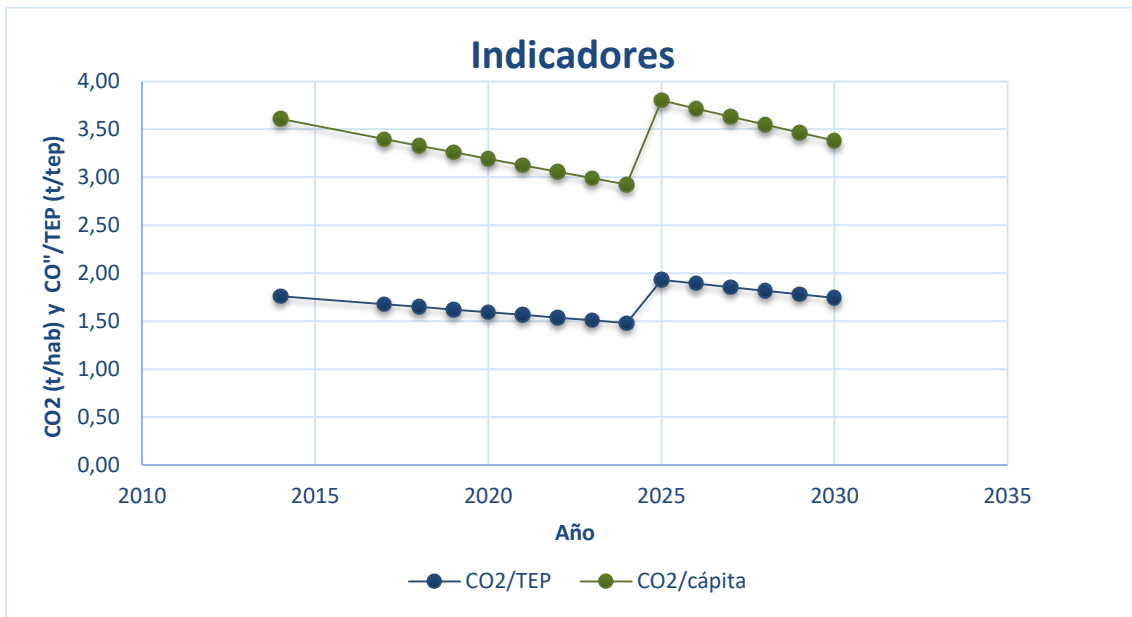


Gráfico 58 – Objetivo 2030, indicadores ambientales. No nuclear.

En el caso de un escenario no nuclear, como el mostrado en el gráfico 58, estos indicadores mostrarían unas desviaciones a causa del impacto producido por el incremento de la utilización de combustibles fósiles emisores de CO₂.

Las emisiones de CO₂ sufren un repunte, que les lleva a mantener prácticamente los niveles existentes en 2014.

Las emisiones por unidad de energía es un perfecto indicador para analizar la contaminación introducida por el uso de la energía. En el gráfico 59 se muestra la evolución de este parámetro que presenta una progresiva mejora, disminuyendo en varios puntos, en el caso nuclear, pero que se trunca cuando se sustituye, en el caso no nuclear por las emisiones debidas a la introducción de gas natural y petróleo para su sustitución.

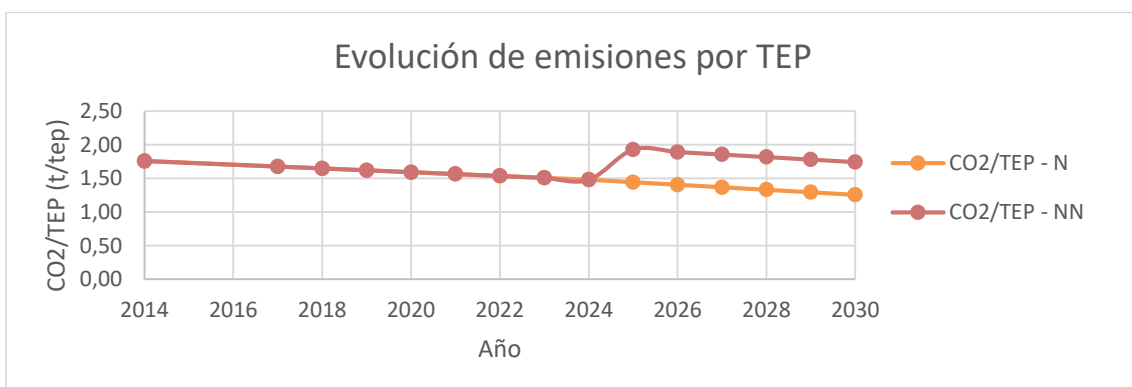


Gráfico 59 - Comparativa de emisiones por tep.

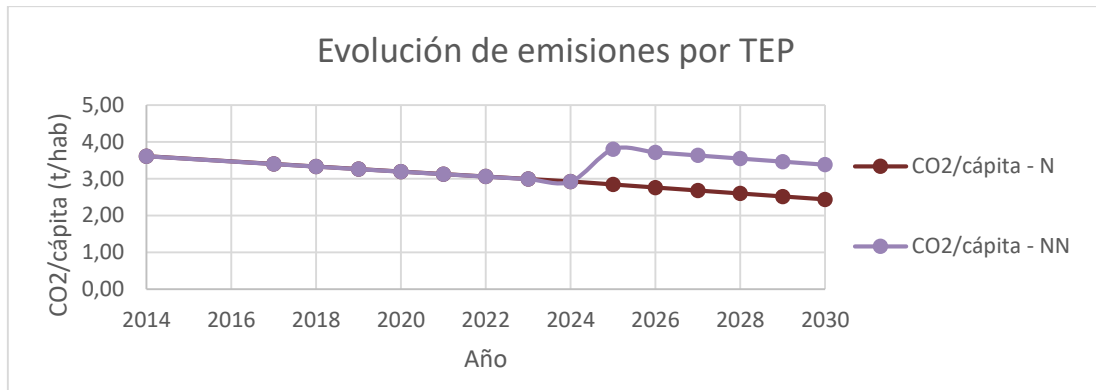


Gráfico 60 - Comparativa de emisiones per cápita.

CAPÍTULO 5. VIABILIDAD

5.1 TECNOLÓGICA Y RECURSOS

El primero de los cuatro pilares de la viabilidad que se va a analizar, es la tecnología. Dentro de este apartado se va a estudiar, por un lado, el potencial de recursos energéticos renovables que ofrece la Comunidad Valencia para la instalación de nuevas plantas para la producción de energía. Y, por otro lado, las tecnologías disponibles tanto renovables como fósiles, con sus correspondientes características de funcionamiento, como, por ejemplo: energía solar fotovoltaica, eólica, ciclo combinado, cogeneración, etc.

Actualmente, en la CV se tiene una potencia instalada de 2401,8 MW de energía renovable, entre lo ya construido y lo pendiente de construcción, pero ya aprobado. Con esta potencia solo se consigue aportar un 10% de la demanda total de energía lo que hace pensar que no está funcionando todas las horas que deberían, comparando con los datos de 2014 tomados como iniciales [3]. El reparto de tecnologías utilizadas se muestra en la tabla siguiente:

Tecnologías	Suma de Potencia Instalada KW
C. Residuos no domesticos-Biomasa-biogás/líquidos	132.175
Central de Biogás-vertedero	330
Central de Biolíquidos o biogás-digestores	7.319
Eólica terrestre	1.811.510
Hidroeléctrica<10 MW	11.099
Solar FV	348.763
Solar térmica	49.900
C. Biomasa Industrial agrícola-forestal	2.819
Biomasa cultivo energ.-ganadería-silvicultura	4.371
Central de energía residual de otra instalación	10.650
Hidroeléctrica>10 MW	20.400
Central de Biogás-biolíquido general	2.510
Total general	2.401.846

Tabla 1 - Reparto de la potencia renovable instalada en la CV (Elaboración propia sobre datos de la Generalitat).

Como bien se puede observar en la tabla, la gran mayoría de esos 2'4 GW instalados, son de energía eólica, ascendiendo su potencia instalada a 1'8 GW, seguidos de unos 400 MW de potencia solar, entre solar fotovoltaica y solar térmica. El resto, corresponde a biocombustibles e hidroeléctrica.

En el escenario sostenible donde se mantiene la energía nuclear a partir de 2025, la potencia instalada renovable requerida sería 4142 MW para el año 2030.

Para el escenario sostenible, que contempla un cese en la operación de la central nuclear de Confrentes en el año 2025, la potencia requerida, sería 4602 MW para el año 2030.

A la vista de dichos resultados, se pone de manifiesto que la potencia instalada en la actualidad, así como sus tiempos de operación y mantenimiento, no son suficientes para alcanzar los objetivos marcados para el año 2030.

Por ello, es necesario conocer el potencial en recursos renovables de la CV con el objetivo de comprobar si se puede cubrir toda la energía renovable que sería necesario suministrar.

Potencial en energías renovables de la CV

Se han encontrado diferentes estudios en relación al potencial en energías renovables de la CV. El estudio más completo que se ha realizado, corresponde a un análisis del potencial del territorio español, "**ANEXO IV. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES**" [7], desarrollado por el IDAE y publicado en 2011. Dicho estudio ofrece tablas resumen de los recursos estimados para cada una de las diferentes tecnologías renovables y Comunidades Autónomas.

En este trabajo, puesto que el estudio ofrece una gran diversidad de tecnologías, solo se van a exponer aquellas que son más relevantes en el territorio de la Comunidad Valenciana, es decir, las tecnologías centradas en la energía eólica, solar y en menor medida, la biomasa, esta última como fuente de backup.

Primero, se va a exponer el potencial **eólico**, que, se puede diferenciar, en: eólica terrestre y eólica marina. Dicho potencial se establece con velocidades medias del viento a una altura de unos 80 metros sobre el nivel del suelo [7]. Así pues, la distribución queda como se muestra en la siguiente imagen:

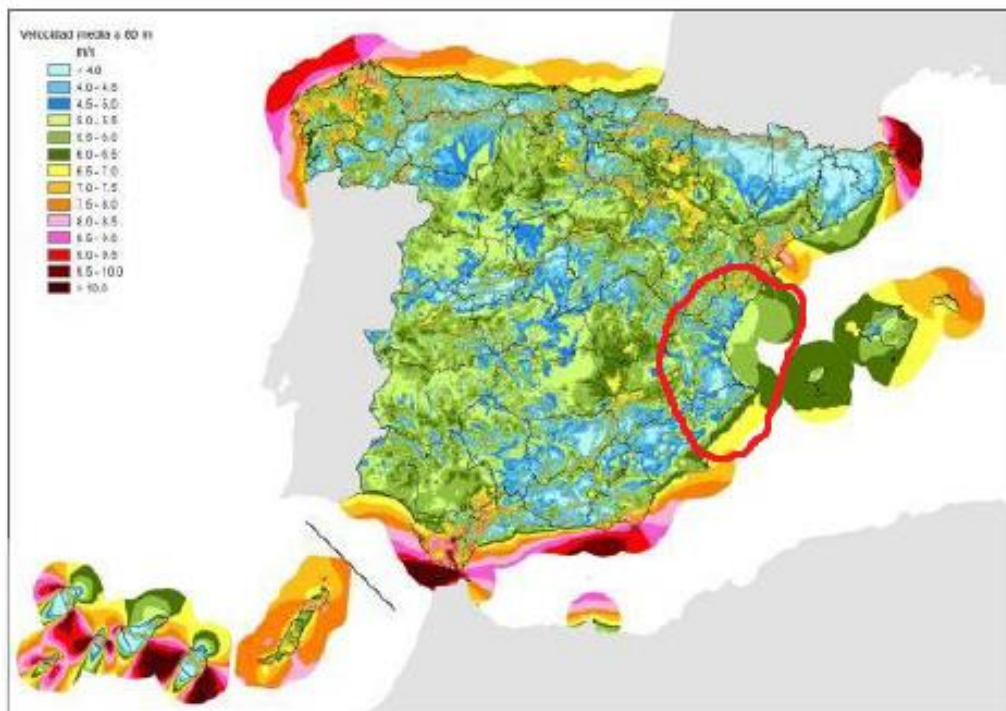


Imagen 2 - Viento medio a 80 metros de altura en España [7].

Y, después de unos filtrados técnicos y medioambientales de superficie, los resultados son los siguientes:

Comunidad Autónoma	Superficie disponible tras filtrados (km ²)	Superficie disponible tras filtrados (%)*	Superficie disponible con v > 6 m/s (km ²)	Superficie disponible con v > 6 m/s (%)*
C.Valenciana	12.847	55,22	2.259	9,71

Tabla 2 - Características eólicas CV [7].

* Porcentaje referido a la superficie total de la comunidad autónoma.

Por tanto, se tiene, según este estudio del IDAE, que cerca del 10% de la superficie estaría disponible y sería apta para la producción de energía eólica terrestre.

Ahora, lo que faltaría, es averiguar, que cantidad de energía se podría extraer de dicha superficie. *“En este sentido, se ha estimado que una potencia media unitaria de 2 MW podría ser representativa del parque tecnológico existente en España en el horizonte 2020 concluyendo que podría utilizarse una cifra en el entorno de los 4 MW por km², como representativa de la ratio de aprovechamiento eólico terrestre por unidad de superficie en España”* [7]. Sin tener en cuenta que la tecnología eólica, está avanzando rápidamente y los aerogeneradores cada vez tienen una potencia unitaria superior.

Además, existen otras restricciones de índole legislativa, técnicas y sociales, no consideradas para la obtención de la superficie y, por tanto, en la energía extraíble del recurso eólico. Introduciendo dichas restricciones, se obtiene el potencial de generación eléctrica detallado en la siguiente tabla:

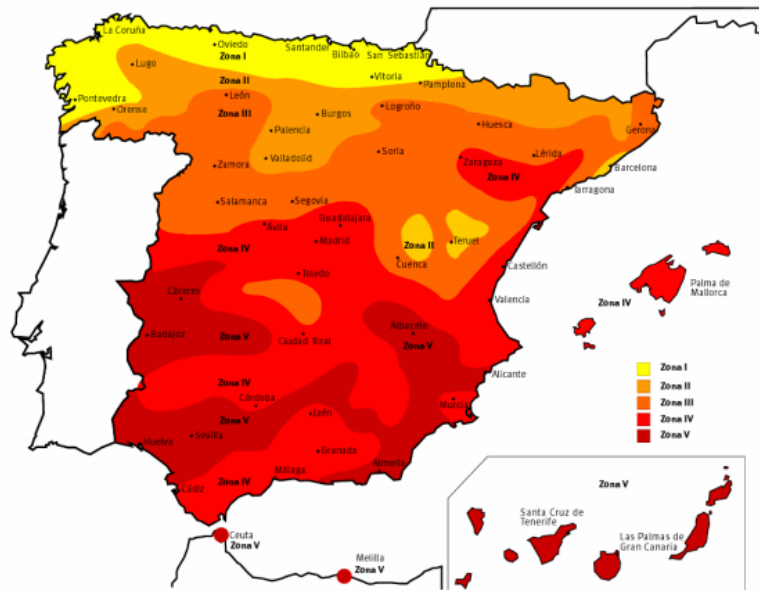
Comunidad Autónoma	Potencial eólico estimado (GW)	Velocidad media anual (m/s)*	Rango de Horas Equivalentes Netas (h)	Rango de generación eléctrica estimada (TWh)
C.Valenciana	9	6,58	2.075 – 2.275	19 - 21

Tabla 3 - Potencial energético-eólico CV [7].

* La velocidad media anual indicada, se refiere a la estimada en el estudio para la superficie disponible tras los filtrados técnicos y medioambiental aplicados y que, a la vez, presentan un recurso eólico aprovechable [7].

Por otro lado, la eólica marina tiene un menor potencial. Para toda España, apenas un 0'61% de la superficie total del territorio costero, sería apta con un recurso eólico mínimo para la producción de energía eléctrica. Quedando un potencial de 8,5 GW para toda la costa de España y siendo dicha tecnología despreciable a nivel de potencial en el caso de la CV.

El segundo recurso que se va a extraer de este estudio es el solar. La cantidad de recurso que recibe el territorio de la CV. puede deducirse de los mapas de radiación solar existentes para la Península Ibérica, donde se presentan las variaciones medias de irradiación según la posición geográfica.



FUENTE: INM. Generado a partir de isóneas de radiación solar global anual sobre superficie horizontal.

ZONA CLIMÁTICA	I	II	III	IV	V
IRRADIACIÓN MEDIA DIARIA (kWh/m ²)	< 3,8	3,8 - 4,2	4,2 - 4,6	4,6 - 5,0	> 5,0

Imagen 3 - Radiación media diaria en España.

A la vista de la imagen, se puede concluir que la CV se encuentra en la zona IV de radiación, correspondiente a una irradiación media diaria de entre 4,6 y 5 kWh/m². El recurso solar, por tanto, es un recurso abundante.

El **sector fotovoltaico**, no tiene un estudio en profundidad por comunidad autónoma, solo se indica: “La potencia fotovoltaica acumulada en España hasta diciembre de 2010, que alcanza la cifra de 3.787 MW y que nos sitúa como segundo mercado mundial por potencia acumulada, solo supone alcanzar una pequeña parte del potencial teórico” [7]. Actualmente, 350 MW corresponden a la CV, de acuerdo con lo detallado en la tabla 1. Un cálculo aproximado indica una dedicación de alrededor de 2000 km² por GW instalado de fotovoltaica.

Sin duda, el potencial, será cercano al expuesto a continuación con la energía termoeléctrica, donde se utiliza la energía solar para calentar un fluido calo-portador y realizar así un ciclo de vapor Rankine.

El **sector solar térmico**, si está más detallado en el citado estudio, realizándose un análisis sobre las aplicaciones debidas al CTE, las aplicaciones en la industria y las aplicaciones en climatización.

Para las **aplicaciones debidas al CTE**, que afectan principalmente a las viviendas y edificios, y teniendo en cuenta ciertas limitaciones técnicas, se tiene una estimación del crecimiento potencial que se tendrá hasta 2020. Este, ronda los 3,4 Mm², como se muestra en las siguientes imágenes:

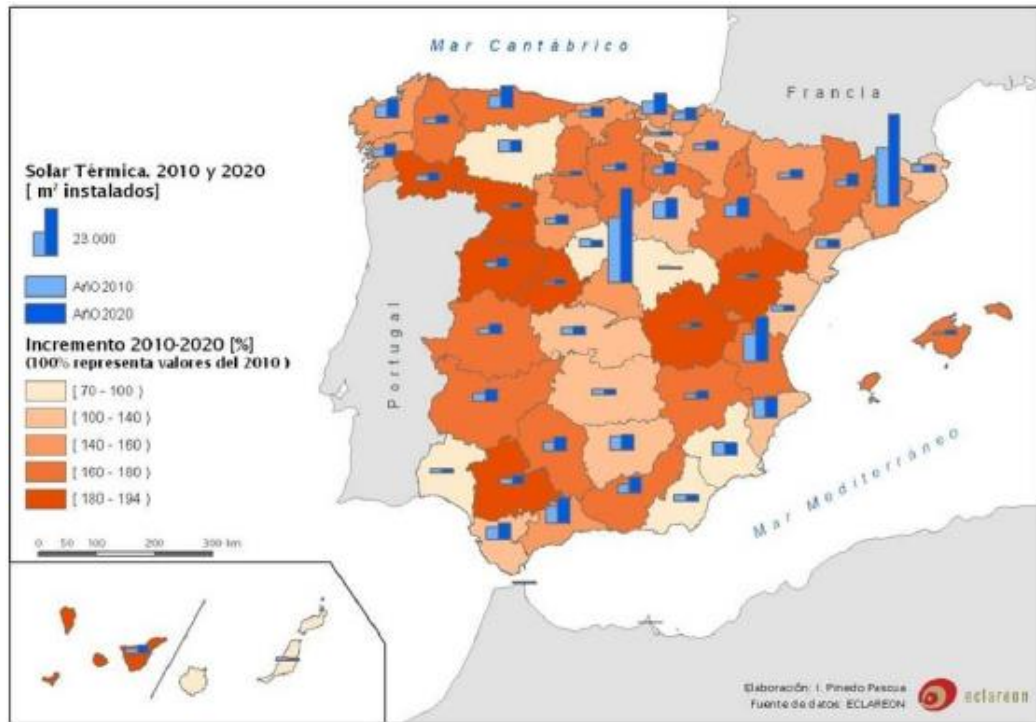


Imagen 4 - Superficie solar térmica instalada en el periodo 2010-2020 [7].

A la vista de los resultados, la superficie disponible en la CV aumentaría entre un 40% y un 60%. En el estudio realizado, la demanda de solar térmica en el sector residencial no aumenta respecto a la del año 2014, con lo que estos resultados de crecimiento cubren sobradamente cualquier crecimiento en otros escenarios que puedan considerarse.

En el sector **industria**, el IDAE, realizó un análisis de sectores que consumen calor de baja y media temperatura, y engloban la mayoría del consumo (250 grados de temperatura máxima). En cuanto al resto, que utilizan temperaturas superiores y hacen más difícil la integración de la energía solar térmica, se realizó una estimación. Como resultado, se obtuvo la siguiente tabla:

	Consumo combustible	Consumo eléctrico	Calor para procesos
Sectores estudiados	66.773	148.739	137.744
Otros sectores	59.435	106.316	150.945
Total industria	103.961	255.056	288.689

Tabla 4 - Potencial de la energía solar térmica en procesos industriales (en GWh) [7].

Después, sobre estos resultados, se implementan diferentes restricciones, ya sea: superficie disponible en la industria, geometría de la arquitectura, etc. Y con todo ello se tiene:

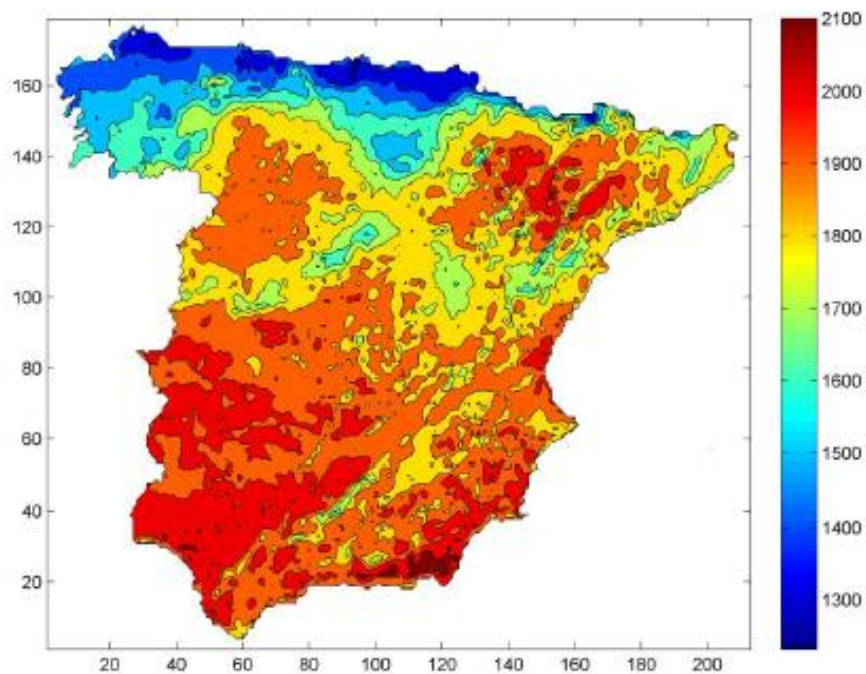
- 243 Mm² de superficie disponible en las cubiertas de las industrias [7].
- 68,2 GW en cuanto a potencia instalada, con una producción de unos 60 TWh de calor útil [7].
- Suponiendo que la fracción correspondiente a la CV es del orden del 7%, como en otros tipos de recursos energéticos, podemos deducir que el potencial térmico sería del orden de 5 GW que, de acuerdo con los cálculos

realizados, supera en un factor 2 la potencia requerida para el sector industrial en el año 2030.

El último sector, relacionado con la energía solar, es el **termoeléctrico**. Dicha tecnología, consiste en concentrar la luz solar sobre un punto utilizando espejos colocados en diferentes ángulos. Con ello, se consiguen altas temperaturas en el punto de concentración, provocando así la evaporación de un fluido calo-portador y realizándose así un ciclo rankine con dicho fluido.

Como se ha comentado con el resto de tecnologías relacionadas con la energía solar directa, hay dos factores que van a limitar el potencial de esta tecnología, que como bien se sabe son: la radiación que se pueda recibir y la superficie disponible para su captación.

La CV, como se puede comprobar en la imagen 3, goza de una gran cantidad de radiación solar media global a lo largo del año. Aunque, para esta tecnología interesa la componente directa de la radiación, cuya distribución se puede ver a continuación:



*Imagen 5 - Mapa de radiación directa anual (kWh/m²*año) [7].*

Es bastante parecida a la distribución de la radiación global anual y al igual que ésta, varía a lo largo del año su cantidad e inclinación.

Por otro lado, se tienen las diferentes tecnologías que actualmente se utilizan para la producción termoeléctrica. Éstas tecnologías, son cuatro: torre o receptor central, captadores cilindro-parabólicos (CCP), captadores lineales de Fresnel (CLF) y, por último, los discos Stirling.

Tecnología	Energía anual (sobre el territorio)		Producción eléctrica anual bruta (sobre el territorio)	
	(TWh/año)	Veces consumo eléctrico nacional (2008 = 263 TWh)	(TWh/año)	Veces consumo eléctrico nacional (2008 = 263 TWh)
CCP0T	52.262	199	34.202	130
CCP6T	52.262	199	35.736	136
CLF0T	60.406	230	41.241	157
CRC0T	NE	NE	30.620	117
CRC6T	NE	NE	28.648	109
DSP0T	NE	NE	21.789	83

Tabla 5 - Resultados globales del potencial total bruto [7].

La tabla anterior, muestra datos para el total del territorio español. A continuación, se muestra una tabla con los datos para cada comunidad autónoma:

CCAA	Area (km ²)	CCP0T	CCP6T	CLF0T	CRC0T	CRC6T	DSP0T
Andalucía	87.525	6.758	7.044	8.020	6.033	5.621	4.274
Aragón	47.800	3.318	3.468	4.029	2.971	2.784	2.135
Asturias	10.575	533	561	662	481	454	332
Cantabria	5.250	259	272	321	234	220	160
Castilla – La Mancha	79.175	5.725	5.977	6.867	5.119	4.784	3.645
Castilla y León	93.875	6.277	6.566	7.634	5.627	5.276	4.027
Cataluña	32.075	2.175	2.274	2.645	1.949	1.828	1.399
Extremadura	41.550	3.160	3.295	3.787	2.823	2.636	2.021
Galicia	29.100	1.568	1.648	1.931	1.414	1.331	982
La Rioja	5.100	304	319	372	273	257	192
Madrid	8.050	576	601	695	515	482	369
Murcia	11.300	862	899	1.026	770	717	546
Navarra	10.375	623	653	765	560	526	397
País Vasco	7.250	356	375	442	322	303	220
Valencia	23.300	1.701	1.776	2.039	1.521	1.421	1.083
TOTAL	492.300	34.202	35.736	41.241	30.620	28.648	21.789

Tabla 6 - Estimación del potencial bruto de energía eléctrica acumulada (TWh/año) [7].

Leyenda de las tablas 2 y 3 [7]:

CCP: Captadores canal-parabólicos.

CLF: Captadores lineales de Fresnel.

CRC: Receptor central.

DPS: Discos Stirling.

OT: Sin almacenamiento térmico.

6T: Con 6 horas de almacenamiento térmico.

Como en todas las tecnologías, el potencial bruto, no considera las diferentes limitaciones que el territorio ofrece. Las primeras son las físicas, las más evidentes, como, por ejemplo: una población, zonas donde ya existe algún tipo de construcción incompatible con las tecnologías termoeléctricas, etc. Las segundas, son las limitaciones administrativas, como pueden ser: parques naturales, superficie ocupada por embalses, redes de infraestructuras de transporte, zonas consideradas turísticas (como pueden ser las playas), etc.

Aplicando todas estas restricciones, se obtiene en siguiente mapa, donde la zona verde es la disponible para la instalación de este tipo de tecnología y la zona negra sería la que quedaría excluida. Destacando, que más del 50% del territorio queda excluido.



Imagen 6 - Mapa de potencial disponible [7].

CCAA	Área (km ²)	CCP0T	CCP6T	CLF0T	CRC0T	CRC6T	DSP0T
Andalucía	52.420	4.045	4.216	4.799	3.611	3.364	2.557
Aragón	27.113	1.906	1.992	2.315	1.706	1.599	1.229
Asturias	4.929	245	258	304	221	209	152
Cantabria	1.679	80	84	99	72	68	49
Castilla – La Mancha	52.212	3.799	3.966	4.555	3.396	3.173	2.419
Castilla y León	54.984	3.741	3.912	4.548	3.352	3.142	2.405
Cataluña	13.852	961	1.004	1.168	860	806	619
Extremadura	25.849	1.975	2.059	2.366	1.764	1.647	1.263
Galicia	14.702	795	835	979	717	675	498
La Rioja	2.590	157	165	192	141	133	100
Madrid	3.505	251	262	303	224	210	161
Murcia	7.570	577	602	687	516	480	366
Navarra	5.585	354	370	433	317	298	227
País Vasco	2.308	118	124	146	106	100	73
Valencia	11.651	857	894	1.027	766	715	546
TOTAL	280.949	19.867	20.750	23.926	17.777	16.627	12.670

Tabla 7 - Tabla de potencial disponible de energía acumulada (TWh/año) por CCAA [7].

A la vista de los resultados de la tabla, se observa, como, la CV la superficie potencial disponible tras la realización de un filtro con las limitaciones, se reduce en más de un 50%.

Después de saber el potencial disponible, es de interés conocer el potencial accesible, el cual se obtiene de aplicar una optimización económica al territorio disponible, para saber cuánto es rentable. La siguiente tabla, muestra el potencial accesible total en España peninsular:

Tecnología	Energía eléctrica bruta (TWh/año)	LEC (€/kWh)
	Acumulado	Punto de máximo gradiente
CCP0T	16.893	0,18
CCP6T	17.665	0,17
CLF0T	16.705	0,15
CRC0T	15.290	0,18
CRC6T	14.299	0,15
DSP0T	12.214	0,29

Tabla 8 - Potencial accesible España peninsular [7].

A la vista de los resultados, en el estudio se concluye: “El potencial accesible varía entre 16.892,60 TWh/año y 12.213,60 TWh/año dependiendo de las tecnologías, lo que representa entre 64,23 y 46,44 veces el consumo anual de España en el año 2008” [7]. Dado que el objetivo del presente apartado es la viabilidad, se puede afirmar que el potencial accesible sería suficiente para satisfacer las necesidades de los escenarios simulados para 2030.

Como última tecnología destinada a la producción eléctrica y térmica, la **biomasa**, también se va a analizar en este apartado, puesto que se puede considerar como tecnología de back-up dentro de las renovables y necesaria para cuando el resto no estén operativas.

La disponibilidad de dicho recurso a partir de masa forestal es muy reducida en la CV incluso en algunos lugares nula, como se muestra en el siguiente mapa:

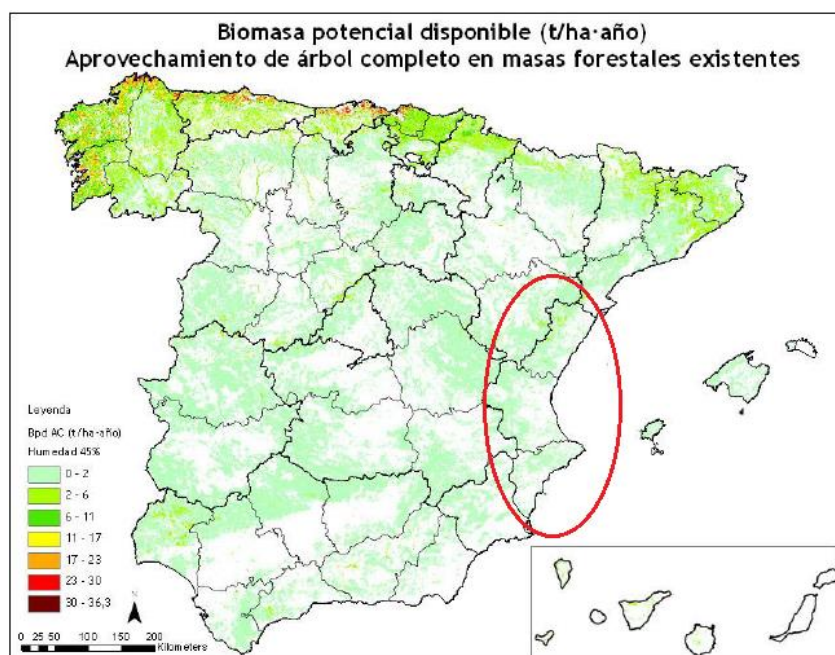


Imagen 7 – Potencial árbol completo como biomasa [7].

En cambio, el potencial mejora sustancialmente cuando se trata de masa agrícola, tanto de restos como de cultivos susceptibles de implantarse en dichos terrenos. Se muestra gráficamente en los siguientes mapas:

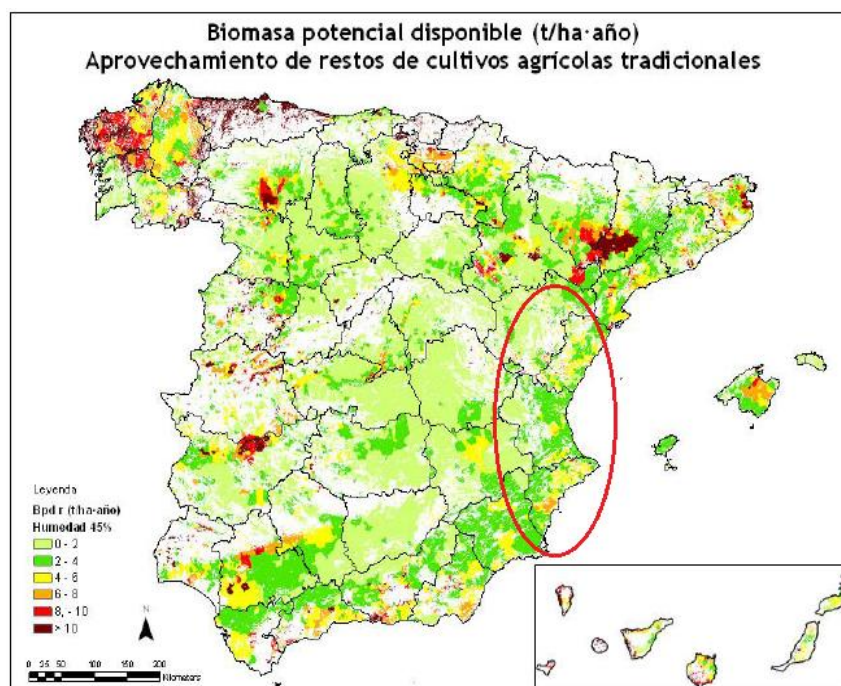


Imagen 8 - Potencial de restos agrícolas [7].

A nivel de datos numéricos, tan solo se dispone de datos a nivel estatal y no especifican valores energéticos, tan solo cantidad. Aunque el poder calorífico de un kilo de biomasa, se puede estimar en unas 3000 kcal [8] de media de PCI, (tabla 34), lo que equivale a unos 3'48 kWh. Éstos datos, se muestran en la siguiente tabla:

Procedencia		Biomasa (t/año)	Biomasa (tep/año)
Masas forestales existentes	Restos de aprovechamientos madereros	2.984.243	636.273
	Aprovechamientos del árbol completo	15.731.116	3.414.158
Restos agrícolas	Herbáceos	13.586.579	6.751.738
	Leñosos	18.605.756	
Masas herbáceas susceptibles de implantación en terreno agrícola		15.874.572	3.216.819
Masas leñosas susceptibles de implantación en terreno agrícola		5.457.812	1.214.767
Masas leñosas susceptibles de implantación en terreno forestal		15.072.320	1.782.467
TOTAL BIOMASA POTENCIAL EN ESPAÑA		87.312.398	17.016.223

Tabla 9 - Tabla resumen biomasa en España [7].

En la CV con una extensión de 23.255 km² [9], se tendrán aproximadamente entre 2 t/año y 4 t/año, según los mapas que se han expuesto anteriormente, lo que en total serían entre 4.651.000 t/año y 9.302.000 t/año.

Todo ello, pasando a datos energéticos, mediante la equivalencia antes mencionada de: 1 kilo de biomasa contiene 3'48 kWh. Se tiene que el potencial de la CV puede variar entre: 16'18 TWh/año y 32'37 TWh. Lo que representa una contribución potencial del orden de 1 a 2 GW eléctricos.

Por último, destacar los **biocombustibles**, que pueden ayudar a cumplir los objetivos de reducción de uso de petróleo en el sector del transporte. Según el estudio de 2011 del IDAE, “La capacidad de producción de biodiesel se encuentra actualmente sobredimensionada con respecto a las necesidades reales de consumo, por lo que se puede asumir que en el horizonte de 2020 no se iniciarán más proyectos que los incluidos en la tabla” [7].

Comunidad Autónoma	t/año	Tep/año
La Rioja	250.000	224.250
Valencia	720.000	645.840
País Vasco	436.000	391.092

Tabla 10 - Capacidad de producción biodiesel.

Que cubren las necesidades estimadas en los escenarios sostenibles (378 ktep) en 2020 y aunque quedan por debajo de lo exigido para 2030 (894 ktep).

Disponibilidad de ciclos combinados en la CV

En cuanto al potencial tecnológico de los combustibles fósiles, es necesario analizar, el potencial del gas natural en el sistema energético de la comunidad valenciana, puesto que en el escenario no nuclear, se precisaría de una gran cantidad de éste. Sufriendo un gran aumento su aportación en el mix eléctrico.

En la CV, se tiene una potencia instalada de centrales de ciclo combinado de unos 2840 MW, sumando las dos centrales de Castellón [10] [11], de unos 850 MW y 790 MW cada una. Y la central de ciclo combinado de puerto de Sagunto que presenta una potencia de 1'2 GW.

Por ello, se han realizado los cálculos necesarios para comprobar, si el potencial actual de generación eléctrica por parte del gas natural y petróleo, en ciclos combinados, es suficiente para satisfacer las necesidades del sistema. Considerando la energía total necesaria, un rendimiento eléctrico del 35% y unas 6000 horas anuales de operación, se obtienen, a partir de la tabla 33, los siguientes resultados:

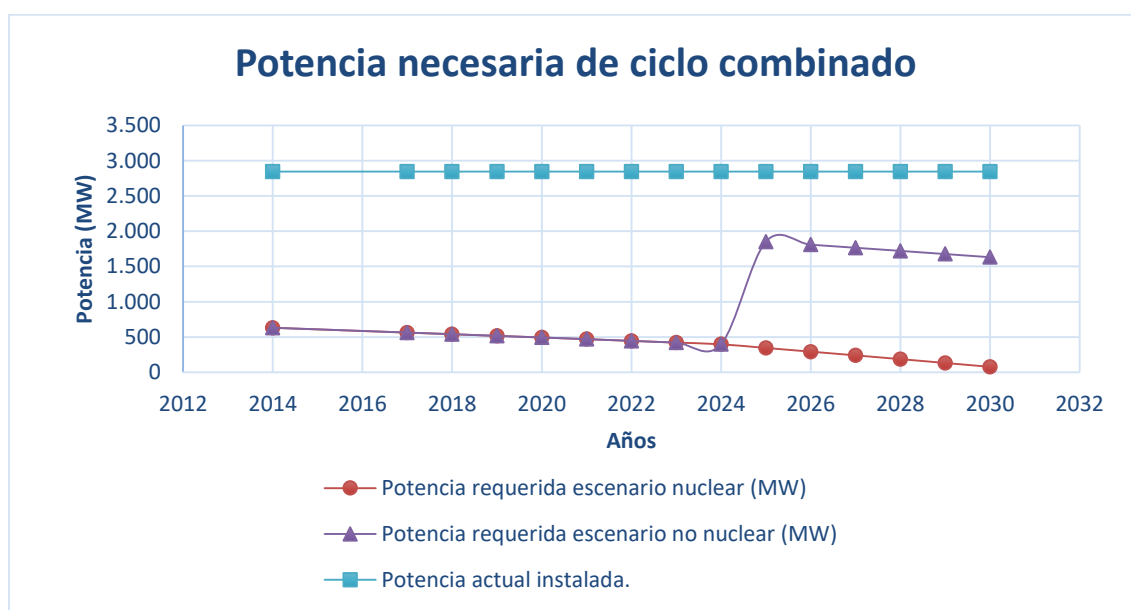


Gráfico 61 - Potencia de ciclo combinado necesaria.

La potencia instalada de ciclo combinado es suficiente para ambos escenarios, por lo que no habría que aumentar dicha potencia de darse dicho suceso.

Así pues, es posible llevar a cabo todas las mejoras sugeridas en las hipótesis de las simulaciones por parte de las renovables, incluso, por parte de las tecnologías fósiles. Por lo tanto, a nivel de recursos, en el caso de renovables, y tecnológicamente, serían viables los escenarios sostenibles simulados previamente en este trabajo.

5.2 ECONÓMICA

La viabilidad económica es uno de los aspectos más importantes a la hora de realizar una propuesta de planificación energética. Las inversiones pueden venir desde diferentes puntos, ya sean públicos o privados. Aunque, en este sector, la mayoría es inversión privada, eso sí, apoyada a veces, en subvenciones públicas.

INVERSIÓN INICIAL Y O&M

En este sub-apartado, se va a analizar el coste que supone la instalación de cada tipo de tecnología requerida en cada uno de los escenarios. Las fuentes que experimentan un aumento significativo de demanda son: el gas natural y las energías renovables. Por lo que, las instalaciones que serían construidas, serían parques eólicos, huertos solares de grandes dimensiones, plantas de biomasa para generación de electricidad y de biocombustibles y centrales térmicas, aunque éstas ya existen y solo deberá analizarse sus costes de O&M.

El mantenimiento, es otro de los pilares más importantes dentro de la viabilidad. Éste supone, unos costes anuales necesarios para el correcto funcionamiento de las instalaciones incluidos en cualquier plan.

Sobre todo, cuando se espera sacar el mayor partido a dichas instalaciones, alargando su vida útil lo suficiente para conseguir que las inversiones, ya sean públicas o privadas, devuelvan la máxima rentabilidad posible.

Los costes unitarios de cada una de las posibles tecnologías instalables se muestran en la siguiente tabla:

Tecnología	Coste de construcción (€/kW)	Coste de O&M (€/MWh)
Solar fotovoltaica	3200	110
Solar termoelectrica	5500	173
Eólica terrestre	1000	68
Biomasa gen. Eléctrica	3182	82
Central de fuel-oil	600	80
Ciclo combinado gas	600	60
Nuclear	3182	58

Tabla 11 - Costes de inversión y O&M [12][13][14][15][16][17] y [18].

*Los costes de la central de fuel-oil, se han estimado al no haber sido posible encontrar datos precisos de los costes. Estimándose sus costes de O&M ligeramente más caros que el ciclo combinado de gas, debido al combustible que se utiliza.

Según la sub-tecnología utilizada dentro de cada tecnología los costes son diferentes, por lo que se muestra una media conservadora de acuerdo a los precios mostrados en el documento “EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA Y PROSPECTIVA DE COSTES DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES” [16] y del EPRI Energy Technology Assessment Center, entre otros.

Con estos costes unitarios y las potencias necesarias para cubrir la demanda en ambos escenarios, expuestas en el sub-apartado de viabilidad tecnológica y recursos, se obtienen los costes que sería necesario abordar para llevar a cabo dichos escenarios. Se ha considerado que la nueva potencia renovable instalada se repartirá entre las tecnologías fotovoltaica, eólica terrestre y biomasa, puesto que han sido las tecnologías que han sido elegidas para su construcción en las últimas subastas de energía renovables realizadas por el gobierno, cuya adjudicación encabeza la unión Forestalia-General eléctrico [19] [20] y [21].

Así pues, para los cálculos se utilizará una media del coste inversión entre las tres tecnologías. Y, en el precio de O&M se ha realizado una media ponderada considerando la cantidad de potencia ya instalada o proyectada, según la tabla mostrada al principio de este apartado. Así pues, se le otorga un 75% de peso a la eólica, un 17% a solar y el 8% restante a la biomasa, a modo de simplificación para los cálculos. A continuación, se muestra una comparativa de costes entre ambos escenarios sostenibles, para las energías renovables, abordando el sistema de generación eléctrica:

ESCENARIO NUCLEAR					
Año	Potencia necesaria escenario nuclear (MW)	Energía anual producida (GWh)	Potencia a instalar escenario nuclear (MW)	Coste de inversión medio (Mill €)	Coste de mantenimiento anual medio (Mill €)
2014	1.002	2.204	0	0	168
2017	1.420	3.123	0	0	239
2018	1.563	3.440	0	0	263
2019	1.709	3.761	0	0	287
2020	1.858	4.087	0	0	312
2021	2.008	4.419	0	0	337
2022	2.162	4.756	0	0	363
2023	2.317	5.098	0	0	389
2024	2.476	5.447	76	186	416
2025	2.743	6.034	267	657	461
2026	3.014	6.631	271	667	506
2027	3.289	7.236	275	677	553
2028	3.569	7.852	280	688	600
2029	3.853	8.477	284	699	647
2030	4.142	9.112	289	710	696
Costes totales para el periodo de estudio				4.285	6.238

Tabla 12 - Costes totales de inversión y O&M. Escenario nuclear*.

ESCENARIO NO NUCLEAR					
Año	Potencia necesaria escenario no nuclear (MW)	Energía anual producida (GWh)	Potencia a instalar escenario no nuclear (MW)	Coste de inversión medio (Mill €)	Coste de mantenimiento anual medio (Mill €)
2014	1.002	2.204	0	0	168
2017	1.420	3.123	0	0	239
2018	1.563	3.440	0	0	263
2019	1.709	3.761	0	0	287
2020	1.858	4.087	0	0	312
2021	2.008	4.419	0	0	337
2022	2.162	4.756	0	0	363
2023	2.317	5.098	0	0	389
2024	2.476	5.447	76	186	416
2025	3.395	7.469	919	2.262	571
2026	3.630	7.986	235	577	610
2027	3.868	8.509	238	585	650
2028	4.109	9.040	241	594	690
2029	4.354	9.578	245	602	732
2030	4.602	10.124	248	611	773
Costes totales para el periodo de estudio				5.418	6.801

Tabla 13 - Costes totales de inversión y O&M. Escenario no nuclear*.

*Se utiliza la conversión 1 tep = 11'63 MWh, ajustes de orden de magnitud y rendimiento.

A la vista de los resultados de las tablas anteriores, se observa como la inversión debería ser alrededor de 1200 millones superior en el escenario no nuclear que, en el nuclear, considerando el periodo de estudio. Y, los costes de mantenimiento, también sufrirían diferencias, habiendo una diferencia de 77 Millones de euros al fin del periodo de estudio.

Por otro lado, cabe estudiar coste de O&M de las centrales de ciclo combinado. Así, los costes de O&M para el ciclo combinado, combinando gas natural y petróleo, en los diferentes escenarios, se muestran en el siguiente gráfico:

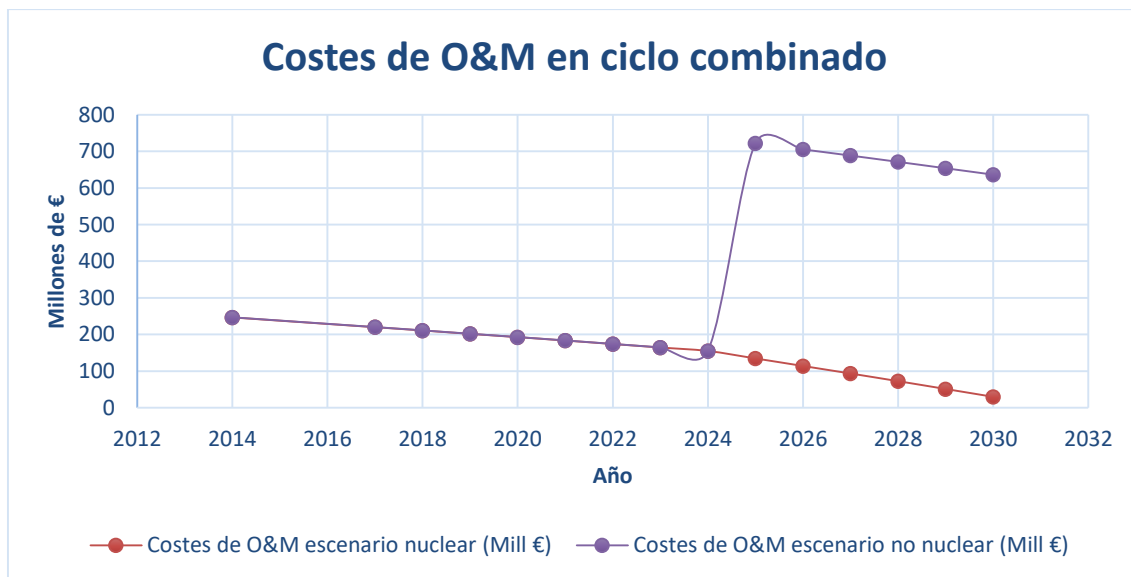


Gráfico 62 - Evolución de los costes de O&M.

Se puede ver, como en el caso del escenario no nuclear, al igual que sucede con otras variables analizadas, el aumento de los costes sufre un gran aumento pasando de rondar los 200 millones a los 700 millones. Datos más detallados en la tabla 37.

Por último, se debe de comparar los costes de O&M de la energía nuclear. Así, se tendrá una ligera idea del balance que supone cerrarla, puesto que como se ha visto hasta ahora, los costes de inversión y O&M en renovables y O&M en ciclo combinado, aumentarían significativamente.

El próximo gráfico, muestra dicha evolución de costes de O&M de la energía nuclear en la CV, para ambos escenarios:

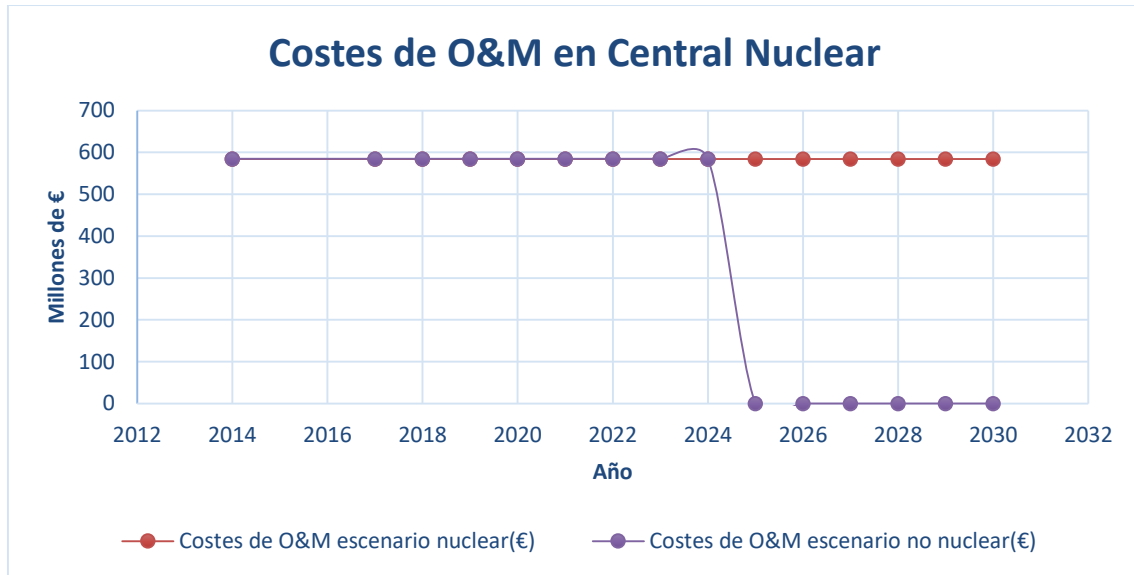


Gráfico 63 - Costes de O&M de la energía nuclear.

Como muestra el gráfico, la variación de costes tras el cierre es de cerca de 600 millones de euros, reduciéndose a cero, puesto que no habría centrales nucleares en operación. Se puede ver más en detalle en la tabla 38.

Si se compara, con el aumento de los costes de O&M de las centrales de ciclo combinado, a grandes rasgos, ambas se compensan siendo incluso positivo el balance neto. En el caso de que se incluyera la energía renovable, el balance neto sería negativo y supondría tan solo el aumento en las renovables.

COSTE DE LOS COMBUSTIBLES

En la siguiente tabla, se puede observar el coste unitario medio, para el periodo de estudio, de cada combustible que forma parte de los escenarios sostenibles:

Recurso	coste unitario €/kWh
Gas	0,05
petroleo	0,027
uranio	0,00468

Tabla 14 - Costes unitarios medios de combustibles [9][11] y [12].

El precio del petróleo, se ha obtenido realizando el siguiente cálculo:

$$C.Petroleo = \frac{50}{1700 * 1.1} \quad (1)$$

Siendo, 50, el precio en dólares por barril (estimación), 1700 los kWh que contiene un barril de crudo y 1,1 el cambio €/\$. El resto de costes, han sido encontrados directamente en las referencias indicadas.

A continuación, se presentan unos breves cálculos, donde se estima el coste que supone el consumo total de combustibles para cada uno de los escenarios en el periodo 2017-2030:

*Se utiliza la conversión 1 tep = 11'63 MWh y ajustes de orden de magnitud.

*Las sumas hacen referencia a las tablas 39 y 40.

A modo de resumen, se muestra la siguiente tabla, para el periodo 2017-2030:

COSTES (Mill de €)	Petróleo	Gas Natural	Nuclear	TOTAL
Escenario sostenible nuclear	15.287,8	19.780,6	2.014,9	37.083,4
Escenario sostenible no nuclear	15.755,7	26.780,1	1.209,0	43.744,8
	DIFERENCIA (Mill de €)			6.661,4

Tabla 15 - Tabla-resumen de costes totales 2017-2030 de combustibles.

A la vista de los resultados del ejercicio 2017-2030, el sobrecoste de un escenario no nuclear, en lo referente a coste de combustibles, ascendería aproximadamente a unos 6.661'4 millones de euros. En cambio, realizando un estudio más en detalle se puede ver la evolución anual:

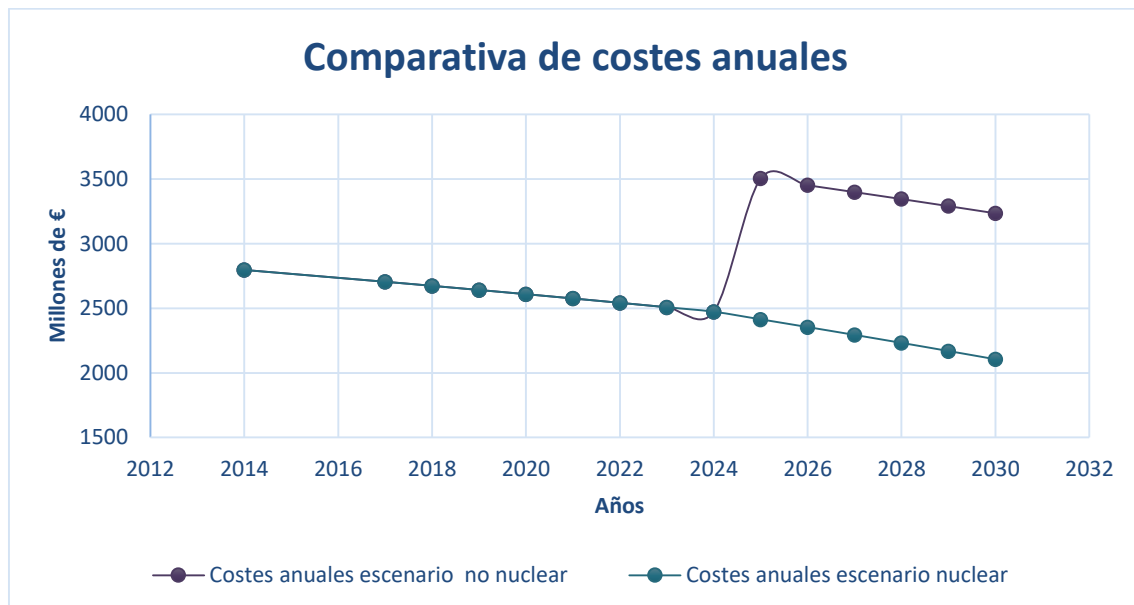


Gráfico 64 - Costes anuales de combustibles.

Como se puede observar, el coste de cambio de tecnologías conlleva un aumento de unos 1000 millones de euros en combustible para el año 2030.

5.3 MEDIOAMBIENTAL

En la viabilidad medioambiental se va a analizar la compatibilidad, en lo referente a emisiones de gases de efecto invernadero, que se tendría en ambos escenarios sostenibles con el objetivo para 2030 de un 30 % de renovables. Ya, que los acuerdos que tiene España con la UE, en materia de emisiones de CO₂, aunque no directamente, indirectamente afectan a la CV.

Las tecnologías emisoras de CO₂ son: el gas natural y el petróleo, puesto que el carbón no participa en la producción de energía en la CV.

Además, se debe saber que el coste de cada tonelada de CO₂ emitida de más asciende a 100€ y se revisa en función del IPC europeo. La tabla 41, muestra las emisiones que le han sido asignadas a la CV y las que realmente se han emitido. Mostrándose un claro desajuste, siendo las emitidas claramente superiores a las asignadas. Y la tabla 42, muestra las cantidades de CO₂ emitidas por diferentes sectores, siendo el sector de la generación eléctrica emisor de 1.868.024 toneladas de CO₂.

La ley que regula las emisiones en el territorio español y por tanto en la CV, es la Ley 13/2010 que es la modificación de la Ley 1/2005, “ampliando de 9 a 28 las actividades afectadas por el régimen de comercio de derechos de emisión. Estas actividades pertenecen a sectores industriales diferentes entre los que se encuentran: la producción de energía eléctrica de servicio público, la fabricación de papel, vidrio, clínker, material cerámico, las refinerías de hidrocarburos, etc” [22]. A continuación, se muestran los resultados en materia de emisiones para la CV en 2016:

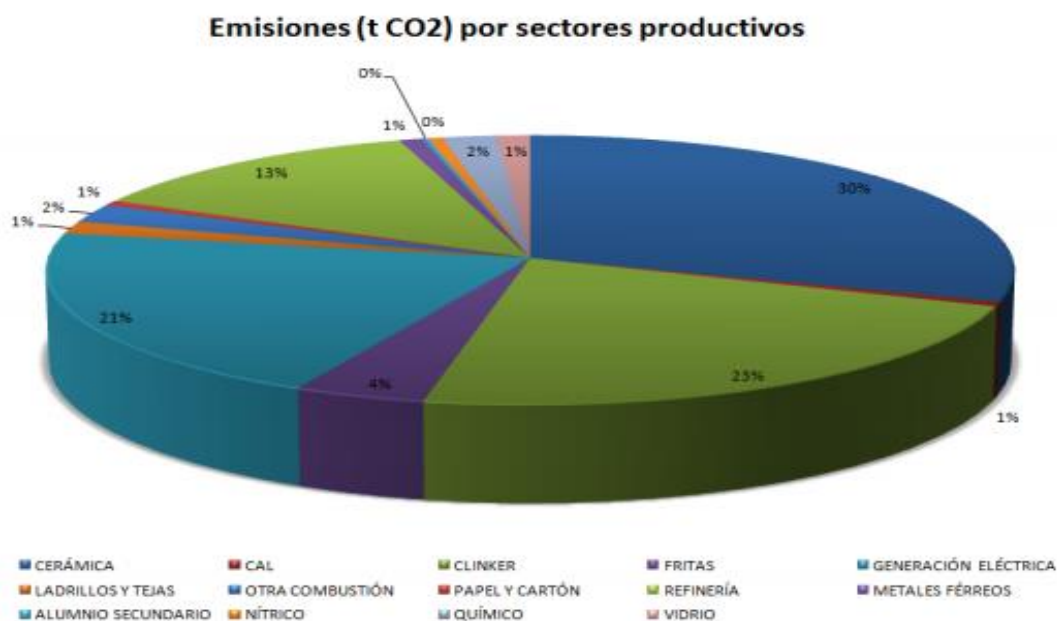


Gráfico 65 - Emisiones de CO₂ por sector en la CV [23].

El gráfico anterior, muestra que las emisiones porcentuales de cada sector, difieren significativamente de las emisiones asignadas. Éstas se muestran a continuación en el siguiente gráfico:

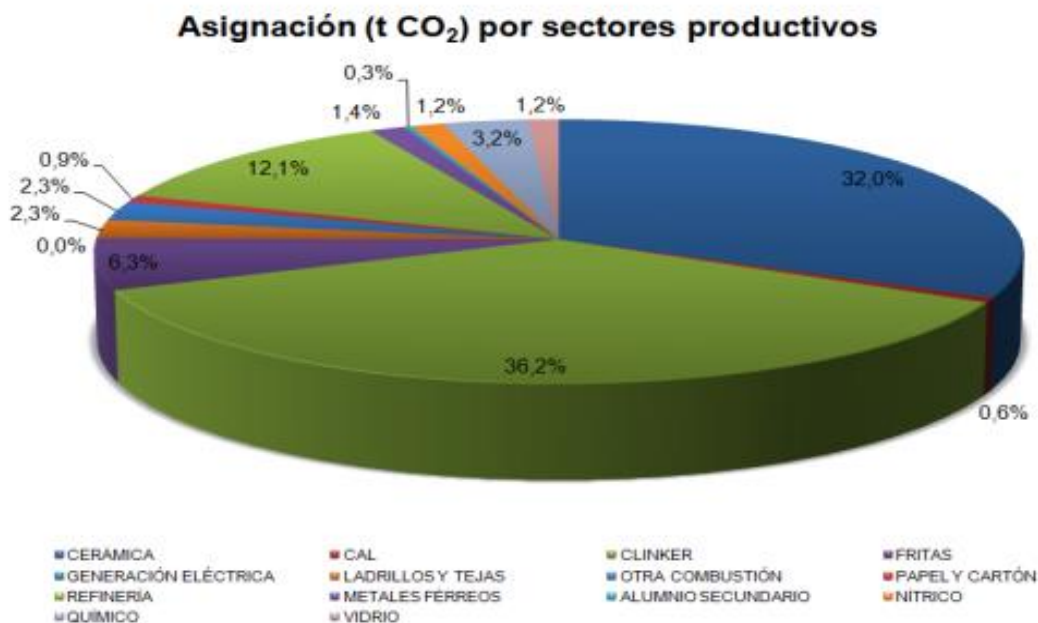


Gráfico 66 - Emisiones asignadas en la CV por sector productivo [23].

A la vista de ambos gráficos, se puede concluir que el sector de generación eléctrica, cuya asignación inicial en 2016 fue de un 32% de las emisiones de la CV, cumple y se mantiene por debajo siendo su contribución de un 30% [23].

Ahora, se va a estudiar la viabilidad, respecto a estos datos, suponiendo que las emisiones asignadas, siguen una reducción constante. Tomando como hipótesis, la referencia del decremento de unas 140.000 toneladas que se da entre 2015 y 2016 en la CV (tabla: 41).

Por otro lado, como segunda hipótesis, se mantendrá en un 32% el porcentaje asignado para generación eléctrica sobre el total de las asignaciones.

La siguiente tabla, muestra un resumen de los costes de excesos que supondrían cada uno de los escenarios posibles, para la consecución del objetivo 2030:

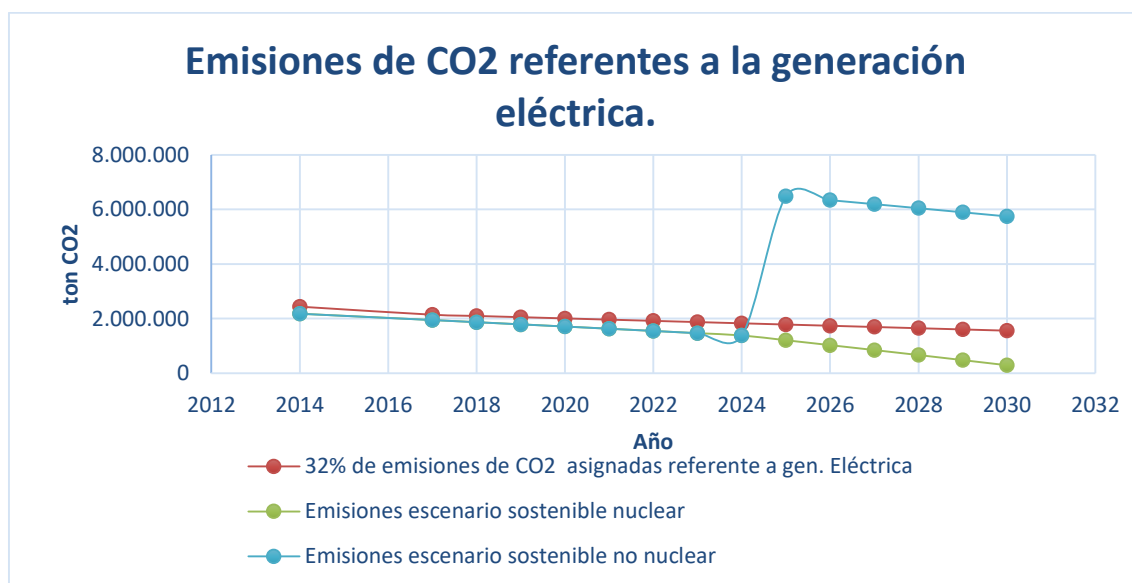


Gráfico 67 - Emisiones en generación eléctrica de los escenarios sostenibles.

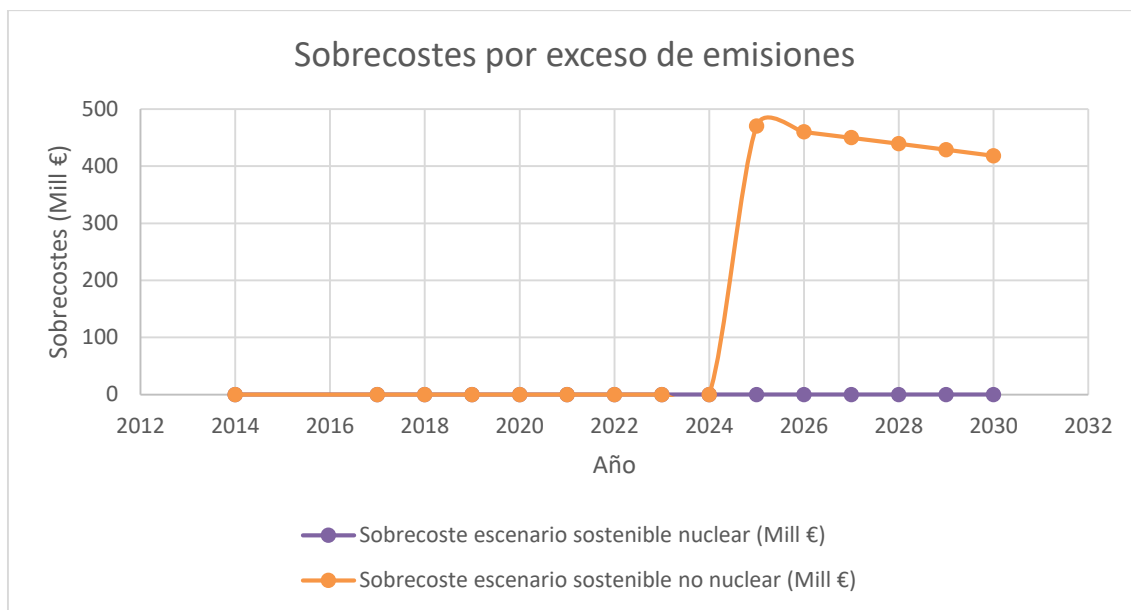


Gráfico 68 - Sobrecostos originados por el exceso de emisiones.

A la vista de los resultados, aunque los obtenidos en la simulación y utilizados para los cálculos, y los observados en documentos gubernamentales no eran iguales, siendo más adversos los provenientes de las simulaciones. Aun así, las tendencias y valores, pueden tomarse como significativos.

En el caso del escenario nuclear, según las hipótesis utilizadas, se puede apreciar como el sobrecoste por emisiones en el sector de generación eléctrica es nulo. En ninguno de los años correspondientes a la simulación se sobrepasa el límite del 32% de las emisiones totales anuales. Y no solo eso, sino que, además, el nivel de reducción de emisiones en el sector es mayor al nivel de reducción de emisiones asignadas para el mismo, como se puede comprobar en el gráfico 67 y la tabla 43.

En una situación bastante diferente se encuentra el escenario no nuclear, el cual penaliza el aumento del uso de combustibles fósiles por la hipótesis de cierre de la central nuclear de Cofrentes.

Como se observa en el gráfico 67, el año en que se produce el cierre coincide con el año donde las emisiones se disparan, algo previsible. Y, a nivel económico, como se puede apreciar en el gráfico 68 y la tabla 43, los sobrecostos por dichos excesos en emisiones de CO₂, se sitúan en los 470 millones de euros.

A pesar del gran sobrecoste experimentado, cabe mencionar, que, dicha penalización se reduce con el paso de los años gracias a las hipótesis relacionadas con la transición energética de combustibles fósiles a renovables. Siendo en 2030, la penalización por exceso de emisiones de 418 millones de euros.

5.4 SOCIAL

En el apartado de viabilidad social, se va a analizar, como afectarían, a la gente de a pie, cada uno de los escenarios. Sin lugar a dudas, la consecución de los objetivos marcados, afectarían satisfactoriamente a la sociedad, dando un paso más hacia la independencia energética y un sistema energético sostenible.

Una de las posibles mejoras por el aumento de renovables, llega de la mano de la salud de la ciudadanía. Según informe publicado por la OMS junto con la OCDE en 2015, la mala calidad del aire causada a raíz de las emisiones de contaminantes a la atmósfera, mediante la combustión de combustibles fósiles, cuesta a Europa el equivalente al 10% del PIB.

El estudio recoge datos de 53 países de Europa, donde los países de Europa del este son los más afectados con costes que superan el 20% de PIB del país, como son los casos de Serbia o Bulgaria. En el lado opuesto, tenemos a los países nórdicos, punteros en materia medioambiental con normativas que promueven ciudades limpias de contaminación, como: Islandia o Finlandia. Y, más concretamente se dice lo siguiente de nuestro país: *“En España, según el informe, el coste ascendería a unos 42.951 millones de dólares (unos 38.000 millones de euros), lo que representa el 2,8% del PIB.”* [24] [25].

En una ciudad como Barcelona, una de las más grandes de España, se realizó un estudio para el departamento de salud de la Generalitat de Cataluña, por parte del instituto de investigación médica de Barcelona. Éste, concluye que, los niveles de PM y NO₂ están bastante por encima de lo recomendado y no parece que la situación se vaya a revertir [26].

Por otro lado, también se concluye, que, si se consiguieran reducir los niveles de contaminación hasta los marcados por la OMS, los beneficios para la ciudad serían:

- “3.500 muertes prematuras (aproximadamente el 12% de todas las muertes naturales entre personas mayores de 30 años), lo cual representaría un aumento de la esperanza de vida de casi 14 meses;
- 1.800 ingresos hospitalarios por causas cardiorrespiratorias;
- 5.100 casos de síntomas de bronquitis crónica en adultos;
- 31.100 casos de bronquitis aguda en niños;
- 54.000 crisis asmáticas anuales en niños y adultos” [26]

En números económicos, el ahorro rondaría entre 3000 y 6400 millones de euros para la sanidad pública.

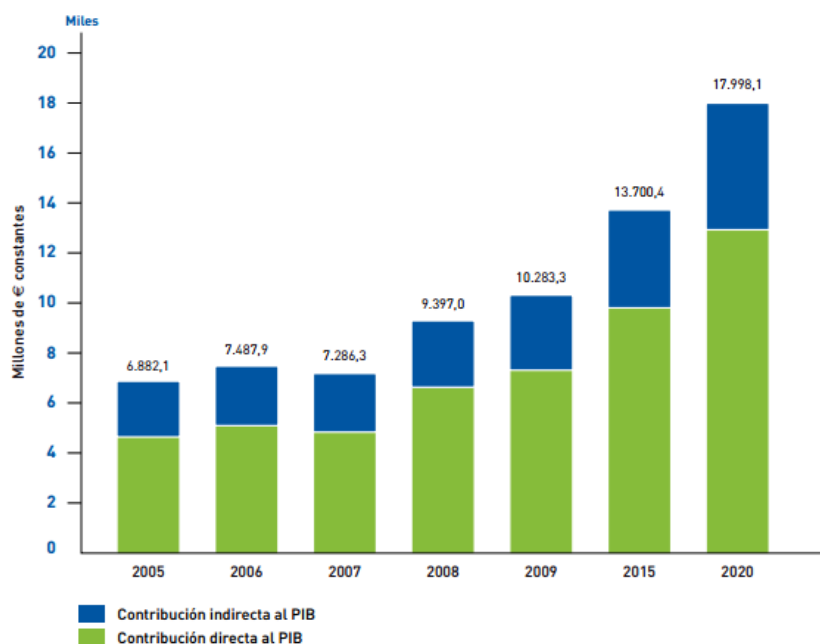
En cuanto al impacto en la sociedad de las renovables, el estudio técnico realizado por el IDAE, sobre el impacto socio-económico de las renovables, llamado: *“IMPACTO ECONÓMICO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA PRODUCTIVO ESPAÑOL”* [27], muestra el impacto de las energías renovables en la economía.

Contribución al PIB/energía	2006	2007	2008	2015	2020
Biocarburantes (€/tep)	513,1	240,3	147,1	132,2	149,9
Biogás (€/MWh)	96,7	82,0	93,1	52,4	86,9
Biomasa eléctrica y residuos (€/MWh)	265,0	274,6	245,4	64,9	51,6
Biomasa térmica (€/tep)	n/d	n/d	n/d	17,3	18,4
Eólica (€/MWh)	80,2	72,9	72,9	42,6	35,1
Geotérmica y otras energías del ambiente	n/d	n/d	n/d	n/d	493,7
Hidroeléctrica régimen especial (€/MWh)	103,0	81,7	81,0	49,8	42,6
Hidroeléctrica régimen ordinario (€/MWh)	64,0	46,1	70,2	76,6	102,6
Marina (€/MWh)	n/d	n/d	n/d	n/d	365,9
Solar (fotovoltaica y termoeléctrica) (€/MWh)	2.752,7	714,8	502,3	209,5	168,3
Solar térmica (€/tep)	n/d	n/d	n/d	112,6	105,5

n/d: no existe información disponible sobre producción de energía

Tabla 16 -Contribución de las renovables al PIB por tecnología/producción energética [27].

En la tabla anterior, se tiene una tabla resumen de las aportaciones de las diferentes tecnologías renovables a la económica española, el estudio tiene como límite temporal el año 2020 pero es representativo de los beneficios que ofrece el sector. Teniendo en cuenta, no solo la generación eléctrica, sino también, las inversiones que el sector atraerá en I+D+I e instalaciones en España, así como las posibles exportaciones de empresas nacionales al extranjero.



* Considerando el impacto directo y el impacto indirecto, la contribución del sector de las energías renovables al PIB de España representó el 0,98% en 2009, y el 1,22% en 2015 y 1,42% en 2020.

Gráfico 69 - Contribución de las renovables al PIB, directa e indirectamente [27].

El gráfico 69, muestra cómo fue la evolución de la contribución de las renovables hasta 2009 y las perspectivas para 2015 y 2020.

Se puede ver como el aumento durante la segunda década de los 2000, es significativo, casi doblando la aportación a finales de la primera década. Aunque, como el estudio se realizó previamente al frenazo de las inversiones en renovables, es posible que dichos números sean algo menores.

Por último, otro tema del que se debe hacer mención y afecta a la sociedad, es el cierre de una central nuclear. El impacto de dicho suceso, además de los que se han mostrado en los subapartados anteriores, provoca gran diversidad de opiniones y desde hace tiempo viene creando gran controversia entre los defensores y los no simpatizantes.

Los sucesos del pasado, como Chernobyl, y del presente, como Fukushima, han generado un cierto rechazo hacia esta tecnología y han puesto en entredicho la seguridad. Y, a la larga, el sistema energético de Europa tenderá a la desaparición de dicha tecnología.

Las centrales tienen impactos positivos y negativos, como cualquier tecnología y por ello es necesario realizar una recopilación de todos para así realizar una evaluación general.

Lo primero es su contribución al PIB, ya sea con los sueldos de sus empleados (es un empleo bien pagado), el pago de diversos impuestos, etc. Que se estima en unos 2.781 millones de euros [28]. Además, da trabajo a toda una industria de proveedores que viven de la existencia de las centrales nucleares, ya sea suministrando piezas, en tareas de mantenimiento, etc. Y, por último, es una fuente de energía constante que, da una gran seguridad de suministro, al no depender de agentes naturales difícilmente predecibles y produce una gran cantidad de energía sin emisiones de gases de efecto invernadero.

Por otro lado, también tiene ciertos inconvenientes, ya que sin las medidas de seguridad adecuadas se convierte en una tecnología muy peligrosa e incluso letal. Como se ha comentado anteriormente, los desastres nucleares de Chernobyl y Fukushima, como los más recordados, aunque no los únicos. Son una muestra, de las consecuencias que puede acarrear un problema en una central nuclear.

Ya sea causa humana, debido a un fallo o por causas naturales, siempre habrá una pequeña posibilidad de fusión del núcleo. Incluso, es importante no obviar que las centrales nucleares son objetivos del terrorismo.

Y, de darse, las consecuencias tanto en el corto plazo, como, en el largo plazo en una zona bastante amplia son mortales. Siendo, la más conocida, el desarrollo de todo tipo de cáncer debido a la exposición a dosis altas de radiación.

Otro de los problemas de las nucleares, son los residuos radioactivos, que, aunque se cierren todas las centrales nucleares, será un problema que perdurará durante mucho tiempo. Según el ministerio de Industria de España: “Se estima un coste total de 18.492 M€, para todo el periodo de gestión considerado, que se extiende hasta el año 2080” [29] [30]. En relación con los residuos nucleares de toda España.

A pesar de todo ello, en la comunidad Valenciana, se hace difícil, aunque no imposible, imaginar un escenario energético en el que hoy por hoy no esté la energía nuclear. Según recogió el diario **Levante** en marzo de 2017: “*La patronal de las energías renovables, que es la primera interesada en el apagón nuclear, alertó ayer de que es «absurdo» cerrar la central de Cofrentes sin*

alternativa. Los empresarios advierten de que la Comunitat Valenciana no está preparada para prescindir de la energía nuclear, que suministra el 37 % de la potencia eléctrica que consumen los valencianos” [31].

Y, por otro lado, está la eterna promesa de la energía de fusión, que, aunque también produciría ciertos residuos radioactivos, sería una energía renovable de apoyo importante y sostenible pero su disponibilidad, de existir, sería muy posterior, hacia el 2050, al horizonte temporal analizado en este trabajo.

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES

Las principales conclusiones que se pueden extraer de este trabajo son las siguientes:

1. **Insostenibilidad actual del sistema energético de la Comunidad Valenciana.**

El estudio realizado para el horizonte 2030, demuestra que los escenarios BAU, ya manteniendo la operación de la central nuclear de Cofrentes o su cierre en 2025, no son sostenibles y requieren un cambio cualitativo que refuerce el papel de las energías renovables y el aumento de la eficiencia energética en todos los sectores de demanda. De esta manera se reduciría significativamente la de dependencia exterior, actualmente en un 70%, y las emisiones de gases de efecto invernadero.

2. **Escenario con participación de la energía nuclear.**

Se ha definido y simulado detalladamente un escenario sostenible con mantenimiento de la contribución nuclear, basado en la penetración progresiva de las energías renovables en los distintos sectores de demanda hasta alcanzar el objetivo del 30% planteado por la UE para el año 2030.

3. **Escenario sin participación de energía nuclear.**

La eliminación de la contribución nuclear a partir de 2025 exige un esfuerzo adicional en la contribución de renovables y un aumento muy notable del uso de gas natural en ciclos combinados para cubrir la demanda de electricidad. Esto conlleva un aumento significativo de las emisiones de CO₂, que hace que el escenario no sea sostenible desde el punto de vista medioambiental.

4. **Viabilidad de los escenarios.**

Los escenarios planteados, tanto nuclear como no nuclear, son viables desde el punto de vista de disponibilidad de recursos con la salvedad del gas natural ya que dicho recurso no está disponible en la CV.

Desde el punto de tecnologías, existen en el caso de renovables, pero se requiere un aumento notable del parque eléctrico. No así en el caso de cogeneración, donde la potencia instalada es suficiente para cubrir los niveles de producción exigidos para 2030.

Desde el punto de vista económico, la puesta en marcha de estos escenarios representa un esfuerzo económico razonable en cuanto a inversión, si se mantiene la política de subvenciones para la producción renovable para las fuentes menos desarrollados, que, al aumentar la potencia instalada, como efecto de la economía de escala, podrán pasar a ser prácticamente competitivas. Los costes de mantenimiento resultan ligeramente superiores en el caso del escenario no nuclear.

Desde el punto de vista social, la implantación del escenario no nuclear tendría una acogida social muy favorable. No así el nuclear, pese a que aumentaría la participación de renovables de forma significativa. Ambos escenarios, sin embargo, tendrían una repercusión positiva en la calidad de vida y notables ahorros económicos en el campo de la salud.

CAPÍTULO 7. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS WEB

1. <http://www.elmundo.es/economia/2016/11/30/583eb6aaca474168338b45b3.html> y http://economia.elpais.com/economia/2016/12/12/actualidad/1481532559_292832.html
2. http://economia.elpais.com/economia/2016/12/12/actualidad/1481532559_292832.html y <http://eleconomista.com.mx/internacional/2016/12/24/trump-no-despeina-las-energias-renovables>
3. <http://www.ivace.es/> y <http://www.dadesobertes.gva.es>
4. <http://www.datosmacro.com/demografia/poblacion/espana-comunidades-autonomas/valencia>
5. <http://www.datosmacro.com/pib/espana-comunidades-autonomas/valencia>
6. Apuntes de la asignatura de Máster MUTEDS, UD2: “Sistemas Híbridos renovables: escenarios”, Autora: Elisa Peñalvo.
7. http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_ISA-Anexo_IV_Potenciales_2011_06_30_3def5f59.pdf
8. http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_10374_Energia_de_la_biomasa_07_28e17c9c.pdf
9. <https://es.wikipedia.org>
10. <https://www.iberdrola.com/conocenos/lineas-negocio/mapa-instalaciones>
11. <http://www.edpenergia.es>
12. http://www.coiim.es/Comisiones/Energia/Descargas/Jos%C3%A9_Agust%C3%ADn_Rico_Horcajo_ERNST-YOUNG.pdf
13. www.unsea.es Prospectiva de generación 2030.
14. <http://elperiodicodelaenergia.com/la-fotovoltaica-ya-se-codea-en-costes-con-la-nuclear/>
15. Apuntes de la asignatura de Máster MUTEDS, “ADVANCED SOLAR THERMAL TECHNOLOGIES: 4. CSP operation and maintenance”, Jorge Payá.
16. http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e2_tecnologia_y_costes_7d24f737.pdf
17. https://www.fundacionmapfre.org/documentacion/publico/en/catalogo_imagenes/grupo.cmd?path=1055649
18. EPRI Energy Technology Assessment Center. (Estados Unidos)
19. http://economia.elpais.com/economia/2017/05/17/actualidad/1495019321_178263.html

20. <http://www.expansion.com/empresas/energia/2017/05/26/59282c55e5fdea07178b456f.html>
21. <http://www.expansion.com/empresas/energia/2017/05/25/5926aae8ca4741bd058b46a9.html>
22. <https://www.boe.es/boe/dias/2010/07/06/pdfs/BOE-A-2010-10706.pdf>
Regulación de emisiones.
23. <http://www.agroambient.gva.es/web/cambio-climatico/emisiones-de-co2-las-instalaciones-de-la-cv>
24. http://internacional.elpais.com/internacional/2015/04/28/actualidad/1430238193_981146.html
25. http://www.euro.who.int/_data/assets/pdf_file/0004/276772/Economic-cost-health-impact-air-pollution-en.pdf?ua=1
26. http://www.creal.cat/media/upload/arxiu/assessorament/Informe_contaminacio_esp.pdf
27. http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e3_impacto_economico_4666bcd2.pdf
28. <http://www.nuclenor.org/public/otros/impactosocio.pdf>
29. <http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/2016/report/Nuclear/EI%20Impacto%20Econ%C3%B3mico%20del%20Desmantelamiento%20Nuclear%20en%20Espa%C3%B1a.pdf>
30. <http://www.minetad.gob.es/energia/nuclear/Residuos/Paginas/financiacion.aspx>
31. <http://www.levante-emv.com/comunitat-valenciana/2017/03/23/patronal-renovables-ve-absurdo-cierre/1544983.html>

Acrónimos utilizados:

CV: Comunidad Valenciana

ktoe=ktep: kilo tonelada equivalente de petróleo

kTon: kilo tonelada

MW: megawatio

MWh: megawatio-hora

GW: Gigawatio

GWh: Gigawatio-hora

Kcal: kilocaloría

kWh: kilovatio-hora

UE: Unión Europea



Índice de Anexos

ANEXOS	81
1. Datos energéticos CV.	81
2. Datos de la evolución de la demanda energética de la CV.	81
3. Datos de la evolución de la población y el PIB.	84
4. Resultados de la simulación de escenarios.	85

ANEXOS

1. DATOS ENERGÉTICOS CV.

Diagrama de flujos energéticos de la Comunidad Valenciana

Año 2014

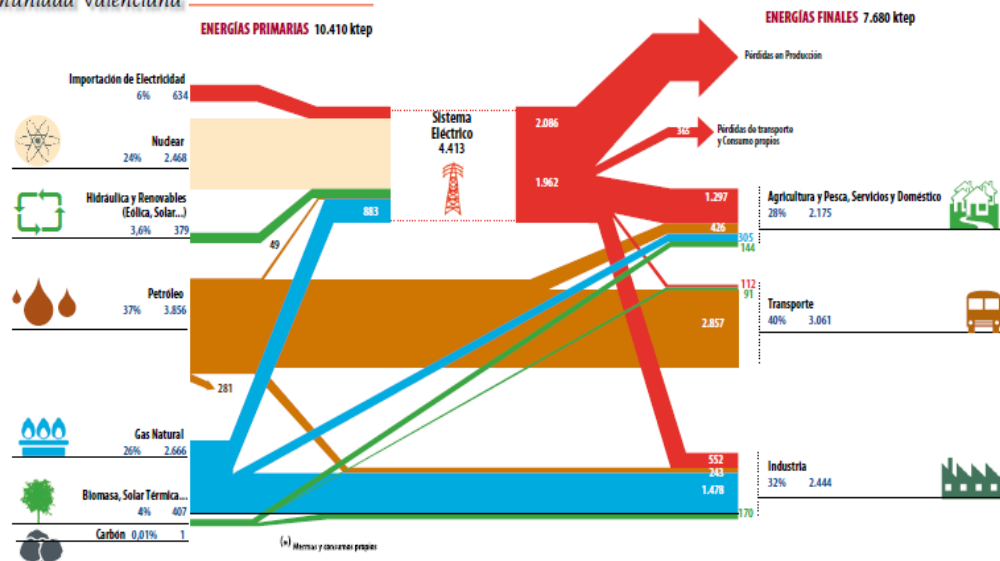


Imagen 9 - Flujos energéticos [3].

2. DATOS DE LA EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DE LA CV.

Miles de tep	AÑO														
	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14
Agr. Y Pesca	355	365	406	444	463	516	534	514	506	442	411	381	297	291	285
Industrial	3335	3397	3446	3552	3559	3600	3562	3470	3111	2467	2563	2471	2377	2374	2443
Servicios	601	644	685	743	792	850	890	923	943	833	848	878	875	827	823
Doméstico	859	881	940	996	1062	1167	1131	1170	1210	1212	1179	1151	1130	1091	1066
Transporte	2924	2987	3144	3346	3577	3751	3834	3924	3785	3557	3408	3286	3036	2984	3062

Tabla 17 - Datos de demanda energética por sectores [3].

Var % 13-14	% para BAU
-2,1	-1,6%
2,9	1,7%
-0,5	0,1%
-2,3	-0,5%
2,6	0,5%

Tabla 18 – Porcentajes de variación [3].

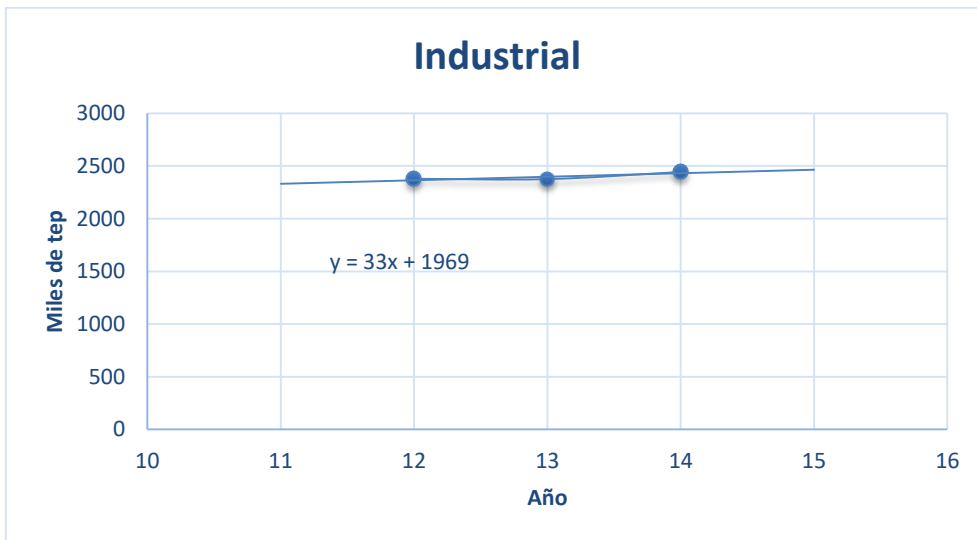


Gráfico 70 – Evolución demanda sector industrial últimos años.



Gráfico 71 - Evolución demanda sector servicios últimos años.

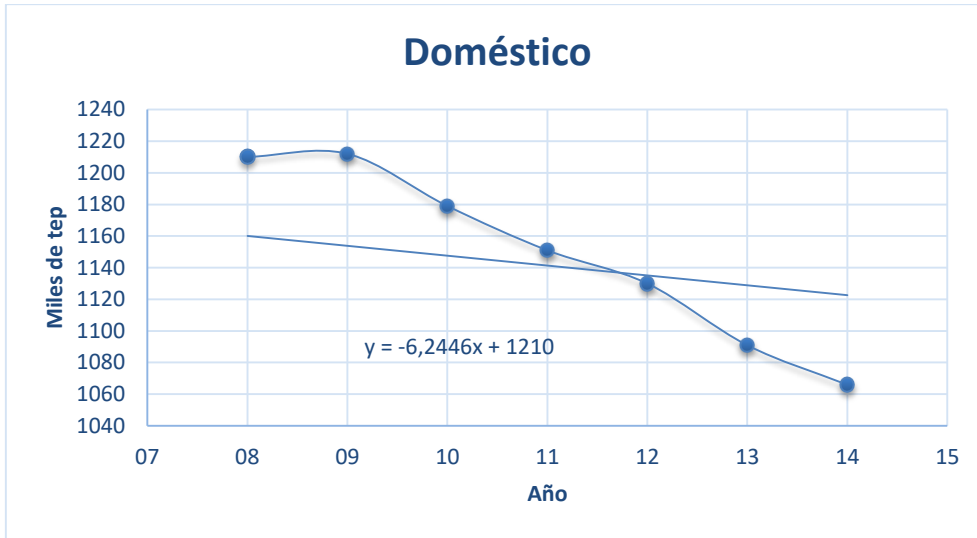


Gráfico 72 - Evolución demanda sector doméstico últimos años.

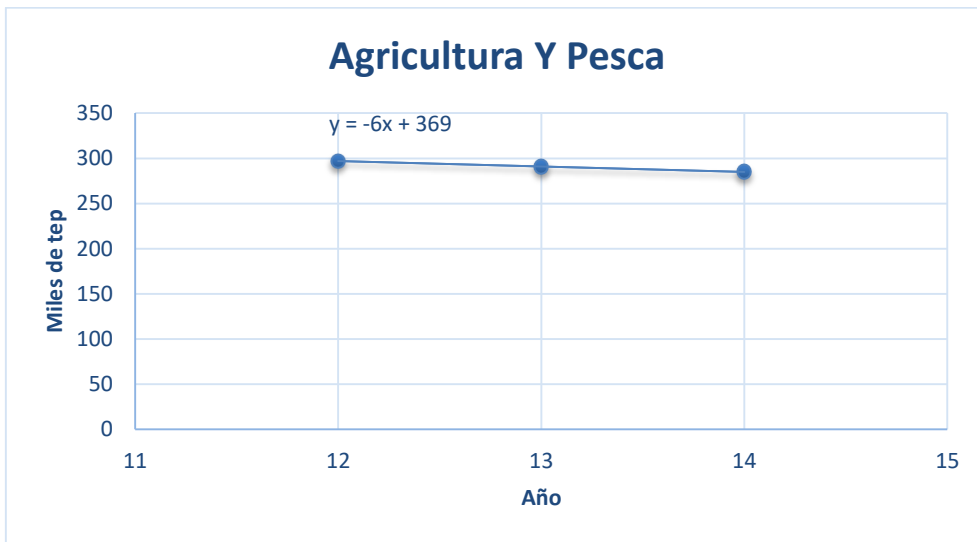


Gráfico 73 - Evolución demanda sector agricultura y pesca últimos años.

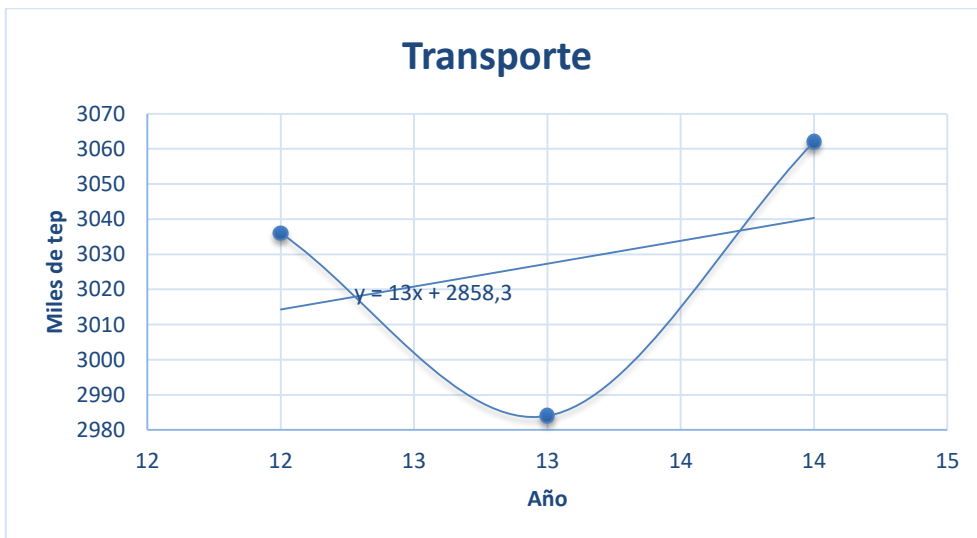


Gráfico 74 - Evolución demanda sector transporte últimos años.

3. DATOS DE LA EVOLUCIÓN DE LA POBLACIÓN Y EL PIB.

Fecha	PIB Mill. €	Crecimiento PIB (%)
2015	101.604	3,60%
2014	97.430	1,90%
2013	95.884	-1,30%
2012	96.731	-3,60%
2011	100.665	-1,90%
2010	102.329	-0,60%
2009	102.781	-5,60%
2008	108.508	0,90%
2007	105.193	3,40%
2006	98.382	4,10%
2005	90.535	3,50%
2004	83.896	3,00%
2003	78.242	2,70%
2002	73.247	3,00%
2001	68.324	5,00%
2000	62.532	
1999	55.905	
1998	51.759	
1997	48.336	
1996	46.343	
1995	43.123	

Tabla 19 - Datos PIB CV [5].

Comunidad Valenciana - Población				
Fecha	Densidad	Hombres	Mujeres	Población
jun.-16	212	2.435.724	2.498.308	4.934.032
jun.-15	212	2.436.779	2.494.503	4.931.281
jun.-14	213	2.446.996	2.500.350	4.947.346
jun.-13	214	2.459.931	2.507.088	4.967.019
jun.-12	215	2.480.622	2.518.717	4.999.339
jun.-11	215	2.485.294	2.516.828	5.002.122
jun.-10	215	2.480.829	2.508.093	4.988.922
jun.-09	214	2.481.999	2.502.400	4.984.398
jun.-08	213	2.472.427	2.487.138	4.959.565
jun.-07	209	2.424.676	2.443.001	4.867.677
jun.-06	204	2.355.935	2.380.743	4.736.678
jun.-05	199	2.298.114	2.327.228	4.625.341
jun.-04	193	2.225.994	2.270.109	4.496.103
jun.-03	188	2.164.747	2.216.896	4.381.643
jun.-02	183	2.097.011	2.157.310	4.254.321
jun.-01	178	2.040.880	2.109.875	4.150.755
jun.-00	177	2.023.764	2.094.273	4.118.037
jun.-99	176	2.008.566	2.079.585	4.088.151
jun.-98	175	1.994.862	2.066.733	4.061.595
jun.-97	174	1.981.310	2.054.100	4.035.410

Tabla 20 - Datos demográficos CV [4].

4. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE ESCENARIOS.

Evolución del consumo de Energía Primaria Comunidad Valenciana

Miles de tep	80	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	14/13
Carbón	330	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Petróleo	4.376	4.870	4.872	5.209	4.962	5.227	5.604	5.580	5.455	5.145	4.592	4.450	4.145	3.775	3.795	3.856	1,6%
Gas Natural	29	2.402	2.458	2.670	3.112	3.315	3.374	3.232	3.446	4.008	3.547	3.431	3.085	2.765	2.650	2.666	0,6%
Hidráulica	107	34	33	26	56	52	48	34	32	32	35	51	41	34	40	53	31,3%
Nuclear	0	2.011	2.238	2.134	2.161	2.384	1.832	2.402	1.626	2.126	2.097	2.489	2.059	2.444	2.170	2.468	13,7%
Saldo Electr.	150	745	818	845	920	872	1.174	1.141	1.266	678	513	432	685	604	695	634	-8,8%
Renovables	n/d	199	207	218	209	209	228	261	364	426	514	642	694	803	713	733	2,8%
Total	4.991	10.262	10.226	11.103	11.440	12.060	12.261	12.631	12.190	12.413	11.296	11.496	10.709	10.426	10.064	10.410	3,4%
% año ant.			4%	4%	3%	5%	2%	3%	-3,5%	1,8%	-9,0%	1,7%	-6,8%	-2,6%	-3,5%	3,4%	

Tabla 21 - Evolución consumo energía primaria de renovables [3].

año	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Renovables	Nuclear	Total
2014	1	3575	2666	784	2468	10128
2017	1	3477	2560	1167	2468	10308
2018	1	3444	2524	1300	2468	10371
2019	1	3411	2487	1434	2468	10435
2020	1	3378	2448	1571	2468	10500
2021	1	3344	2410	1710	2468	10567
2022	1	3310	2370	1852	2468	10635
2023	1	3276	2329	1996	2468	10704
2024	1	3241	2288	2143	2468	10775
2025	1	3206	2205	2333	2468	10847
2026	1	3171	2121	2525	2468	10921
2027	1	3136	2035	2721	2468	10996
2028	1	3100	1948	2921	2468	11072
2029	1	3064	1859	3124	2468	11150
2030	1	3028	1768	3330	2468	11229

Tabla 22 - Demanda energética primaria en ktep. Nuclear sostenible.

año	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Renovables	Nuclear	Total
2014	1	3575	2666	784	2468	10128
2017	1	3477	2560	1167	2468	10308
2018	1	3444	2524	1300	2468	10371
2019	1	3411	2487	1434	2468	10435
2020	1	3378	2448	1571	2468	10500
2021	1	3344	2410	1710	2468	10567
2022	1	3310	2370	1852	2468	10635
2023	1	3276	2329	1996	2468	10704
2024	1	3241	2288	2143	2468	10775
2025	1	3453	4179	2579	0	10847
2026	1	3420	4107	2758	0	10921
2027	1	3386	4034	2940	0	10996
2028	1	3352	3960	3125	0	11072
2029	1	3318	3884	3313	0	11150
2030	1	3283	3807	3504	0	11229

Tabla 23 - Demanda energética primaria en ktep. No nuclear sostenible.

año	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Renovables	Nuclear	Total
2014	0	49	883	379	2468	3779
2017	0	50	781	537	2468	3836
2018	0	50	747	591	2468	3856
2019	0	50	712	647	2468	3877
2020	0	51	677	703	2468	3898
2021	0	51	642	760	2468	3920
2022	0	51	606	818	2468	3943
2023	0	51	570	877	2468	3966
2024	0	52	533	937	2468	3990
2025	0	52	456	1038	2468	4014
2026	0	52	378	1140	2468	4039
2027	0	53	299	1244	2468	4065
2028	0	53	220	1350	2468	4091
2029	0	53	139	1458	2468	4118
2030	0	54	57	1567	2468	4145

Tabla 24 - Energía primaria para electricidad en ktep. Nuclear sostenible.

año	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Renovables	Nuclear	Total
2014	0	49	883	379	2468	3779
2017	0	50	781	537	2468	3836
2018	0	50	747	591	2468	3856
2019	0	50	712	647	2468	3877
2020	0	51	677	703	2468	3898
2021	0	51	642	760	2468	3920
2022	0	51	606	818	2468	3943
2023	0	51	570	877	2468	3966
2024	0	52	533	937	2468	3990
2025	0	299	2431	1284	0	4014
2026	0	301	2365	1373	0	4039
2027	0	303	2299	1463	0	4065
2028	0	305	2232	1555	0	4091
2029	0	307	2164	1647	0	4118
2030	0	309	2096	1741	0	4145

Tabla 25 - Energía primaria para electricidad en ktep. No nuclear sostenible.

año	Saldo elect.	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Total
2014	951	4	10725	6132	17812
2017	951	4	10432	5889	17277
2018	951	4	10234	5719	16908
2019	951	4	10133	5632	16720
2020	951	4	10032	5542	16529
2021	951	5	9930	5450	16336
2022	951	5	9827	5357	16140
2023	951	5	9723	5261	15940
2024	951	5	9723	5261	15940
2025	951	5	9619	5071	15646
2026	951	5	9514	4878	15347
2027	951	5	9408	4680	15044
2028	951	5	9301	4480	14736
2029	951	5	9193	4275	14424
2030	951	5	9084	4067	14107

Tabla 26 - Emisiones de CO₂ por fuente en toneladas. Nuclear sostenible.

año	Saldo elect.	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Total
2014	951	4	10725	6132	17812
2017	951	4	10432	5889	17277
2018	951	4	10234	5719	16908
2019	951	4	10133	5632	16720
2020	951	4	10032	5542	16529
2021	951	5	9930	5450	16336
2022	951	5	9827	5357	16140
2023	951	5	9723	5261	15940
2024	951	5	9723	5261	15940
2025	951	5	10359	9612	20927
2026	951	5	10259	9447	20661
2027	951	5	10157	9279	20392
2028	951	5	10055	9108	20119
2029	951	5	9953	8934	19842
2030	951	5	9849	8756	19561

Tabla 27 - Emisiones de CO₂ por fuente en toneladas. No nuclear sostenible.

Año	Ep (ktep)	P (MW)
2014	379	1002
2017	537	1420
2018	591	1563
2019	647	1709
2020	703	1858
2021	760	2008
2022	818	2162
2023	877	2317
2024	937	2476
2025	1038	2743
2026	1140	3014
2027	1244	3289
2028	1350	3569
2029	1458	3853
2030	1567	4142

Tabla 28 - Evolución de energía y potencia necesarias para objetivo. Nuclear.

Año	Ep (ktep)	P (MW)
2014	379	1002
2017	537	1420
2018	591	1563
2019	647	1709
2020	703	1858
2021	760	2008
2022	818	2162
2023	877	2317
2024	937	2476
2025	1284	3395
2026	1373	3630
2027	1463	3868
2028	1555	4109
2029	1647	4354
2030	1741	4602

Tabla 29 - Evolución de energía y potencia necesarias para objetivo. No nuclear.

	2014	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Miliones	4,93	5,08	5,13	5,19	5,24	5,29	5,34	5,40	5,45	5,50	5,560	5,615	5,672	5,73	5,79
Miliones 2000€	97430	106155	109233	112401	115660	119015	122466	126018	129672	133433	137302	141284	145381	149597	153935
TWh	8,78	8,87	8,91	8,94	8,97	9,01	9,04	9,08	9,11	9,15	9,19	9,23	9,27	9,32	9,36
Kt	17812	17277	17094	16908	16720	16529	16336	16140	15940	20927	20661	20392	20119	19842	19561
ktep	10128	10308	10371	10435	10500	10567	10635	10704	10775	10847	10921	10996	11072	11150	11229
ktep	7676	7819	7869	7919	7970	8023	8076	8131	8186	8242	8300	8358	8417	8478	8539
ktep	3352	3635	3768	3902	4039	4178	4320	4464	4611	2579	2758	2940	3125	3313	3504
ktep	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634
ktep	1327	1347	1354	1361	1369	1376	1384	1392	1401	1409	1418	1427	1436	1446	1455

Tabla 31 - Indicadores. No nuclear.

	2014	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Miliones	4,93	5,08	5,13	5,19	5,24	5,29	5,34	5,40	5,45	5,50	5,560	5,615	5,672	5,73	5,79
Miliones 2000€	97430	106155	109233	112401	115660	119015	122466	126018	129672	133433	137302	141284	145381	149597	153935
TWh	8,78	8,87	8,91	8,94	8,97	9,01	9,04	9,08	9,11	9,15	9,19	9,23	9,27	9,32	9,36
Kt	17812	17277	17094	16908	16720	16529	16336	16140	15940	15646	15347	15044	14736	14424	14107
ktep	10128	10308	10371	10435	10500	10567	10635	10704	10775	10847	10921	10996	11072	11150	11229
ktep	7676	7819	7869	7919	7970	8023	8076	8131	8186	8242	8300	8358	8417	8478	8539
ktep	3252	3635	3768	3902	4039	4178	4320	4464	4611	4801	4933	5189	5389	5592	5798
ktep	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634
ktep	1327	1347	1364	1361	1369	1376	1384	1392	1401	1409	1418	1427	1436	1446	1455

Tabla 30 - Indicadores. Nuclear.

TABLA 5. Poderes caloríficos de diferentes tipos de biomasa

Producto	PCS (kcal/kg) Humedad = 0%	PCI a la humedad x (kcal/kg)			
		x	PCI	x	PCI
<i>Leñas y ramas</i>					
Coníferas	4.950	20%	3.590	40%	2.550
Fronosas	4.600	20%	3.331	40%	2.340
<i>Serrines y virutas</i>					
Coníferas	4.880	15%	3.790	35%	2.760
Fronosas autóctonas	4.630	15%	3.580	35%	2.600
Fronosas tropicales	4.870	15%	3.780	35%	2.760
<i>Corteza</i>					
Coníferas	5.030	20%	3.650	40%	2.650
Fronosas	4.670	20%	3.370	40%	2.380
<i>Vid</i>					
Sarmientos	4.560	20%	3.280	40%	2.310
Ramilla de uva	4.440	25%	2.950	50%	1.770
Orujo de uva	4.820	25%	3.240	50%	1.960
<i>Aceite</i>					
Hueso	4.960	15%	3.860	35%	2.810
Orujillo	4.870	15%	3.780	35%	2.760
<i>Cáscaras frutos secos</i>					
Almendra	4.760	10%	3.940	15%	3.690
Avellana	4.500	10%	3.710	15%	3.470
Piñón	4.930	10%	4.060	15%	3.830
Cacahuete	4.250	10%	3.480	15%	3.260
<i>Paja de cereales</i>					
	4.420	10%	3.630	20%	3.160
	4.420	30%	2.700		
<i>Cascarilla de arroz</i>	4.130	10%	3.337	15%	3.150
<i>Girasol</i>					
Residuo de campo	4.060	10%	3.310	15%	3.090

Tabla 32 - PCI de diferentes tipos de biomasa [8].

Año	Escenario nuclear		Escenario no nuclear		Actualmente
	Gas natural y petróleo gen. Eléctrica (GWh)	Potencia requerida escenario nuclear (MW)	Gas natural y petróleo gen. Eléctrica (GWh)	Potencia requerida escenario no nuclear (MW)	Potencia actual instalada.
2014	3.794	632	3.794	632	2847
2017	3.383	564	3.383	564	2847
2018	3.244	541	3.244	541	2847
2019	3.102	517	3.102	517	2847
2020	2.963	494	2.963	494	2847
2021	2.821	470	2.821	470	2847
2022	2.674	446	2.674	446	2847
2023	2.528	421	2.528	421	2847
2024	2.381	397	2.381	397	2847
2025	2.068	345	11.112	1.852	2847
2026	1.750	292	10.852	1.809	2847
2027	1.433	239	10.591	1.765	2847
2028	1.111	185	10.327	1.721	2847
2029	782	130	10.058	1.676	2847
2030	452	75	9.790	1.632	2847

Tabla 33 - Comparativa de potencia de ciclo combinado necesaria.

Tecnología	Coste de inversión (M€/MWp)	Coste de operación (M€/MWp/año)
Cristalino suelo	2,3-2,7 (Módulo 1,3-1,8)	45-50
Thin film suelo	2,8-3,2 (Módulo 1,2 – 1,7)	45-50
Cristalino tejado	2,6-3,2 (Módulo 1,6-2,1)	39-43
Thin film tejado	3,1-3,7 (Módulo 1,5-2,0)	39-43

Tabla 34 - Costes de las instalaciones fotovoltaicas, sin sistemas de seguimiento [16].

Tecnología	Coste de inversión (M€/MW)	Coste de operación (M€/MW/año)	Horas netas de funcionamiento ²⁸
Torre con almacenamiento	12,2-13,3	200-240	~5.600
Torre sin almacenamiento	8,4-9,0	180-220	~2.975
Cilindro parabólico con almacenamiento	6,5-7,3	130-160	~3.600
Cilindro parabólico sin almacenamiento	4,5-5,2	100-130	~2.280
Colectores lineales de Fresnel	5,9-6,5	120-160	~2.600
Disco parabólico	12,5-14,0	100-140	Muy escasas por problemas disponibilidad

Tabla 35 - Costes de las instalaciones solares termo-eléctricas [16].

Representative Cost and Performance of Power Generation Technologies (2020 – 2025)

	Efficiency (%)	Capacity Factor (%)	Cap. Cost ¹ (2006 \$/kW)		Levelized Cost of Electricity (LCOE) ¹ (2006 \$/MWh)		CO2 Emissions (metric tons per MWh)	Sources/Assumptions
			TCR	All-in	TCR	All-in		
Supercritical Pulverized Coal (SCPC) w/ CO ₂ capture	27	80	3470	3820	93	99	0.124	<ul style="list-style-type: none"> Plant size range = 600-800 MWe. Data represent averages for bituminous and sub-bituminous coals Fuel cost = \$1.6 MBtu. Assumed 90% CO₂ removal will require technology advances over current state of the art. All efficiencies are higher heating value (HHV).
Supercritical Pulverized Coal (SCPC) w/ CO ₂ capture; with cost and performance improvements	33	80	2780	3060	76	80	0.099	
Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) w/ CO ₂ capture	31	80	3420	3780	91	97	0.109	
Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) w/ CO ₂ capture; with cost and performance improvements	34	80	2810	3100	77	82	0.089	
			TCR Capital Cost ¹ (2006 \$/kW)		TCR COE ¹ (2006 \$/MWh)		<ul style="list-style-type: none"> For non-coal technologies, COE values based on most comprehensive TCR values available. 	
NGCC (@ \$6/MM Btu)	51	80	660		53		0.35	<ul style="list-style-type: none"> Plant size = 600 MW NGCC unit based on GE 7H machine or equivalent by other vendors. Capacity factor represents technology capability. All efficiencies are higher heating value (HHV).
NGCC (@ \$8/MM Btu)								
Nuclear	33	90	3500		64		None	<ul style="list-style-type: none"> Plant size = 1400 MW EPRi TAG sensitivity studies of all-in costs. Values shown are averages of high and low ends of data range.
Wind	N/A	42	1750		75		None	<ul style="list-style-type: none"> Plant size = 100 MW Based on COE corresponding to 40% capacity factor, consistent with anticipated fleet average.
Biomass CFB	28	85	3500		90		0.10	<ul style="list-style-type: none"> Plant size = 80 MW Assumes 18% improvement in cost associated with lower fuel cost. Net emissions of 0.1 metric tons per MWh are assumed to result from incomplete closure of fuel cycle. Efficiency is higher heating value (HHV).
Solar Thermal Trough	11% (solar to electric)	34	3150		190 average		None	<ul style="list-style-type: none"> Plant size = 100 MW TAG RE average over wide range of efficiencies and capacity factors.

Footnotes

1. Levelized cost of electricity (LCOE) values include estimated capital costs, fuel costs, and variable and fixed operations & maintenance (O&M) costs. Estimated Total Capital Requirement (TCR) includes overnight capital costs and owner's costs (e.g. interest during construction). Estimated "All-in" costs are based on overnight capital costs + estimated project/site-specific costs, and owner's costs (e.g. interest during construction). Capital costs based on data compiled by EPRi CoalFleet for Tomorrow, Technology Assessment Guide (TAG) research programs.

October 7 2007

2

EPRi Energy Technology Assessment Center

Tabla 36 - Tabla orientativa de costes [18].

Año	Escenario nuclear		Escenario no nuclear	
	Gas natural y petróleo gen. Electrica (GWh)	Costes de O&M escenario nuclear (Mill €)	Gas natural y petróleo gen. Electrica (GWh)	Costes de O&M escenario no nuclear (Mill €)
2014	3.794	247	3.794	247
2017	3.383	220	3.383	220
2018	3.244	211	3.244	211
2019	3.102	202	3.102	202
2020	2.963	193	2.963	193
2021	2.821	183	2.821	183
2022	2.674	174	2.674	174
2023	2.528	164	2.528	164
2024	2.381	155	2.381	155
2025	2.068	134	11.112	722
2026	1.750	114	10.852	705
2027	1.433	93	10.591	688
2028	1.111	72	10.327	671
2029	782	51	10.058	654
2030	452	29	9.790	636

Tabla 37 - Costes de O&M de los escenarios respecto del ciclo combinado.

Año	Escenario nuclear		Escenario no nuclear	
	Nuclear gen. Electrica (GWh)	Costes de O&M escenario nuclear(€)	Nuclear gen. Electrica (GWh)	Costes de O&M escenario no nuclear(€)
2014	10.046	584	10.046	584
2017	10.046	584	10.046	584
2018	10.046	584	10.046	584
2019	10.046	584	10.046	584
2020	10.046	584	10.046	584
2021	10.046	584	10.046	584
2022	10.046	584	10.046	584
2023	10.046	584	10.046	584
2024	10.046	584	10.046	584
2025	10.046	584	0	0
2026	10.046	584	0	0
2027	10.046	584	0	0
2028	10.046	584	0	0
2029	10.046	584	0	0
2030	10.046	584	0	0

Tabla 38 - Costes de O&M de la central nuclear.

ESCENARIO SOSTENIBLE NUCLEAR				
Año	Costes de petróleo (Mill de €)	Costes de gas natural (Mill de €)	Costes nuclear (Mill de €)	Costes anuales escenario nuclear (Mill de €)
2014	1112	1550	134	2796
2017	1081	1489	134	2705
2018	1071	1468	134	2673
2019	1061	1446	134	2641
2020	1050	1424	134	2608
2021	1040	1401	134	2575
2022	1029	1378	134	2542
2023	1019	1354	134	2507
2024	1008	1330	134	2472
2025	997	1282	134	2414
2026	986	1233	134	2354
2027	975	1183	134	2293
2028	964	1133	134	2231
2029	953	1081	134	2168
2030	942	1028	134	2104

Tabla 39 - Costes de materias primas escenario sostenible nuclear.

ESCENARIO SOSTENIBLE NO NUCLEAR				
año	costes de petróleo (Mill de €)	Costes de gas natural (Mill de €)	Costes nuclear (Mill de €)	Costes anuales escenario no nuclear (Mill de €)
2014	1112	1550	134	2796
2017	1081	1489	134	2705
2018	1071	1468	134	2673
2019	1061	1446	134	2641
2020	1050	1424	134	2608
2021	1040	1401	134	2575
2022	1029	1378	134	2542
2023	1019	1354	134	2507
2024	1008	1330	134	2472
2025	1074	2430	0	3504
2026	1063	2388	0	3452
2027	1053	2346	0	3399
2028	1042	2303	0	3345
2029	1032	2259	0	3290
2030	1021	2214	0	3235

Tabla 40 - Costes de materias primas escenario sostenible no nuclear.

	Toneladas de CO ₂ asignadas	Toneladas de CO ₂ emitidas
2013	7.623.460	8.053.022
2014	7.120.724	8.475.933
2015	6.982.034	9.061.736
2016	6.842.775	9.030.508
2017		
2018		
2019		
2020		

Tabla 41 - Emisiones asignadas y emitidas en la CV [23].

Emisiones de CO ₂ (t)				
Sector	Años			
	2013	2014	2015	2016
Combustión	314.282	288.985	217.646	202.154
Generación eléctrica	1.527.002	1.555.961	1.899.645	1.868.024
Cerámico	2.386.449	2.427.658	2.530.916	2.720.473
Cal	57.968	55.940	47.677	50.124
Fritas cerámicas	1.574.885	1.940.465	2.213.348	2.036.146
Clinker	379.083	381.697	370.130	368.004
Papel y Cartón	91.639	86.991	57.896	52.710
Refinería	1.188.203	1.184.601	1.176.916	1.165.464
Tejas y ladrillos	116.125	122.472	128.914	136.859
Vidrio	90.921	98.905	111.130	110.949
Aluminio Secundario	15.274	15.834	16.476	17.656
Producción y transformación de metales féreos	76.034	71.802	71.519	78.127
Química orgánica	189.042	174.976	175.697	175.610
Producción de ácido nítrico	46.115	69.646	43.826	48.208

Tabla 42 - Emisiones en diferentes sectores [23].

Año	Ton de CO ₂ asignadas	32% de emisiones de CO ₂ asignadas referente a gen. Eléctrica	Emisiones escenario sostenible nuclear	Sobrecoste escenario sostenible nuclear (€)	Emisiones escenario sostenible no nuclear	Sobrecoste escenario sostenible no nuclear (€)
2014	7.623.460	2.439.507	2.177.900	0	2.177.900	0
2017	6.702.775	2.144.888	1.946.135	0	1.946.135	0
2018	6.562.775	2.100.088	1.867.672	0	1.867.672	0
2019	6.422.775	2.055.288	1.788.546	0	1.788.546	0
2020	6.282.775	2.010.488	1.708.720	0	1.708.720	0
2021	6.142.775	1.965.688	1.628.158	0	1.628.158	0
2022	6.002.775	1.920.888	1.546.822	0	1.546.822	0
2023	5.862.775	1.876.088	1.464.673	0	1.464.673	0
2024	5.722.775	1.831.288	1.381.674	0	1.381.674	0
2025	5.582.775	1.786.488	1.205.461	0	6.486.981	470.049.344
2026	5.442.775	1.741.688	1.027.169	0	6.341.546	459.985.811
2027	5.302.775	1.696.888	846.713	0	6.194.783	449.789.514
2028	5.162.775	1.652.088	664.004	0	6.046.617	439.452.935
2029	5.022.775	1.607.288	478.957	0	5.896.972	428.968.421
2030	4.882.775	1.562.488	291.481	0	5.745.770	418.328.186

Tabla 43 - Tabla de costes de emisiones de CO₂ escenarios sostenibles.

Año	Ton de CO2 asignadas	32% de emisiones de CO2 asignadas referente a gen. Eléctrica	Emisiones escenario BAU nuclear (kton)	Sobrecoste escenario BAU nuclear (Mill de €)	Emisiones escenario BAU no nuclear (kton)	Sobrecoste escenario BAU no nuclear (Mill de €)
2014	7.623.460	2.439.507	2.177.900	0	2.177.900	0
2017	6.702.775	2.144.888	2.210.828	7	2.210.828	7
2018	6.562.775	2.100.088	2.222.452	12	2.222.452	12
2019	6.422.775	2.055.288	2.234.406	18	2.234.406	18
2020	6.282.775	2.010.488	2.246.695	24	2.246.695	24
2021	6.142.775	1.965.688	2.259.324	29	2.259.324	29
2022	6.002.775	1.920.888	2.272.296	35	2.272.296	35
2023	5.862.775	1.876.088	2.285.615	41	2.285.615	41
2024	5.722.775	1.831.288	2.299.288	47	2.299.288	47
2025	5.582.775	1.786.488	2.313.317	53	7.594.837	581
2026	5.442.775	1.741.688	2.327.709	59	7.609.229	587
2027	5.302.775	1.696.888	2.342.467	65	7.623.987	593
2028	5.162.775	1.652.088	2.357.596	71	7.639.116	599
2029	5.022.775	1.607.288	2.373.102	77	7.654.622	605
2030	4.882.775	1.562.488	2.388.990	83	7.670.510	611

Tabla 44 - Comparativa de emisiones de CO₂ en BAU con emisiones asignadas.